internetowy
# KWARTALNIK ANTYMONOPOLOWY I REGULACYJNY
5(8)
2019
SERIA REGULACYJNA

- W poszukiwaniu optymalnego prawodawcy. Dylematy regulacji i deregulacji z perspektywy ekonomicznej analizy prawa
- Poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozwój energetyki regionalnej
- „Usługa" na infrastrukturalnych rynkach paliw i energii w świetle swobody przedsiębiorczości i swobody usług
- Wpływ wejścia w życie MiFID II na ryzyko funkcjonowania spółek energetycznych w Polsce
- Umowa o przyłączenie do sieci ciepłowniczej w świetle prawa ochrony konkurencji i konsumentów
- Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych jako element prawidłowości rynku moc
- Obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych w zakresie rozwoju infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego
- Nowe instrumenty wsparcia wytwarzania energii elektrycznej oparte na stałej cenie zakupu – zagadnienia wybrane
- Ustawa o kontroli niektórych inwestycji jako mechanizm zapewniający bezpieczeństwo energetyczne
- RODO a proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i nieprawidłowości z nim związane

ISSN 2299-5749

CARS
Centre for Antitrust and Regulatory Studies
Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych

UNIWERSYTET WARSZAWSKI
WYDZIAŁ ZARZĄDZANIA

internetowy
KWARTALNIK ANTYMONOPOLOWY I REGULACYJNY

5(8)

2019

107. publikacja Programu Wydawniczego CARS

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

Redaktor statystyczny: prof. dr hab. Jerzy Wierzbiński

Redaktor językowy: Anita Sosnowska

Projekt okładki: Darek Kondefer

ISSN: 2299-5749

Licencja: Creative Commons 3.0 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: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego;
PL – 02-678 Warszawa, ul. Szturmowa 3; tel. (+48-22) 55-34-164; www.wz.uw.edu.pl
e-mail: jjagodzinski@mail.wz.uw.edu.pl

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

CARS
Centre for Antitrust and Regulatory Studies
Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych

UNIWERSYTET WARSZAWSKI · WYDZIAŁ ZARZĄDZANIA ·

Rada Naukowa

Prof. dr hab. **Andrzej Wróbel** (kierownik Zakładu Prawa Europejskiego INP PAN; sędzia Sądu Najwyższego) – przewodniczący.

Prof. UW dr hab. **Zbigniew Hockuba** (Katedra Ekonomii Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – wiceprzewodniczący.

Prof. dr hab. **Cezary Kosikowski** (kierownik Katedry Prawa Finansów Publicznych w Europejskiej Wyższej Szkole Prawa i Administracji w Warszawie) – wiceprzewodniczący.

Dr hab. **Cezary Banasiński** (Zakład Administracyjnego Prawa Gospodarczego i Bankowego Instytutu Nauk Prawno-Administracyjnych Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego) – członek.

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

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

Prof. dr hab. **Marian Gorynia** (Rektor Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu) – członek.

Prof. dr hab. **Jan Grabowski** (kierownik Katedry Administracji WNSiA Wyższej Szkoły Menedżerskiej w Warszawie) – członek.

Prof. dr hab. **Hanna Gronkiewicz-Waltz** (kierownik Zakładu Administracyjnego Prawa Gospodarczego i Bankowego Instytutu Nauk Prawno-Administracyjnych Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego; prezydent Warszawy) – członek.

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

Prof. dr hab. **Marian Kępiński** (kierownik Katedry Prawa Europejskiego Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Adama Mickiewicza) – członek.

Prof. dr hab. **Leon Kieres** (kierownik Zakładu Prawa Administracyjnego Gospodarczego Wydziału Prawa, Administracji i Ekonomii Uniwersytetu Wrocławskiego; sędzia Trybunału Konstytucyjnego) – członek.

Prof. dr hab. **Bożena Klimczak** (emerytowany pracownik Katedry Mikroekonomii i Ekonomii Instytucjonalnej Instytutu Ekonomii Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu) – członek.

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

Prof. dr hab. **Małgorzata Król-Bogomilska** (kierownik Katedry Prawa Karnego w Instytucie Prawa Karnego WPiA UW) – członek.

Prof. dr hab. **Maria Królikowska-Olczak** (kierownik Katedry Europejskiego Prawa Gospodarczego Wydziału Prawa i Administracji UŁ) – członek.

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

Prof. SGH dr hab. **Anna Mokrysz-Olszyńska** (kierownik Zakładu Prawa Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Katedrze Prawa Międzynarodowego Kolegium Gospodarki Światowej SGH) – członek.

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

Prof. dr hab. **Adam Noga** (kierownik Katedry Ekonomii Akademii Leona Koźmińskiego) – członek.

Prof. ALK dr hab. **Bartłomiej Nowak** (Katedra Prawa Międzynarodowego i Prawa UE Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie) – członek.

Prof. dr hab. **Bożena Popowska** (kierownik Katedry Publicznego Prawa Gospodarczego Wydziału Prawa i Administracji UAM; sędzia NSA w stanie spoczynku) – członek.

Prof. UG dr hab. **Andrzej Powałowski** (kierownik Zakładu Prawa Gospodarczego Publicznego w Katedrze Prawa Gospodarczego Publicznego i Ochrony Środowiska Wydziału Prawa i Administracji UG) – członek.

Prof. UŁ dr hab. **Maciej Rogalski** (kierownik Katedry Prawa Administracyjnego WPiA Uczelni Łazarskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Tadeusz Skoczny** (dyrektor CARS i kierownik Samodzielnego Zakładu Europejskiego Prawa Gospodarczego Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Kazimierz Strzyczkowski** (kierownik Katedry Prawa Gospodarczego WPiA Uczelni Łazarskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Andrzej T. Szablewski** (kierownik Zakładu Ekonomii w Instytucie Nauk Społecznych i Zarządzania Technologiami Politechniki Łódzkiej oraz zastępca dyrektora Instytutu Nauk Ekonomicznych PAN) – członek.

Prof. dr hab. **Włodzimierz Szpringer** (Katedra Prawa Administracyjnego i Finansowego Przedsiębiorstw w Szkole Głównej Handlowej oraz Zakład Publicznego Prawa Gospodarczego Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – członek.

Prof. dr hab. **Jerzy Wilkin** (kierownik Zakładu Integracji Europejskiej IRWiR PAN) – członek.

Prof. dr hab. **Jerzy Żyżyński** (kierownik Zakładu Gospodarki Publicznej w Katedrze Gospodarki Narodowej Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego; poseł na Sejm RP) – członek.

Kolegium Redakcyjne

Prof. UwB dr hab. **Anna Piszcz** (p.o. kierownika Katedry Prawa Gospodarczego Publicznego Wydziału Prawa Uniwersytetu w Białymstoku) – redaktor naczelna, redaktor tematyczna ds. prawa ochrony konkurencji zagranicą i redaktor prowadząca jednego zeszytu „Serii Antymonopolowej"; e-mail: piszcz@uwb.edu.pl.

Prof. dr hab. **Tadeusz Skoczny** (Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – p.o. redakora naczelnego; e-mail: skoczny@wz.uw.edu.pl.

Dr hab. **Anna Fornalczyk** (partner firmy COMPER Fornalczyk i Wspólnicy Sp.j.) – zastępca redaktora naczelnego i nadzór nad publikacjami z ekonomii konkurencji i regulacji oraz redaktor tematyczna ds. pomocy publicznej; e-mail: afornalczyk@comper.com.pl.

Prof. dr hab. **Stanisław Piątek** (kierownik Katedry Prawnych Problemów Administracji i Zarządzania Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – zastępca redaktora naczelnego, nadzór nad „Serią Regulacyjną", redaktor tematyczny ds. regulacji w dziedzinie łączności i mediów oraz redaktor prowadzący jednego zeszytu „Serii Regulacyjnej"; e-mail: piatek@wz.uw.edu.pl.

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

Prof. UW dr hab. **Cezary Banasiński** (profesor w Zakładzie Porównawczego Prawa Administracyjnego i Prawa Publicznej Działalności Gospodarczej w Instytucie Nauk Prawnoadministracyjnych WPiA UW); e-mail: cbanasinski@instytutkonkurencji.pl

Dr hab. **Maciej Bernatt** (kierownik Samodzielnego Zakładu Europejskiego Prawa Gospodarczego Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – redaktor tematyczny ds. reguł wdrażania prawa ochrony konkurencji i redaktor jednego zeszytu „Serii Antymonopolowej"; e-mail: mbernatt@wz.uw.edu.pl.

Dr **Mateusz Chołodecki** (adiunkt w Katedrze Publicznego Prawa Gospodarczego WPiA UAM); e-mail: mateusz.cholodecki@amu.edu.pl

Dr **Marzena Czarnecka** (adiunkt w Katedrze Prawa Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach) – redaktor tematyczna ds. regulacji energetycznej i redaktor prowadząca jednego zeszytu „Serii Regulacyjnej"; e-mail: mczg@interia.pl.

Prof. WSIiZ dr hab. **Agata Jurkowska-Gomułka** (kierownik Katedry Prawa Administracyjnego na Wydziale Administracji i Nauk Społecznych Wyższej Szkoły Informatyki i Zarządzania) – redaktor tematyczna ds. porozumień ograniczających konkurencję i redaktor prowadząca jednego zeszytu „Serii Antymonopolowej"; e-mail: agathajur@o2.pl.

Prof. UŁ dr hab. **Monika Namysłowska** (kierownik Zakładu Europejskiego Prawa Prywatnego w Katedrze Europejskiego Prawa Gospodarczego WPiA UŁ) – redaktor tematyczna ds. ochrony konsumentów i redaktor prowadząca jednego zeszytu „Serii Antymonopolowej"; e-mail: mnamyslowska@wpia.uni.lodz.pl.

Magdalena Kiełkiewicz (Koordynatorka Krajowa CARS) redaktor techniczna; e-mail: m.kielkiewicz@wz.uw.edu.pl; tel. stacj. (22) 55 34 126.

Spis treści

Regulacja i bezpieczeństwo w energetyce (od redaktorów prowadzących) 6

Nagroda Naukowa CARS 2019 (regulacyjna) dla dr hab. Marzeny Czarneckiej 9

Artykuły

Mariusz J. Golecki, **W poszukiwaniu optymalnego prawodawcy. Dylematy regulacji i deregulacji z perspektywy ekonomicznej analizy prawa** 11

Rafał Dzikowski, Władysław Mielczarski, **Poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozwój energetyki regionalnej** 23

Zdzisław Muras, **„Usługa" na infrastrukturalnych rynkach paliw i energii w świetle swobody przedsiębiorczości i swobody usług** 33

Paweł Hawranek, Dariusz Michalski, Daniel Borkowski, **Wpływ wejścia w życie MiFID II na ryzyko funkcjonowania spółek energetycznych w Polsce** 52

Jarosław Sroczyński, Agnieszka Staszek, **Umowa o przyłączenie do sieci ciepłowniczej w świetle prawa ochrony konkurencji i konsumentów** 72

Marcin Kraśniewski, **Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych jako element prawidłowości rynku mocy** 82

Jarosław Greser, **Obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych w zakresie rozwoju infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego** 95

Marcin Trupkiewicz, **Nowe instrumenty wsparcia wytwarzania energii elektrycznej oparte na stałej cenie zakupu – zagadnienia wybrane** 105

Michał Bałdowski, **Ustawa o kontroli niektórych inwestycji jako mechanizm zapewniający bezpieczeństwo energetyczne** 121

Paweł K. Domagała, **RODO a proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i nieprawidłowości z nim związane** 135

Przegląd prawa i orzecznictwa

Ignacio Herrera-Anchustegui, Marcin Kraśniewski, **Wyłączenia stosowania dyrektywy w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych – przegląd prawa i orzecznictwa unijnego w zarysie** 149

Z warsztatów studenckich

Wiktoria Pogorzała, Michał Pytkowski, **Decyzja o wstrzymaniu użytkowania dużego obiektu energetycznego spalania – ważenie interesu publicznego i prywatnego** . . 158

Mateusz Czuba, Michał Wielec, **Opodatkowanie elektrowni wiatrowych w Polsce – wybrane aspekty** 169

Maciej Groblewski, Michał Pater, **Status prawny hulajnóg elektrycznych i ich użytkowników – projektowane rozwiązania i wzorce zagraniczne**. 180

Sprawozdania

Międzynarodowa Konferencja Naukowa pn. „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym", Łódź, 23–24 maja 2019 r. (Maciej Groblewski, Michał Pater, Wiktoria Pogorzała, Michał Pytkowski, Michał Wielec) 193

Contents, Summaries and Key Words 214

Regulacja i bezpieczeństwo w energetyce

(od redaktorów prowadzących)

Oddajemy do rąk Państwa nowy numer iKAR-a poświęcony zagadnieniom regulacji i bezpieczeństwa na rynku energetycznym. Podobnie jak w poprzednim roku, bezpośrednim asumptem do wydania tego numer były referaty wygłoszone przez prelegentów podczas Międzynarodowej Konferencji Naukowej pn. „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym", która odbyła się na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego w dniach 23–24 maja 2019 roku. Wydarzenie stanowi swoiste *novum* w kalendarzu konferencji akademickich. Tegoroczna edycja była debatą przedstawicieli ośrodków akademickich i instytucji międzynarodowych z siedmiu państw europejskich. Zawartość tego zeszytu nie ogranicza się jednak do tematów zaprezentowanych podczas konferencji, ale obejmuje najważniejsze i najnowsze zagadnienia z szeroko rozumianej regulacji i bezpieczeństwa w sektorze energetycznym. Zagadnienia stanowiące myśl przewodnią całego numeru zostały omówione w ujęciu nie tylko prawnym, lecz także ekonomicznym.

Swoistym wprowadzeniem do problematyki regulacji na rynku energetycznym jest artykuł przygotowany przez Mariusza Goleckiego pt. *W poszukiwaniu optymalnego prawodawcy. Dylematy regulacji i deregulacji z perspektywy ekonomicznej analizy prawa*, który przedstawił różne koncepcje regulacji w ramach nurtu neoinstytucjonalnej ekonomii. Artykuł może stanowić punkt wyjścia dla zarysowania integralnego modelu regulacji i deregulacji, uwzględniającego komplementarny charakter władzy ustawodawczej, wykonawczej oraz sądowniczej.

W kolejnym artykule Rafał Dzikowski i Władysław Mielczarski przedstawili zagadnienie *Poprawy bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozwój energetyki regionalnej*. Autorzy opisali tworzenie regionalnych obszarów bilansowania, które stają się czynnym elementem działania systemu elektroenergetycznego poprawiającym znacznie bezpieczeństwo energetyczne.

W opracowaniu pt. *„Usługa" na infrastrukturalnych rynkach paliw i energii w świetle swobody przedsiębiorczości i swobody usług* Zdzisław Muras opisał pojawiające się w praktyce stosowania prawa wątpliwości związane z zakresem pojęcia „usługa" na energetycznych rynkach infrastrukturalnych w kontekście regulacji europejskich i krajowych.

Z kolei Paweł Hawranek, Dariusz Michalski i Daniel Borkowski opisali *Wpływ wejścia w życie MiFID II na ryzyko funkcjonowania spółek energetycznych w Polsce*. W artykule Autorzy przedstawili ryzyko, z którym przedsiębiorstwa energetyczne musiały się zmierzyć w związku z wejściem w życie dyrektywy MiFID II i którym powinny zarządzać począwszy od 2018 roku.

W artykule zatytułowanym *Umowa o przyłączenie do sieci ciepłowniczej w świetle prawa ochrony konkurencji i konsumentów* Jarosław Sroczyński i Agnieszka Staszek przedstawili zagadnienie zawierania umów o przyłączenie do sieci ciepłowniczej z perspektywy prawa ochrony konkurencji i konsumentów. Autorzy omówili w nim obowiązki spoczywające na przedsiębior-

stwie energetycznym, przede wszystkim obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej nowych odbiorców.

Kolejne opracowanie, pt. *Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych jako element prawidłowości rynku mocy* przygotował Marcin Kraśniewski. Autor omówił zakresy: przedmiotowy i podmiotowy wniosku, a także dokonał analizy natury prawnej „Regulaminu Rynku Mocy" oraz wskazał na teoretyczne i praktyczne aspekty wniosku z punktu widzenia przedsiębiorstwa energetycznego.

Problematyce budowy infrastruktury niezbędnej do zwiększenia liczby pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi poświęcony jest następny artykuł autorstwa Jarosława Gresera pt. *Obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych w zakresie rozwoju infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego.*

W opracowaniu pt. *Nowe instrumenty wsparcia wytwarzania energii elektrycznej oparte na stałej cenie zakupu – zagadnienia wybrane* Marcin Trupkiewicz przeanalizował dwa niezależne oraz rozłączne mechanizmy umożliwiające przekazywanie pomocy publicznej na wytwarzanie energii elektrycznej z OZE: wykorzystanie stałej ceny zakupu jako ceny gwarantowanej oraz sprzedaży energii na rynku oraz dodatkowe wyrównanie wytwórcy różnicy między średnimi cenami energii elektrycznej a poziomem stałej ceny zakupu w postaci prawa do pokrycia ujemnego salda.

Michał Bałdowski w artykule pt. *Ustawa o kontroli niektórych inwestycji jako mechanizm zapewniający bezpieczeństwo energetyczne* dokonał analizy najważniejszych instrumentów prawnych uregulowanych ustawą z dnia 24 lipca 2015 r. o kontroli niektórych inwestycji.

Przedmiotem opracowania Pawła K. Domagały pt. *RODO a proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i nieprawidłowości z nim związane* jest przedstawienie procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce oraz rozwiązań zawartych w Ogólnym Rozporządzeniu o Ochronie Danych (RODO) w kontekście zawarcia i wykonywania umowy sprzedaży energii elektrycznej i zwiększenia poziomu ochrony odbiorców energii.

Część przeznaczona na przegląd prawa i orzecznictwa zawiera opracowanie Ignacio Herrera-Anchustegui i Marcina Kraśniewskiego na temat wpływu presji konkurencji na stosowanie reguł pomocy publicznej. Autorzy dokonali przeglądu dyrektywy 2014/25 i decyzji wyłączających wybrane zamówienia sektorowe spod jej stosowania.

W części „Z warsztatów studenckich" znajdują się trzy opracowania przygotowane przez studentów Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytet Łódzkiego: Wiktorię Pogorzałę i Michała Pytkowskiego pt. *Decyzja o wstrzymaniu użytkowania dużego obiektu energetycznego spalania – ważenie interesu publicznego i prywatnego;* Mateusza Czubę i Michała Wieleca pt. *Opodatkowanie elektrowni wiatrowych w Polsce – wybrane aspekty* oraz Macieja Groblewskiego i Michała Patera pt. *Status prawny hulajnóg elektrycznych i ich użytkowników – projektowane rozwiązania i wzorce zagraniczne*.

W numerze zamieszczono również sprawozdanie z Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym" (23–24 maja 2019 r., Łódź).

Serdecznie dziękujemy wszystkim Autorom artykułów i innych materiałów zamieszczonych w numerze 5(8)/2019. 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 Państwu owocnej lektury!

Katowice–Warszawa, 1 września 2019 r.

dr Marzena Czarnecka
Katedra Prawa i Ubezpieczeń, Wydział Finansów i Ubezpieczeń
Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach
https://orcid.org/0000-0003-0565-8357

mgr Marcin Kraśniewski
Katedra Europejskiego Prawa Gospodarczego, Wydział Prawa i Administracji
Uniwersytetu Łódzkiego
https://orcid.org/0000-0002-8552-4182

Nagroda Naukowa CARS 2019 (regulacyjna) dla dr Marzeny Czarneckiej

Od 2012 roku przyznawana jest Nagroda CARS za wybitne osiągnięcia w nauce i praktyce ochrony konkurencji i regulacji sektorowej. W latach 2012–2014 była ona przyznawana tylko za osiągnięcia w zakresie ochrony konkurencji. Za osiągnięcia w zakresie regulacji sektorowej, głównie w sektorach infrastrukturalnych (transportu, energetyki, poczty i telekomunikacji), jest ona przyznawana od 2015 roku – co drugi rok naprzemiennie z nagrodą antymonopolową. „Regulamin Nagrody", „Lista bazowa" oraz „Lista Uprawnionych" są każdorazowo publikowane na stronie internetowej CARS (www.cars.wz.uw.edu.pl/Nagrody).

W latach 2012–2017 fundatorem Nagrody CARS był PKO Bank Polski.

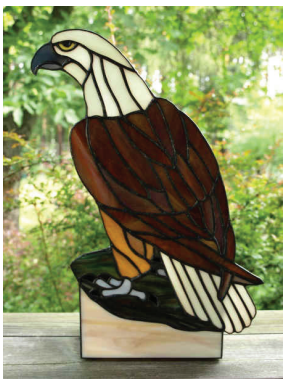
W roku 2019 została przyznana Nagroda Naukowa CARS w zakresie regulacji sektorowej (regulacyjna).

Także tegoroczny konkurs o Nagrodę Naukową CARS (regulacyjną) odbył się w drodze elektronicznego głosowania autorów prac opublikowanych w latach 2016–2018.

W świetle wyników głosowania autorów Kapituła postanowiła jednomyślnie uznać cztery prace z największą liczbą głosów za najlepsze i tym samym za „Prace nominowane do Nagrody". „Nominowani do Nagrody Naukowej CARS 2019" (regulacyjnej) zostali:

1) **dr Marzena Czarnecka** (z Katedry Prawa Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach) za pracę *Obowiązki informacyjne a zachowania konsumentów na rynku energii elektrycznej. Studium ekonomii prawa,* wyd. 1, C.H. Beck, Warszawa 2018;
2) **dr Sylwia Kaczyńska** (praktyk, do niedawna szef biura Zarządu Górnośląskiego Towarzystwa Lotniczego) za pracę pt. *Zarządzający portem lotniczym jako podmiot prawa. Wybrane zagadnienia,* C.H. Beck, Warszawa 2016;
3) **dr hab. Agnieszka Kunert-Diallo** (współpracownik PLL LOT) za pracę *Dostęp do rynku i konkurencja w transporcie lotniczym w UE i regulacjach krajowych na tle przemian globalnych,* Wolters Kluwer, Warszawa 2018;
4) **dr Ilona Przybojewska** (radca prawny w Ciołek Kancelaria) za pracę *Regulacja rynku energii elektrycznej w Polsce ex ante czy ex post,* C.H. Beck, Warszawa 2017.

Akceptując wynik konkursu, Kapituła jednomyślnie postanowiła uhonorować **„Nagrodą Naukową CARS 2019" (regulacyjną) dr Marzenę Czarnecką** – z Katedry Prawa Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach – **za monografię pt. *Obowiązki informacyjne a zachowania konsumentów na rynku energii elektrycznej. Studium ekonomii prawa,* wyd. 1, C.H. Beck, Warszawa 2018.**



Uroczyste ogłoszenie wyników konkursu o Nagrodę CARS 2019 (regulacyjną) odbyło się 24 czerwca 2019 roku w Sali Rady Wydziału Zarzadzania UW, na zakończenie konferencji naukowej CARS pt. *Europejski kodeks łączności elektronicznej – implementacja w prawie polskim*, zorganizowanej przez CARS i Centrum Badań Ekonomicznych i Prawnych Problemów Komunikacji Elektronicznej Uniwersytetu Wrocławskiego pod kierownictwem prof. dr hab. Stanisława Piątka, wicedyrektora CARS.

Statuetkę Nagrody – tzw. Wielkiego Orła – wręczył przewodniczący Kapituły prof. dr hab. Tadeusz Skoczny. W imieniu Kapituły Nagrody *laudatio* wygłosiła Prof. Anna Fornalczyk, członek kapituły Nagrody CARS, laureatka Nagrody Honorowej CARS (Wielkiej Sowy) w 2017 roku.

Prof. dr hab. Tadeusz Skoczny
Dyrektor CARS

Mariusz J. Golecki*

W poszukiwaniu optymalnego prawodawcy. Dylematy regulacji i deregulacji z perspektywy ekonomicznej analizy prawa

Spis treści

I. Zamiast wprowadzenia
II. W gąszczu teorii regulacji
III. W poszukiwaniu optymalnego prawodawcy – neoinstytucjonalna teoria optymalnej regulacji
IV. Zamiast zakończenia

Streszczenie

W niniejszym artykule przedstawione zostaną różne koncepcje regulacji, zaprezentowane w ramach nurtu neoinstytucjonalonej ekonomii. Cel artykułu stanowi próba odpowiedzi na pytanie, dlaczego oraz w jaki sposób współczesna teoria regulacji może i powinna uwzględniać charakterystykę instytucji uczestniczących w procesie tworzeniu i stosowaniu prawa. Analiza taka może stanowić punkt wyjścia dla zarysowania integralnego modelu regulacji i deregulacji, uwzględniającego komplementarny charakter władzy ustawodawczej, wykonawczej oraz sądowniczej.

Słowa kluczowe: teoria regulacji; koszty zewnętrzne; koszty transakcyjne.

JEL: K20, K23, L51

I. Zamiast wprowadzenia

Niewątpliwie zagadnienia regulacji oraz deregulacji odgrywają niezwykle istotną rolę zarówno w teorii, jak i w praktyce tworzenia oraz stosowania prawa. Współczesna teoria regulacji koncentruje się na ustaleniu przyczyn oraz optymalnego zakresu interwencji państwa w procesy wolnorynkowe. Jednocześnie podjęte w latach sześćdziesiątych XX w. badania nad funkcjonowaniem instytucji gospodarczych pozwoliły prekursorom ekonomicznej analizy prawa na przedstawienie wyjaśnień odnośnie do samej istoty procesu regulacji, jak również zależności tego procesu od pewnych istotnych czynników, takich jak poziom kosztów transakcyjnych czy też charakter zawieranych na rynku transakcji. Ponadto sformułowanych zostało szereg zaleceń dotyczących optymalnego zakresu regulacji i formy prawnej ingerencji państwa w procesy gospodarcze. W niniejszym artykule w części pierwszej przedstawione zostaną trzy konkurujące ze sobą koncepcje regulacji, w części drugiej zaś – próba odpowiedzi na pytania, dlaczego oraz w jaki sposób współczesna

* Doktor habilitowany nauk prawnych, profesor nadzwyczajny w Katedrze Teorii i Filozofii Prawa na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego. E-mail: mgolecki@wpia.uni.lodz.pl; https://orcid.org/0000-0003-1394-0096.

teoria regulacji może i powinna uwzględniać charakterystykę instytucji uczestniczących w tym procesie. Próba ta umożliwi zarysowanie integralnego modelu regulacji i deregulacji, uwzględniającego komplementarny charakter władzy ustawodawczej, wykonawczej oraz sądowniczej.

II. W gąszczu teorii regulacji

Za punkt wyjścia dla przedstawienia neoinstytucjonalnej teorii deregulacji przyjąć można próbę jej usytuowania w szerszym kontekście, gdzie rywalizują ze sobą różne ujęcia istoty regulacji. Zasadniczo wyróżnić można trzy konkurencyjne teorie regulacji (Golecki, 2011). Po pierwsze, zgodnie z założeniami ekonomii neoklasycznej regulacja może być postrzegana jako konieczna interwencja państwa polegająca na zapobieganiu ułomnościom rynku. Zwolennicy tego stanowiska nawiązują do koncesji zawodności rynku, zbadanej w latach dwudziestych i trzydziestych XX w. przez jednego z reprezentantów teorii ekonomii dobrobytu, Arthura Cecila Pigou, który jako pierwszy postawił tezę, że regulacja stanowi antidotum w stosunku do zawodności rynku (Pigou, 1962). Motywacje i struktura instytucjonalna regulatora nie odgrywają istotnej roli, a prawo ma charakter egzogeniczny, gdyż zgodnie z założeniami ekonomii neoklasycznej prawo jest zupełne, a jego tworzenie i stosowanie nie wiąże się z ponoszeniem istotnych kosztów. Zgodnie z założeniami klasycznej teorii kosztów zewnętrznych w formie przedstawionej przez A.C. Pigou, w przypadku gdy istnieje rozbieżność pomiędzy krańcowym produktem społecznym a krańcowym produktem prywatnym, nastawione na realizację własnych egoistycznych celów działanie podmiotów gospodarczych nie jest w stanie zwiększyć dobrobytu społecznego. W takiej sytuacji system rynkowy zawodzi, a co za tym idzie jego funkcjonowanie powinno być wsparte interwencją państwa. Taki stan występuje w szczególności, gdy producent dostarcza dóbr lub usług konsumentowi, który uiszcza odpowiednią cenę, a jednocześnie pewne skutki działalności producenta dotykają podmiotów niezaangażowanych w tego typu transakcje, czyli osób trzecich. Skutki te mogą być pozytywne bądź negatywne (Dasgupta i Pearce, 1972). W pierwszym przypadku mamy do czynienia z korzyściami zewnętrznymi, które nie znajdują pokrycia w cenie, osoba trzecia nie jest bowiem stroną transakcji. Przypadek drugi dotyczy z kolei kosztów ponoszonych przez osobę trzecią, które nie są w żaden sposób kompensowane przez producenta. W odniesieniu do rozważanego problemu Pigou stawia zatem dwie tezy, jedna z nich ma charakter opisowy, druga zaś – normatywny (Pigou, 1962). Po pierwsze, wszelkie występowanie zarówno pozytywnych, jak i negatywnych skutków działalności gospodarczej dotyczących osób trzecich stanowi typowy przypadek zawodności rynku. W omawianych przypadkach rozwiązania oparte na założeniu o prawidłowym funkcjonowaniu rynku nie będą skuteczne, a wyniki działania niewidzialnej ręki rynku po prostu nie mogą być satysfakcjonujące. Po drugie, wadliwość rynku może zostać zatem usunięta tylko w wyniku zewnętrznej interwencji państwa. Po trzecie, w przypadku wystąpienia efektów zewnętrznych istnieje swoiste domniemanie na rzecz takiej interwencji. Stwierdzenie to ma charakter normatywny, wskazując na możliwy sposób przezwyciężenia problemu rozbieżności pomiędzy krańcowym produktem społecznym i prywatnym. Jako typowe środki służące realizacji tego zadania Pigou wymienia podatki, subsydia oraz regulację działalności gospodarczej w wybranych obszarach (Golecki, 2011). Pigou oraz większość ekonomistów zdaje się twierdzić, że problem ten można rozwiązać jedynie poprzez opodatkowanie działalności stanowiącej przyczynę występowania szkodliwych efektów (Pigou, 1962). Proponowane rozwiązanie problemu

kosztów zewnętrznych opiera się zatem na założeniu, zgodnie z którym zwiększenie produkcji przez A, stanowiące przyczynę wystąpienia kosztów zewnętrznych w postaci szkody wyrządzonej podmiotowi B, powyżej wartości optymalnej O byłoby obciążone podatkiem, którego wartość odpowiadałaby krańcowej wartości szkody ponoszonej przez B, wynikającej ze zwiększenia produkcji A o daną jednostkę. Wprowadzenie podatku miałoby ten skutek, że eliminowałoby krańcowy zysk wynikający ze wzrostu produkcji powyżej poziomu O ograniczając tym samym rozmiar szkód poprzez zmuszenie podmiotu A do uwzględnienia kosztów zewnętrznych, których wysokość byłaby równa wysokości płaconego przez A podatku. Poziom produkcji odpowiadałby punktowi przecięcia krzywej kosztów krańcowych z krzywą krańcowego zysku. Istotnym problemem, jaki wyłania się w związku z przyjęciem tej metody internalizacji kosztów zewnętrznych, pozostaje jednak konieczność wyznaczenia przez regulatora czy też prawodawcę optymalnego poziomu produkcji. Tymczasem zazwyczaj nie dysponuje on wiedzą pozwalającą na ustalenie wysokości produkcji na optymalnym poziomie (Boettke, 1998). Ponadto pozyskanie takiej wiedzy wiąże się z koniecznością poniesienia znacznych kosztów. Na ten właśnie problem zwrócił uwagę Ronald H. Coase w swych wcześniejszych pracach dotyczących problematyki dokonywanego przez organy administracji wyznaczania ceny oraz szacowania krańcowego kosztu produkcji przy malejącym koszcie przeciętnym (Coase, 1946; 1947; 1959; 1966). Przy założeniu, zgodnie z którym optymalny poziom produkcji może zostać osiągnięty tylko w przypadku, gdy cena produktu bądź usługi odpowiada krańcowemu kosztowi jego wytworzenia, ustalenie takiego właśnie poziomu cen w przypadku gdy koszt krańcowy, a tym samym odpowiadająca mu cena za jednostkę produktu jest niższa od przeciętnego kosztu produkcji, prowadziłoby do sytuacji, w której przedsiębiorstwo ponosi straty. Zjawisko takie występuje w przypadku monopoli naturalnych oraz przedsiębiorstw użyteczności publicznej (Coase, 1959; 1966).

Typowe rozwiązanie tego problemu polega na przyznaniu przedsiębiorstwu subwencji pozwalającej na kontynuowanie działalności. Coase zwraca jednak uwagę na to, że nie musi być ono optymalne. W rzeczywistości bowiem popyt na dane dobro lub usługę może być inny od zakładanego przez organ administracji i w efekcie prowadzi to jedynie do redystrybucji środków. Coase podkreśla, że w sytuacji gdy mechanizm rynkowy nie funkcjonuje, ustalenie poziomu ceny opiera się jedynie na zakładanych, nie zaś faktycznych wartościach (Coase, 1959). Tego typu decyzje, zastępujące w rzeczywistości funkcjonowanie systemu rynkowego, stanowią jego zdaniem przejaw „książkowej ekonomii" (Coase, 1966). Należy, stwierdza brytyjski ekonomista, wziąć pod uwagę ograniczenia posiadanej przez regulatora wiedzy na temat zachowania potencjalnych konsumentów, co jednak może okazać się bardzo kosztowne. Ostatecznie Coase stawia tezę, zgodnie z którą w sytuacji, gdyby organy państwa mogły trafnie szacować wysokość cen określonych produktów, system rynkowy byłby zbędny (Coase, 1966; 1988). Istnieje bowiem nieuchwytna dla zwolenników wyceny w oparciu o koszt krańcowy, a posiadająca jednak zasadnicze znaczenie, różnica pomiędzy rzeczywistymi preferencjami konsumentów i ich gotowością do nabycia danego dobra po określonej cenie odpowiadającej całkowitym kosztom ich wytworzenia a przewidywanym popytem na dane dobro oferowane po cenie zaniżonej w wyniku uruchomienia mechanizmu subsydiowania produkcji. Jest oczywiste, stwierdza Coase, że konsumenci będą w tym drugim przypadku zgłaszali większe od rzeczywistego zapotrzebowanie na dane dobro (Coase, 1966). Jedynie mechanizm rynkowy pozwala na wyznaczenie ceny produktu na poziomie

odpowiadającym wartości zużytych do jego wyprodukowania zasobów (Coase, 1988). Powyższe uwagi dotyczące mechanizmu subsydiowania w sposób analogiczny odnoszą się także do ustalenia optymalnego poziomu produkcji, niezbędnego do zastosowania instrumentów podatkowych w przypadku wystąpienia efektów zewnętrznych. Ustalenie optymalnego poziomu opodatkowania wymaga dokładnych informacji na temat kosztów produkcji (1988). Ustalenie optymalnego podatku od działalności produkcyjnej powodującej wystąpienie kosztów zewnętrznych wymaga znajomości krzywej kosztów krańcowych danego przedsiębiorstwa, co może z dużym prawdopodobieństwem prowadzić do sytuacji, w której przedsiębiorstwo przekazuje dane niezgodne ze stanem faktycznym (Coase, 1988).

W przeciwieństwie do ekonomii dobrobytu, zwolennicy ekonomii publicznego wyboru postrzegają regulację jako rezultat działalności grup interesu, które inwestują w trwałą zmianę prawa, ograniczając konkurencję i tworząc bariery, prowadzące do uzyskania pozycji monopolistycznej przez określonych producentów (Buchanan i Tullock, 1962). Regulacja stanowi w tym ujęciu rezultat poszukiwania renty (*rent seeking activity*) przez grupy interesu powiązane z określonymi producentami działającymi w sektorach stanowiących przedmiot regulacji (Golecki, 2011). Dodatkowo zwraca się uwagę na to, że tworzenie rozbudowanej administracji w postaci agencji nadzorujących określone rynki prowadzi do rozrostu biurokracji, gdyż administracja maksymalizująca własny budżet, zmuszona jest poszerzać swoją domenę. Regulacja w istocie rzeczy prowadzi zatem w sposób nieuchronny do powstawania monopoli oraz rozrostu biurokracji (Tullock, 1967).

Jak zauważa R. Posner, dodatkowe wyjaśnienie wzrostu zakresu regulacji wiąże się z teorią rynku wyborczego (*electoral-market theory*) sformułowaną w ramach ekonomicznej analizy prawa konstytucyjnego (Posner, 2003). Zgodnie z tą teorią politycy pełniący funkcje ustawodawcze preferują grupy interesów ponoszące najwyższy poziom długofalowych nakładów na działalność lobbingową, czyli wpływanie na kształt tworzonych przez ustawodawcę regulacji. Z drugiej strony, podstawowym czynnikiem motywującym grupy interesów do poniesienia takich nakładów jest zdolność polityków do przekonania przedstawicieli grup interesów o stosunkowo niewielkiej możliwości dokonania w krótkim czasie niekorzystnych dla danej grupy zmian legislacyjnych poprzez sygnalizowanie przywiązania do określonych rozwiązań prawnych. Rola sądownictwa staje się kluczowa w przypadku, gdy działalność sądów prowadzi do zwiększenia bezwładności legislacyjnej i zwolnienia ustawodawcy z obowiązku dokonywania koniecznych zmian, wynikających z dynamiki stosunków społecznych, ekonomicznych czy uwzględnienia postępu technicznego (Golecki, 2011). Jednocześnie niezależność władzy sądowej oraz jej odporność na wpływ grup interesów paradoksalnie gwarantuje utrwalenie wytworzonych w wyniku wprowadzenia regulacji wpływów. Większa stabilność prawa stanowionego przez ustawodawcę przekłada się na większe korzyści czerpane przez grupy polityczne. W tym kontekście rezultat działań legislacyjnych osiągany jest poprzez współzawodniczące między sobą grupy interesów, które optują za korzystnymi dla siebie fragmentami ustaw, a starają się przeciwdziałać przyjęciu ustaw dla siebie szkodliwych. W modelu stanowienia prawa przez grupy interesu przyjęte rozwiązania prawne są najkorzystniejsze dla tej grupy, która najaktywniej licytuje; często stanowią wynik wielostronnego handlu między różnymi grupami interesu albo rezultat działań zorganizowanych grup interesu wobec grup niezorganizowanych.

Optowanie grup interesu za korzystnymi dla siebie rozwiązaniami przybiera formę propozycji finansowych lub innych, mających na celu wzbogacenie danego polityka lub pomoc w jego reelekcji. Ta grupa, która jest w stanie dostarczyć największą ilość zasobów, może liczyć na przyjęcie korzystnej dla siebie legislacji. W tym kontekście widoczne jest zjawisko „poszukiwania zysku" (*rent seeking*) przez grupy interesu, które starają się wpłynąć na proces tworzenia prawa w celu zabezpieczenia dla siebie przepływów finansowych, wyższych (zysk) niż w przypadku uczestniczenia na otwartym rynku stanowienia prawa (Buchanan i Tullock, 1962).

Zgodnie z powyższą teorią partie polityczne są skłonne inwestować w przebieg procesu legislacyjnego kwoty nieprzekraczające potencjalnego zysku wynikającego z przyjęcia korzystnych dla siebie zapisów prawnych. W tym kontekście krzywa popytu zmiany prawa stanowi funkcję dwóch zmiennych: po pierwsze sumy korzyści wynikających z wprowadzenia nowych przepisów (V) oraz, po drugie, trwałości tych przepisów, zdefiniowanej jako okres, w którym dana regulacja generować będzie oczekiwane korzyści (L):

$$D = (VL),$$

gdzie:

D – oznacza popyt na konkretne normy prawne,

V – oznacza roczną wartość transferów,

L – oznacza przewidywaną trwałość normy prawnej oraz okresy, w których dokonywane będą transfery.

Popyt na konkretną normę prawną jest zatem funkcją obecnej wartości spodziewanego zysku (renty ekonomicznej), generowanej przez tę normę. Strony będą skłonne do inwestowania większych sum pieniężnych na rzecz przyjęcia takich przepisów, które będą generowały większe zyski dla nich. Podobnie strony będą skłonne do inwestowania większych sum w celu zabezpieczenia trwałości prawa (wzrostu wartości współczynnika V). Wartość współczynnika V jest także zależna od możliwości innych grup interesu, których dotyczą proponowane regulacje odnośnie do uniknięcia poniesienia kosztów prawa. Strony, a konkretnie konkurujące ze sobą grupy interesu będą zatem skłonne do inwestowania większych nakładów w celu ukształtowania treści obowiązujących norm prawnych w taki sposób, aby stosowanie nowych regulacji generowało zyski w perspektywie długoterminowej (teoria renty). Najbardziej korzystne przepisy nie wywołują bowiem skutku w perspektywie krótkoterminowej, większość regulacji przynosi zaś ograniczone korzyści w dłuższym okresie. Strony będą zatem skłonne do inwestowania większych sum pieniężnych w przypadku wzrostu wartości współczynnika L, odnoszącego się do prognozowanej długości trwania przyjętych regulacji, ponieważ regulacje zwiększają aktualną wartość korzyści z przyjętych regulacji.

W przeciwieństwie do dwóch pierwszych ujęć, podejście neoinstytucjonalne stawia w centrum zainteresowania strukturę instytucjonalną rynku. Struktura instytucjonalna rynku, a zatem to, jakie instytucje na danym rynku działają, zdaniem przedstawicieli tego nurtu zależy od wysokości kosztów transakcyjnych (Coase, 1988) bądź specyfiki określonych zasobów, którymi dysponują uczestnicy wymiany rynkowej (Williamson, 1985). Podejście to opiera się na założeniu, zgodnie z którym

samo korzystanie z rynku, podobnie jak i tworzenie oraz stosowanie prawa wiążą się również z kosztem wynikającym głównie z ograniczonego dostępu do informacji, ale także oportunistycznego zachowania kontrahentów czy kosztów ustalenia ceny w wyniku prowadzonych negocjacji (Demsetz, 1972). Jednocześnie w ujęciu tym zakłada się, iż optymalna struktura rynkowa istnieje w punkcie równowagi, gdzie krańcowe koszty i korzyści różnych rozwiązań instytucjonalnych równoważą się (Aoki, 2001). Ponadto zwraca się uwagę na koszt zarówno regulacji, jak i deregulacji, każda bowiem z tych strategii działania lub wycofywania się państwa z ingerencji w działanie rynku w sposób nieuchronny pociąga za sobą koszty związane z tworzeniem i stosowaniem prawa. Neoinstytucjonaliści podkreślają, iż koszt reformy stanowi przy tym realny koszt, podobnie jak koszt administrowania każdym systemem oraz koszt zawarcia każdej transakcji na rynku (Golecki, 2008). Stanowisko Ronalda H. Coase'a w znacznej mierze zasadza się na krytyce przyjętych na gruncie prawa amerykańskiego regulacji dotyczących nadawców radiowych, w szczególności zaś stanowiącej uzasadnienie tych rozwiązań argumentacji zaprezentowanej przez wybitnego sędziego Sądu Najwyższego Stanów Zjednoczonych w latach 1939–1962, Felixa Frankfurtera. W głośnej sprawie *National Broadcasting Co. Inc. et al. v. United States et al*. z 1943 r., dotyczącej granic przyznanych przez Kongres Federalnej Komisji Telekomunikacji kompetencji do kontroli rynku telekomunikacyjnego w Stanach Zjednoczonych, prezentował on stanowisko, zgodnie z którym w sytuacji, gdy występuje ograniczona liczba pewnych zasobów, tak jak ma to miejsce w odniesieniu do częstotliwości radiowych, których liczba jest ściśle ograniczona, jedynym możliwym rozwiązaniem pozostaje zastosowanie rozbudowanej regulacji pozwalającej na przyznanie koncesji uprawniającej do wykorzystania danej częstotliwości określonym podmiotom w drodze decyzji administracyjnej, opartej na wskazanych przez ustawodawcę przesłankach. Zdaniem sędziego Frankfurtera ustawa o prawie telekomunikacyjnym z 1934 r. (*Communications Act of 1934*) przewidywała przyznanie FCC szerokich uprawnień, nieograniczających się jedynie do nadzoru nad technicznymi aspektami działalności nadawców, ale zawierających w sobie kompetencję do takiego ukształtowania rynku medialnego, które odpowiadałoby zawartemu w Sekcji 303(g) ustawy kryterium interesu publicznego, rozumianego, zdaniem Sądu, jako dążenie do zapewnienia efektywnego wykorzystania istniejących częstotliwości radiowych. Warto zauważyć, że sędzia Frankfurter także w późniejszym okresie w kilku opiniach zwracał uwagę na konieczność ograniczenia polityki deregulacyjnej w sferze telekomunikacji, powołując się na argument, że zbyt abstrakcyjne rozumienie rynku oraz doskonałej konkurencji, właściwe ujęciom ekonomicznym, nie pozwala na prowadzenie spójnej i realistycznej polityki deregulacyjnej (Coase, 1959).

Krytyka stanowiska sędziego F. Frankfurtera stanowiła dla Coase'a punkt wyjścia do przedstawienia całkowicie odmiennego podejścia do regulacji działalności nadawców radiowych, a ostatecznie także do zarysowania relacji istniejących pomiędzy strukturą instytucjonalną rynku a funkcją prawa. Coase zakwestionował, stanowiące punkt wyjścia przyjętego przez Sąd Najwyższy w sprawie *National Broadcasting Co. Inc. et al. v. United States et al*., rozstrzygnięcia założenie Frankfurtera, zgodnie z którym w sytuacji gdy występuje ograniczona liczba zasobów, jak miało to miejsce w przypadku częstotliwości radiowych, jedynym możliwym do przyjęcia rozwiązaniem pozostaje zastosowanie bezpośredniej regulacji rynku, polegającej na przyznawaniu przez organ administracji koncesji uprawniającej do prowadzenia działalności przez nadawców. Posługując się argumentem *ad absurdum*, brytyjski ekonomista zwrócił uwagę na fakt, że konsekwentne

zastosowanie rozwiązania proponowanego przez F. Frankfurtera prowadziłoby do całkowitego zastąpienia wolnego rynku przez alokację zasobów opartą na decyzjach administracyjnych. Kwestia ta nie dotyczy bowiem jedynie działalności nadawców radiowych. Prawdą jest, jak stwierdza Coase, że częstotliwość radiowa stanowi rzadki zasób. Jednocześnie należy jednak pamiętać, że wszelkie problemy dotyczące podejmowania decyzji ekonomicznych mających za przedmiot alokację zasobów mają znaczenie jedynie w sytuacji, gdy dostępność zasobów jest ograniczona. Co więcej, w przypadku braku takich ograniczeń problem ekonomiczny z istoty rzeczy nie istnieje. Podstawową metodą służącą rozwiązywaniu problemu szczupłości zasobów pozostaje alokacja dokonywana na wolnym, konkurencyjnym rynku. Tylko ona gwarantuje osiągnięcie optymalnej produkcji w ramach danej gospodarki. W normalnym stanie, zauważa Coase, alokacja powinna być zatem dokonywana przy zastosowaniu mechanizmów wolnego rynku, nie zaś decyzji administracyjnych. Przyjęte przez sędziego Frankfurtera, a wspierane przez niektórych ekonomistów, takich jak Ch.A. Siepmann, stanowisko, zgodnie z którym konkurencja w odniesieniu do działalności nadawców radiowych przyniesie szkody, pozostaje zdaniem Coase'a całkowicie błędne, a nawet niebezpieczne (Golecki, 2011). Nie oznacza to jednak, że regulacja dokonywana za pomocą norm prawnych nie powinna odgrywać istotnej roli w odniesieniu do ukształtowania rynku nadawców radiowych. Coase stwierdza, że jest wręcz przeciwnie (Coase, 1959; 1988). Problemy dotyczące rynku nadawców wynikają nie tyle z przecenienia, ile z niedoceniania roli prawa w kształtowaniu właściwej struktury rynku. W tym miejscu Coase przechodzi do przedstawienia istoty problemu związanego z niewłaściwym funkcjonowaniem rynku nadawców radiowych, którego należy upatrywać nie tyle w szkodliwych skutkach niczym nieskrępowanej konkurencji pomiędzy nadawcami, ale raczej w postaci braku delimitacji praw własności w rozumieniu ekonomicznym. Możliwe jest zatem kontrolowanie efektów zewnętrznych czy też, posługując się terminologią Coase'a, szkodliwych skutków działalności gospodarczej przy zastosowaniu środków prywatnoprawnych. Brytyjski ekonomista w swych rozważaniach dotyczących relacji pomiędzy zastosowaniem środków prywatnoprawnych i publicznoprawnych, do tego bowiem sprowadza się problem internalizacji efektów zewnętrznych, idzie jednak znacznie dalej. Analizując istniejące w tej materii regulacje obowiązujące w prawie angielskim i amerykańskim, porównuje wydawane przez sądy w oparciu o *common law* orzeczenia z treścią rozwiązań ustawowych oraz dowodzi, że interwencje ustawodawcy w wielu przypadkach mają na celu legalizację działalności gospodarczej stanowiącej przyczynę powstania szkodliwych efektów (Coase, 1988).

W Wielkiej Brytanii miało to miejsce w odniesieniu do szkód wynikających z działalności przewoźników kolejowych, w Stanach Zjednoczonych sytuacja taka dotyczy zaś wyłączenia odpowiedzialności przedsiębiorstw działających w sektorze lotniczym, przede wszystkim administratorów portów lotniczych, którzy nie odpowiadają za szkody związane z funkcjonowaniem lotnisk w postaci nadmiernego hałasu, skutkującego spadkiem wartości okolicznych nieruchomości. Te szkodliwe efekty nie są rekompensowane, a co za tym idzie część kosztów prowadzonej przez funkcjonujące w sektorze lotniczym przedsiębiorstwa działalności gospodarczej przerzucana jest na osoby trzecie, w tym przypadku właścicieli nieruchomości położonych w pobliżu lotnisk nieruchomości. Nie istnieje bowiem żaden mechanizm pozwalający na rekompensatę spadku wartości tych nieruchomości. Dzieje się tak, gdyż państwo nie tylko nie wprowadziło podatku od przelotu samolotów lub subsydiów na rzecz podmiotów dotkniętych działalnością tego sektora,

państwo nie tylko nie dąży do internalizacji efektów zewnętrznych, lecz także wyłącza w takim przypadku możliwość posłużenia się środkami prywatnoprawnymi. Strategia ta sprowadza się do wyłączenia odpowiedzialności podmiotów gospodarczych prowadzących określoną działalność gospodarczą, uznaną za istotną z punktu widzenia interesu publicznego (Golecki, 2008). Tym samym, jak wykazuje Coase, pogląd zwolenników A.C. Pigou, zgodnie z którym jedynie interwencja władzy publicznej umożliwia zmniejszenie, a w ostateczności wyeliminowanie szkodliwych efektów działalności gospodarczej, jest całkowicie fałszywa. Nie tylko możliwa jest internalizacja kosztów zewnętrznych przy użyciu środków prywatnoprawnych, w oparciu o funkcjonowanie wolnego rynku, ale dodatkowo można wskazać wiele przykładów na to, że ustawodawca sankcjonuje ich występowanie, dążąc raczej do ich utrwalania niż likwidacji (Coase, 1988).

Teza ta logicznie wynika z przedstawionej przez Coase'a w *The Nature of the Firm* analizy struktury instytucjonalnej rynku. Jeśli przyjąć, że dana instytucja skłonna jest do ponoszenia wysokich kosztów związanych ze swym funkcjonowaniem, określanych przez Coase'a jako koszty administracyjne, to skłonność ta wynika tylko i wyłącznie z faktu, że krańcowe koszty administracyjne są niższe od krańcowych korzyści wynikających z instytucjonalizacji danej działalności. Efektywność prywatnoprawnego mechanizmu internalizacji efektów zewnętrznych nie zależy, zdaniem Coase'a, od treści norm prawnych czy przyjętego w danym systemie prawa reżimu odpowiedzialności deliktowej. Obserwacja ta może zostać uogólniona, co pozwala na stwierdzenie, że system prawny, ustanawiając początkową alokację zasobów, nie wpływa w żadnym stopniu na alokację końcową, a efektywność gwarantowana jest przez prawidłowe funkcjonowanie systemu wolnorynkowego (Golecki, 2011). Uzasadniając prawdziwość powyższego stwierdzenia, Coase argumentował, że z perspektywy ekonomicznej celem systemu prawa winno być ustanowienie rozkładu uprawnień i obowiązków w taki sposób, by zapewnić efektywność w znaczeniu ekonomicznym (Golecki, 2008). System prawa zależy bezpośrednio od wpływu kosztów transakcyjnych i celem takiego systemu jest zminimalizowanie szkody lub kosztów, szeroko rozumianych. Coase wykazuje znaczenie kosztów transakcyjnych przez analizę natury negocjowania oraz zawierania kontraktów, przy użyciu przykładów, takich jak zniszczenie zbiorów przez zbiegłe bydło. Zauważył, że negocjacje pomiędzy poszkodowanymi stronami powinny zakończyć się efektywnym i niezależnym od treści norm prawnych różniącym się (*invariant*) wynikiem, przy standardowym założeniu istnienia konkurencyjnych rynków (szczególnie przy założeniu, że koszty transakcyjne są zerowe), tak długo, jak treść uprawnień pozostaje ściśle określona (*well-defined*). Zdaniem Coase'a, w przypadku istnienia wysokich kosztów transakcyjnych nie ma możliwości zawarcia kontraktu zupełnego, natomiast istnienie kontraktów niezupełnych oznacza jedynie odsunięcie w czasie konfliktu o sposób wykorzystania zasobu (Golecki, 2008). Jednocześnie niezupełność kontraktów sprawia, że konieczne staje się wykształcenie pozarynkowego, instytucjonalnego mechanizmu alokacji zasobów (Aoki, 2001). Rolę taka najczęściej odgrywa sąd, podejmując w warunkach wysokich kosztów transakcyjnych decyzję o alokacji zasobów.

III. W poszukiwaniu optymalnego prawodawcy – neoinstytucjonalna teoria optymalnej regulacji

Zgodnie z założeniem przyjętym w ramach nowej ekonomii instytucjonalnej, ze względu na istnienie wysokich kosztów transakcyjnych prawo z istoty rzeczy nie może w wyczerpujący sposób regulować wszystkich możliwych sytuacji. Jednocześnie podejście to można przeciwstawić przyjmowanemu powszechnie w ramach ekonomii neoklasycznej modelowi zupełnej regulacji, której istnienie stanowi jedno z podstawowych założeń ogólnej teorii równowagi. Koncepcja niezupełnego prawa stanowi zatem punkt wyjścia dla zaproponowania teorii optymalnej, tzn. efektywnej regulacji. Korzyści związane z opracowaniem postanowień dotyczących okoliczności, których prawdopodobieństwo wystąpienia jest małe, stają się bardzo niskie. Weźmy pod uwagę bardzo prosty przykład. Załóżmy, że postanowienie dotyczące odpowiedzialności jednej ze stron z tytułu niewykonania umowy odnosi się do okoliczności, której wystąpienie może powodować powstanie odpowiedzialności w wysokości 100 000 PLN, czyli potencjalna korzyść z zamieszczenia postanowienia umowy odnoszącego się do okoliczności o wynosi 100 000 PLN. Jednocześnie konieczność podjęcia negocjacji, prowadzenia ich, zredagowania odpowiedniego zapisu itp. wynosi dodatkowe 1000 PLN, co można określić jako całkowity koszt transakcyjny danego postanowienia P dla strony A. Prawdopodobieństwo P1 wystąpienia zdarzenia O1 strona szacuje na 0,001. Oznacza to, że rzeczywista korzyść wynikająca z umieszczenia postanowienia P1 wynosi:

$$Opt = O1 \times P1, \text{ czyli } Ot = 100 \text{ PLN}$$

Całkowity koszt transakcyjny umieszczenia postanowienia Okt wynosi 1000 PLN, ponieważ zaś Okt > Opt, to strona A nie zdecyduje się na podjęcie negocjacji dotyczących rozkładu odpowiedzialności w przypadku wystąpienia danego zdarzenia. Tym samym zdarzenie to pozostanie poza zakresem regulacji umowy, a zatem umowa będzie miała charakter niezupełny. Przyczyna tej niezupełności ma charakter kosztowy (Ayres i Gertner, 1989). Koszty transakcyjne w opisanym przypadku były zbyt wysokie, co oznacza, że gdyby wynosiły one, przykładowo, nie 1000 PLN, a 99 PLN, racjonalnie postępujący kontrahent powinien zdecydować się na ich poniesienie i doprecyzowanie treści umowy w omawianym zakresie. Poziom zupełności umowy w tym przypadku wynika zatem z poziomu kosztów transakcyjnych oraz poziomu potencjalnych korzyści, które z określonym prawdopodobieństwem może uzyskać strona umowy, wprowadzając do treści umowy postanowienie dotyczące określonego zdarzenia. Odpowiednikiem kosztów transakcyjnych w tym przypadku będą ponoszone przez ustawodawcę koszty tworzenia prawa, prywatnym korzyściom wynikającym ze zwiększenia szczegółowości umowy odpowiadać będą zaś korzyści społeczne netto związane z wprowadzeniem określonej normy (Elhauge, 1991). Ponieważ koszty tworzenia prawa są pewne, natomiast korzyści zależą od prawdopodobieństwa wystąpienia określonych zdarzeń, to właśnie niskie prawdopodobieństwo ich wystąpienia powodować będzie występowanie kosztowej niezupełności prawa. Zależność tę dobrze opisuje zaproponowany przez I. Erlicha i R.A. Posnera standardowy ekonomiczny model tworzenia prawa (Erlich i Posner, 1974). Kosztowa teoria tworzenia prawa opiera się na następujących założeniach. Po pierwsze, proces tworzenia prawa związany jest z koniecznością poniesienia różnego rodzaju kosztów. Po drugie,

zwiększenie precyzji reguł wiąże się z koniecznością poniesienia wyższych nakładów przez ustawodawcę. W ramach modelu zastosowanie znajdzie zatem podział reguł na precyzyjne normy prawne (*rules*) oraz ogólne standardy (*standards*). Istotne znaczenie ma sposób funkcjonowania norm oraz standardów. Cel modelu konstruowanego przez I. Erlicha i R.A. Posnera stanowi wyznaczenie optymalnego stopnia precyzji reguł oraz rozważenie konsekwencji związanych ze wskazaniem punktu równowagi pomiędzy zagregowanymi kosztami społecznymi, poniesionymi w wyniku ustanowienia reguły o określonym stopniu precyzji a korzyściami wynikającymi ze zmniejszenia kosztów społecznych, które musiałyby zostać poniesione w przypadku, gdyby dana reguła nie została ustanowiona. Kluczowe znaczenie ma w związku z tym wskazanie poszczególnych rodzajów kosztów składających się na całkowity koszt związany z ustanowieniem reguły prawnej o określonym stopniu precyzji. Zasadniczo na funkcję kosztów tworzenia prawa, zdaniem I. Erlicha oraz R.A. Posnera, składają się opisane poniżej elementy (Erlich i Posner, 1974). Po pierwsze – koszt tworzenia prawa przez ustawodawcę, na który składa się suma kosztów częściowych, takich jak koszty informacyjne, związane z pozyskaniem wiedzy na temat różnych zdarzeń, w tym także zdarzeń mogących wystąpić w przyszłości, ocena skutków regulacji oraz dokonanie optymalnego wyboru treści reguły, po uwzględnieniu możliwych do wzięcia pod uwagę okoliczności. Koszty te zależą od stopnia jednolitości (homogeniczności) przedmiotu regulacji, a co za tym idzie wzrastają w przypadku, gdy dotyczy ona różnego typu zachowań czy różnych obszarów działalności adresatów norm. Po drugie, uwzględniony powinien zostać koszt ustanowienia danej reguły, sformułowania jej postaci językowej (przepisów) oraz koszt podjęcia przez ustawodawcę politycznej decyzji. Sposób uzasadnienia tego typu kosztów wiąże się z przyjęciem koncepcji tzw. wymiany głosów oraz przetargu ustawodawczego (*logrolling*), zgodnie z którą polityczny ustawodawca tworzy prawo w wyniku zawierania kompromisów przez konkurujące ze sobą partie czy inne formalne oraz nieformalne grupy polityczne (Elhauge, 1991). W sytuacji gdy dana regulacja narusza istotne interesy danej grupy, koszt polityczny związany z ustanowieniem danej reguły wzrasta. Dodatkowo należy także uwzględnić koszty transakcyjne, związane z zawieraniem przez członków organu ustawodawczego wspomnianych wcześniej porozumień. Założenia te zostały przyjęte w ramach ekonomii politycznej i należą do katalogu podstawowych twierdzeń formułowanych w ramach teorii publicznego wyboru. Po trzecie, zwiększenie precyzji reguł prawnych prowadzi do wzrostu kosztów wynikających ze zbyt szerokiego zakresu zastosowania norm w przypadku nakazów oraz zakazów (*overinclusivness*). Zasadniczo uwzględnienie kosztów wynikających ze zbyt szerokiego stosowania zakazów opiera się na założeniu, że zjawisko to prowadzi do nieefektywnej alokacji zasobów. W związku ze zmniejszeniem ilości aktywnych działań produkcyjnych, z powodu szerszego zakresu zastosowania norm zakazujących niż pierwotnie zamierzony przez ustawodawcę, dochodzi do pojawienia się kosztu nieoptymalnego zakresu regulacji. Przedstawiona przez I. Erlicha oraz R.A. Posnera koncepcja tworzenia prawa uwzględnia założenie, zgodnie z którym w procesie tworzenia prawa uczestniczy zarówno ustawodawca, jak i sądy, co znajduje swoje odzwierciedlenie w postaci wprowadzenia dwóch różnych parametrów odnoszących się do precyzji reguł prawnych tworzonych przez sądy i przez ustawodawcę (Elhauge, 1991). Tym samym precyzja przepisów prawa stanowionego oraz precyzja norm precedensowych traktowane są jako zmienne niezależne, natomiast wysokość kosztów tworzenia prawa przez ustawodawcę oraz przez sądy stanowi zmienną zależną. Należy zauważyć, że koszty

regulacji wynikające ze zbyt szerokiego zakresu norm rosną szybciej w przypadku prawa stanowionego niż w przypadku prawa tworzonego przez sądy. Zgodnie z przyjętą przez nich ogólną konkluzją, reguły tworzone przez ustawodawcę szybciej się dezaktualizują, gdyż koszt nowelizacji jest wysoki, a co więcej, jest on wyższy od alternatywnej strategii w postaci przejęcia roli prawotwórczej przez sądy, które co prawda tworzą reguły o mniejszym zakresie zastosowania, ale do pewnego momentu, gdy całkowity koszt prawotwórstwa sądowego w odniesieniu do określonej sfery regulacji nie jest wyższy od całkowitego kosztu nowelizacji dokonanej przez ustawodawcę, sądy tworzą większą ilość norm precedensowych o mniejszym od właściwego prawu stanowionemu zakresie zastosowania (Elhauge, 1991). Jednocześnie koszty prawa stanowionego przez ustawodawcę mogą dodatkowo wzrosnąć w sytuacji, gdy koszty transakcyjne pozostają na tyle wysokie, że w praktyce uniemożliwiają podjęcie politycznej decyzji o dokonaniu nowelizacji. Asymetria krańcowych kosztów tworzenia prawa przez ustawodawcę oraz przez sądy stanowi zatem uzasadnienie istnienia oraz znaczącej roli prawotwórstwa sądowego. W tym kontekście można wskazać, propozycje ujęć teoretycznych relacji między prawem stanowionym a prawem sędziowskim. Jednocześnie możliwe jest przyjęcie odmiennego podejścia, uwzględniającego obok sądów i ustawodawcy także prawotwórczą rolę organów administracji, ograniczających kosztową niezupełność prawa. Uwzględnianie czynnika instytucjonalnego, jaki stanowią w poszczególnych dziedzinach prawa organy administracji, stanowi przejaw bardziej kompleksowego podejścia badawczego, nierzadko inspirowanego założeniami marginalizmu instytucjonalnego oraz komparatystyki instytucjonalnej. Niezupełność systemu prawa stanowiła także przedmiot zainteresowania K. Pistor i Ch. Xu (Pistor i Xu, 2002; 2003). Autorzy ci po przyjęciu założenia o kosztowej niezupełności prawa podjęli próbę odpowiedzi na pytanie o najbardziej efektywny sposób ograniczenia niezupełności prawa. Doszli oni do przekonania, że niezupełność kosztowa może zostać ograniczona poprzez działanie ustawodawcy rezydualnego, czyli instytucji, która jest w stanie uzupełnić niezupełne prawo w ramach procesu jego stosowania i jedynie w odniesieniu do konkretnych przypadków. Oczywistym kandydatem mogącym w danym systemie prawa pełnić funkcję prawodawcy rezydualnego są z jednej strony sądy, z drugiej zaś – organy administracji (Pistor i Xu, 2002).

IV. Zamiast zakończenia

W kontekście uwzględnienia relacji pomiędzy trzema typami władzy oraz odpowiadających im charakterystycznych cech, wyzwaniem dla teorii regulacji staje się, po pierwsze, empiryczne zweryfikowanie tezy dotyczącej tego, jaki typ instytucji odgrywać powinien rolę rezydualnego prawodawcy w różnych, porównywalnych pod względem danych wyodrębnionych parametrów, sektorach podlegających interwencji tegoż prawodawcy (teza opisowa). Po drugie zaś, celem badań powinno stać się określenie warunków, pod jakimi dana instytucja, w tym także prawodawca rezydualny, staje się prawodawcą optymalnym (teza normatywna). Tego typu badania mogą z kolei stanowić punkt wyjścia do dogłębnych reform instytucjonalnych. W tym kontekście można oceniać wzrost prawotwórczej aktywności sądów oraz administracji rządowej, dążąc przy tym do zidentyfikowania związków przyczynowych stanowiących podstawę tego procesu.

Bibliografia

Aoki, M. (2001). *Toward a Comparative Institutional Analysis*, Cambridge. Mass.: Harvard University Press.

Ayres, I. i Gertner, R. (1989). Filling Gaps in Incomplete Contracts: An Economic Theory of Default Rules. *The Yale Law Journal*, *99*(1).

Boettke, P. (1998). Coase, Communism, and the 'Black Box' of Soviet-Type Economies. W: S.G. Medema (red.), *Coasean Economics: Law and Economics and the New Institutional Economics*. Boston–Dordrecht–London: Springer.

Buchanan, J.M. i Tullock, G. (1962). *The Calculus of Consent: Logical Foundations of Constitutional Democracy*. Ann Arbor: University of Michigan Press.

Coase, R.H. (1946). The Marginal Cost Controversy. *Economica*, 13.

Coase, R.H. (1947). The Marginal Cost Controversy: Some Further Comments. *Economica*, 14.

Coase, R.H. (1959). The Federal Communications Commission. *The Journal of Law and Economics*, 2.

Coase, R.H. (1966). The Theory of Public Utility Pricing. W: *The Economics of Regulation of Public Utilities*. Chicago: University of Chicago Press.

Coase, R.H. (1988). The Problem of Social Cost. W: R.H. Coase, *The Firm, The Market, and The Law*. Chicago–London: Chicago University Press (przedruk za: *The Journal of Law and Economics*, 1960, 3).

Dasgupta, A.K. i Pearce, D.W. (1972). *Cost-Benefit Analysis: Theory and Practice*. London: Macmillan.

Demsetz, H. (1972). When Does the Rule of Liability Matter? *The Journal of Legal Studies*, (1).

Elhauge, E.R. (1991). Does Interest Group Theory Justify More Intrusive Judicial Review? *Yale Law Journal*, 101.

Golecki, M.J. (2008). The Coase Theorem and Philosophical Foundations of Law and Economics. *Masaryk University Journal of Law and Technology*, 2.

Golecki, M.J. (2011). *Między pewnością a efektywnością. Marginalizm instytucjonalny wobec prawotwórczego stosowania prawa*. Warszawa: Wolters Kluwer.

Pigou, A.C. (1962). *The Economics of Welfare* (wyd. 4). London: Macmillan.

Pistor, K. i Xu, Ch. (2003). Incomplete Law. *New York University Journal of International Law and Politics*, 35.

Pistor, K. i Xu, Ch. (2002). Incomplete Law – A Conceptual and Analytical Framework and Its Application to the Evolution of Financial Market Regulation. *Department of Economics London School o Economics Working Papers* No. 4.

Posner, R.A. (2003). *Economic Analysis of Law* (wyd. 6). New York: Aspen.

Tullock, G. (1967). The Welfare Costs of Tariffs, Monopolies, and Theft. *World Economics Journal*, 5.

Williamson, O.E. (1985). *The Economic Institutions of Capitalism. Firms, Markets, Relational Contracting*. New York: Free Press.

Rafał Dzikowski*, Władysław Mielczarski**

Poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozwój energetyki regionalnej

Spis treści

I. Wstęp
II. Bezpieczeństwo energetyczne
III. Bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną
IV. Główne funkcje energetyki regionalnej
V. Black-out: i co dalej?
VI. Regionalne wyspy energetyczne
VII. REW – regiony energetycznego wsparcia
VIII. Społeczne funkcje energetyki regionalnej
IX. Energetyka działania energetyki regionalnej
X. Podsumowanie

Streszczenie

Elektroenergetyka przez wiele lat rozwijała się jako scentralizowany system, w którym duże elektrownie poprzez sieci przesyłowe najwyższych napięć i sieci dystrybucyjne średnich i niskich napięć dostarczały energię elektryczną do odbiorców końcowych. Pojawienie się nowych technologii, a szczególnie odnawialnych źródeł energii, aktywizacja odbiorców, którzy nie tylko samodzielnie mogą kształtować zapotrzebowanie, lecz także brać czynny udział w produkcji energii elektrycznej zmienia diametralnie zasady funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Energetyka rozproszona poprzez tworzenie regionalnych obszarów bilansowania staje się czynnym elementem działania systemu elektroenergetycznego, poprawiając znacznie bezpieczeństwo energetyczne. Artykuł przedstawia obecne zasady działania systemu elektroenergetycznego oraz wskazuje nadchodzące zmiany.

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne; energetyka rozproszona; bilansowanie lokalne energii elektrycznej; prosumenci; klastry energii.

JEL: K230, Q420, Q280

* Doktorant w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. E-mail: rafal.dzikowskie@edu.p.lodz.pl; https://orcid.org/0000-0001-7989-5246.

** Profesor zw. dr hab. inż., pracuje na stanowisku profesora zwyczajnego w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki łódzkiej. http://www.mielczarski.eu/. E-mail: wladyslaw.mielczarski@p.lodz.pl; https://orcid.org/0000-0001-6670-9678.

I. Wstęp

Przez wiele lat energetyka regionalna była rozwijana z dwóch głównych powodów: pierwszym, była chęć wykorzystania zasobów energii rozproszonej, takich jak: wiatr, słońce czy biomasa; drugim zaś – nadzieja na realizację polityki klimatycznej poprzez zastąpienie elektrowni konwencjonalnych, korzystających z paliw kopalnych, jednostkami wykorzystującymi zasoby energii odnawialnej. O ile nastąpiła poprawa w wykorzystaniu zasobów energii rozproszonej, chociaż znacznym kosztem, o tyle całkowite zastąpienie elektrowni korzystających z paliw kopalnych, które są w stanie zapewnić ciągłe dostawy energii niezależnie od warunków atmosferycznych, okazało się niemożliwe.

Nieosiągnięcie celów, jakie przyświecały rozwojowi energetyki regionalnej, nie musi jednak oznaczać rezygnacji z działań na rzecz jej rozwoju. Zmiana warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i wzrastająca jego podatność na różnego rodzaju awarie, w tym ataki cybernetyczne, wyznacza nową rolę energetyce regionalnej.

Artykuł przedstawia w jaki sposób energetyka regionalna może przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego oraz wykorzystania lokalnych zasobów energii, pozwalając na pewien stopień autonomiczności lokalnych obszarów w przypadku awarii centralnego systemu elektroenergetycznego.

II. Bezpieczeństwo energetyczne

Bezpieczeństwo energetyczne przez Międzynarodową Agencję Energii definiowane jest jako: „Zapewnienie ciągłych dostaw paliw i energii dla społeczeństwa oraz gospodarki po akceptowalnych cenach". Warto zwrócić uwagę na dwa podstawowe elementy bezpieczeństwa energetycznego: (a) „ciągłość dostaw" oraz (b) „akceptowalne ceny", które oznaczają poziom cen, przy jakich gospodarka jest w stanie funkcjonować i być konkurencyjna, a odbiorcy energii nie będą musieli ograniczać innych podstawowych potrzeb, aby zapłacić za energię i paliwa.

Ciągłość dostaw, która często jest mylona z dywersyfikacją dostaw, można zapewnić na wiele sposobów, ale tylko część z nich spełnia drugi warunek bezpieczeństwa – akceptowalne ceny. Ciągłość ta ma kluczowe znaczenie w systemach, w których, jak w przypadku systemu elektroenergetycznego, nie istnieje możliwość magazynowania produktu, czyli energii elektrycznej ze względu na jej fizyczne cechy. Energia elektryczna to dynamiczny przepływ elektronów, który nie poddaje się magazynowaniu ponieważ musiałby przybrać tam formę spoczynkową, a tym samym przestać być energią elektryczną. Można jednak magazynować energię elektryczną w formie pośredniej zmieniając jej formę z energii elektrycznej na przykład na energię potencjalną jaka powstaje przy przepływie wody ze zbiornika górnego do dolnego w elektrowniach szczytowo-pompowych. Można również magazynować energię w postaci chemicznej w różnego rodzaju akumulatorach. Pamiętać jednak należy, że są to działania krótkotrwałe, a magazyny energii rzadko mają pojemność pozwalającą na dłuższy czas pracy niż 3–4 godziny.

System elektroenergetyczny musi działać sprawnie przez 24 godziny na dobę i 7 dni w tygodni oraz 8760 godzin w roku. Ta niezawodność może być zapewniona tylko przez w pełni dyspozycyjne elektrownie, czyli technologie wytwarzania energii elektrycznej, które będą dyspozycyjne przez cały rok, niezależnie od czynników klimatycznych czy innych systemów, np. transportu paliwa. Obecnie są znane tylko trzy technologie mogące gwarantować ciągłość dostaw energii elektrycznej oparte

na: (1) spalaniu węgla (kamiennego lub brunatnego); (b) spalaniu gazu i (c) wykorzystaniu energii jądrowej. Wszystkie inne metody produkcji energii elektrycznej nie gwarantują dyspozycyjności, jak np. odnawialne źródła energii. Elektrownie wiatrowe na lądzie mogą pracować 2000 godzin w roku, a słoneczne do 1000 godzin. To zdecydowanie za mało, aby zapewnić dostawy przez 8760 godzin każdego roku. W naszych warunkach klimatycznych może przez kilka tygodni nie być wiatru czy słońca, a gospodarka musi funkcjonować cały czas.

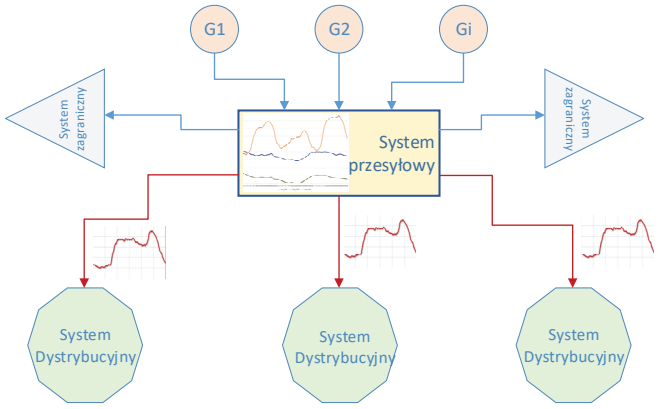
Dlatego wykorzystanie energetyki regionalnej musi uwzględniać warunek ciągłości dostaw energii elektrycznej, zasady fizyczne rozpływów energii elektrycznej w sieciach przesyłowych i rozdzielczych oraz pracę elektroenergetyki wielkoskalowej, która przez wiele lat była podstawą bezpieczeństwa energetyki.

III. Bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną

Zapotrzebowanie na energię elektryczną zmienia się znacznie w ciągu doby: od okresu niskiego poboru mocy, nazywanego „doliną nocną" do godzin największego zapotrzebowania określanego jako „szczyt wieczorny". Ze względu na niewielkie możliwości magazynowania energii elektrycznej zapotrzebowanie na tę energię musi być zaspokojone w każdej sekundzie godziny i w każdej godzinie doby.

Obecnie Operatorzy Sieci Przesyłowej (w Polsce – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.), którzy są odpowiedzialni za ciągłe bilansowanie zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej muszą dokonywać zrównoważenia: (1) zapotrzebowania systemów dystrybucyjnych, do których dołączeni są odbiorcy energii elektrycznej; (2) produkcji ze źródeł niesterowalnych, takich jak np. elektrownie przemysłowe czy elektrociepłownie, nazywane generacją nJWCD (niesterowalne JWCD); (3) produkcję energii przez odnawialne źródła energii elektrycznej, jak elektrownie wiatrowe czy słoneczne, których produkcja zgodnie z regulacjami prawnymi Unii Europejskiej ma priorytet; (4) wymiany z systemami zagranicznymi oraz (5) produkcją energii elektrycznej przez duże elektrownie nazywane JWCD (Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane). Są to jedyni producenci energii elektrycznej, których produkcją można sterować dostosowując jej wielkość do zmieniającego się z godziny na godzinę zapotrzebowania (rys. 1). Na tych właśnie jednostkach spoczywa obowiązek zapewnienia zbilansowania produkcji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem, czyli zapewnienie ciągłości zasilania, a tym samym bezpieczeństwa energetycznego.

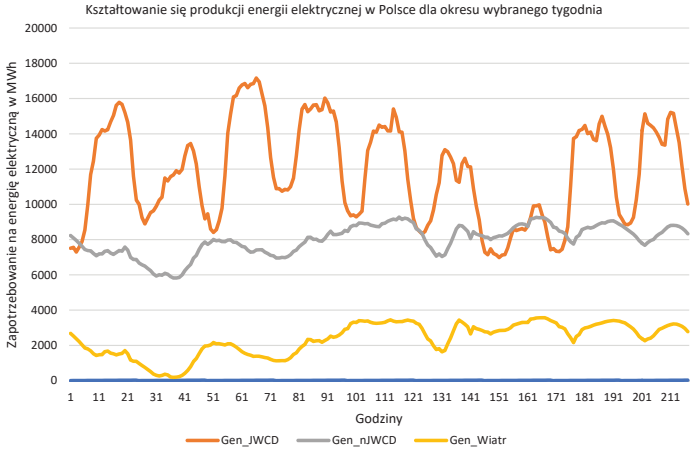
Rysunek 1. Główne elementy tradycyjnego systemu bilansowania



Źródło: Mielczarski, 2018.

Zmieniające się z godziny na godzinę zapotrzebowanie na energię elektryczną, przy założeniu niesterowalności produkcją energii elektrycznej przez energetykę przemysłową, elektrociepłownie i odnawialne źródła energii powoduje, że cały ciężar zapewnienia zbilansowania, a tym samym bezpieczeństwa energetycznego, spoczywa na dużych jednostkach wytwórczych, które w przypadku Polski są elektrowniami korzystającymi z węgla brunatnego i kamiennego. Używanie dużych jednostek węglowych do regulacji zbilansowania systemu powoduje zwiększenie kosztów produkcji i zwiększenie zużycia technicznego (rys. 2).

Rysunek 2. Produkcja energii elektrycznej w Polsce dla wybranego tygodnia w okresie zimowym



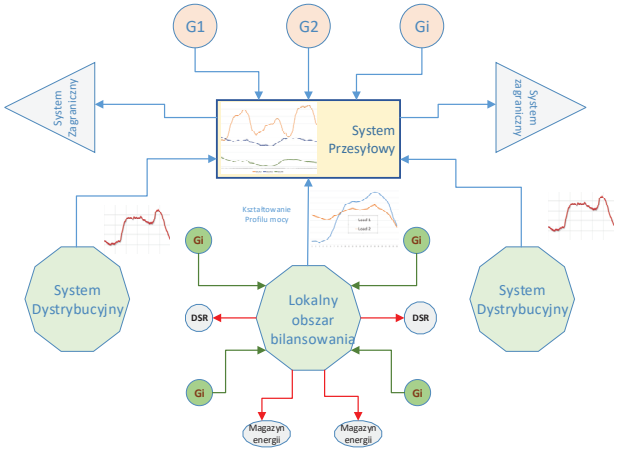
Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne S. A. „Dane systemowe", Pozyskano z: www.pse.pl.

Dodatkowym elementem jest polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej, która dąży do dekarbonizacji i stopniowej likwidacji elektrowni węglowych. W pewnym stopniu istnieje możliwość zastąpienia elektrowni węglowych poprzez elektrownie gazowe, jednak ograniczone zasoby własne gazu, konieczność znacznego importu oraz czynniki polityczne z tym związane powodują ograniczone zastosowanie gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej.

Rozwiązaniem problemu braku energii elektrycznej i ograniczonych możliwości sterowania jej produkcją jest aktywizacja systemów dystrybucyjnych i rozwój energetyki regionalnej. Pozwoliłoby to nie tylko na sterowaną produkcję energii z zasobów rozproszonych, lecz także na kształtowanie zapotrzebowania na energię elektryczną poprzez działanie aktywnych odbiorców (*prosumenci*), sterowanie poborem energii (*Demand Side Response* – DSR) czy korzystanie z magazynów energii, które gromadziłyby energię w okresach niskiego zapotrzebowania i oddawały następnie do sieci w okresach zapotrzebowania szczytowego.

Aktywizacja energetyki regionalnej polegałaby na tworzeniu lokalnych obszarów bilansowania (LOB), które mają na celu fizyczne bilansowanie produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną i jej przepływów na określonym obszarze przy wykorzystaniu zasobów lokalnych. Obszar lokalnego bilansowania pozwalałby na kształtowanie dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną (*profilu*) w sposób jak najmniej obciążający pracę centralnego systemu przesyłowego, od którego zależy bezpieczeństwo energetyczne. Narzędziami kształtowania profilu zapotrzebowania w ramach LOB są lokalne źródła produkcji, takie jak: elektrownie wiatrowe, panele fotowoltaiczne, biogazownie i elektrownie korzystające z biomasy (oznaczenie Gi), a także sterowane odbiory energii elektrycznej (DSR) oraz magazyny energii (rys. 3).

Rysunek 3. Przykład lokalnego obszaru bilansowania



Źródło: Mielczarski, 2018.

IV. Główne funkcje energetyki regionalnej

Energetyka regionalna mogłaby pełnić funkcje poprawiającą bezpieczeństwo energetyczne w różnych horyzontach czasowych:

1) krótkim – redukcja skutków awarii technicznej wynikającej ze złych warunków pogodowych, ataku cybernetycznego lub fizycznego na centralny system elektroenergetyczny;
2) średniookresowym – zapewniając energię dla obszarów, do których dostawy energii elektrycznej z systemu centralnego (sieci przesyłowej i dystrybucyjnej) są ograniczone z powodu awarii lub klęsk żywiołowych i stanowiąc rejony energetycznego wsparcia dla działań służb niwelujących skutki takich klęsk;
3) długim – rozwój gospodarczo-społeczny poprzez tworzenie społecznej energetyki regionalnej.

V. *Black-out*: i co dalej?

Przez *black-out* rozumie się globalną awarię systemu elektroenergetycznego, powodowaną najczęściej awariami elementów systemu prowadzącymi do zachwiania równowagi pomiędzy produkcją i zapotrzebowaniem na moc elektryczną. Przy znacznym odchyleniu od częstotliwości znamionowej, zabezpieczenia bloków wytwórczych wyłączają te urządzenia, chroniąc je przed skutkami awarii. Wyłączenie kilku jednostek wytwórczych powoduje eskalacje niezbilansowania i kaskadowe wyłączanie kolejnych bloków. System elektroenergetyczny zostaje pozbawiony energii. Skutkiem tego są wyłączenia systemów odbiorczych: m.in. przestają działać pompy wody, pompy ciepła oraz cały system energii elektrycznej, co po pewnym czasie powoduje ograniczone działanie systemów informatycznych, na przykład Internetu. Najważniejsze obiekty, takie jak: szpitale, ważne obiekty dla obronności, urządzenia teleinformatyczne są wyposażone w lokalne źródła zasilania nazywane UPS (*Uninterruptible Power Supply*) budowane najczęściej jako chemiczne akumulatory energii lub silniki diesla, których uruchomienie następuje, lub powinno następować, automatycznie w czasie awarii zasilania energią elektryczną.

Przynajmniej w teorii UPS-y powinny zapewnić bezprzerwowe zasilanie w przypadku awarii systemu elektroenergetycznego. W praktyce bywa różnie. Powszechnie znany jest przypadek,

kiedy w czasie awarii w elektrowni jądrowej w Fukushimie nie zadziałał żaden z dwunastu systemów UPS. Mniej znany, ale bliższy nam terytorialnie przypadek, to niezadziałanie dwóch na pięć UPS w szpitalach w Łodzi w czasie awarii zasilania centrum tego miasta 15 stycznia 2016 r. oraz kompletny chaos na ulicach spowodowany wyłączeniem świateł sterujących ruch pojazdów na skrzyżowaniach.

W czasie awarii część bloków wytwórczych, po odłączeniu od systemu, przechodzi w tzw. tryb pracy na potrzeby własne, co oznacza obniżenie wytwarzanej mocy do około 8–10%, podczas gdy pozostałe bloki zaprzestają pracy. Ponowne uruchomienie generatorów wymaga dostarczenia z zewnątrz znacznej ilości energii. „Restart" systemu odbywa się najczęściej poprzez uruchomienie elektrowni wodnej, potrzebującej niewielkich ilości energii elektrycznej do rozruchu i zasilenie z uruchomionej elektrowni wodnej bloku cieplnego, którego energia może być wykorzystywana do uruchamiania kolejnych bloków. Niezależnie jak precyzyjne są procedury i jak sprawnie są one wdrażane, proces ten jest długotrwały w czasie, w trakcie którego znaczna część gospodarki i społeczeństwa ma ograniczone możliwości funkcjonowania.

Co więcej, działanie systemu elektroenergetycznego coraz częściej jest zautomatyzowane, a więc awarie techniczne czy cyberataki paraliżujące działanie systemów informatycznych sterujących urządzeniami elektroenergetycznymi nie pozwalają również na szybką odbudowę systemu elektroenergetycznego po jego awarii. W tej sytuacji możliwość decentralizacji działania systemów elektroenergetycznych poprzez rozwój energetyki regionalnej może w znacznym stopniu poprawić bezpieczeństwo energetyczne poprzez zapewnienie wydzielonym obszarom zasilania w energię elektryczną, pomimo awarii centralnego systemu oraz umożliwić szybszą odbudowę systemu po rozległej awarii.

VI. Regionalne wyspy energetyczne

O ile funkcjonowanie energetyki regionalnej w czasie normalnej pracy systemu jako konkurencyjnej, wyłącznie z ekonomicznego punktu widzenia, dla tradycyjnej wielkoskalowej energetyki jest dyskusyjne, nawet przy znacznych subsydiach dla energetyki regionalnej, o tyle jej rola w warunkach destabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego może być kluczowa. Oprócz przewidzianych procedurami energetyki wielkoskalowej pracy części jednostek wytwórczych na potrzeby własne, możliwe jest również tworzenie wysp energetycznych w oparciu o energetykę regionalną. Wyspy takie pracowałyby przez określony okres czasu bez zasilania zewnętrznego, zapewniając w miarę normalne funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa na wybranych obszarach (Mielczarski, 2016). Ma to szczególne znaczenie w przypadku awarii, klęsk żywiołowych czy ataków cybernetycznych na infrastrukturę krytyczną powodujących rozpad centralnego systemu elektroenergetycznego. Jest to również ważne w przypadku klęsk żywiołowych ograniczających dostawy energii elektrycznej do pewnych obszarów, nawet w przypadku poprawnego funkcjonowania centralnego systemu energetycznego.

VII. REW – Regiony energetycznego wsparcia

W Polsce trwa dyskusja o utworzeniu obrony terytorialnej. Pojawia się wiele pomysłów, w jaki sposób ma działać taka obrona terytorialna: od wyposażenia jej w ciężki sprzęt jako zaplecze i wsparcie wojsk operacyjnych po funkcje utrzymywania tego zaplecza oraz neutralizację skutków

klęsk żywiołowych czy hybrydowych ataków – czyli podobnie do działań amerykańskiej Gwardii Narodowej.

Niezależnie jaki ostatecznie kształt przybierze Obrona Terytorialna Kraju (OTK), jej funkcjonowanie będzie zależało od dostępu do zasobów, w tym w szczególności zasobów energetycznych. Niezbędne zapasy żywności, lekarstw czy paliw można relatywnie łatwo zmagazynować, jednak energię, zarówno elektryczną, jak i cieplną trzeba wytwarzać na bieżąco, a co więcej, należy to czynić w warunkach konfliktu czy klęski żywiołowej, przy ograniczonym funkcjonowaniu centralnych systemów energetycznych i komunikacyjnych (Dzikowski i Olek, 2017; Mielczarski, Wierzbowski i Olek, 2016).

Parametrem charakteryzującym możliwość wykonywania zadań przez jednostki pływające jest autonomiczność. Określa ona, ile dni jednostka pływająca jest w stanie wykonywać powierzone zadania bez wsparcia materiałowego (paliwo, żywność). Podobny parametr można zastosować przy tworzeniu REW-ów, chociaż będzie to bardziej skomplikowana zależność funkcyjna określająca wielkość procentową energii elektrycznej i cieplnej produkowanej przez REW-y w funkcji czasu ich działania, przy ograniczonym wsparciu centralnych systemów energetycznych i komunikacyjnych.

W energetyce trwa również ożywiona dyskusja o zasadach tworzenia lokalnych obszarów bilansujących, nazywanych również klastrami energetycznymi. Takie obszary miałyby pewną możliwość samodzielnego funkcjonowania. Jednak energetycy obecnie analizują klastry energetyczne głównie pod kątem rozpływów mocy, utrzymania standardów technicznych czy ograniczenia wydatków na energetykę rozproszoną. Konieczne jest włączenie do tej dyskusji funkcji wspomagania obrony terytorialnej i służb ratowniczych poprzez Rejony Energetycznego Wsparcia, jako funkcje realizowane przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych za pomocą posiadanych przez nich środków oraz poprzez dysponowanie urządzeniami energetycznymi zarówno wytwarzającymi energię, jak i odbiorczymi będącymi w posiadaniu innych podmiotów, a przyłączonymi do ich sieci, w celu utrzymania jak największego stopnia autonomiczności REW-ów w zakresie wolumenu energii cieplnej i elektrycznej.

Dlatego konieczne jest wprowadzenie regulacji prawnych dotyczących OTK wraz z regulacjami określającymi zarówno sposoby, jak i ramy wsparcia OTK poprzez REW-y oraz nakładającymi na Operatorów Sieci Dystrybucyjnej obowiązek tworzenia takich funkcji, a następnie ich realizacji razem z kierownictwem OTK na danym terenie, w przypadku zaistnienia takich konieczności.

VIII. Społeczne funkcje energetyki regionalnej

Energetyka regionalna oprócz swoich poprawy niezawodności funkcjonowania systemów energetycznych czy obronności kraju, jak również wspomagania działania służb ratowniczych w okresach klęsk żywiołowych może również pełnić funkcje społeczne. Możliwe są dwa podejścia dla budowy energetyki regionalnej:

a) zobowiązanie ustawowe do świadczenia przez określone podmioty usług na rzecz poprawy niezawodności działania systemów energetycznych jako krytycznych dla działania społeczeństwa i gospodarki, poprzez udostępnianie majątku wytwórczego i przesyłowego w określonych warunkach;
b) wykorzystanie naturalnie istniejących lub utworzonych na bazie ekonomicznej i społecznej struktur do podniesienia niezawodności dostaw energii elektrycznej i ciepła oraz stworzenie

możliwości działania w warunkach ograniczonego funkcjonowania centralnych układów energetycznych.

W drugim z proponowanych działań możliwe jest ograniczenie nakładów na tworzenie i działanie energetyki regionalnej i tworzenie jednocześnie regionalnej tkanki społecznej, która powstawałaby na bazie energetyki regionalnej.

Istotą energetyki regionalnej byłyby lokalne przedsiębiorstwa energetyczne powstające poprzez aktywizację społeczności w danym regionie wokół innowacyjnych projektów energetycznych, w których realizację byłyby zaangażowane: lokalna administracja, firmy energetyczne oraz regionalne ośrodki naukowe. Wszyscy ci interesariusze mogą wnieść do projektów unikalne wartości dodane, w szczególności w obszarze:

- zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego regionu oraz kraju (poprawy warunków pracy systemu elektroenergetycznego);
- rozwoju innowacyjnych technologii energetycznych;
- efektywnego wykorzystania lokalnych zasobów (energetycznych, ludzkich itp.);
- ekologicznego gospodarowania odpadami;
- zwiększenia świadomości społecznej oraz pobudzenia przedsiębiorczości w obszarze energetyki.

Od kilku lat sektor energetyczny przechodzi duże zmiany napędzane realizowaną na szeroką skalę polityką klimatyczną Unii Europejskiej. W efekcie obserwowany jest dynamiczny rozwój technologiczny małych i ekologicznych źródeł energii, takich jak: systemy fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe, biogazownie, spalarnie odpadów stałych itp. Ten postęp spowodował znaczny wzrost liczby instalacji prosumenckich (produkcja energii na potrzeby własne) głównie w krajach rozwiniętych, jak na przykład Niemcy czy Włochy, ale trend ten jest widoczny również w Polsce.

Idea prosumencka, mająca przedstawiać energetykę społeczną („wspólną"), okazuje się być jednak propozycją skierowaną do najzamożniejszych odbiorców indywidualnych, promującą źródła energii instalowane w sposób niekontrolowany przez najzamożniejszą część społeczeństwa. Przy czym działanie to obciąża uboższe grupy społeczne (dopłaty z budżetu państwa), a niekontrolowany przyrost liczby instalacji zaburza pracę systemu elektroenergetycznego (niestabilna i nieprzewidywalna generacja).

Energetyka regionalna zakłada aktywizację wielu interesariuszy (dotychczas pasywnych) poprzez zapewnienie wsparcia oraz stworzenie możliwości zaangażowania własnych zasobów w celu osiągnięcia korzyści przez wszystkich współudziałowców. Cel ten można osiągnąć poprzez propagowanie idei lokalnych korporacji energetycznych, które jednoczyłyby lokalne społeczności wokół wspólnego projektu.

Aktywizacja objęłaby:

- dystrybucyjny system elektroenergetyczny zarządzany przez operatora systemu dystrybucyjnego;
- mieszkańców regionu, którym stworzona zostałaby możliwość uczestniczenia w energetyce regionalnej.

Obok nowoczesnych technologicznie obiektów infrastruktury energetyki regionalnej (np. nowoczesna biogazownia lub spalarnia śmieci) powstawałyby ośrodki badawcze oraz dydaktyczne, stanowiące infrastrukturę laboratoryjną do dalszego rozwoju innowacyjnych źródeł wytwarzania

energii oraz do kształcenia przyszłych pracowników lokalnych elektrowni (głównie techników i kadry inżynierskiej).

IX. Energetyka działania energetyki regionalnej

Efekty koncepcji energetyki regionalnej oraz jej wdrożenia można rozpatrywać w następujących kategoriach (Dzikowski i Olek, 2017; Mielczarski, 2018):

- warstwy bezpieczeństwa – poprawa poziomu bezpieczeństwa poprzez tworzenie regionów energetycznego wsparcia dla obrony terytorialnej kraju oraz dla służb ratowniczych działających w warunkach klęsk żywiołowych, za pomocą stworzenia możliwości dostarczania energii elektrycznej i cieplnej w wybranych regionach przy braku funkcjonowania lub ograniczonych możliwościach centralnego systemu energetycznego;
- warstwy społecznej – budowa tkanki społecznej, integracja społeczeństwa lokalnego oraz stymulowanie przedsiębiorczości poprzez ideę energetyki regionalnej;
- warstwy ekonomicznej – efektywne wykorzystanie zasobów regionu w tym efektywne i ekologiczne zarządzanie odpadami;
- warstwy technologicznej – rozwój w regionie kapitału technologicznego w obszarach: energetyki i wytwarzania energii elektrycznej, biotechnologii oraz technologii informatycznych;
- warstwy technicznej:
  - poprawy warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego poprzez odpowiednio zarządzane obszary dystrybucyjne;
  - wsparcia dla energetyki wielkoskalowej w postaci elastycznych jednostek energetyki regionalnej;
- innowacyjności:
  - pozycji pioniera w promocji i implementacji idei energetyki regionalnej;
  - innowacyjnego i zrównoważonego rozwoju regionu poprzez energetykę regionalną;
  - aktywizacja obszarów dystrybucyjnych systemu elektroenergetycznego z jednoczesnym zapewnieniem odpowiedniej współpracy z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym.

Optymalizacja obszaru energetyki regionalnej, nazywanego również lokalnym obszarem bilansowania (LOB), może być prowadzona w dwóch zakresach:

- **planistycznym** – w fazie planowania lub przekształcania danego obszaru zakłada się pracę danego fragmentu sieci jako lokalnego obszaru bilansowania i tak dobiera się jednostki wytwórcze oraz magazyny energii, aby zapewnić jak najlepszą (najdłuższą w czasie i co do wielkości zasilanej energii) pracę danego LOB przy ograniczonym zasilaniu zewnętrznym; w większości przypadków optymalizacja planistyczna będzie jednak możliwa tylko w stosunku do nowych LOB-ów lub fragmentów sieci przechodzących przebudowę, tak aby była możliwa ich praca w systemie rejonów energetycznego wsparcia;
- **operacyjnym** – dokonuje się optymalizacji pracy urządzeń w danym obszarze w skończonym horyzoncie czasowym, np. w ciągu jednej doby zakładając niezmienną strukturę urządzeń oraz konfigurację sieci; jako funkcję celu przyjmuje się minimalny koszt działania danego obszaru w zdefiniowanym horyzoncie czasowym oraz minimalny koszt całkowitej utraconej energii, a jako cechy techniczne urządzeń znajdujących się w obszarze danego LOB.

X. Podsumowanie

Energetyka regionalna działająca w formie lokalnych obszarów bilansowania jest w stanie znacznie poprawić bezpieczeństwo dostaw energii poprzez zapewnienie w określonym czasie zasilania na danym obszarze, szczególnie dla najbardziej krytycznych odbiorów. Ma to szczególne znaczenie w okresach, kiedy dostawy energii elektrycznej z centralnego systemu energetycznego są z jakiegokolwiek powodu ograniczone.

Energetyka regionalna w okresach normalnych dostaw energii powinna funkcjonować jako energetyka społeczna, pełniąc, oprócz funkcji ekonomicznych, ważne funkcje społeczne. Będzie to prowadzić do obniżenia kosztów funkcjonowania i pozwalać na optymalizację planistyczną, co wiąże się ze znaczenie efektywniejszą optymalizacją operacyjną w przypadku występujących braków energii.

Energetyka regionalna może również pełnić funkcję rejonów energetycznego wsparcia dla służb ratowniczych likwidujących skutki awarii czy klęsk żywiołowych, dostarczając energię elektryczną i ciepło w okresach ograniczonej funkcjonalności centralnego systemu energetycznego.

Bibliografia

Dzikowski, R. i Olek, B. (2017). *Distribution systems as a local support in emergencies*. Conference paper at Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (NEIS 2017), 21–22 September, Hamburg.

Mielczarski, M. (2016). *Rejony Energetycznego Wsparcia dla obrony terytorialnej*". 8 kwietnia 2016. Pozyskano z: www.defence24.pl.

Mielczarski, M., Wierzbowski, W. i Olek, B. (2016). *Poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozwój Energetyki Regionalnej – bezpieczeństwo, innowacyjność i rozwój więzi społecznych*. Opracowanie wewnętrzne. Łódź: Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Łódzka.

Mielczarski, W. (2018). HANDBOOK: Energy Systems and Markets. „European Energy Markets", June, Łódź. Pozyskano z: www.eem18.eu.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S. A. „Dane systemowe", Pozyskano z: www.pse.pl.

Zdzisław Muras*

„Usługa” na infrastrukturalnych rynkach paliw i energii w świetle swobody przedsiębiorczości i swobody usług

Spis treści

I. Wprowadzenie
II. Zakres regulacji europejskich
III. Krajowe ramy prawne
IV. Istota energetycznych rynków infrastrukturalnych
V. „Usługa” w ogólnym interesie gospodarczym
VI. Wnioski

Streszczenie

Niniejsze opracowanie ma na celu przybliżenie pojawiających się w praktyce stosowania prawa wątpliwości związanych z zakresem pojęcia „usługa” na energetycznych rynkach infrastrukturalnych w kontekście regulacji europejskich i krajowych. Przedmiotem rozważań objęto także pojęcie „usług w ogólnym interesie gospodarczym”. Autor, po przeprowadzeniu szerokiej kwerendy literatury przedmiotu i orzecznictwa, podjął próbę wypracowania najbardziej jednoznacznego podejścia do zarysowanego przedmiotu badania. Właściwa bowiem kwalifikacja danego działania jako usługi lub działalności gospodarczej nie ma li tylko charakteru teoretycznego. Wywołuje ona bowiem daleko idące implikacje gospodarcze w zakresie wykonywania danej działalności, zwłaszcza w kontekście przepisów i orzecznictwa europejskiego.

Słowa kluczowe: usługa; działalność gospodarcza; usługa w ogólnym interesie gospodarczym.

JEL: K20, K23

I. Wprowadzenie

Powszechne, językowe rozumienie pojęcia „usługa” związane jest albo z okazaną komuś pomocą, albo z wykonywaniem określonej pracy lub działalności gospodarczej służącej bezpośrednio zaspokajaniu określonych potrzeb (PWN, 2019). Z punktu widzenia ekonomicznego usługa to działalność gospodarcza, która nie polega na wytwarzaniu dóbr materialnych, ale ma charakter świadczeń osób fizycznych i prawnych na rzecz innych osób. W takim rozumieniu usługobiorca pozyskuje określony proces (czynność), doświadczenie lub czas, choć w „produkcję usług mogą być także angażowane trwałe środki materialne”, jak np. środki transportowe czy budynki i budowle

* Doktor nauk prawny; radca prawnych; dyrektor Departamentu Prawnego i Rozstrzygania Sporów w Urzędzie Regulacji Energetyki. E-mail: zdzislaw.muras@ure.gov.pl.

(usługi hotelarskie, handel, edukacja). Przedmiotem usługi może być także „poczucie bezpieczeństwa" (usługi ubezpieczeniowe, gwarancyjne). Usługi mogą mieć zatem charakter materialny[1], choć możemy wyróżnić grupę usług o charakterze niematerialnym[2]. Usługą jest każda działalność lub korzyść, którą jedna ze stron może zaoferować drugiej, co niekoniecznie musi być związane ze sprzedażą dóbr lub usług w porównaniu z produktem, który można kupić na własność[3]. Wraz z bogaceniem się społeczeństw i rozwojem nowoczesnych technologii wzrasta znaczenie usług, a ich wielość i różnorodność powoduje, że coraz trudniej jest je odróżniać od innych form aktywności gospodarczej człowieka.

Wspomniany wzrost znaczenia i ilości usług powoduje także zwiększoną ilość regulacji prawnych normujących zakres ich funkcjonowania. Jednocześnie wspomniana różnorodność powoduje, że także na gruncie prawa coraz bardziej zacierają się granice usług i innych form gospodarczej aktywności człowieka. Problem ten nie jest także obcy na rynkach paliw i energii, które podobnie jak inne rynki, starając się sprostać działaniom w warunkach konkurencji przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetyczno-paliwowego oraz zmierzając do ochrony środowiska, kreują nowe rodzaje działalności i usług. Wyznaczenie natomiast granicy pozwalającej na odróżnienie usługi od działalności gospodarczej jest tu bardzo istotne w świetle obowiązków, w tym publicznoprawnych, jakie są nakładane na podmioty działające na tych rynkach. Jednocześnie konieczność poddania się jednemu lub drugiemu reżimowi prawnemu ma niebagatelne znaczenie, w tym także w odniesieniu do posiadanych przez przedsiębiorcę urządzeń i infrastruktury.

Przedmiot niniejszego opracowania stanowi zatem próba znalezienia odpowiedzi na pytanie czy pojęcie „usługi" na infrastrukturalnych rynkach paliw i energii, tj. usługi przesyłania lub dystrybucji oraz wykonywanie działalności wytwórczej mieści się w obszarze swobody świadczenia usług czy jednak w zakresie swobody przedsiębiorczości w rozumieniu prawa UE i adekwatnego prawa krajowego. Przedmiotem rozważań objęto także pojęcie „usług w ogólnym interesie gospodarczym" (usługi powszechnej). Jednocześnie celem autora, po dokonaniu szerokiej kwerendy piśmiennictwa i orzecznictwa europejskiego i krajowego, było wypracowanie najbardziej jednoznacznego podejścia do zarysowanego przedmiotu badania. Przyjętą metodą badawczą była zatem językowo-logiczna analiza tekstów prawnych, będąca główną metodą dogmatyki prawa.

II. Zakres regulacji europejskich

Włączenie do TFUE tytułu poświęconego energetyce (Tytuł XXI) zbiegło się z nadaniem Karcie Praw Podstawowych UE statusu równego traktatom stanowiącym podstawę Unii (art. 6 ust. 1 Traktatu o Unii Europejskiej). Sama Karta nie odwołuje się wprost do sektora energetycznego, ale podkreśla wagę dostępu do usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym, umieszczając je pośród praw podstawowych jednostki (art. 36 Karty Praw Podstawowych). Nie ma przy tym wątpliwości, że do tej kategorii usług zalicza się także, co najmniej, „usługi" z obszaru elektroenergetycznych sektorów infrastrukturalnych. Wcześniej odwołanie się przez państwa członkowskie do konieczności zapewnienia usług w ogólnym interesie gospodarczym służyło przede wszystkim usprawiedliwieniu odstępstw traktatowych w danej dziedzinie (art. 106

[1] Usługi rzeczowe świadczone dla celów produkcyjnych i w większości dla celów konsumpcji indywidualnej, np. handel, transport.

[2] Usługi świadczone dla celów konsumpcji zbiorowej i ogólnospołecznej, np. usługi prawne, ochrona zdrowia.

[3] Zob. hasło: *usługa*, w: Encyklopedia Zarządzania. Pozyskano z: https://mfiles.pl/pl/index.php/Us%C5%82uga (26.08.2019).

ust. 2 TFUE), głównie w odniesieniu do unijnego (wspólnotowego) prawa konkurencji (art. 101 i 102 TFUE) i prawa pomocy państwa (art. 107 i 108 TFUE). Wprowadzenie wspomnianej regulacji do Karty powoduje, że adresatem norm dotyczących tych usług staje się także jednostka. Aktualnie bowiem energia elektryczna jest postrzegana jako dobro powszechne – cywilizacyjne (zob. Kowalak i Muras, 2014, s. 68–70).

Swoboda świadczenia usług uregulowana została zarówno w prawie pierwotnym (art. 56–62 TFUE), jak i aktach prawa pochodnego[4]. Usługami według Traktatu są świadczenia wykonywane zwykle za wynagrodzeniem w zakresie, w jakim nie są objęte postanowieniami o swobodnym przepływie towarów, kapitału i osób. Zgodnie z TFUE usługi obejmują zwłaszcza: działalność o charakterze przemysłowym, działalność o charakterze handlowym, działalność rzemieślniczą oraz wykonywanie wolnych zawodów (zob. szerzej Kawka, 2015, s. 149–164). Usługą jest zatem, co do zasady, świadczenie odpłatne, dokonywane transgranicznie i mające charakter czasowy. Świadczący usługę w celu spełnienia świadczenia może wykonywać przejściowo działalność w państwie członkowskim świadczenia na tych samych warunkach, jakie państwo to nakłada na własnych obywateli. Świadczenie usług musi mieć określony początek i koniec – nie tak, jak działalność w przypadku swobody przedsiębiorczości, która jest postrzegana stała. Istotą swobody przedsiębiorczości jest umożliwienie prowadzenia określonej działalności obywatelom jednego państwa członkowskiego UE w innym państwie członkowskim. Prowadzenie takiej działalności, zgodnie z regulacją TFUE, powinno odbywać się na zasadach określonych przez ustawodawstwo danego państwa członkowskiego dla ogółu obywateli tego kraju oraz obywateli UE. W konsekwencji zakazane jest wprowadzanie przepisów dyskryminujących przedsiębiorców, będących obywatelami innego państwa członkowskiego oraz takich ograniczeń w prowadzeniu przez nich działalności gospodarczej, którymi nie są objęci obywatele państwa przyjmującego. W stosunku do zasady swobody przedsiębiorczości, swoboda świadczenia usług ma zatem charakter pomocniczy. Ze swobody świadczenia usług korzystają obywatele państw członkowskich i wspólnotowe podmioty gospodarcze.

W prawie UE nie wprowadzono natomiast kategorii działalności gospodarczej, ale wyraźnie odróżniono przedsiębiorczość i świadczenie usług (zob. też Etel, 2012, s. 99 i n.). Jak podnosi się w literaturze z art. 49 TFUE i orzecznictwa TSUE wynika, że pojęcie „przedsiębiorczości" dotyczy działalności wykonywanej w innym państwie członkowskim w sposób stały i ciągły oraz samodzielny w celu zarobkowym, przy czym właśnie element „stałości" odróżnia swobodę przedsiębiorczości od swobody świadczenia usług (zob. Barcz, 2006, s. 80 i n.; Etel, 2012, s. 98 i n.). Pojęcie „działalności gospodarczej" pojawia się bowiem w licznych orzeczenia TSUE z zakresu prawa konkurencji, gdzie służy do zdefiniowania pojęcia „przedsiębiorstwa". Zgodnie z zawartymi w tym orzecznictwie definicjami, działalność gospodarczą stanowi wszelka działalność polegająca na oferowaniu towarów lub usług na danym rynku[5]. Sama swoboda przedsiębiorczości w TFUE została

[4] Zob. Dyrektywa z 12.12.2006 r. dotycząca usług na rynku wewnętrznym 2006/123/WE, Dz. Urz. UE L 376 z 27.12.2006, s. 36; dalej: dyrektywa usługowa. Zob. też I. Kawka (2015, s. 190–192 i 203–205 oraz podane tam orzecznictwo). Autorka podkreśla, że zgodnie z orzecznictwem TSUE zabroniona jest dyskryminacja bezpośrednia występująca wtedy, gdy przedsiębiorcy są różnie traktowani w tej samej sytuacji lub tak samo traktowani w różnych sytuacjach ze względu na swoje obywatelstwo lub miejsce prowadzenia działalności gospodarczej (*distinctly applicable measures*), jak również dyskryminacja pośrednia, a więc taka, w których ograniczenia obowiązują jednakowo krajowych usługodawców i usługodawców z innych państw członkowskich (*indistinctly applicable measures*), jeżeli są one w stanie wstrzymać, ograniczyć lub uczynić mniej atrakcyjną działalność usługodawcy mającego siedzibę w innym państwie członkowskim, gdzie zgodnie z przepisami świadczy on takie same usługi.

[5] Zob. np. wyr. TS z dnia 24.10.2002 r. w sprawie C–82/01 P *Aéroports de Paris przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2002, s. I–9297, pkt 79; wyr. TS z dnia .07.2008 r. w sprawie C–49/07*MOTOE*, Zb. Orz. 2008, s. I–4863, pkt 22; wyr. TS z dnia 3.03.2011 r. w sprawie C–437/09*AG2R Prévoyance*, dotychczas nieopublikowany, pkt 42; wyr. TS z dnia 12.07.2012 r. w sprawie C–138/11*Compass-Datenbank GmbH przeciwko Republik Österreich*, Dz. Urz. UE C 287 z 22.09.2012, s. 11, pkt 35; wyr. TS w sprawie C–205/03 *PFENIN przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2006, s. I–6295, pkt 25.

oparta na zakazie dokonywania jej ograniczenia przez państwa członkowskie (art. 49–55 TFUE). Swoboda ta obejmuje bowiem podejmowanie i wykonywanie działalności prowadzonej na własny rachunek, jak również zakładanie i zarządzanie przedsiębiorstwami, a zwłaszcza spółkami, na warunkach określonych przez ustawodawstwo państwa przyjmującego dla własnych obywateli.

Zarówno swoboda przedsiębiorczości, jak i swoboda świadczenia usług obejmuje też uprawnienia akcesoryjne, czyli prawo wyjazdu usługodawcy lub usługobiorcy z kraju ojczystego oraz prawo wjazdu i pobytu w państwie goszczącym. Obie swobody są traktowane nie tylko jako zakaz dyskryminacji, czyli nakaz traktowania narodowego, ale również jako zakaz ograniczeń. Zakazy te są adresowane do państw i wywołują bezpośredni skutek.

Jak już zostało wspomniane, usługom zostały poświęcone także regulacje europejskiego prawa wtórnego tzw. dyrektywa usługowa[6], której celem jest utworzenie otwartego jednolitego rynku usług w ramach UE. Wskazana dyrektywa ustanawia zatem ogólne przepisy ułatwiające korzystanie ze swobody przedsiębiorczości przez usługodawców oraz swobodnego przepływu usług, zapewniając przy tym wysoki poziom jakości usług. Jak więc widać z samego celu tej dyrektywy, prawodawstwo europejskie zmierza do szerokiej ingerencji w sferę podejmowania i świadczenia usług, ale co do zasady na poziomie państw członkowskich (w obszarze transgranicznm), w tym niezależnie od tego czy samo świadczenie usług ma charakter międzypaństwowy, czy wewnątrzkrajowy (zob. też Walaszek-Pyzioł i Pyzioł, 2014, s. 13). Jednocześnie sama dyrektywa określa szereg wyłączeń spod zakresu jej regulacji. Zakresem tych wyłączeń objęte zostały m.in. usługi o charakterze nieekonomicznym świadczonych w interesie ogólnym, szeroko rozumiane usługi finansowe, transportowe, zdrowotne, audiowizualne, działalności hazardowej, agencji pracy, usługi ochrony osobistej czy podatków (art. 2 ust. 2 i 3 dyrektywy). Zakres tych wyłączeń pokrywa się co do zasady z obszarami, w których w prawodawstwie europejskim przyjęto odrębne regulacje poświęcone tym właśnie rodzajom usług albo ze względu na ich charakter pozostawiono je poza zakresem zainteresowania prawa Unii. Dyrektywa ta określa zakres swobody świadczenia usług oraz jej ograniczenia, w tym procedury i wymogi prawne wykonywania usług, wskazuje na konieczność minimalizacji wymogów administracyjnoprawnych niezbędnych do świadczenia usług, a także określa niektóre uprawnienia usługobiorców. Zakres regulacji objętych tą dyrektywą dotyczy zatem układu wertykalnego, czyli podmioty–państwo. Jak bowiem podkreślono w preambule do dyrektywy, stosunki umowne między usługodawcą a klientem, jak również między pracodawcą a pracownikiem, nie powinny być przedmiotem niniejszej dyrektywy (motyw 90)[7]. Oprócz wskazanych wyłączeń generalnych omawiana dyrektywa zawiera także wyłączenia sektorowe, w tym m.in. w odniesieniu do usług stosowanych w ogólnym interesie gospodarczym w innym państwie członkowskim w sektorze energii elektrycznej i gazu ziemnego[8]. Dyrektywa usługowa znajduje zastosowanie wyłącznie w takim zakresie, w jakim dane działania są otwarte na konkurencję i tym samym przepisy te nie zobowiązują państw członkowskich do liberalizacji usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym ani do prywatyzacji podmiotów publicznych świadczących takie usługi, ani też do zlikwidowania istniejących monopoli w zakresie innych rodzajów działalności lub pewnych usług dystrybucyjnych. Co nie oznacza całkowitego wyłączenia jej postanowień

[6] Zob. dyr. 2006/123/WE, Dz. Urz. L 376 z 27.12.2006 r., s. 36.

[7] Zob. też z art. 3 ust. 2 dyrektywy usługowej.

[8] Zob. art. 17 pkt 1 lit. b i c dyrektywy oraz Kawka, 2015, s. 247 i n.

w odniesieniu do usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym. Usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym są usługami świadczonymi z powodów ekonomicznych i w związku z tym są objęte zakresem zastosowania dyrektywy. Jednakże niektóre usługi zostały *ex lege* wyłączone z obszaru jej działania a inne nie podlegają właśnie ze względu na brak stosowania tam reguł rynkowych i obowiązywanie w tych obszarach bardziej szczegółowych regulacji sektorowych (np. transport, energetyczne rynki infrastrukturalne, usługi płatnicze). Dyrektywa nie dotyczy bowiem liberalizacji usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym, zarezerwowanych dla podmiotów publicznych lub prywatnych, ani prywatyzacji podmiotów publicznych świadczących usługi (art. 1 ust. 2 dyrektywy).

Reasumując wskazane powyżej rozważania, należy zauważyć, że na gruncie prawa UE przyjęte zostało wyraźne rozróżnienie pojęcia „świadczenia usług" jako czynności o charakterze nieprodukcyjnym (zob. też Stürner, 2010), do których odnosi się zasada swobody świadczenia usług (zob. też Czermińska, 2015, s. 21 i n.) od wykonywania działalności gospodarczej o charakterze usługowym, do której z punktu widzenia regulacji traktatowych odnosi się swoboda przedsiębiorczości. Zakres badawczy niniejszej pracy skłania do przyjęcia, że pojęcie „usług" występujące w regulacjach prawa energetycznego (dalej: pe) mieści się w obszarze swobody przedsiębiorczości, a zatem prawa wykonywania działalności gospodarczej, a nie usługi *sensu stricto*.

III. Krajowe ramy prawne

Swoboda wykonywania działalności gospodarczej to jedna z podstawowych swobód gwarantowanych w Konstytucji RP[9]. Jest to jednocześnie jedno z praw podstawowych jednostki (tak. zob. np. Safian i Bosek, 2016) i jedna z podstawowych zasad ustroju gospodarczego RP. Zamieszczenie omawianej zasady w rozdziale I Konstytucji, jak podkreśla to TK, świadczy o tym, że jest to jedna z najbardziej fundamentalnych zasad, na których opiera się RP[10]. Zasada wolności działalności gospodarczej stanowi zatem zasadę prawa, która jest adresowana do organów stanowiących i stosujących prawo. Zasada ta nakazuje wspomnianym organom dążyć do zapewniania w najszerszym możliwym zakresie swobody działalności gospodarczej. Jak podkreśla się jednak w literaturze, obowiązek ten nie jest zbyt jednoznaczny i konkretny, stąd też w praktyce życia gospodarczego zasada wolności działalności gospodarczej jest realizowana w bardzo różnym zakresie (zob. Strzyczkowski, 2011, s. 83). Podstawowa treść tej zasady sprowadza się do swobodnego podejmowania, wykonywania i zakończenia działalności gospodarczej w dowolnie wybranych formach prawnych i zakresie (zob. też Walaszek-Pyzioł, 1992, s. 107). Zakres tak rozumianej swobody podejmowanej działalności nie może jedynie naruszać praw innych osób. Natomiast samo państwo może przyczyniać się do stymulacji rozwoju działalności gospodarczej, np. szczególnie pożądanej społecznie poprzez przekazywanie przedsiębiorcom określonych korzyści w postaci ulg, subwencji czy dotacji. Działania te mogą stymulować zarówno do rozwijania określonych rodzajów działalności, jak i do rozwijania działalności w szczególnie pożądanych obszarach kraju (np. specjalne strefy ekonomiczne). Wskazane instrumenty wsparcia mogą mieć charakter selektywny i wówczas nazywane są pomocą państwa oraz charakter

[9] Zgodnie z art. 20 Konstytucji RP, społeczna gospodarka rynkowa oparta na wolności działalności gospodarczej, własności prywatnej oraz solidarności, dialogu i współpracy partnerów społecznych stanowi podstawę ustroju gospodarczego Rzeczypospolitej Polskiej.

[10] Zob. np. wyr. TK z 10.01.2012 r. SK 25/09, OTK-A 2012 nr 1, poz. 1.

nieselektywny, a zatem skierowane do ogółu przedsiębiorców funkcjonujących na terytorium kraju (zob. Strzyczkowski, 2011, s. 199). Jednoczcie zasada ta nie ma charakteru absolutnego, a sama Konstytucja określa w jakich sytuacjach i na jakich warunkach może zostać ograniczona. Zgodnie z normą art. 22 Konstytucji ograniczenie wolności działalności gospodarczej jest dopuszczalne, ale dla swojego usprawiedliwienia wymaga spełnienia:

1) przesłanki formalnej w postaci ustawowej formy ograniczeń – „tylko w drodze ustawy" oraz
2) przesłanki materialnej w postaci istnienia „ważnego interesu publicznego" uzasadniającego dane ograniczenie (zob. też Szydło, 2011, s. 98)[11].

Warto także podkreślić, że w odróżnieniu od prawa europejskiego Konstytucja RP nie wyróżnia odrębnie swobody działalności gospodarczej i swobody świadczenia usług, należy zatem przyjmować, że obie te swobody są objęte zakresem ochrony wolności gospodarczej, o której mowa w art. 20 Konstytucji. Przepis ten stanowi bowiem o zakresie wolności działalności gospodarczej we wszystkich jej przejawach. Natomiast świadczenie usług niewątpliwe jest jedną z emanacji tej wolności.

Rozwinięcie zasady swobody działalności gospodarczej znajduje się obecnie w art. 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (dalej: upp)[12], zgodnie z którym podejmowanie, wykonywanie i zakończenie działalności gospodarczej jest wolne dla każdego na równych prawach. Jednocześnie ustawa ta wyraźnie zastrzega, że przedsiębiorca może podejmować wszelkie działania z wyjątkiem tych, których zakazują przepisy prawa oraz, że przedsiębiorca może być obowiązany do określonego zachowania tylko na podstawie przepisów prawa. Tym samym regulacje upp wyraźnie już zastrzegają, że każdy etap działalności gospodarczej, od momentu podjęcia do momentu zakończenia, objęty jest zasadą wolności gospodarczej, a jakiekolwiek ograniczenia w tym zakresie muszą wynikać z przepisów prawa rangi ustawy. Sama dyrektywa usługowa została do prawa krajowego implementowana upp (zob. np. Dobaczewska, Powałowski i Wolska, 2018, s. 41–75; Zdyb, Lubieńczuk i Woloszyn-Cichocka, 2019) oraz ustawą o zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej[13]. Przepisy upp nie wytyczają granicy pomiędzy działalnością polegającą na świadczeniu usług i działalnością gospodarczą innego rodzaju. Natomiast w ustawie o zasadach uczestnictwa zostało zdefiniowane pojęcie „usługi". Zgodnie z zawartym tam rozwiązaniem, usługa to świadczenie wykonywane przez usługodawcę z państwa członkowskiego na własny rachunek, zwykle za wynagrodzeniem, w szczególności są to usługi budowlane, handlowe oraz usługi świadczone w ramach wykonywanego zawodu. Ustawa określa także zakazy ograniczeń lub dyskryminacji w zakresie świadczenia usług oraz bardzo szeroki katalog wyłączeń dziedzin gospodarki, do których nie znajduje zastosowania[14].

Pomocne przy klasyfikowaniu faktycznych obszarów działań i ustalaniu zakresu pojęcia „usług" jest także rozporządzenie w sprawie Polskiej Klasyfikacji Wyrobów i Usług (dalej: PKWiU)[15]. Zgodnie z zapisami pkt 4.1 załącznika do rozporządzenia przez pojęcie „usług" rozumie się:

[11] M. Szydło jednocześnie podkreśla, że – tylko w drodze ustawy nie oznacza, że ograniczenie może zostać zawarte jedynie w ustawie, ale może zostać zawarte także w akcie podustawowym wydanym na podstawie jednoznacznej delegacji ustawowej.

[12] Ustawa z dnia 6.03.2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz.U. 2019, poz. 1292 t.j.).

[13] Ustawa z dnia 6.03.2018 r. (Dz.U. 2019, poz. 1079 t.j.) (dalej: ustawa o zasadach uczestnictwa lub uozu).

[14] Zob. art. 12 m.in. usług przewozowych, notarialnych, pomocy społecznej itd.

[15] Rozporządzenie Rady Ministrów z 4.09.2015 r. (Dz.U. 2015, poz. 1676 z późn. zm.).

1) wszelkie czynności świadczone na rzecz jednostek gospodarczych prowadzących działalność o charakterze produkcyjnym, tzn. usługi dla celów produkcji, nietworzące bezpośrednio nowych dóbr materialnych;
2) wszelkie czynności świadczone na rzecz jednostek gospodarki narodowej oraz na rzecz ludności, przeznaczone dla celów konsumpcji indywidualnej, zbiorowej i ogólnospołecznej.

Przy tym pojęcie „usług" nie obejmuje czynności związanych z wytwarzaniem wyrobów (włączając półfabrykaty, elementy, części, obróbkę elementów) z materiałów własnych przedsiębiorstwa na zlecenie innych jednostek gospodarki narodowej, przeznaczonych do celów produkcyjnych lub do dalszej odsprzedaży oraz z reguły nie obejmuje wytwarzania wyrobów na indywidualne zamówienie ludności z materiałów własnych wykonawcy.

Zgodnie natomiast z regulacjami pkt 7.6 tego rozporządzenia usługi dzieli się na:

1) usługi produkcyjne, które są czynnościami będącymi współdziałaniem w procesie produkcji, nie tworzące nowych dóbr i są one wykonywane przez jedną jednostkę gospodarczą na zlecenie drugiej.
2) usługi konsumpcyjne, czyli te które są bezpośrednio lub pośrednio związane z zaspokojeniem potrzeb ludności.
3) usługi ogólnospołeczne, czynności, które zaspokajają potrzeby porządkowo-organizacyjne gospodarki narodowej i społeczeństwa jako całości.

Dokonując oceny przytoczonych definicji pojęcia „usługi" zawartych w prawie krajowym należy zauważyć, że podobnie jak na gruncie prawa europejskiego nie zostało ono w pełni dookreślone, choć należy zwrócić uwagę, że także w prawie krajowym linię podziału wyznacza głównie przymiot powtarzalności działań lub ich incydentalność. Dokonując zatem oceny danego działania z punktu widzenia czy mamy do czynienia z działalnością gospodarczą, czy usługą, a tym samym czy została spełniona podstawowa przesłanka odróżnienia tych dwóch działalności, czyli brak ciągłości, konieczna będzie ocena przepisów szczegółowych regulujących daną działalność.

IV. Istota energetycznych rynków infrastrukturalnych

Jak zostało to już wskazane, pojęcia „usługi" i „działalności gospodarczej" są bardzo pojemne i obejmują bardzo szeroką grupę różnego rodzaju czynności, które wywierają bardzo różny wpływ na funkcjonowanie zarówno społeczeństwa, jak i gospodarki. Gospodarcze i społeczne znaczenie poszczególnych rodzajów usług i działalności jest bardzo różne, a odróżnienie usługowej działalności gospodarczej oraz świadczenia usług jest zadaniem nie tylko skomplikowanym, lecz także rodzi bardzo różne skutki prawne. Niektóre „usługi" realizowane na rynku energii stanowią podstawę funkcjonowania nowoczesnej gospodarki i społeczeństwa (np. usługi przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej), inne decydują o zaspokojeniu pewnych potrzeb i aspiracji społecznych (np. dostęp do energii po akceptowalnych cenach), a jeszcze inne stanowią przejaw potrzeby pomocy innym (np. programy pomocowe mające na celu ograniczanie ubóstwa i wykluczenia energetycznego). Każdy z tych rodzajów usług ma swój immanentnie przypisany i niezbędny zakres funkcjonowania w społeczeństwie, ponieważ usługi o charakterze ekonomicznym i nieekonomicznym[16] wkroczyły

[16] W największym uproszczeniu można wskazać, że usługi ekonomiczne to usługi świadczone w ramach działalności gospodarczej, natomiast usługi nieekonomiczne to takie, które nie mają charakteru gospodarczego – choć zakres cen odróżniających tego rodzaju usługi ma charakter dalece nieostry (zob. UE, 2007).

w obszary rynków paliw i energii. Wynika to z faktu, że energia elektryczna jest dobrem cywilizacyjnym, a gaz – dobrem pierwszej potrzeby, zatem zapewnienie dostępu do nich staje się potrzebą konsumpcyjną, ale również obowiązkiem publicznoprawnym i coraz częściej wyzwaniem o charakterze socjalnym nakładanym na jednostki sektora finansów publicznych. Tym samym tradycyjnie ekonomiczny charakter usług świadczonych na rynku paliw i energii, coraz szerzej może wkraczać w obszar obowiązku socjalnego, na równi z innymi świadczeniami socjalnymi (np. świadczenia dla odbiorcy wrażliwego).

Na energetycznych rynkach infrastrukturalnych podstawę wykonywania działalności przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne stanowi *ex definitione* „świadczenie usług" przesyłowych lub dystrybucyjnych natomiast przez przedsiębiorstwa wytwórcze – wytwarzanie energii elektrycznej oraz dostarczanie mocy[17]. Ze względu na strategiczny charakter tego rodzaju działalności i ich istotność samo wejście na rynek, pozostawanie na nim i wyjście objęte są już licznymi ograniczeniami regulacyjno-reglamentacyjnymi. Tym samym udzielenie jednoznacznej odpowiedzi na postawione na wstępie pytanie pozostaje aktualnym problemem badawczym, zważywszy na fakt, że zakwalifikowanie danej działalności bądź do swobody świadczenia usług, bądź do swobody przedsiębiorczości nakłada na państwa członkowskie i przedsiębiorstwa różny zakres uprawnień i obowiązków, a przy niejednolitości tego pojęcia może to rodzić poważne problemy.

Zgodnie z regulacjami prawa energetycznego podstawowym podmiotem działającym na rynkach paliw i energii jest „przedsiębiorstwo energetyczne" rozumiane jako podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi albo przesyłania dwutlenku węgla. Pomijając potrzeby mniejszych rozważań podmiotowo-przedmiotowego charakteru tego pojęcia, należy szczególnie zwrócić uwagę, że definicja ta dookreśla, że jest to podmiot wykonujący „działalność gospodarczą" w określonym zakresie. Z przedsiębiorstwem energetycznym mamy zatem do czynienia niezależnie od tego czy podmiot podlega reglamentacji koncesyjno-rejestracyjnej, czy też jej nie podlega. Jednocześnie *ex definitione* jest to podmiot wykonujący działalność gospodarczą w rozumieniu upp. Zakres koncesjonowanej lub podlegającej rejestracji działalności energetycznej określa art. 32 pe i ustawy szczególne, np. ustawa o odnawialnych źródłach energii. Przy tym, jak stanowi art. 32 pe, uzyskania koncesji wymaga również jedynie wykonywanie działalności gospodarczej we wskazanym w nim zakresie. Uwzględniając tę definicję oraz pozostałe normy prawa energetycznego, można by przyjąć, że problem zdefiniowania czy na rynkach paliw i energii mamy do czynienia ze swobodą działalności gospodarczej, czy swobodą usług, mamy rozstrzygnięty na korzyść swobody wykonywania działalności gospodarczej. Natomiast posługiwanie się przez ustawodawcę pojęciem „usługi" ma jedynie na celu wskazanie formy jej wykonywania. Jednakże omówione powyżej regulacje europejskie oraz orzecznictwo TSUE nie pozwalają na tak uproszczony sposób udzielenia odpowiedzi na postawione na wstępie pytanie. Zresztą nawet krajowy ustawodawca posługuje się pojęciami „działalności" i „usług" w obrębie *sensu largo* prawa energetycznego w sposób dość swobodny.

[17] Zob. ustawę z 8.12.2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018, poz. 9). Zgodnie zakresem tej ustawy określa ona organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia.

Analizując zatem przepisy z podstawowego kręgu zainteresowania niniejszego opracowania, należy zauważyć, że zgodnie z art. 4e[1] pe *ex lege* „usługi" przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez: operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego. Tym samym o prawie wykonywania takich usług nie decyduje fakt bycia przedsiębiorstwem energetycznym ani nawet fakt posiadania koncesji na przesyłanie lub dystrybucję, ale fakt posiadania statusu operatora właściwej sieci lub instalacji. Dopiero uzyskanie takiego statusu pozwala na świadczenie usługi wskazanej w tej normie. Jednakże usługę tę, jak wskazują definicje poszczególnych operatorów, mogą świadczyć jedynie przedsiębiorstwa energetyczne[18], a jednocześnie wyznaczenie na takiego operatora jest możliwe, jeśli podmiot posiada właściwą koncesję[19]. Paradoksalnie zatem nawet w sytuacji gdy pe przewiduje możliwość wykonywania określonej działalności bez wymaganej prawem koncesji[20], i tak nie ma możliwości świadczenia takiej usługi, ponieważ podmiot nie uzyska statusu operatora z powodu braku koncesji[21]. Z punktu widzenia prawa krajowego nie powstaje zatem zasadniczo wątpliwość, że pomimo posługiwania się przez pe zarówno pojęciem „wykonywania działalności gospodarczej w zakresie przesyłania i dystrybucji" (art. 32 pe), jak i pojęciem „usługi przesyłania i dystrybucji" (4e[1] pe), mamy tu do czynienia z wykonywaniem działalności gospodarczej o charakterze usługowym, mieszczącej się w obszarze swobody działalności gospodarczej.

Bardziej złożoną jest natomiast problematyka dotycząca wytwarzania energii elektrycznej w związku z faktem, że od 2017 r. polski rynek energii przeszedł ogromną transformację z rynku „jednotowarowego" w kierunku rynku „dwutowarowego". Tym samym każda jednostka wytwórcza ma możliwość oferowania nie tylko towaru w postaci energii elektrycznej, lecz także tzw. mocy (w dużym uproszczeniu gotowości urządzeń do wytwarzania energii i zapewnienia parametrów jakościowych energii). Zgodnie z prawem energetycznym i uOZE wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii wymaga uzyskania koncesji. Jednocześnie ustawodawca wprowadził tu określone odstępstwa, ponieważ z obowiązku koncesyjnego zwolnione jest w całości wytwarzanie paliw gazowych oraz energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW. Z zakresu tego zwolnienia w odniesieniu do energii elektrycznej wyłączone są jednak instalacje odnawialnego źródła energii oraz jednostki kogeneracji. Tego typu źródła, co do zasady, muszą posiadać stosowną koncesję lub wpis do rejestru[22]. Zatem zgodnie z normami prawa krajowego samo wytwarzanie energii stanowi działalność gospodarczą objętą swobodą działalności gospodarczej. Jednocześnie należy pamiętać, że koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej wywołuje podwójny skutek, ponieważ podmiot posiadający taką koncesję może sprzedawać wytworzony towar bez konieczności uzyskiwania dodatkowej koncesji na obrót energią. Zatem koncesja na wytwarzanie swym zakresem obejmuje

[18] Zob. art. 3 pkt 24–28 pe.

[19] Zob. art. 9h ust. 2 i 7 pe.

[20] Np. koncesja nie jest wymagana do dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s.

[21] Podmiot dysponujący taką siecią i świadczący usługi dystrybucji powinien powierzyć w drodze umowy świadczenie tych usług koncesjonowanemu przedsiębiorstwu energetycznemu.

[22] Wyjątek stanowią instalacje do 50 kW, które podlegają jedynie rejestracji przez właściwego OSD.

tak samo wytwarzanie, jak i sprzedaż[23] energii wytworzonej we własnym źródle. Ten podwójny charakter koncesji wytwórczej powoduje, że mogą powstawać wątpliwości czy wytwarzanie nie stanowi jednak usługi (szczególnie w świetle orzecznictwa TSUE). Drugi z oferowanych przez przedsiębiorstwa wytwórcze „towarów", tj. moc, nie została w ustawie z dnia 8 grudnia 2018 r. o rynku mocy (dalej: urm)[24] określona jednolicie, ponieważ działalność ta obejmuje zarówno usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy do systemu elektroenergetycznego (sprawność urządzeń do rozpoczęcia pracy – rezerwa zimna, pracę w rezerwie – rezerwa gorąca/wirująca), jak i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia (wprowadzanie energii elektrycznej do systemu). Już w samym tym stwierdzeniu zaczerpniętym z art. 1 ust 1 urm zawarta jest pewna nieścisłość logiczna, ponieważ moc *ex lege* „pozostaje do dyspozycji systemu", ale w systemie wykorzystywana jest energia elektryczna, czyli w dużym uproszczeniu mocy nie da się dostarczać do systemu – do sytemu dostarcza się efekt pracy mocy w jednostce czasu – energię elektryczną (kWh). Co jeszcze istotniejsze, zgodnie z regulacjami krajowymi przez pojęcie „pozostawania w gotowości do dostarczania" należy rozumieć także sytuację, gdy dana jednostka rynku mocy, używając nomenklatury urm, faktycznie „dostarcza moc do systemu" i to nie tylko w okresach zagrożenia. Zatem wytwórca, który faktycznie wytwarza energię elektryczną na potrzeby własnych wcześniej zawartych kontraktów z punktu widzenia urm, w tym samym czasie pozostaje w gotowości do dostarczania mocy oraz faktycznie dostarcza moc do systemu w okresie zagrożenia. Można zatem przyjąć jako zasadne twierdzenie, że płatność dla wytwórców na rynku mocy jest dokonywana za utrzymywanie przez nich sprawnych technicznie urządzeń wytwórczych, a nie pozostawanie w gotowości do dostarczenia mocy. Wytwórca nie uzyskuje bowiem świadczenia za część mocy sprawną technicznie i „oczekującą" na przywołanie do pracy, ale za moc, która jest dyspozycyjna w jego jednostkach wytwórczych. Nie mamy tu zatem do czynienia z *sui generis* ubezpieczeniem mocą w rezerwie, mocy pracującej, a dodatkową zachętą finansową do zagwarantowania sprawności technicznej posiadanych urządzeń lub przy kontraktach wieloletnich dla nowych lub modernizowanych jednostek, z zagwarantowaniem środków na realizację tych inwestycji. Wracając jednak do przedmiotu niniejszego opracowania należy zauważyć, że urm posługuje się dla „produktów" rynku mocy pojęciem „usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego" oraz pojęciem „dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia" rozumianej jako dostarczanie do systemu energii elektrycznej w okresie zagrożenia. Ujmując to zatem w kategoriach dychotomicznego podziału usługa – działalność gospodarcza, można by wskazać, że w pierwszym przypadku mamy do czynienia z usługą gotowości, w drugim zaś z działalnością polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej[25]. Są to bowiem z mocy samej ustawy dwie różne czynności. Problem w takim rozumieniu usług i działalności powoduje jednak fakt, że jednocześnie można pozostawać w gotowości i wytwarzać na potrzeby okresów zagrożenia nawet w sytuacji, gdy jednostka wytwórcza cały czas pracuje i wytwarza energię elektryczną na potrzeby realizacji własnych wcześniej zawartych kontraktów, a zatem gdy w tym samym czasie realizuje działalność wytwórczą. Przy takim założeniu legislacyjnym (dychotomicznego świadczenia na rynku mocy pozostawania w gotowości „i" dostarczania, w tym

[23] Zgodnie z zawartą w pe definicją: „sprzedaż to bezpośrednia sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem (…)".

[24] Ustawa z dnia 8.12.2018 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018, poz. 9).

[25] Zob. art. 57 ust. 3 pkt 2 lit. a urm.

także w trakcie wytwarzania) można pokusić się o wskazanie, że mamy tu do czynienia z samoistną formą, nie będąca *stricte* ani usługą, ani działalnością gospodarczą, w szczególności jeśli uwzględnimy, że moc nie jest towarem[26] *sensu stricto* ani usługą niematerialną, ponieważ w ściśle określonych warunkach przybiera postać rzeczową (energia). Nie jest także usługą materialną, ponieważ co do zasady brakuje przedmiotu (towaru), natomiast zgodnie z jednolitym orzecznictwem to energia elektryczna jest towarem, a nie moc służąca do jej wytworzenia. Przyjęte w urm rozwiązania generują wniosek, że mamy tu do czynienia ze specyficznym *sui generis* „produktem" o usługowo-towarowym charakterze. Poszukując jednak pewnych analogii, można zauważyć, że jest to produkt podobny do ubezpieczenia, które charakteryzuje się tym, że dzięki zobowiązaniu ubezpieczającego do wykonania działań mających na celu zmniejszenie prawdopodobieństwa ryzyka bądź minimalizacji niekorzystnych skutków w przypadku jego zrealizowania się manipuluje tym ryzykiem (zob. Hyski, 2017, s. 109–121). Przez umowę ubezpieczenia ubezpieczyciel zobowiązuje się, w zakresie działalności swego przedsiębiorstwa, spełnić określone świadczenie w razie zajścia przewidzianego w umowie wypadku, a ubezpieczający zobowiązuje się zapłacić składkę. Przez zawarcie umowy mocowej wytwórca zobowiązuje się do posiadania sprawnych do wytwarzania urządzeń i podjęcia/kontynuowania wytwarzania w okresie zagrożenia, a opłata mocowa stanowi składkę na realizowanie tego działania. Reasumując, mimo pojawiających się wskazanych powyżej wątpliwości, świadczenie mocowe należy uznać za nową formę usługi na rynku energii eterycznej.

Właściwa kwalifikacja danego działania jako usługi lub działalności gospodarczej nie ma tylko charakteru teoretycznego. Wywołuje ona bowiem daleko idące implikacje w zakresie wykonywania danej działalności, zwłaszcza w zakresie przepisów i orzecznictwa europejskiego.

Zgodnie z art. 12 dyrektywy usługowej, w przypadkach, w których liczba dostępnych zezwoleń na prowadzenie danej działalności jest ograniczona z uwagi na ograniczone zasoby naturalne lub możliwości techniczne, państwa członkowskie stosują procedurę wyboru spośród potencjalnych kandydatów, która w pełni zapewnia bezstronność i przejrzystość, w tym w szczególności odpowiednie podanie do wiadomości informacji na temat rozpoczęcia procedury, jej przeprowadzania i zakończenia. Ponadto, jeżeli udzielane zezwolenie ma odpowiedni ograniczony okres ważności, to nie może podlegać automatycznemu odnowieniu ani przyznawać jakichkolwiek innych korzyści usługodawcy, którego zezwolenie właśnie wygasło lub też jakiejkolwiek innej osobie mającej szczególne powiązania z tym usługodawcą. Zgodnie z orzecznictwem TSUE przepisy rozdziału III dyrektywy 2006/123, dotyczącego swobody przedsiębiorczości dla usługodawców należy interpretować w ten sposób, że znajdują one zastosowanie nawet w sytuacji, której wszystkie istotne elementy występują w obrębie tylko jednego państwa[27]. Dlatego też dla określenia oddziaływania tej dyrektywny Trybunał podważa konieczność każdorazowego ustalenia elementu transgranicznego w celu stwierdzenia naruszenia jej postanowień. Trybunał przyjął także, że aby można było mówić, że istnieje znaczenie transgraniczne danej usługi, podmiot gospodarczy

[26] Towary są to wytworzone przez konkretną jednostkę i stanowiące jej własność wyroby gotowe lub usługi przeznaczone do dalszej odsprzedaży w stanie nieprzetworzonym, znajdujące się w magazynach lub punktach sprzedaży. Z tego punktu widzenia moc należałoby kwalifikować jako usługę znajdującą się specyficznym magazynie (zob. Encyklopedia zarządzania. Pozyskano z: https://mfiles.pl/pl/index.php/Towar).

[27] Zob. wyr. z 4.07.2019 r., Komisja v. Republika Federalna Niemiec w sprawie C–377/17 EU:C:2019:562 pkt 56–58 oraz wyr. z 30.01.2018 r., X BV oraz Visser, C–360/15 i C 31/16, EU:C:2018:44 pkt 108 i 110 a także wyr. z dnia 16.06. 2015 r., Rina Services i in., C–593/13, EU:C:2015:399, pkt 39, 40, w którym to wyroku TSUE podkreślił, że zakres dyrektywy usługowej może rozciągać się w konkretnym przypadku poza to, co stanowią ściśle postanowienia TFUE dotyczące swobody przedsiębiorczości i swobody świadczenia usług. Zob. też wyr. z 14.07.2016 r., Promoimpresa, C–458/14 i C–67/15, EU:C:2016:558, pkt 64–65.

z innego państwa członkowskiego nie musi nawet faktycznie wyrazić swojego zainteresowania[28]. W wyroku X VB i in. TSUE podkreślił także, że działalność z zakresu handlu detalicznego towarami stanowi „usługę" do celów stosowania tej dyrektywy[29]. Reasumując, przyjęcie, że działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, oferowania mocy i świadczenia usług przesyłania i dystrybucji stanowi usługę w rozumieniu dyrektyw usługowej musi prowadzić do wniosku, że podlegają one wszystkim regulacjom rozdziału III tej dyrektyw, w tym także przepisom dotyczącym zezwoleń i wskazanym powyżej ograniczeniom.

Nie ulega natomiast wątpliwości, że prawo krajowe pozwala zarówno na przedłużenie udzielonej koncesji operatorom systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, jak i na wytwarzanie energii elektrycznej i powiązanym z tą działalnością dysponowaniem mocą bez konieczności prowadzenia dodatkowej „otwartej procedury"[30]. Powstaje zatem pytanie, czy dyrektywa usługowa znajduje tu zastosowanie, a zatem czy należy stosować tę procedurę?

Na tak postawione pytanie należy, zdaniem autora, udzielić odpowiedzi negatywnej. Wynika to z faktu, że po pierwsze zgodnie z art. 9 ust. 3 dyrektyw usługowej przepisy dotyczące zezwoleń nie znajdują zastosowania w tych wszystkich obszarach, w których inne przepisy europejskie regulują systemy zezwoleń bezpośrednio lub nawet pośrednio. Natomiast kwestie udzielania zezwoleń na rynku energii zostały uregulowane w dyrektywach 2009/72/UE[31] i 2009/73/UE. Jednocześnie przyjęte jednoznaczne regulacje sektorowe wyłączają w obszarze objętym badaniem ogólne postanowienia dyrektywy usługowej. Natomiast z punktu widzenia traktatowego większe znaczenie ma art. 194 TFUE oraz swoboda przedsiębiorczości głównie ze względu na fakt, że pojęcie „usług infrastrukturalnych" wyczerpuje znamiona działalności gospodarczej. Nie ulega także wątpliwości, że z punktu widzenia prawa krajowego pojęcie „usługi na energetycznym rynku infrastrukturalnym" spełnia wszystkie cztery przesłanki pojęcia „działalności gospodarczej" i jest to działalność usługowa, posiadająca bardzo pogłębioną regulację pozakodeksową, określającą zarówno aspekty publicznoprawne, jak i cywilnoprawne świadczenia tych usług. Po wtóre działalności te nie stanowią „usług" zdefiniowanych dyrektywą usługową. W tym miejscu należy bowiem odróżnić budowę lub eksploatację na zlecenie innego podmiotu urządzeń wytwórczych i przesyłowych czy dystrybucyjnych od wykonywania działalności w tych obszarach. Sama budowa, ale i taka eksploatacja stanowi usługi w rozumieniu dyrektyw usługowej[32]. Natomiast działalność prowadzona przez OSD lub OSP, jak również wytwarzanie energii elektrycznej już nie stanowią takich usług, nawet jeśli uwzględnimy, że zgodnie z orzecznictwem TSUE energia jest towarem[33]. Jak wspomniano w wyroku X BV i in., TSUE uznał, że sprzedaż detaliczna towarów stanowi usługę. Przy działalności przesyłowej i dystrybucyjnej nie dochodzi jednak do sprzedaży energii, a świadczony jest jej transport, podobnie przy wytwarzaniu energii przedmiotem działania jest wytworzenie i dopiero (o i ile nie zostanie wykorzystana na potrzeby własne) sprzedaż, jednak w ramach posiadanej koncesji wytwórczej, nie zaś na obrót energią. A jak potwierdza to sama Komisja w „Podręczniku wdrażania Dyrektywy o Usługach", w części odnoszącej się do

[28] Zob. wyr. z 14.11.2013 r., Belgacom, C–221/12, EU:C:2013:736, pkt 31.

[29] Zob. pkt 84, co jednak istotne w przedmiotowej sprawie chodziło o handel detaliczny towarami, takimi jak obuwie i odzież dokonywany nie bezpośrednio przez producenta.

[30] Zob. art. 39 pe.

[31] Podobne regulacje znajdują się w dyr. 2019/944/UE, zob. np. art. 8.

[32] Zob. rozporządzenie nr 2013/2008/WE w sprawie wspólnego słownika zamówień (CPV).

[33] Zob. wyr. z 27.04.1994 r., Almelo, C–393/92, EU:C:1994:171, pkt 28 i podane tam orzecznictwo.

definicji usługi, wytwarzanie towaru nie stanowi działalności usługowej (KE, 2007, s. 14). Fakt, że wytwarzanie nie stanowi usługi potwierdza także TSUE[34]. Koncesja wytwórcza, udzielana jest na wytwarzanie energii. Oczywistym jest, że efektem wytwarzania jest towar, który podlega sprzedaży, nie jest ona jednak, w odróżnieniu od obrotu energią, działalnością usługową, ponieważ jest skutkiem wytwarzania, a nie jego celem. Natomiast w wyroku X BV i in. ocenie podlegał obrót towarami realizowany nie bezpośrednio przez jego producenta[35]. Z kolei dysponowanie mocą stanowi pochodną wytwarzania i nie wymaga żadnego dodatkowego zezwolenia, nie podlega zatem reżimowi wspomnianego przepisu. Warto także dodać, że usługa, co do zasady, musi mieć charakter ekonomiczny – musi być prowadzona za wynagrodzeniem. Zgodnie z orzecznictwem TSUE podstawowe kryterium odpłatności oznacza istnienie wynagrodzenia za dane usługi (nawet jeśli nie mają charakteru ekwiwalentnego)[36]. Wytwarzanie energii nie spełnia także tego kryterium.

V. „Usługi" w ogólnym interesie gospodarczym

Na zakończenie rozważań dotyczących pojęcia „usług" na rynkach paliw i energii warto jeszcze przyjrzeć się zagadnieniu tzw. usług w ogólnym interesie gospodarczym, w kontekście przedmiotu zainteresowania niniejszego opracowania. Jednocześnie nie będzie tu prowadzona pogłębiona analiza samego pojęcia, której poświęcono zarówno w orzecznictwie, jak i literaturze sporo miejsca.

Zakres ingerencji państwa w gospodarkę może przybierać bardzo różną postać. Jednocześnie są dziedziny gospodarcze przypisane immanentnie państwu (usługi policyjne, bezpieczeństwo), a są też takie, które są realizowane przez państwo lub co najmniej nadzorowane ze względu na konieczność zapewnienia dostępu do nich możliwe maksymalnej liczbie obywateli. W tym obszarze pojawia się pojęcie „usługi interesu ogólnego", które jest szersze od pojęcia „usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym" i obejmuje usługi zarówno rynkowe, jak i nierynkowe, które władze publiczne klasyfikują jako usługi użytku publicznego i które podlegają określonym zobowiązaniom z tytułu świadczenia usług publicznych[37]. Usługę publiczną można także definiować zgodnie ze stanowiskiem francuskiej Conseil d'État (1995) jako „przedłużenie rynku innymi środkami w przypadku, kiedy rynek nie funkcjonuje, lecz nie wbrew rynkowi". Przedmiotem dalszego

[34] Zob. wyr. z 17.05.1985 r., Komisja przeciwko Francji, sprawa 18/84, EU:C:1985:175, pkt 12 i wyr. z 11.07.1985 r., *Cinéthčque*, połączone sprawy 60–61/84 EU:C:1985:329, pkt 10.

[35] Np. w przywołanym wyr. z 17.05.1985 r., *Komisja przeciwko Francji*, sprawa 18/84, EU:C:1985:175, TSUE uznał, że wydruk gazet nie może być uznany za usługę, ponieważ prowadzi do powstania fizycznego towaru figurującego we wspólnej taryfie celnej i podlegającemu swobodzie przepływu towarów.

[36] Zob. np. wyr. z 17.03.2011 r., Penarroja Fa, C–372/09 i 373/09, EU:C:2011:156, pkt 37 i powołane tam orzecznictwo oraz wyr. z 7.12.1993 r., *Stephan Max Wirth v. Landeshauptstadt Hannover*, sprawa C–109/92, ECR 1993, s. I–06447, pkt 14–22; zob. też Urban, 2010, s. 111–112.

[37] Zob. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego oraz Komitetu Regionów Biała Księga nt. Użyteczności Publicznej (COM (2004) 374 final) Załącznik 1 Objaśnienie terminów I, Załącznik 1, s. 22. oraz Dec. Komisji z dnia 28.11.2005 r. w sprawie stosowania art. 86 ust. 2 Traktatu WE do pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych, przyznawanej przedsiębiorstwom zobowiązanym do zarządzania usługami świadczonymi w ogólnym interesie gospodarczym (Dz. Urz. WE L 312 z 29.11.2005), a także Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego I Komitetu Regionów, Unowocześnienie unijnej polityki w dziedzinie pomocy państwa Bruksela, dnia 8.05.2012 r. COM(2012) 209 final. Jednocześnie Parlament Europejski podkreśla szczególne znaczenie wysokiej jakości usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym oraz konieczność powszechnego dostępu do nich; w związku z tym podkreślił, że zgodnie z postanowieniami TFUE dotyczącymi konkurencji kompetencje Komisji ograniczają się jedynie do kontroli pomocy państwa w odniesieniu do usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym oraz że postanowienia te nie stanowią podstawy prawnej ustalenia kryteriów jakości i skuteczności na poziomie europejskim; uważa, że przy definiowaniu kryteriów jakości i skuteczności usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym należy zwrócić szczególną uwagę na zasadę pomocniczości, zob. Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 15.112011 r. w sprawie reformy zasad UE dotyczących pomocy państwa w odniesieniu do usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym (2011/2146(INI)) (2013/C 153 E/07). Zob. też wyr. z 15.05.2019 r. w sprawie C–706/17 AB *„Achema" i inni v. Valstybinė kainų ir energetikos kontrolės komisja*, EU:C:2019:407, w którym TSUE podkreślił, że w zakresie, w jakim interwencja państwa powinna zostać uznana za rekompensatę stanowiącą wynagrodzenie z tytułu wypełniania przez przedsiębiorstwa będące jej beneficjentami zobowiązań z zakresu usług publicznych, tak iż przedsiębiorstwa te w rzeczywistości nie odnoszą korzyści finansowych, a zatem takie wsparcie nie powoduje uprzywilejowania takich podmiotów względem przedsiębiorstw z nimi konkurujących, interwencja taka nie wchodzi w zakres zastosowania art. 107 ust. 1 TFUE (wyr. z 24.07.2003 r., *Altmark Trans i Regierungspräsidium Magdeburg*, C–280/00, EU:C:2003:415, pkt 87; a także z 8.03.2017 r., *Viasat Broadcasting UK/Komisja*, C–660/15 P, EU:C:2017:178, pkt 25) (pkt 100).

zainteresowania będzie pojęcie „usług w ogólnym interesie gospodarczym". Dla określenia tego obszaru aktywności obowiązków państwa i przedsiębiorstw używa się dość rozbudowanej nomenklatury, tj. usługi publiczne, usługi powszechne, usługi użyteczności publicznej, a nawet usługi socjalne świadczone w interesie ogólnym[38]. Tym samym w analizowanym obszarze badawczym pojęcia te są używane jako synonimy (pozwala na to także terminologia dyrektyw sektorowych). Pojęcie usług w ogólnym interesie gospodarczym możemy znaleźć tak w Karcie Praw Podstawowych (art. 26), jak i w TFUE (art. 14). Takie umiejscowienie pojęcia tych usług wyraźnie podkreśla wagę, jaką ustawodawca unijny przywiązuje do ich realizacji. Jak podkreśla to w Traktacie, zważywszy na miejsce, jakie usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym zajmują wśród wspólnych wartości Unii, jak również ich znaczenie we wspieraniu jej spójności społecznej i terytorialnej, Unia i państwa członkowskie, każde w granicach swych kompetencji i w granicach stosowania traktatów zapewniają, aby te usługi funkcjonowały na podstawie zasad i na warunkach, w szczególności gospodarczych i finansowych, które pozwolą im wypełniać ich zadania. Jednocześnie ani Karta, ani Traktat nie egzemplifikuje tego rodzaju usług, pozostawiając to przede wszystkim prawu wtórnemu i orzecznictwu (zob. np. Kociubński, 2013, s. 88). Samo pojęcie „usług w ogólnym interesie gospodarczym" nie doczekało się definicji w żadnym z aktów prawa europejskiego, również TSUE nie pokusił się o ich zdefiniowanie (zob. Szydło, 2012, s. 399). Jak podkreśla się w literaturze (zob. np. Domagała, 2016, s. 56–57; Szydło, 2012, s. 397–398; Blicharz i Kania, 2010, s. 16), cechami wspólnymi usług w ogólnym interesie gospodarczym jest – obok ich niezbędności – powszechna dostępność (niezależna od uwarunkowań ekonomicznych, geograficznych i społecznych), odpowiednia jakość i przystępna cena. Usługi te realizują bowiem pewien interes ogólny, zaspokajają egzystencjalne potrzeby ludzkie i służą rozwojowi innych przedsiębiorstw oraz całej gospodarki, przy czym są na tyle ważne, że gdyby nie były one świadczone przez określone przedsiębiorstwa, wówczas samo państwo byłoby zobowiązane do ich dostarczania (Emmerich, 1969, s. 440–441; Bruhn, 1999, s. 50). Są to bowiem często usługi, za które państwo i jednostki samorządu terytorialnego będą odpowiedzialne albo wykonując je samodzielnie, albo ich wykonanie powierzając innym podmiotom (zob. Walaszek-Pyzioł i Pyzioł, 2014, s. 12, 14). Z pełnieniem usług w ogólnym interesie gospodarczym może zostać połączone przyznanie określonym podmiotom, praw szczególnych lub wyłącznych, co będzie prowadzić do tworzenia w danym obszarze ograniczeń (nawet w kierunku monopolizacji) świadczenia danych usług.

Szczególne zainteresowanie ustawodawstwa europejskiego i krajowego związanego ze świadczeniem usług w ogólnym interesie gospodarczym dotyczy także infrastrukturalnych rynków energetycznych. W tym przypadku działania te zmierzają do zapewnienia powszechności dostępu do sieci i towaru, jak najszerszemu spektrum obywateli, aby unikać ubóstwa i wykluczenia energetycznego (zob. szerzej: Kowalak i Muras, 2014, s. 68 i n.; Jaś, 2013, s. 284 i n.; Krzemień i Ogurek, 2015, s. 275–292; Figaszewska, 2009, s. 2–20). Przyjmuje się zatem, że

[38] Usługi socjalne świadczone w interesie ogólnym: usługi te obejmują systemy zabezpieczenia społecznego pokrywające najistotniejsze z życiowych zagrożeń i szereg innych podstawowych usług świadczonych bezpośrednio osobom fizycznym, odgrywających rolę zapobiegawczą i przyczyniając się do osiągnięcia spójności społecznej oraz włączenia społecznego tych osób. Mimo że niektórych usług socjalnych (takich jak ustawowe systemy zabezpieczeń społecznych) nie uznaje się za działalność gospodarczą, z orzecznictwa Trybunału Europejskiego (Sprawy połączone C–180/98 do C–184/98 Pavlov i inni [2000] Rec. I–6451, pkt 118; sprawa C–218/00 Cisal i INAIL, [2002] Rec. I–691, pkt 37; oraz sprawa C–355/00 Freskot [2003] I–5263) jasno wynika, że socjalny charakter usługi nie jest sam w sobie wystarczający do zaklasyfikowania jej jako usługi pozagospodarczej. Pojęcie „usług socjalnych świadczonych w interesie ogólnym" obejmuje zatem zarówno działalność gospodarczą, jak i pozagospodarczą – zob. KOM(2011) 900 wersja ostateczna, Brukcesla 20.12.2011 r. oraz „Realizacja wspólnotowego programu lizbońskiego: usługi socjalne użyteczności publicznej w Unii Europejskiej", (COM (2006) 177 wersja ostateczna z 26.04.2006 r.).

w tych obszarach istotniejszym od zapewnienia jedynie reguł konkurencji, jest zapewnienie realizacji pewnej misji społeczno-państwowej (zob. tak też Szydło, 2005, s. 136; Domagała, 2016, s. 76). Przesądzają o tym głównie wspólne cechy, jakimi charakteryzują się te usługi. Jak pokreślą to TK[39], realizowane w skali masowej usługi użyteczności publicznej (*services publics*) o charakterze produkcyjnym lub handlowym należy odróżnić od publicznych usług administracyjnych (*les services publics administratifs*). Z tego, że podmioty realizujące usługi energetyczne realizują funkcje publiczne (*personnes privées chargées d'une mission de service public*), zdaniem TK, wynika normatywne ograniczenie ich swobody działalności gospodarczej. Dopuszczając pewną swobodę państwa w zakresie usług użyteczności publicznej oraz komplementarność stosowania rozwiązań cywilnoprawnych i administracyjnoprawnych, TK stwierdził, że od woli ustawodawcy zależy stopień „natężenia oraz form pierwiastka publicznego", który tenże ustawodawca zamierza zrealizować. Dalej TK podkreślił, że podmioty świadczące usługi użyteczności publicznej muszą spełniać określone wymagania, a ich świadczenia powinny odbywać się z poszanowaniem interesu publicznego, zapewniać zabezpieczenie interesów podmiotu realizującego usługi, ale i chronić interesy odbiorców (konsumentów). Zdaniem TK zadania o charakterze „użyteczności publicznej" należy rozumieć możliwie najszerzej i winny one być utożsamiane z zadaniami publicznymi, których realizacja ciąży na administracji rządowej i samorządowej[40]. Do zadań tych należy zaspokajanie potrzeb zbiorowych społeczeństwa. Trybunał zawarł w tej uchwale także przykładowy katalog zadań o charakterze użyteczności publicznej: zaopatrywanie ludności w wodę, energię elektryczną, gazową i cieplną, utrzymanie dróg i komunikacji, rozwój nauki, zapewnienie oświaty, opieki zdrowotnej i pomocy społecznej, realizację różnego rodzaju potrzeb kulturalnych.

Usługi w ogólnym interesie gospodarczym w infrastrukturalnych sektorach energetycznych świadczone są w takim zakresie, w jakim zmierzają do zapewnienia realizacji podstawowych potrzeb ludności, wiążą się zatem z podstawowymi etapami korzystania z rynków paliw i energii, tj. przyłączenia do sieci, prawa z niej korzystania oraz dostępności do towaru na poziomie pozwalającym co najmniej na uniknięcie ubóstwa energetycznego[41]. Postępująca liberalizacja tych sektorów, z jednoczesnym utrzymującym się zakresem monopolu naturalnego w zakresie dostępu do sieci, spowodowały konieczność zagwarantowania jego dostępności o charakterze powszechnym, w tym poprzez realizację funkcji misyjnych, tj. usług powszechnych. Uwzględniając te zależności, należy wskazać, że usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym pozwalają na realizację interesów gospodarczych indywidualnych i ogólnych. Wzajemne relacje tych dwóch aspektów decydują czy usługa świadczona w interesie ogólnym w ogóle będzie posiadała charakter gospodarczy. Jeśli bowiem usługa jest świadczona przez przedsiębiorcę nastawionego na dochód (nawet regulowany), to posiada ona charakter gospodarczy, jeżeli natomiast jest elementem sprawowania władzy publicznej, to wówczas nie ma charakteru gospodarczego (tak zob. Radwan-Roehrenscheft, 1997, s. 63).

Jak podkreśla się w literaturze, cechy i cele świadczenia usług w ogólnym interesie gospodarczym mogą przybrać postać nałożenia obowiązku współpracy gospodarczej, która w swej treści może polegać na obowiązku zawarcia konkretnej umowy stanowiącej podstawę jej świadczenia lub

[39] Zob. wyr. z dnia 10.07.2007 r., K 37/04, OTK-A 2006, nr 7, poz. 79.

[40] Zob. uchwałę TK z dnia 12.03.1997 r., W8/96, Dz.U. 1997, Nr 29, poz. 162.

[41] Zob. też: Krakała-Zielińska, 2011, s. 355 i n.; TSUE z 27.04.1989 r. w sprawie C–393/*92 Almelo i inni v. Energiebedrijf IJsselmij*, ECR 1994, s. I–1477.

też obowiązku rozbudowy infrastruktury niezbędnej do świadczenia danej usługi albo obowiązku uzyskania zatwierdzenia cen tych usług (zob. Domagała, 2016, s. 80) przy jednoczesnym ustawowo określonym minimalnym zakresie wymagań jakościowych ich świadczenia. Ponadto usługi w ogólnym interesie gospodarczym muszą realizować interesy ponadjednostkowe (służyć dobru wspólnemu) i przyczyniać się do lepszego funkcjonowania nie tylko innych przedsiębiorstw, lecz także całej gospodarki, choć nie zawsze koniecznie obejmującej obszar całego kraju (Zob. Szydło, 2005, s. 138 i podana tam literatura).

Poddając zatem analizie wskazane przesłanki usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym można stwierdzić, że większość usług świadczonych na infrastrukturalnych rynkach energetycznych, może zostać zakwalifikowana jako usługi w ogólnym interesie gospodarczym. Są to bowiem usługi, które mają na celu zagwarantowanie, po pierwsze, bezpieczeństwa podmiotów funkcjonujących na liberalizowanych rynkach paliw i energii, po wtóre, mają na celu zagwarantowanie powszechnej dostępności do mediów energetycznych i wreszcie, po trzecie, dostęp do tych mediów ma następować po akceptowalnych cenach, przy normatywnie określonej jakości w sposób nieprzerwany. Dostęp do tych mediów ma wręcz charakter egzystencjalny, tym samym zapewnienie możliwości korzystania z nich stanowi obowiązek państwa tak w rozumieniu zapewnienia dostępu powszechnego, jak i dostępu o charakterze socjalnym (ograniczającym wykluczenie energetyczne i ubóstwo energetyczne). Zgodnie z dyrektywami sektorowymi obowiązek zapewnienia usług powszechnych dotyczy oprócz części infrastrukturalnej, konsumentów oraz małych przedsiębiorstw[42]. Jednocześnie katalog tych usług nawet w sektorach infrastrukturalnych nie ma charakteru zamkniętego i będzie podlegał modyfikacjom zgodnie z zakresem rozwoju tych rynków i zmieniającym się zakresem potrzeb, w tym także w związku z bogaceniem się lub ubożeniem społeczeństwa.

Jak zostało to wskazane powyżej, usługi w ogólnym interesie gospodarczym są wykonywane w ramach wykonywanej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne i poddają się regułom konkurencji, zatem z punktu widzenia przepisów dotyczących „usług" i „działalności gospodarczej" nie kreują nowego rodzaju usług, a nadają wykonywanej działalności gospodarczej specyficzny charakter, np. obowiązek przyłączenia do sieci za jedną czwartą rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę z urzędu odbiorcom permanentnie zalegającym z zapłatą za pobraną energię lub paliwa[43].

VI. Wnioski

Na energetycznych rynkach infrastrukturalnych podstawę wykonywania działalności przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne stanowi świadczenie „usług", natomiast przez przedsiębiorstwa wytwórcze wytwarzanie energii i oferowanie mocy. Jednocześnie ze względu na potrzebę zapewnienia jak najszerszego dostępu do mediów energetycznych stosowane działania musi podejmować państwo, co prowadzi do wykreowania w tym obszarze usług w ogólnym interesie gospodarczym. Nie ulega także wątpliwości, że działalność na rynkach paliw i energii jest podejmowana w ramach swobody działalności gospodarczej, ale tylko w zakresie decyzji o jej podjęciu.

[42] Zob. art. 3 ust. 2 dyr. 2009/72 oraz art. 3 dyr. 2009/73.

[43] Zgodnie z art. 1 pkt 2 i 3 dyrektywy usługowej nie dotyczy ona liberalizacji usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym zarezerwowanych dla podmiotów publicznych lub prywatnych ani prywatyzacji podmiotów publicznych świadczących usługi oraz nie dotyczy zniesienia monopoli w zakresie świadczenia usług ani pomocy przyznawanej przez państwa członkowskie, objętej wspólnotowymi regułami konkurencji.

Ze względu bowiem na strategiczny charakter i jej istotność samo wejście na rynek, pozostawanie na nim oraz wyjście objęte są już licznymi ograniczeniami regulacyjno-reglamentacyjnymi. Jednocześnie, mimo dużej swobody nazewniczej w obrębie przepisów krajowych, mamy tu do czynienia z działalnością gospodarczą opierająca się na rynkowych warunkach (liberalizacji rynku – przesyłanie lub dystrybucja) albo z działalnością nie podlegającą pojęciu „usług" (działalność wytwórcza i oferowanie mocy). Tym samym restrykcyjne, dotyczące zezwoleń, regulacje dyrektywy usługowej nie znajdują tu zastosowania. Zatem regulacje krajowe, pozwalające na przedłużenie koncesji dotychczasowemu przedsiębiorcy wykonującemu taką działalność, a nawet nakazanie przez określony czas wykonywania takiej działalności (art. 40 pe), nie stanowi naruszenia postanowień tej dyrektywy, ponieważ nie jest objęte jej zakresem. Przyjęcie jednocześnie jako zasadne restrykcyjnego stosowania dyrektywy usługowej do działalności prowadzonych na rynkach paliw i energii musiałoby prowadzić wręcz do wywłaszczenia w sytuacji, kiedy podmiot, który wybudował określoną infrastrukturę i jest jej właścicielem, nie mógł ubiegać się z pierwszeństwem przed innymi o przedłużenie określonego zezwolenia (koncesji).

Bibliografia

Barcz, J. (red.). (2006). *Prawo Unii Europejskiej. Zagadnienia systemowe*. Warszawa: Wydawnictwo Prawo i Praktyka Gospodarcza.

Blicharz, R. i Kania, M. (2010). Klauzula interesu publicznego w publicznym prawie gospodarczym. *PUG*, 5.

Bruhn, D. (1999). Die Sicherstellung öffentlicher Aufgaben im Bereich der deutschen Telekommunikation unter dem Einfluß der europäischen Marktöffnung. Hamburg: Vom Monopol zum Universaldiens.

Czermińska, M. (2015). Rynek usług bez barier w unii europejskiej – działania na rzecz jego realizacji. *Unia Europejska.pl*, 4.

Dobaczewska, A., Powałowski, A. i Wolska, H. (2018). *Nowe prawo przedsiębiorców*. Warszawa: C.H. Beck.

Domagała, M. (2016). *Obowiązek współpracy gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych*. Lublin: Wydawnictwo KUL.

Emmerich, V. (1969). *Das Wirtschaftsrecht der öffentlichen Unternehmen*. Bad Homburg–Berlin–Zurich: Gehlen.

Etel, M. (2012). *Pojęcie przedsiębiorcy w prawie polskim i prawie Unii Europejskiej oraz orzecznictwie sądowym*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

Figaszewska, I. (2009). Ubóstwo energetyczne – co to jest? *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*, 5.

Hyski, M. (2017). Ubezpieczenie jako instrument finansowej kontroli ryzyka. *Prace Naukowe Akademii im. Jana Długosza w Częstochowie*, *XI*, 109–121.

Jaś, M. (2013). Dostarczanie energii elektrycznej jako usługa świadczona w ogólnym interesie gospodarczym. W: J. Grabowski, K. Pokryszka, A. Hołda-Wydrzyńska (red.), *25 lat fundamentów wolności gospodarczej. Tendencje rozwojowe*. Katowice: Uniwersytet Śląski/Górnośląska Wyższa Szkoła Handlowa im. Wojciecha Korfantego.

Kawka, I. (2015). *Gospodarcza działalność usługowa w prawie polskim w świetle unijnych swobód przedsiębiorczości i świadczenia usług*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

KE. (2004). Biała Księga nt. Użyteczności Publicznej. Bruksela: Komisja Europejska. COM (2004) 374 final. Załącznik 1, Objaśnienie terminów I.

KE. (2005). Decyzja Komisji z dnia 28 listopada 2005 r. w sprawie stosowania art. 86 ust. 2 Traktatu WE do pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych, przyznawanej

przedsiębiorstwom zobowiązanym do zarządzania usługami świadczonymi w ogólnym interesie gospodarczym. Bruksela: Komisja Europejska (Dz. Urz. WE L 312 z 29.11.2005).

KE. (2006). Realizacja wspólnotowego programu lizbońskiego: usługi socjalne użyteczności publicznej w Unii Europejskiej. Bruksela: Komisja Europejska. (COM (2006) 177 wersja ostateczna z 26 kwietnia 2006 r.).

KE. (2007). *Podręcznik wdrażania Dyrektywy o Usługach*. Luksemburg: Urząd Oficjalnych Publikacji Wspólnot Europejskich. Pozyskano z: https://publications.europa.eu/pl/publication-detail/-/publication/a4987fe6-d74b-4f4f-8539-b80297d29715.

KE. (2011). Ramy jakości dotyczące usług świadczonych w interesie ogólnym wersja ostateczna. Bruksela: Komisja Europejska, 20 grudnia.

KE. (2012). Unowocześnienie unijnej polityki w dziedzinie pomocy państwa. Bruksela: Komisja Europejska, 8 maja. COM(2012) 209 final.

Kociubński, J. (2013). *Usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym w prawie Unii Europejskiej*. Toruń: Towarzystwo Naukowe Organizacji i Kierownictwa. Dom Organizatora.

Kowalak, T. i Muras, Z. (2014). Zakres ochrony prywatności konsumentów energii elektrycznej w kontekście zdalnego odczytu danych pomiarowych – prawno-techniczna analiza problemu. W: A. Walaszek-Pyzioł, T. Długosz (red.), *Nowe typy usług w działalności gospodarczej*. Warszawa: Difin.

Krakała-Zielińska, M. (2011). Znaczenie usługi powszechnej w tworzeniu unijnego sektora usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym. W: H. Gronkiewicz-Waltz, K. Jaroszyński (red.), *Europeizacja publicznego prawa gospodarczego*. Warszawa: C.H. Beck.

Krzemień, R. i Ogurek, A. (2015). Ubóstwo energetyczne a bezpieczeństwo społeczne państwa. *Journal of Modern Science*, *4*(27), 275–292.

PE. (2011). Rezolucja z dnia 15 listopada 2011 r. w sprawie reformy zasad UE dotyczących pomocy państwa w odniesieniu do usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym. (2011/2146(INI)) (2013/C 153 E/07).

Radwan-Roehrenscheft, M. (1997). Przedsiębiorstwa świadczące usługi w ogólnym interesie gospodarczym. *PiP*, *2*, 63.

PWN. (2019). Słownik języka polskiego. Pozyskano z: https://sjp.pwn.pl (26.08.2019).

Rapport public du Conseil d'État. (1994). Considérations générales: Service public, services publics: déclin ou renouveau. Etudes et Documents No 46, Paryż 1995.

Safian, M. i Bosek, L. (red.). (2016). *Konstytucja RP. Tom I. Komentarz do art. 1–86*. Warszawa: C.H. Beck.

Strzyczkowski, K. (2011). *Prawo gospodarcze publiczne*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

Stürner, M. (2010). *Zasięg swobody świadczenia usług i jej ograniczenia*. Referat wygłoszony na konferencji pn. Usługi w polsko-niemieckim obszarze gospodarczym bez barier – Skutki dla przedsiębiorców i konsumentów, Frankfurt nad Odrą, 27 października. Pozyskano z: http://www.konsument-info.eu/pl/images/stories/Dokumenty/stuerner_pl.pdf.

Szydło, M. (2005). *Regulacja sektorów infrastrukturalnych jako rodzaj funkcji państwa wobec gospodarki*. Warszawa: Wydawnictwo Prawo i Praktyka Gospodarcza.

Szydło, M. (2011). *Wolność działalności gospodarczej jako prawo podstawowe*. Bydgoszcz: Oficyna Wydawnicza Branta.

Szydło, M. (2012). Komentarz do art. 106 TFUE. W: K. Kowalik-Bańczyk, M. Szwarc-Kuczer, A. Wróbel (red.), *Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Komentarz, Tom II* (s. 397–398). Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

UE. (2007). Opinia Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego w sprawie komunikatu Komisji „Realizacja wspólnotowego programu lizbońskiego: Usługi socjalne użyteczności publicznej w Unii Europejskiej". COM(2006) 177 wersja ostateczna (2007/C 161/22), (Dz. Urz. UE C161/80. 13.7.2007).

Urban, J. (2010). Swoboda świadczenia usług w świetle dyrektywy 2006/123/WE. *Internetowy Przegląd Prawniczy TBSP UJ*, 2.

Walaszek-Pyzioł, A. (1992). Wolność gospodarcza w ustawodawstwie Republiki Federalnej Niemiec. *PUG*, 5–6.

Walaszek-Pyzioł, A. i Pyzioł, W. (2014). Aktualne tendencje w zakresie regulacji prawnej usług gospodarczych. W: T. Długosz, A. Walaszek-Pyzioł (red.), *Nowe typy usług w działalności gospodarczej*. Warszawa: Difin.

Zdyb, M., Lubieńczuk, G. i Woloszyn-Cichocka, A. (2019). *Prawo przedsiębiorców Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

Paweł Hawranek*, Dariusz Michalski**, Daniel Borkowski***

Wpływ wejścia w życie MiFID II na ryzyko funkcjonowania spółek energetycznych w Polsce

Spis treści

I. Wprowadzenie
II. Potencjalny wpływ dyrektywy MiFID II na działalność operacyjną polskich przedsiębiorstw energetycznych
III. Działalność inwestycyjna w reżimie MiFID II
IV. Wyłączenia spod reżimu MiFID II mogące być stosowane przez przedsiębiorstwa działające na hurtowym rynku energii
V. Ryzyko regulacyjne związane z MiFID II
VI. Analiza ryzyka zgodności dla polskich przedsiębiorstw energetycznych
VII. Uwagi końcowe

Streszczenie

Wprowadzenie regulacji MiFID II wymagało implementacji tej dyrektywy do krajowego porządku prawnego z uwzględnieniem pewnej odrębności regulacji krajowych. Niestety do implementacji nie doszło przed wejściem w życie dyrektywy. Brak implementacji spowodował po stronie przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w hurtowym obrocie towarowym wystąpienie ryzyka regulacyjnego związanego z brakiem pewności co do ostatecznego kształtu implementacji. Czas *vacatio legis* dyrektywy zamiast wykorzystania go na dostosowywanie struktury przedsiębiorstw energetycznych upłynął na oczekiwaniu na pojawienie się przepisów transponujących. W konsekwencji przedsiębiorstwa energetyczne otrzymały niezwykle mało czasu na dostosowanie swoich struktur do nowych wymogów regulacyjnych. Równocześnie zobligowane były do prowadzenia swojej działalności w oparciu o niezmienione przepisy ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, przy pełnej świadomości nieuchronności wprowadzenia istotnych zmian, w tym nałożenia obowiązków reglamentacyjnych, z krótkim terminem ich wejścia w życie. Wszystko powyższe spowodowało, iż świadome zagrożeń przedsiębiorstwa energetyczne do czas pełnego ukształtowania się ładu *post-Mifidowego* i praktyki działania, a zwłaszcza podejścia regulatora do nowych wymogów, podjęły szereg działań w celu przygotowania się do stosowania nowej regulacji.

Słowa kluczowe: forward; futures; MIFID II; ryzyko ekwiwalentności kontraktu; energia; handel hurtowy.

JEL: G140, L510

* Radca prawny, partner zarządzający w HAWRANEK Kancelaria Radców Prawnych Spółka Partnerska. E-mail: phawranek@hkrp.pl.

** Doktor habilitowany, profesor Akademii Techniczno-Humanistycznej w Bielsku Białej. E-mail: dmichalski@hkrp.pl; https://orcid.org/0000-0002-9047-4255.

*** Radca prawny, założyciel Legal Partner. E-mail: db@legalpartner.pl.

I. Wprowadzenie

W dniu 3 stycznia 2018 r. z rocznym opóźnieniem weszła w życie dyrektywa MiFID II. Jest ona kluczowym elementem zarządzania ryzykiem systemowym rynków finansowych w Unii Europejskiej i stanowi element globalnego porządkowania funkcjonowania rynków finansowych, ustalonego na szczycie G20 w Pittsburghu w 2009 roku. Regulacja ta ma także wpływ na powstanie ryzyka zgodności w polskich przedsiębiorstwach prowadzących działalność operacyjną na rynku energii (energia elektryczna, gaz ziemny, paliwa, CO_2, prawa majątkowe). W niniejszym artykule autorzy przedstawiają ryzyko, z którym przedsiębiorstwa energetyczne musiały się zmierzyć w związku z wejściem w życie dyrektywy MiFID II oraz którym powinny zarządzać począwszy od 2018 roku. Zważywszy, iż omawiana regulacja ujęta została w formę dyrektywy Unii Europejskiej to konieczna była implementacja do polskiego systemu prawnego jej postanowień, poprzez zmianę ustawy o obrocie instrumentami finansowymi. Należy wskazać, że polska energetyka rozpoczynała rok 2018 ze zdecydowanie podniesionym poziomem ryzyka, który wynikał z braku istotnych przepisów transponujących dyrektywę MiFID II do polskiego prawodawstwa.

Badania dotyczące wpływu MiFID II na funkcjonowanie rynków dotyczą głównie instytucji finansowych. Energetyka, pomimo iż MiFID II wpływa na funkcjonowanie przedsiębiorstw z tego sektora, nie jest objęta tak zaawansowanymi badaniami, a w konsekwencji brakuje dostępnych monografii poruszających tę problematykę. Autorzy postanowili uzupełnić lukę badawczą, analizując wpływ MiFID II na działalność przedsiębiorstw energetycznych na hurtowych rynkach energii i jej różnych nośników. Badania zostały przeprowadzone głównie na potrzeby międzynarodowej konferencji naukowej „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym", która odbyła się na Uniwersytecie Łódzkim w kwietniu 2018 roku. Badania były kontynuowane również w roku 2019, co znalazło także wyraz w treści niniejszego artykułu. Z powodu ograniczonego zakresu literatury, poświęconej wpływowi MiFID II na polską energetykę, ma on charakter empiryczny i postulatywny, opisujący powstałe ryzyko zgodności oraz wskazujący możliwe instrumenty reakcji na nie. Dyrektywa MiFID II w sposób istotny skłania zarządzających przedsiębiorstwami energetycznymi do analizy podejmowanego ryzyka rynkowego i sposobów jego zabezpieczenia, co staje się podstawą do analizy struktury organizacyjnej, która realizuje cele związane zarówno z zarządzaniem ryzykiem, jak i działalnością spekulacyjną w tych przedsiębiorstwach. Koniecznością staje się zatem przygotowywanie analizy pozycji na rynku pochodnych instrumentów towarowych (z wyłączeniem produktów *REMIT carve-out*) (zob. tab. 2), aby, dysponując danymi o ekspozycji na wspomniane ryzyko, podejmować właściwe decyzje zarządcze minimalizując występujące ryzyko zgodności[1].

Badanie przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie wpływu MiFID II w 2018 r. należało przeprowadzać na postawie MiFID II, rozporządzeń delegowanych i z uwzględnieniem w pierwszym kwartale 2018 r. projektu nowelizacji, a później samej nowelizacji ustawy o instrumentach finansowych, wprowadzającego MiFID II do krajowego porządku prawnego oraz stanowisk ESMA dotyczących wdrożenia MIFID II. W latach kolejnych proces ten powinien być prostszy, gdyż bazować będzie przede wszystkim na ustawie o obrocie instrumentami finanso-

[1] Przykładowe decyzje mogą dotyczyćsytuacji czy występować o wybrane zwolnienia, czy tworzyć podmiot posiadający zezwolenie na działalność maklerską.

wymi, a także na doświadczeniach praktycznych wypracowanych podczas pierwszego badania w 2018 roku.

Wykaz podstawowych aktów prawnych i dokumentów organów regulacyjnych zawiera tabela 1.

Tabela 1. Wykaz podstawowych aktów prawnych i dokumentów organów regulacyjnych wykorzystywanych w analizie ryzyka zgodności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w reżimie MiFID II (wykaz skrótów)

Nazwa aktu prawnego, miejsce publikacji	Skrót tytułu
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji (Dz. Urz. UE L 201 z dnia 27 lipca 2012 r., s. 1 i n. z późn. zm.)	EMIR
Dyrektywa 2004/39/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych zmieniająca dyrektywę Rady 85/611/EWG i 93/6/EWG i dyrektywę 2000/12/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz uchylająca dyrektywę rady 93/22/EWG (Dz. Urz. UE L 145 z dnia 30 kwietnia 2004 r., s. 1 i n. z późn. zm.)	MiFID I
Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz. Urz. UE L 173 z dnia 12 czerwca 2014 r., s. 349 i n. z późn. zm.)	MiFID II
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (EU) nr 648/2012 (Dz. Urz. UE L 173 z dnia 12 czerwca 2014 r., s. 84 i n. z późn. zm.)	MiFIR
Rozporządzenie parlamentu europejskiego i rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 132 z dnia 8 grudnia 2011 r., s. 1 i n.)	REMIT
Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) nr 2017/565 z dnia 25 kwietnia 2016 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do wymogów organizacyjnych i warunków prowadzenia działalności przez firmy inwestycyjne oraz pojęć zdefiniowanych na potrzeby tej dyrektywy (Dz. Urz. UE L 87 z dnia 31 marca 2017 r., s. 1 i n.)	rozporządzenie delegowane 2017/565
Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2017/591 z dnia 1 grudnia 2016r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do regulacyjnych standardów technicznych dotyczących stosowania limitów pozycji dla towarowych instrumentów pochodnych (Dz. Urz. UE L 87 z dnia 31 marca 2017 r., s. 479 i n.)	rozporządzenie 2017/591 lub RTS 21
Rozporządzeniem delegowane Komisji (UE) 2017/592 z dnia 1 grudnia 2016 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do regulacyjnych standardów technicznych dotyczących kryteriów pozwalających ustalić, kiedy działalność ma być uznawana za działalność dodatkową względem głównego zakresu działalności (Dz. Urz. UE L 87 z dnia 31 marca 2017 r., s. 492 i n.)	rozporządzenie 2017/592 lub RTS 20

Nazwa aktu prawnego, miejsce publikacji	Skrót tytułu
Ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (t.j. Dz.U. 2019, poz. 312 z dnia19.02.2019 ze zm.)	ustawa o giełdach
Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (t.j. Dz.U. 2018, poz. 2286 z dnia 7.12.2018 ze zm.)	ustawa o instrumentach finansowych
Ustawa z dnia 1 marca 2018 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2018, poz. 685)	zmiana ustawy o instrumentach finansowych
Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca program handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych na obszarze Wspólnoty i zmieniająca Dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z dnia 25 października 2003 r. s. 0032 – 0046)	dyrektywa 2003/87/WE
Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/36/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi i firmami inwestycyjnymi, zmieniająca dyrektywę 2002/87/WE i uchylająca dyrektywy 2006/48/WE oraz 2006/49/WE (Dz. Urz. UE L 6 z dnia 27 czerwca 2013 r., s. 338–436)	dyrektywa bankowa (2013/36/UE)
Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz. Urz. UE L 173 z dnia 12 czerwca 2014 r., s. 349–496)	dyrektywa 2014/65/UE

Źródło: opracowanie własne.

Podstawowe ryzyko regulacyjne związane z implementacją dyrektywy MiFID II sprowadza się do odpowiedzi na pytanie, czy dany podmiot prowadzi działalność maklerską (przy jednoczesnym braku zastosowania któregokolwiek z wyłączeń) w rozumieniu ustawy o obrocie instrumentami finansowymi. Ryzyka to związane jest z szeregiem obowiązków wynikających z przepisów związanych z wdrożeniem MiFID II do krajowego porządku prawnego oraz z przepisów rozporządzenia MiFIR i aktów delegowanych.

Celem przypomnienia, zgodnie z założeniami MiFID II, niektóre kategorie instrumentów dotychczas stanowiące przedmiot obrotu przez przedsiębiorstwa energetyczne i kwalifikowane jako instrumenty rynku towarowego zostają uznane za instrumenty finansowe. Przede wszystkim dotyczy to obrotu uprawnieniami do emisji CO_2, a także w przypadku handlu na rynku regulowanym lub zorganizowanej platformie obrotu instrumentami pochodnymi (z towarem jako instrumentem bazowym). Konsekwencją obrotu instrumentami finansowymi lub dokonywania innych czynności zarezerwowanych dla firm inwestycyjnych w oparciu o te instrumenty jest konieczność posiadania zezwolenia na prowadzenie działalności maklerskiej zgodnie z wymaganiami ustawy o instrumentach finansowych, a działalność taka jako reglamentowana podlega nadzorowi Komisji Nadzoru Finansowego, która w odniesieniu do podmiotów mających siedzibę na terytorium Polski udziela zezwolenia na prowadzenie działalności maklerskiej.

II. Potencjalny wpływ dyrektywy MiFID II na działalność operacyjną polskich przedsiębiorstw energetycznych

Prace nad nowelizacją ustawy o obrocie instrumentami finansowymi zakończyły się dopiero w marcu 2018 r., nowelizacja została opublikowana w kwietniu 2018 r. i spowodowała, że przedsiębiorstwa elektroenergetyczne zostały wyeksponowane na znaczące ryzyko zgodności. W scenariuszu ekstremalnym można było się obawiać, że część ich działalności związana z handlem instrumentami finansowymi będzie wiązać się z koniecznością uzyskania zezwolenia na prowadzenie działalności maklerskiej w rozumieniu ustawy o obrocie instrumentami finansowymi. Dotyczy to szczególnie działalności przedsiębiorstw energetycznych dotyczącej zabezpieczenia ryzyka rynkowego powstającego na rynku emisji gazów cieplarnianych (dalej: rynek CO_2, gdyż handluje się na nim ekwiwalentem dwutlenku węgla). Prawa do emisji tych gazów, zgodnie z MiFID II, zostały sklasyfikowane jako instrument finansowy. Struktura handlu na polskim rynku energii, który bazuje głównie na instrumentach z fizyczną dostawą, korzystających z wyłączenia na bazie *REMIT carve-out* sprawia, że podstawowe ryzyko regulacyjne zmaterializowało się właśnie na rynku CO_2. Zgodnie z MiFID II instrumentami finansowymi nie są m.in. kontrakty terminowe z fizyczną dostawą, zawierane na energię elektryczną lub gaz, które są przedmiotem handlu na zorganizowanej platformie obrotu (OTF). Takie kontrakty są produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym i tym samym nie będą podlegać wymogom MiFID II (tzw. REMIT carve-out)[2]. Pomimo braku wiedzy w pierwszym kwartale 2018 r. o ostatecznym kształcie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, która zgodnie z postanowieniami MiFID II najpóźniej do lipca 2017 r. miała przenieść postanowienia MiFID II do polskiego systemu prawnego, przedsiębiorstwa aktywnie działające na rynku energii w czwartym kwartale 2017 r. i pierwszym 2018 r. prowadziły analizy wpływu MiFID II na ich działalność operacyjną i przygotowywały swe organizacje do nowych wymogów, reagując na kolejne zmiany w projekcie nowelizacji.

MiFID II zawiera precyzyjną listę instrumentów finansowych, które będą podlegały regulacji, porządkującą w skali całej Unii Europejskiej ich definicje, co powinno także rozwiązać problem raportowania tych instrumentów w poszczególnych państwach członkowskich. Dla polskich pomiotów działających na rynku energii istotne jest, że oprócz wspomnianych już wcześniej produktów objętych *REMIT carve-out* reżimem MiFID II objęte zostały wspomniane wyżej prawa do emisji CO_2 (EUA) oraz towarowe instrumenty pochodne (np. futures na energię elektryczną czy gaz)[3]. W konsekwencji tej zmiany utrudniony został bezpośredni dostęp do rynku derywatów dla przedsiębiorstw niebędących firmami inwestycyjnymi[4], podmioty działające na rynku towarowym będą zaś musiały uzyskać zezwolenie na prowadzenie działalności maklerskiej w odniesieniu do instrumentów finansowych – dotyczy to w szczególności towarowych domów maklerskich, podmiotów pośredniczących w obrocie, animatorów rynków, podmiotów realizujące zlecenia klientów na zakup instrumentu finansowego na rynku (tzw. *matched principal trading*). Przedsiębiorstwa energetyczne, których skala handlu derywatami w celach innych niż

[2] W celu ograniczenia wpływu MiFID II na podmioty handlujące produktami energetycznymi Towarowa Giełda Energii podjęła starania o przekwalifikowanie rynków terminowych energii elektrycznej (RTTe) i gazu (RTTg) OTF.

[3] Na rynkach energii bardziej dojrzałych niż w Polsce derywaty towarowe są głównym instrumentem zabezpieczania się przed ryzykiem rynkowym.

[4] Podmiotami posiadającymi zezwolenie na prowadzenie działalności maklerskiej.

zabezpieczenia ryzyka (*hedging*)[5] jest mniej istotna dla ich wyników finansowych, będą mogły kontynuować swoją działalność, bazując na wyłączeniu dla *działalności dodatkowej* w rozumieniu art. 70 ust. 1 pkt 10) ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, a w tym celu zobowiązane będą do notyfikacji Komisji Nadzoru Finansowego faktu skorzystania z odpowiedniego wyłączenia.

III. Działalność inwestycyjna w reżimie MiFID II

Zgodnie z MiFID II za działalność maklerską uznawane są następujące usługi realizowane przez przedsiębiorstwa energetyczne a dotyczące instrumentów finansowych objętych MiFID II[6]:

– *A1 Przyjmowanie i przekazywanie zleceń w odniesieniu do jednego lub większej liczby instrumentów finansowych;*
– *A2 Wykonywanie zleceń na rachunek klientów* (zakaz *matched principal trading*, zakaz rozliczenia kontraktu lub kar umownych w zakresie definicji instrumentu finansowego);
– A3 *Zawieranie transakcji na własny rachunek*;
– *A4 Zarządzanie portfelem;*
– *A5 Doradztwo inwestycyjne.*

Zgodnie z krajowymi przepisami – działalność maklerska (inwestycyjna) to:

– przyjmowanie i przekazywanie zleceń nabycia lub zbycia instrumentów finansowych;
– wykonywanie zleceń nabycia lub zbycia instrumentów finansowych na rachunek dającego zlecenie;
– nabywanie lub zbywanie na własny rachunek instrumentów finansowych;
– zarządzanie portfelami, w skład których wchodzi jeden lub większa liczba instrumentów finansowych;
– doradztwo inwestycyjne;
– oferowanie instrumentów finansowych;
– świadczenie usług w wykonaniu zawartych umów o subemisje inwestycyjne i usługowe lub zawieranie i wykonywanie innych umów o podobnym charakterze, jeżeli ich przedmiotem są instrumenty finansowe;
– prowadzenie ASO;
– prowadzenie OTF.

Natomiast za instrumenty finansowe uznawane będą, znajdujące się w określonych sekcjach Załącznika 1 do MiFID II[7] – Sekcja C – Instrumenty finansowe:

– C4 – transakcje opcyjne, transakcje typu futures, swap, kontrakty terminowe typu forward oraz wszelkie inne kontrakty pochodne dotyczące papierów wartościowych, instrumentów dewizowych, stóp procentowych lub oprocentowania, **uprawnień do emisji** lub innych instrumentów pochodnych, indeksów finansowych lub środków finansowych, **które można rozliczać fizycznie lub w środkach pieniężnych**;

[5] Uwarunkowania do uznania transakcji jako zabezpieczającej określają przepisy wykonawcze do MiFID II.

[6] Załącznik 1 MiFID II, SEKCJA A – Usługi inwestycyjne i działalność inwestycyjna.

[7] Wskazano jedynie te, które są istotne z punktu widzenia działalności analizowanego przedsiębiorstwa na rynku energii.

– C5 – transakcje opcyjne, transakcje typu futures, swap, **kontrakty terminowe typu forward** oraz wszelkie inne kontrakty pochodne **dotyczące towarów**, które **muszą** być rozliczane w środkach pieniężnych lub które **mogą być rozliczane w środkach pieniężnych według uznania** jednej ze stron, **w przypadku innym niż niedotrzymanie warunków lub innego rodzaju zdarzenie skutkujące rozwiązaniem kontraktu**;
– C6 – transakcje opcyjne, transakcje typu futures, swapy oraz wszelkie inne kontrakty pochodne **dotyczące towarów**, które można rozliczać fizycznie, pod warunkiem, że podlegają one obrotowi na rynku regulowanym, MTF lub **OTF, z wyjątkiem produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, stanowiących przedmiot obrotu na OTF, które muszą być rozliczane fizycznie**;
– C7 – transakcje opcyjne, transakcje typu futures, swap, kontrakty terminowe typu forward oraz wszelkie inne kontrakty pochodne dotyczące towarów, które można rozliczać fizycznie oraz, które nie zostały wymienione w inny sposób w pkt 6 niniejszej sekcji i **które nie są przeznaczone do celów handlowych i wykazują właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych**;
– C8 – instrumenty pochodne dotyczące przenoszenia ryzyka kredytowego;
– C9 – kontrakty finansowe na transakcje różnicowe;
– C10 – transakcje opcyjne, transakcje typu futures, swapy, kontrakty terminowe typu forward oraz wszelkie inne kontrakty pochodne odnoszące się do stawek klimatycznych, opłat przewozowych lub stóp inflacji lub innych urzędowych danych statystycznych, które muszą być rozliczane w środkach pieniężnych lub można rozliczać w środkach pieniężnych według uznania jednej ze stron w przypadku innym niż niedotrzymanie warunków lub innego rodzaju zdarzenia skutkującego rozwiązaniem kontraktu, a także wszelkiego rodzaju inne kontrakty pochodne dotyczące aktywów, praw, zobowiązań, indeksów oraz środków niewymienionych gdzie indziej w tej sekcji, które **wykazują właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych**, uwzględniając, między innymi, czy podlegają one obrotowi na rynku regulowanym, **OTF** lub MTF;
– C11 – **uprawnienia do emisji obejmujące dowolne jednostki uznane za spełniające wymogi dyrektywy 2003/87/WE (system handlu uprawnieniami do emisji)**.

Zgodnie z krajowymi przepisami – instrumenty finansowe to:

– papiery wartościowe;
– instrumenty rynku pieniężnego;
– tytuły uczestnictwa w instytucjach wspólnego inwestowania;
– opcje, kontrakty terminowe, swapy, umowy forward na stopę procentową, inne instrumenty pochodne, których instrumentem bazowym jest papier wartościowy, waluta, stopa procentowa, wskaźnik rentowności, uprawnienie do emisji lub inny instrument pochodny, indeks finansowy lub wskaźnik finansowy, które są wykonywane przez dostawę lub rozliczenie pieniężne, z wyłączeniem instrumentów pochodnych, o których mowa w art. 10 rozporządzenia 2017/565;
– opcje, kontrakty terminowe, swapy, umowy forward na stopę procentową oraz inne instrumenty pochodne, których instrumentem bazowym jest towar i które są wykonywane przez

rozliczenie pieniężne lub mogą być wykonane przez rozliczenie pieniężne według wyboru jednej ze stron;

– opcje, kontrakty terminowe, swapy oraz inne instrumenty pochodne, których instrumentem bazowym jest towar i które mogą być wykonane przez dostawę, pod warunkiem, że są dopuszczone do obrotu w systemie obrotu instrumentami finansowymi, z wyłączeniem produktów energetycznych będących przedmiotem obrotu hurtowego na OTF, które muszą być wykonywane przez dostawę;
– niedopuszczone do obrotu w systemie obrotu instrumentami finansowymi opcje, kontrakty terminowe, swapy, umowy forward oraz inne instrumenty pochodne, których instrumentem bazowym jest towar i które mogą być wykonane przez dostawę, a które nie są przeznaczone do celów handlowych i wykazują właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych;
– instrumenty pochodne dotyczące przenoszenia ryzyka kredytowego;
– kontrakty na różnicę;
– opcje, kontrakty terminowe, swapy, umowy forward dotyczące stóp procentowych oraz inne instrumenty pochodne odnoszące się do zmian klimatycznych, stawek frachtowych oraz stawek inflacji lub innych oficjalnych danych statystycznych, które są wykonywane przez rozliczenie pieniężne albo mogą być wykonane przez rozliczenie pieniężne według wyboru jednej ze stron, a także instrumenty pochodne, o których mowa w art. 8 rozporządzenia 2017/565, i inne, które wykazują właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych;
– uprawnienia do emisji.

Mając na uwadze powyższy katalog instrumentów finansowych oraz katalog czynności uznawanych za realizowane w ramach działalności maklerskiej, wskazać należy na ich wzajemną zależność, co w konsekwencji pozwala na dokonanie oceny jakie usługi, świadczone w oparciu o jakie instrumenty, skutkować będą objęciem przedsiębiorstwa reżimem MiFID II.

Przywołany wyżej katalog instrumentów uznawanych za finansowe w ramach MiFID II należy zestawić z katalogiem produktów zwykle wykorzystywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne – towarowych instrumentów pochodnych, ze szczególnym uwzględnieniem zasady *REMIT curve out*, w celu ustalenia czy i w jakim zakresie MiFID II wpłynie na bieżącą, operacyjną działalność tych przedsiębiorstw.

Do podstawowych instrumentów wykorzystywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne na szerokorozumianym rynku energii należy zaliczyć:

1) **rozliczane fizycznie (wykonywane poprzez fizyczną dostawę) kontrakty terminowe na energię elektryczną lub gaz zawierane na rynku OTF** – nie są instrumentem finansowym w rozumieniu MiFID II[8]; instrumentem bazowym są bowiem produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym. W myśl art. 2 rozporządzenia REMIT produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym oznaczają m.in. instrumenty pochodne dotyczące energii elektrycznej lub gazu ziemnego wytwarzanych, sprzedawanych lub dostarczanych w UE oraz instrumenty pochodne dotyczące przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego w UE;

[8] Zgodnie z regułą REMIT *carve-out*.

2) **kontrakty terminowe dotyczące uprawnień do emisji CO_2 –** zawsze uznawane będą w ramach regulacji MIFID II za instrument finansowy. godnie z prezentowanym przez Towarową Giełdę Energi S.A. stanowiskiem kontrakty te mają być przedmiotem obrotu na *Rynku Instrumentów Finansowych* (RIF);
3) **kontrakty terminowe dotyczące praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej zawarte na rynku regulowanym –** są instrumentem finansowym zgodnie z sekcją C10 załącznika I do MiFID II, co należy wyraźnie odróżnić od transakcji SPOT dotyczących tych samych instrumentów, które nie będą kwalifikowane w opisany powyżej sposób. Należy równocześnie wskazać na odmienną do opisanej tendencję rysującą się na rynku kontraktów terminowych dotyczących gwarancji pochodzenia (*guaranties of origin*), zgodnie z którą tego tupu transakcje nie powinny być uznawana za transakcje na instrumentach finansowych. Kluczowy dla odmiennych ocen obu przywołanych instrumentów wydaje się być fakt obrotu kontraktami terminowymi na prawa majątkowe na rynku regulowanym (RTT na TGE). Obrót tym samym produktem wyłącznie na rynku OTC nie będzie nosił takiego ryzyka;
4) **kontrakty terminowe dotyczące praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (PM – PMOZE, PMOZEBIO, PMMET, PMEC, PMGM, PMEF) zawieranych na rynku OTC –** wymagają szczegółowej analizy związanej z charakterem zawartej transakcji. Kwalifikacja takiego instrumentu jako niebędącego instrumentem finansowym będzie możliwa, o ile wykluczona zostanie możliwość rozliczenia pieniężnego takiego kontraktu oraz nie będzie on przejawiał cech ekwiwalentnych instrumentów dostępnych na RM, MTF lub OTF;
5) **kontrakty terminowe rozliczane w środkach pieniężnych –** niezależnie od przedstawionych wyżej kategorii kontraktów terminowych odnoszących się do konkretnych instrumentów bazowych, kontrakty terminowe rozliczane w środkach pieniężnych (niezależnie od miejsca zawarcia – rynek regulowany lub OTC) uznawane są za instrument finansowy. Należy podkreślić, iż tego typu kontrakty zawierane na rynku OTC stanowią instrument finansowy niezależnie od stopnia „standaryzacji" takiego kontraktu (samo rozliczenie finansowe przesądza o zakwalifikowaniu takich instrumentów jako instrumentów finansowych). Równocześnie należy zwrócić uwagę, iż kontrakty terminowe, których rozliczenie w środkach pieniężnych jest wyłącznie następstwem naruszenia ustalonych warunków danej transakcji (np. rozliczenie poprzez zapłatę kary umownej) lub innego rodzaju zdarzenia skutkującego rozwiązaniem kontraktu nie są uznawane za instrument finansowy. Konsekwentnie, zawarcie w opisie transakcji postanowień zastrzegających, na wypadek niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązań wynikających z zawartej transakcji, uprawnienia strony poszkodowanej do dochodzenia odszkodowania nie stanowi przeszkody dla uznania kontraktu za „rozliczany fizycznie", w rozumieniu Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz MiFID II.
6) **rozliczane fizycznie (w drodze fizycznej dostawy) kontrakty terminowe zawierane na rynku OTC (tzw. *kontrakty bilateralne*)**, które nie są przeznaczone do *celów handlowych* i wykazują właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych są uznawane za instrument finansowy. Wobec powyższego, aby ostatecznie przesądzić czy dany kontrakt zawarty na rynku OTC winien zostać zakwalifikowany jako transakcja objęta reżimem MIFID II

konieczne jest ustalenie czy kontrakt przeznaczony jest do celów handlowych i czy wykazuje właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych (oba warunki muszą zostać spełnione łącznie):

a) warunki uznania kontraktu za przeznaczony dla celów handlowych:
   – jest zawierany z operatorem lub administratorem bądź przez operatora lub administratora energetycznej sieci przesyłowej, systemu służącego utrzymywaniu równowagi dostaw lub sieci rurociągów;
   – jest niezbędny do utrzymania równowagi dostaw i zużycia energii w określonym czasie, w tym w przypadku, gdy rezerwa zdolności zakontraktowana przez operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej, jest przekazywana od jednego wstępnie zakwalifikowanego dostawcy usługi bilansowania do innego wstępnie zakwalifikowanego dostawcy usługi bilansowania za zgodą właściwego operatora systemu przesyłowego;
b) warunki uznania kontraktu za wykazujący właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych:
   – jest przedmiotem obrotu w systemie obrotu w państwie trzecim, który spełnia funkcje podobne do rynku regulowanego, MTF lub OTF;
   – stwierdza się jednoznacznie, że jest przedmiotem obrotu na rynku regulowanym, MTF, OTF lub w określonym wyżej systemie obrotu w państwie trzecim albo podlega ich zasadom;
   – jest równoważny wobec kontraktu będącego przedmiotem obrotu na rynku regulowanym, MTF, OTF lub w określonym wyżej systemie obrotu w państwie trzecim w zakresie ceny, partii, terminu dostawy i innych warunków umownych,
   oraz
   – jest znormalizowany tak, by cena, partia, termin dostawy i inne warunki określane były głównie poprzez odniesienie do regularnie publikowanych cen, standardowych terminów dostawy.

W świetle powyższego stwierdzić należy, iż za standardowe nie będą uznawane rozliczane fizycznie kontrakty dotyczące energii elektrycznej lub gazu ziemnego w oparciu o zmieniający się w ciągu doby wolumen dostawy (grafik dostawy), a także w odniesieniu do kontraktów bazujących na transzach wolumenowych lub procentowych, w których cena za odebrany towar ustalana jest na podstawie cen giełdowych, a także gdy okres kontraktowania nie jest tożsamy z dostępnymi na rynkach regulowanych lub platformach obrotu.

Należy podkreślić, że zagadnienie ekwiwalentności zostało wprowadzone do regulacji, aby wyeliminować możliwość handlu odpowiednikami instrumentów finansowych objętych MiFID II poza jego reżimem. Stąd analizując to ryzyko, należy brać pod uwagę tożsamość danego produktu z innym instrumentem finansowym, będącym przedmiotem obrotu na rynku objętym regulacjami rynków finansowych. Ekwiwalentność kontraktu należy rozumieć jako tożsamość (identyczność) parametrów danej transakcji na rynku OTC z parametrami instrumentu finansowego obracanego na danej platformie obrotu (np. takie ustrukturyzowanie kontaktu, aby strona „uzyskała" poprzez zawarcie transakcji dostęp do rynku – w istocie zawrze bowiem identyczną transakcję jak na platformie obrotu).

Tabela 2. Prezentacja zakwalifikowania towarowych instrumentów pochodnych zgodnie z reżimem Dyrektywy MiFID II

POZA MIFID II	POD MIFID II
	rozliczane pieniężnie (wszystkie) rozliczane fizycznie (rynek regulowany i MTF oraz platforma w państwie trzecim pełniąca funkcje podobne do rynku regulowanego lub MTF-u
OTF ROZLICZENIE FIZYCZNE	
REMIT carve out energia i gaz ziemny w ramach UE	kontrakty pochodne dotyczące towarów (C6 po za *REMIT carve out*): energia elektryczna, gaz ziemny, węgiel, metale, ropa i produkty pochodne, produkty rolne itp.
OTC ROZLICZENIE FIZYCZNE	
nieekwiwalentne do instrumentów pochodnych (np. obecnie instrumenty pochodne na energię i gaz rozliczane przez dostawę fizyczną na terytorium Polski – czyli podstawowy instrument handlu na rynku OTC w Polsce forwardy na energię elektryczną lub gaz)	ekwiwalentne do towarowych instrumentów pochodnych rozliczanych fizycznie, handlowane na platformach obrotu takich jak: rynek regulowany, MTF i OTF oraz platformy w państwach trzecich

Źródło: opracowanie własne.

Niezależnie od powyższego, podstawowym kryterium oceny czy dany towarowy instrument pochodny winien być uznawany za instrument finansowy w rozumieniu MiFID II jest możliwość fizycznego rozliczania tego typu transakcji. W sytuacji, gdy opis danego instrumentu wskazuje, iż transakcje są lub mogą być rozliczane pieniężnie to ich kwalifikacja jako instrumentów finansowych nie będzie budziła wątpliwości w świetle regulacji MiFID II[9].

IV. Wyłączenia spod reżimu MiFID II mogące być stosowane przez przedsiębiorstwa działające na hurtowym rynku energii

Rozważając kwestię wpływu MiFID II na działalność operacyjną przedsiębiorstwa energetycznego, należy zważyć, iż nie w każdym przypadku dokonanie transakcji mającej za przedmiot instrument finansowy przesądzać będzie o pełnym stosowaniu reżimu MiFID II. Dyrektywa, a w konsekwencji zmieniona ustawa o instrumentach finansowych, przewiduje szereg włączeń, i tak:

1) wspomniany już brak obrotu instrumentami finansowymi;
2) brak świadczenia usług inwestycyjnych i działalności inwestycyjnej realizowanych z wykorzystaniem instrumentów finansowych;
3) uwarunkowania wyłączenia dla transakcji wewnątrzgrupowych;
4) uwarunkowania wyłączenia dla okazjonalnego wykonywania usług inwestycyjnych;
5) uwarunkowania wyłączenia dla transakcji na własny rachunek (brak instrumentów pochodnych i uprawnień do emisji CO_2, brak działalności inwestycyjnej, transakcji na rzecz klientów,

[9] Należy jednak zaznaczyć, że rozliczenie pieniężne będące wynikiem niewykonania lub nienależytego realizowania transakcji (kara umowna, odszkodowanie pieniężne) nie może być traktowane jako równoważne z pieniężnym rozliczeniem transakcji.

funkcji animatora rynku i handlu algorytmicznego wysokiej częstotliwości, wykluczając udziału w systemach regulowanych);

6) uwarunkowania wyłączenia dla transakcji na uprawnieniach do emisji CO_2 (wyłączając instrumenty pochodne dla operatorów instalacji ETS, bez działalności inwestycyjnej innej niż transakcje na własny rachunek, bez wykonywania zleceń na rachunek klientów oraz brak handlu algorytmicznego wysokiej częstotliwości);
7) uwarunkowania wyłączenia dla usług inwestycyjnych, w tym tzw. działalności dodatkowej (szerszy komentarz zamieszczono poniżej).

Zważywszy na dotychczasową praktykę w zakresie wykorzystywania instrumentów przez przedsiębiorstwa energetyczne należy przyjąć, iż najbardziej doniosłe znaczenia dla zwolnienia z reżimu regulacyjnego MiFID II będzie miało zwolnienie związane z prowadzeniem przez podmiot tzw. działalności dodatkowej[10]. W ramach działalności dodatkowej podmiot:

1) zawierający na własny rachunek transakcje na towarowych instrumentach pochodnych lub uprawnieniach do emisji lub ich instrumentach pochodnych, w tym animatorów rynku, z wyłączeniem:
   a) osób, które zawierają transakcje na własny rachunek, wykonując zlecenia klientów lub
   b) podmiotów świadczących usługi inwestycyjne, inne niż zawieranie transakcji na własny rachunek, na towarowych instrumentach pochodnych lub uprawnieniach do emisji lub ich instrumentach pochodnych na rzecz swoich klientów lub dostawców w ramach głównego zakresu ich działalności,

   pod warunkiem, że we wszystkich powyższych przypadkach indywidualnie i zbiorczo, z punktu widzenia grupy jest to działalność dodatkowa względem głównego zakresu ich działalności oraz że główny zakres działalności nie polega na świadczeniu usług inwestycyjnych czy prowadzeniu działalności bankowej na mocy tzw. dyrektywy bankowej (2013/36/UE) bądź na działaniu w charakterze animatora rynku w odniesieniu do towarowych instrumentów pochodnych oraz
2) osoby te nie stosują techniki handlu algorytmicznego o wysokiej częstotliwości, oraz
3) osoby te corocznie powiadamiają odpowiedni właściwy organ o korzystaniu z tego wyłączenia i na żądanie składają właściwemu organowi wyjaśnienia dotyczące podstawy, zgodnie z którą uznają, że ich działalność określona powyżej ma charakter dodatkowy względem głównego zakresu ich działalności.

Reżim MiFID II zawiera wyłączenie dla podmiotów prowadzących działalność maklerską w zakresie towarowych instrumentów pochodnych, uprawnień do emisji czy opartych na nich instrumentów pochodnych dla swoich kontrahentów, jednakże, aby taka działalność podlegała pod to wyłączenie, musi zostać uznana za działalność „dodatkową" w stosunku do głównej działalności podmiotu. Kryteria uznania działalności za działalność „dodatkową" dla celów niniejszego wyłączenia są sprecyzowane w przepisach wykonawczych. Wprowadzone zostały dwa testy oraz stosowne progi dla stwierdzenia, że dana działalność jest działalnością dodatkową:

1) test udziału w rynku zawierający progi dla działalności transakcyjnej, oraz
2) test działalności głównej wraz ze stosownymi progami.

W przypadku przekroczenia choćby jednego z powyższych progów w ramach testów, o których mowa powyżej, działalność badanego podmiotu będzie podlegać pod reżim nowej regulacji.

[10] Zgodnie z art. 70 ust. 1 pkt 10 ustawy o obrocie instrumentami finansowymi.

W konsekwencji oznacza to, że oba testy muszą zostać spełnione, aby dany podmiot mógł skorzystać z wyłączenia.

Test udziału w rynku można opisać następującym wzorem:

$$T_R = \frac{X}{Y},$$

gdzie:

X – rozmiar (wartość) działalności transakcyjnej na instrumentach pochodnych w odniesieniu do danej klasy aktywów prowadzonej przez podmioty z grupy kapitałowej. Dla celów określenia wartości licznika przyjmuje się łączną wartość nominalną transakcji brutto w danej klasie aktywów.

Y – ogólny rozmiar (wartość) transakcji na instrumentach pochodnych w odniesieniu do danej klasy aktywów zawartych w ramach Unii Europejskiej (łączna wartość nominalna transakcji brutto w UE na podstawie informacji zebranych z repozytoriów oraz właściwych platform transakcyjnych – *trading venues*).

Z zakresu licznika (*X*) wyłączone są tzw. transakcje uprzywilejowane, tj. transakcje opisane w art. 2(4) akapit 5 MiFID II oraz transakcje wykonywane przez podmioty licencjonowane, transakcje zawierane dla celów płynności wewnątrzgrupowej lub do celów zarządzania ryzykiem (transakcje uznane za obiektywnie zmniejszające ryzyko związane z działalnością handlową lub z obowiązkiem zapewnienia płynności w systemach obrotu).

Test udziału w rynku będzie spełniony, gdy dla każdej z następujących klas aktywów wynik będzie niższy niż:

1) 4% dla derywatów opartych na metalach;
2) 3% dla derywatów opartych na ropie i produktach pochodnych;
3) 10% dla derywatów opartych na węglu;
4) 3% dla derywatów opartych na gazie;
5) 6% dla derywatów opartych na energii;
6) 4% dla derywatów opartych na produktach rolnych;
7) 15% dla derywatów opartych na innych towarach, włączając w to stawki frachtowe i inne towary;
8) 20% dla uprawnień do emisji i instrumentów pochodnych na nich opartych.

Wartości referencyjne są znaczące, stąd niewiele przedsiębiorstw nie będzie miało możliwości skorzystania z tego wyłączenia. Przykładowo w maju 2019 r. szacowano, że w 2018 r. dla energii elektrycznej wielkość rynku instrumentów finansowych to około 364 646 mln euro, rynek CO_2 to 228 604 mln euro, a gazu 719 380 mln euro[11].

W przypadku pozytywnego „zaliczenia" testu udziału w rynku konieczne jest ustalenie skali działalności prowadzonej w oparciu o instrumenty finansowe w stosunku do całości prowadzonej działalności, tj. weryfikacja za pomocą tzw. testu działalności głównej. Test działalności głównej pozwala ocenić czy działalność dodatkowa stanowi mniejszość działalności na poziomie grupy

[11] Opinion on ancillary activity – market size calculation – update for the year 2018, ESMA 2019, ESMA70–156–478.

kapitałowej. Test polega na pomiarze tzw. działalności spekulacyjnej wobec ogólnego rozmiaru działalności transakcyjnej przy wykorzystaniu danych używanych w ramach pierwszego testu (testu udziału w rynku). Test działalności głównej można opisać następującym wzorem:

$$T_D = \frac{X}{Y},$$

gdzie:

X – rozmiar (wartość) działalności transakcyjnej prowadzonej przez podmioty z grupy kapitałowej we wszystkich klasach aktywów z wyłączeniem tzw. transakcji uprzywilejowanych (transakcji z art. 2(4) akapit 5 MiFID II) oraz z wyłączeniem transakcji wykonywanych przez podmioty licencjonowane;

Y – ogólny rozmiar (wartość) transakcji we wszystkich klasach aktywów zawieranych przez podmioty z grupy kapitałowej, włączając w to tzw. transakcje uprzywilejowane (transakcje z art. 2(4) akapit 5 MiFID II) oraz transakcje wykonywane przez podmioty licencjonowane.

Przy obliczaniu rozmiaru działalności transakcyjnej przyjmuje się łączną wartość nominalną transakcji (sumuje się każdą transakcję, a więc wprowadzenie do portfela i wyprowadzenie) brutto. Przez klasy aktywów należy rozumieć klasy opisane w teście udziału w rynku. Test ten uważa się za spełniony w przypadku, gdy wynik testu (wartość działalności spekulacyjnej) osiągnie wartość niższą niż 10%. W przypadku, gdy wynik testu (rozmiar działalności spekulacyjnej) osiągnie wartość powyżej 10%, ale niższą niż 50%, dla oceny czy test jest spełniony należy odwołać się do wyniku pierwszego testu, tj. testu udziału w rynku, stosując następujący mechanizm: test będzie spełniony i badany podmiot skorzysta z wyłączenia w przypadku, gdy wynik testu udziału w rynku osiągnie wartość niższą niż 50% dla każdego progu stosowanego w teście udziału w rynku. Oznacza to, że test będzie spełniony, jeżeli np. wynik testu dla metali będzie niższy niż 2% (czyli niższy niż połowa wartości ustalanego progu dla tej klasy, który wynosi 4%). Natomiast w przypadku, gdy wynik testu (rozmiar działalności spekulacyjnej) osiągnie wartość powyżej 50%, dla oceny czy test jest spełniony należy również odwołać się do wyniku pierwszego testu, tj. testu udziału w rynku, stosując następujący mechanizm. Test będzie spełniony i badany podmiot skorzysta z wyłączenia w przypadku, gdy wynik testu udziału w rynku osiągnie wartość niższą niż 20% dla każdego progu stosowanego w teście udziału w rynku. Oznacza to, że test będzie spełniony, jeżeli np. wynik testu dla metali będzie niższy niż 0,8% (czyli niższy niż 20% wartości ustalanego progu dla tej klasy, który wynosi 4%).

V. Ryzyko regulacyjne związane z MiFID II

Ryzyko regulacyjne wynikające z analizowanej materii wiąże się ze sposobem wdrożenia MiFID II do polskiego porządku prawnego. W tym zakresie należy wskazać na ryzyko związane z włączeniami opcjonalnymi oraz na ryzyko związane ze szczegółowymi obowiązkami podmiotów prowadzących działalność maklerską, w tym związane z obowiązkami w zakresie uzyskiwania zezwoleń, nadzoru ze strony właściwego organu oraz ochrony interesów klientów.

– *Ryzyko związane z włączeniami spod regulacji MiFID* II sprowadza się do konieczności zastosowania szeregu nieprecyzyjnych kryteriów i pojęć, z uwagi na sposób transpozycji MiFID II

do prawa polskiego (patrz opis definicji instrumentów finansowych opisanych powyżej). Zastosowanie wyłączenia dot. działalności dodatkowej wymagać będzie przeprowadzenia precyzyjnych czynności analitycznych opartych na zarówno wiedzy posiadanej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne, jak i informacjach rynkowych służących określeniu ogólnej działalności transakcyjnej w danej kategorii aktywów na rynku UE. Nie zostało również przesądzone, w jakim terminie podmioty korzystające z wyłączenia będą obowiązane informować o tym fakcie organ nadzoru. Tym samym jednak, nie jest znany termin realizacji jednego z warunków skorzystania z wyłączenia dotyczącego działalności dodatkowej.

– *Ryzyko związane z handlem uprawnieniami do emisji* oraz instrumentami pochodnymi, dla których uprawnienia do emisji są instrumentami bazowymi jest jednoznaczne. Przyjęta przez prawodawcę unijnego definicja instrumentów finansowych przesądza o tym, iż kontrakty dotyczące uprawnień do emisji są instrumentami finansowymi, a zatem ich zawieranie na własny rachunek stanowi prowadzenie działalności inwestycyjnej w rozumieniu MiFID II.
– *Ryzyko związane z handlem towarowymi instrumentami pochodnymi* (dotyczącymi energii elektrycznej lub gazu ziemnego) *w aktualnie istniejących systemach obrotu* (rynki regulowane, MTF) również sprowadza się do uznania takich transakcji za instrumenty finansowe. W celu uniknięcia takiej kwalifikacji spółki zawierające tego typu kontrakty powinny przenieść obrót do nowo utworzonych (lub przekształconych) zorganizowanych platform obrotu (OTF). Ryzyko w zakresie OTF wiąże się z brakiem szczegółowej procedury tworzenia takich systemów w przepisach krajowych. Wymogi stawiane przez prawodawcę unijnego podmiotom prowadzącym OTF nie mogą być bowiem przedmiotem bezpośredniego stosowania.
– *Ryzyko związane z handlem towarowymi instrumentami pochodnymi poza systemami obrotu* (kontrakty bilateralne, OTC) wiąże się ze szczegółowymi cechami transakcji, które mogą być kwalifikowane jako instrumenty finansowe. Wyłączenie dotyczące transakcji spotowych oraz transakcji równoważących dostawy (przeznaczonych dla celów handlowych) jest zasadniczo jasne, jednak wyłączenia dotyczące równoważności i standaryzacji w odniesieniu do instrumentów będących przedmiotem obrotu zorganizowanego budzą wątpliwości interpretacyjne i powinny być rozstrzygane na poziomie treści danego kontraktu.
– *Ryzyko związane z prowadzeniem działalności z wykorzystaniem instrumentów finansowych w ramach przewidzianych włączeń* prowadzi do konieczności dokonania oceny przedmiotu aktywności z zastosowaniem kryteriów i pojęć opisanych w krajowych przepisach, które nieznacznie różnią się od regulacji MiFID II.

VI. Reakcja na ryzyko zgodności polskich przedsiębiorstw energetycznych

Polskie przedsiębiorstwa energetyczne prowadzą zazwyczaj działalność na rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego, uprawnień do emisji i praw majątkowych do świadectw pochodzenia, która zasadniczo związana jest z pewnego rodzaju strategią *hedgingu* – często nie jest ona wprost zdefiniowana w dokumentach korporacyjnych. Większość zajmowanych pozycji jest pochodną aktywności w zakresie zarządzania ryzykiem rynkowym. Struktura rynku energii elektrycznej

w Polsce sprawia, że działalność w zakresie nabywania i zbywania typowych instrumentów finansowych ma charakter marginalny i związana jest wyłącznie z zabezpieczaniem transakcji charakterystycznych dla działalności przedsiębiorstwa energetycznego. Niemniej jednak wskazać należy, iż zawieranie na własny rachunek transakcji, których przedmiotem są instrumenty finansowe uznawane będzie za prowadzenie działalności maklerskiej zgodnie z art. 69 ust. 2 ustawy o instrumentach finansowych. Powoduje to konieczność dostosowania się do wymogów określonych dla prowadzenia działalności maklerskiej. Za takie transakcje powodujące powstanie opisywanego obowiązku uznać należy:

– transakcje dotyczące uprawnień do emisji CO_2; działalność w zakresie handlu takimi uprawnieniami traktowana jako aktywność w ramach działalności maklerskiej;
– transakcje pochodne, dla których towary, takie jak energia elektryczna czy gaz stanowią instrument bazowy, w szczególności kontrakty typu futures oraz w określonych przypadkach, raczej jako wyjątek od reguły, kontrakty typu forward rozliczane finansowo);
– kontrakty zawierane na rynku regulowanym lub platformie MTF, które będą uznawane za instrumenty finansowe; wyjątek stanowić będzie zorganizowana platforma obrotu OTF, wprowadzona przez MiFID II, na której handel nie będzie automatycznie kwalifikował instrumentów pochodnych jako instrumentów finansowych;
– rozliczane w środkach pieniężnych transakcje na towarowych instrumentach pochodnych zawierane poza systemem obrotu (OTC);
– rozliczane fizycznie transakcje na towarowych instrumentach pochodnych zawierane poza systemem obrotu (OTC), których najważniejsze warunki (identyfikowane łącznie, w szczególności cena, termin dostawy i partia) są równoważne do warunków kontraktów zawieranych na rynkach zorganizowanych i jednocześnie są znormalizowane w odniesieniu do standardów rynkowych.

Podmioty, które w sposób regularny i związany z zawodowo prowadzoną działalnością zawierają we własnym imieniu i na własny rachunek transakcje na towarowych instrumentach pochodnych lub uprawnieniach do emisji CO_2 są obowiązane uzyskać stosowne zezwolenie organu nadzoru na prowadzenie działalności maklerskiej lub skorzystać z opisanych wyżej włączeń.

Z uwagi na fakt, że MiFID II jest regulacją nową brakuje ugruntowanej praktyki rynkowej (ta dopiero się kształtuje w oparciu o doświadczenia 2018 r.) w zakresie stosowania szeregu instytucji przewidzianych w tej dyrektywie.

Z powyższego wynika generalne ryzyko związane z wdrożeniem stosowania nowych rozwiązań prawnych, ale także konieczność podejścia do MiFID II w sposób dynamiczny, uwzględniający postępujące zmiany oraz potrzebę ich bieżącego monitorowania. Jak już wcześniej wskazano, polskie spółki energetyczne rzadko realizują transakcje na instrumentach finansowych. Charakterystyczny dla polskiego przedsiębiorstwa energetycznego obszar transakcji związany jest z obrotem energią elektryczną, gazem ziemnym[12] oraz uprawnienia do emisji[13]. Zazwyczaj nie występują na nim transakcje na instrumentach pochodnych dotyczących energii elektrycznej

[12] Transakcje, których przedmiotem (lub instrumentem bazowym) są energia elektryczna i gaz ziemny (kwalifikowane jako towary).

[13] Transakcje takie są jednoznacznie kwalifikowane jako instrumenty finansowe, a zawierane w celach zabezpieczenia ryzyka rynkowego są zazwyczaj poza Polską.

lub gazu ziemnego i rozliczanych pieniężnie dla rynku polskiego[14]. Transakcje zabezpieczające z wykorzystaniem towarowych instrumentów pochodnych, które dominują w portfelu tych przedsiębiorstw, a które dotyczą energii i różnych jej nośników czy praw do emisji gazów cieplarnianych, zawierane są na wiodących giełdach. Działalność spekulacyjna, w formie zawierania transakcji instrumentami pochodnymi i uprawnieniami do emisji realizowana jest zaś na własny rachunek, nie stanowi ona jednak tak znaczącego udziału w działalności handlowej, aby powstawało ryzyko objęcia reżimem MiFID II[15].

Jak wskazano powyżej ocena kontraktów dotyczących uprawnień do emisji jest jednoznaczna. Niezależnie od tego czy przedmiotem tych kontraktów są bezpośrednio uprawnienia do emisji, czy też mamy do czynienia z kontraktami pochodnymi, dla których uprawnienia do emisji są instrumentami bazowymi, są one zawsze kwalifikowane jako instrumenty finansowe.

W zakresie kontraktów bezpośrednio związanych z obrotem gazem ziemnym lub energią elektryczną najwięcej uwagi poświęcić należy transakcjom zwieranym na rynku OTC (transakcje bilateralne). Jednoznaczna ocena tej grupy transakcji budzi największe wątpliwości. Podstawowym kryterium kwalifikacji takich transakcji jest bowiem ich ekwiwalentność i standaryzacja w stosunku do standardowych transakcji zawieranych w zorganizowanych systemach obrotu. Szczegółowa ocena tych czynników wymaga wnikliwej analizy treści danych umów oraz rynkowych standardów (zbliżonych produktów dostępnych na rynku regulowanym). Istnieje bowiem niewielkie ryzyko, iż kontrakty zawierane bilateralnie (OTC) mogą być kwalifikowane jako instrumenty finansowe.

Można było się spodziewać, że wejście w życie MiFID II i zmiany ustawy o instrumentach finansowych w sposób zasadniczy wpłynie na działalność operacyjną polskich przedsiębiorstw energetycznych. Jednak konieczne było jedynie odpowiednie ukierunkowanie zmian dotyczących niektórych obszarów ich działalności oraz praktyk biznesowych (np. reorganizacja transakcji dotyczących uprawnień do emisji, zmiana podejścia do kontraktów bilateralnych, uwzględnienie nowego ujęcia zawierania kontraktów na zlecenie innego podmiotu, obsługa podmiotów należących do jednej grupy kapitałowej). Stąd należy rekomendować podjęcie następujących działań, mających na celu właściwe zarządzanie powstającym ryzykiem zgodności:

1) przeprowadzenie inwentaryzacji wszystkich instrumentów dostępnych do handlu w przedsiębiorstwie, ze szczególnym uwzględnieniem instrumentów finansowych, instrumentów pochodnych opartych na towarze jako instrumencie bazowym oraz miejsc handlu tymi instrumentami (OTF, rynek regulowany, czy OTC) co pozwoli ustalić jakiego rodzaju instrumenty są wykorzystywane w codziennej działalności przedsiębiorstwa energetycznego;
2) określenie w wewnętrznym dokumencie korporacyjnym katalogu instrumentów dostępnych do obrotu w działalności handlowej przedsiębiorstwa, co pozwoli uniknąć stanu niepewności związanego z ryzykiem dokonania transakcji na instrumentach nie dopuszczonych do obrotu wewnętrznie, w danym przedsiębiorstwie energetycznym;
3) w przypadku podjęcia decyzji o obrocie instrumentami finansowymi uzyskanie odpowiednich zezwoleń lub notyfikacja korzystania z wyłączenia;

[14] Tego typu transakcje kwalifikowane jako instrumenty finansowe.

[15] Transakcje te, podobnie jak hedging, są jednak zawierane zazwyczaj na rynkach regulowanych poza Polską.

4) wprowadzenie procedury wewnętrznej opisującej zasady wprowadzania nowych instrumentów do obrotu danym przedsiębiorstwie energetycznym i monitorowanie dotychczas dopuszczonych do handlu produktów w zakresie przede wszystkim zmiany charakteru instrumentu (zmiana instrumentu towarowego w finansowy np. na skutek wystąpienia ekwiwalentności), sposobu rozliczania transakcji oraz miejsc handlu, a także obowiązków związanych z monitorowaniem i przestrzeganiem limitów pozycji, sprawozdawczością oraz przez wybrane podmioty przeprowadzaniem corocznego testu dotyczącego możliwości skorzystania z wyłączenia spod regulacji;
5) przeprowadzenie szkoleń wewnętrznych mających na celu wskazanie istotności nowej regulacji MiFID II, obowiązków ciążących na poszczególnych komórkach organizacyjnych przedsiębiorstwa energetycznego oraz opisujących zmiany w dotychczasowym modelu handlu, zwłaszcza towarowymi instrumentami pochodnymi;
6) wprowadzenie regulacji wewnętrznych zapewniających zachowanie określonych zasad przy zawieraniu i rozliczeniu kontraktów pochodnych dla których towarem bazowym jest energia elektryczna lub gaz w celu utrzymania charakteru instrumentu w ramach wyłączenia REMIT *curve out* oraz korzystania z zorganizowanej platformy obrotu tzw. OTF;
7) w przypadku decyzji o prowadzeniu działalności w ramach wyłączeń dla *działalności dodatkowej*, przedsiębiorstwo energetyczne korzystające z takiego wyłączenia powinno wprowadzić model monitorowania limitu pozycji, gwarantujący dochowanie wskaźników umożliwiających korzystanie z wyłączeń;
8) w przypadku skorzystania z wyłączenia w ramach działalności dodatkowej należy wykonać testy i złożyć do KNF wniosek o wyłączenie. Przedsiębiorstwo energetyczne powinno posiadać dokumentację pozwalającą uzasadnić uznanie jego działalności za mieszczącą się w ramach wyłączenia. Taki obowiązek należy wykonać co roku i obejmować on będzie:
   – coroczną weryfikację możliwości zastosowania zwolnienia z uwagi na dodatkowy charakter działalności transakcyjnej na instrumentach finansowych;
   – informowanie KNF o zamiarze skorzystania z wyłączenia oraz przygotowywanie stosownej dokumentacji w przypadku zgłoszenia przez KNF takiego żądania;
   – monitorowanie przestrzegania przez podmiot limitów pozycji w zakresie towarowych instrumentów pochodnych;
   – zapewnienie dokumentacji uzasadniającej zakwalifikowanie transakcji jako zmniejszających ryzyko bezpośrednio związane z działalnością handlową tego podmiotu niefinansowego i występowanie do KNF o wyłączenie danych transakcji z limitów pozycji;
9) utrzymywanie kontaktów z giełdami, rynkami regulowanymi, alternatywnymi systemami obrotu oraz zorganizowanymi platformami obrotu w celu wypełniania obowiązków sprawozdawczych wobec nich;
10) wobec jednoznacznych sygnałów przeniesieniu handlu uprawnieniami do emisji CO_2 na prowadzony przez TGE Rynek Instrumentów Finansowych, który jest rynkiem regulowanym, dotychczasowi członkowie giełdy, niebędący firmami inwestycyjnymi, winni zapewnić sobie możliwość handlu takimi instrumentami poprzez uzyskanie statusu firmy inwestycyjnej albo działanie w ramach wyłączenia, albo też prowadzenia obrotu za pośrednictwem firm posiadających status członka giełdy i firmy inwestycyjnej.

VII. Uwagi końcowe

Na zakończenie należy podkreślić, iż wprowadzenie regulacji MiFID II wymagało implementacji tej dyrektywy do krajowego porządku prawnego, uwzględniając pewne odrębności regulacji krajowych. Obecny stan prawny w zakresie statusu rynku terminowego energii elektrycznej (RTT) na TGE, wymusił zmianę regulaminu giełdy poprzez wprowadzenie dodatkowego elementu uznaniowości, który jest charakterystyczny dla platform OTF, co znalazło wyraz w zwiększeniu dynamiki cen na tym rynku. Niemniej jednak TGE czekają dalsze zmiany i docelowo obowiązek uzyskania statusu OTF. Do czasu pełnego ukształtowania się ładu *post-MiFID-owego* i praktyki działania, a zwłaszcza podejścia regulatora do nowych wymogów, należy rekomendować uczestnikom hurtowego rynku energii i gazu, zawierającym transakcje dotyczące uprawnień do emisji CO_2 oraz towarowych instrumentów finansowych, przeprowadzenie wymaganych analiz i testów, w celu przygotowania do wypełnienia wymogów MiFID II.

Formułując zalecenia dla przedsiębiorstw energetycznych, które pozwolą zminimalizować ryzyko regulacyjne trzeba zwrócić uwagę, że jednostki organizacyjne przedsiębiorstw, w których kompetencjach leży zawieranie transakcji na towarowych instrumentach finansowych, uprawnieniach do emisji oraz kontraktach pochodnych na nich, nawet jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne zostanie zwolnione z obowiązku stosowania nowych regulacji, są zobowiązane do wypełniania pewnych obowiązków, w szczególności, jeżeli są uczestnikami rynków regulowanych, MTF lub OTF. Obowiązek w zakresie monitorowania i przestrzegania limitów pozycji na towarowych instrumentach pochodnych będzie ciążył na wszystkich podmiotach zawierających takie transakcje. W związku z tym, w przedsiębiorstwach aktywnie działających na rynkach energii powinny zostać wyznaczone osoby lub też komórki, odpowiedzialne za realizację obowiązków wynikających z nowych regulacji.

Bibliografia

Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca program handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych na obszarze Wspólnoty i zmieniająca Dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z dnia 25 października 2003 r. s. 0032–0046).

Dyrektywa 2004/39/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych zmieniająca dyrektywę Rady 85/611/EWG i 93/6/EWG i dyrektywę 2000/12/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz uchylająca dyrektywę rady 93/22/EWG (Dz. Urz. UE L 145 z dnia 30 kwietnia 2004 r., s. 1 i n. z późn. zm.).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/36/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi i firmami inwestycyjnymi, zmieniająca dyrektywę 2002/87/WE i uchylająca dyrektywy 2006/48/WE oraz 2006/49/WE (Dz. Urz. UE L 6 z dnia 27 czerwca 2013 r., s. 338–436).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz. Urz. UE L 173 z dnia 12 czerwca 2014 r., s. 349 i n. z późn. zm.).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz. Urz. UE L 173 z dnia 12 czerwca 2014 r., s. 349–496).

Opinion on ancillary activity – market size calculation – update for the year 2018, ESMA 2019, ESMA70–156–478.
Questions and Answers on MiFID II and MiFIR commodity derivatives topics, ESMA 2019, ESMA70–872942901–36.
Questions and Answers on MiFID II and MiFIR market structures topics, ESMA 2019, ESMA70–872942901–38.
Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2017/591 z dnia 1 grudnia 2016r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do regulacyjnych standardów technicznych dotyczących stosowania limitów pozycji dla towarowych instrumentów pochodnych (Dz. Urz. UE L 87 z dnia 31 marca 2017 r., s. 479 i n.).
Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) nr 2017/565 z dnia 25 kwietnia 2016 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do wymogów organizacyjnych i warunków prowadzenia działalności przez firmy inwestycyjne oraz pojęć zdefiniowanych na potrzeby tej dyrektywy (Dz. Urz. UE L 87 z dnia 31 marca 2017 r., s. 1 i n.).
Rozporządzenie parlamentu europejskiego i rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 132 z dnia 8 grudnia 2011 r., s. 1 i n.)
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (EU) nr 648/2012 (Dz. Urz. UE L 173 z dnia 12 czerwca 2014 r., s. 84 i n. z późn. zm.).
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji (Dz. Urz. UE L 201 z dnia 27 lipca 2012 r., s. 1 i n. z późn. zm.).
Rozporządzeniem delegowane Komisji (UE) 2017/592 z dnia 1 grudnia 2016 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do regulacyjnych standardów technicznych dotyczących kryteriów pozwalających ustalić, kiedy działalność ma być uznawana za działalność dodatkową względem głównego zakresu działalności (Dz. Urz. UE L 87 z dnia 31 marca 2017 r., s. 492 i n.).
Ustawa z dnia 1 marca 2018 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2018, poz. 685).
Ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (t.j. Dz.U. 2019 , poz. 312, t.j. z dnia 19.02.2019 ze zm.)
Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (t.j. Dz.U. 2018, poz. 2286, t.j. z dnia 7.12.2018 ze zm.)

Jarosław Sroczyński*, Agnieszka Staszek**

Umowa o przyłączenie do sieci ciepłowniczej w świetle prawa ochrony konkurencji i konsumentów

Spis treści

I. Wstęp
II. Zawarcie umowy o przyłączenie na podstawie art. 7 ust. 1 pe
III. Umowa o przyłączenie do sieci ciepłowniczej w przypadku braku istnienia ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci
IV. Problemy z wykonaniem zawartej umowy na ustalonych pierwotnie warunkach
V. Pozycja dominująca i potencjalne ryzyko zarzutu jej nadużycia
VI. Przekształcenia podmiotowe po stronie przyłączonego podmiotu i związane z tym ryzyko zarzutu naruszenia zbiorowych interesów konsumentów
VII. Podsumowanie

Streszczenie

Artykuł przedstawia zagadnienie zawierania umów o przyłączenie do sieci ciepłowniczej z perspektywy prawa ochrony konkurencji i konsumentów. Omówiono obowiązki spoczywające na przedsiębiorstwie energetycznym, przede wszystkim obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej nowych odbiorców. Kluczową kwestią przedstawioną w artykule jest rozkład ryzyka pomiędzy przedsiębiorstwem ciepłowniczym i przyłączanym podmiotem, jeżeli pierwotne zamierzenia inwestora, w szczególności dewelopera, okazują się niewykonalne. Nadmierne zabezpieczenie się przedsiębiorstwa ciepłowniczego na taką okoliczność może skutkować zarzutem nadużycia pozycji dominującej, a próba przerzucenia ryzyka na odbiorców – konsumentów, zarzutem naruszenia zbiorowych interesów konsumentów. Trudno jednak oczekiwać od przedsiębiorstwa ciepłowniczego, aby przejęło na siebie całość ryzyka inwestycyjnego związanego z nowymi przyłączeniami. Wyważenie właściwych proporcji pomiędzy sprzecznymi interesami stron powinno być kształtowane poprzez rozwój orzecznictwa organów ochrony konkurencji i konsumentów.

Słowa kluczowe: umowa o przyłączenie; sektor ciepłowniczy; ryzyko inwestycyjne; konsument; Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów; UOKiK.

JEL: K21

* Prawnik i ekonomista, partner w kancelarii prawnej Markiewicz & Sroczyński. W latach 1990–1994 był dyrektorem Delegatury UOKiK Antymonopolowego w Krakowie. E-mail: jaroslaw.sroczynski@mslegal.com.pl.

** Associate w DLA Piper. E-mail: agnieszka.staszek@dlapiper.com.

I. Wstęp

Przedsiębiorstwa energetyczne, w tym przedsiębiorstwa ciepłownicze są zobowiązane do planowania rozwoju swojej sieci przesyłowej, tj. budowy nowych sieci oraz rozbudowy sieci już istniejących. Obowiązek ten wynika wprost z przepisów prawa energetycznego[1] i wpisuje się w zakres prowadzonej przez nich działalności. Rozwój sieci ciepłowniczej jest najczęściej korzystny dla środowiska. Przyłączenie do centralnej sieci ciepłowniczej zmniejsza ilość spalanych paliw i tym samym przyczynia się do zmniejszenia emisji zanieczyszczeń. Ponadto, przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek w pierwszej kolejności przyłączać nowych odbiorców do instalacji odnawialnego źródła energii.

Prawo energetyczne przewiduje publicznoprawny obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego przyłączania do sieci nowych odbiorców. Obowiązek ten nie jest jednak bezwzględny. Uzależniony jest on bowiem od spełnienia ustawowych przesłanek, m.in. istnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci. Ze względu na brak jednoznacznych definicji tych pojęć przedsiębiorstwa energetyczne muszą dokonywać samodzielnie oceny czy spełnione zostały wszystkie przesłanki, a zatem czy mogą w danych okolicznościach odmówić przyłączenia do sieci. Spory na tym tle mogą być przedmiotem kontroli ze strony zarówno Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jak i Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Mając na uwadze rynek właściwy, na którym prowadzą swoją działalność przedsiębiorstwa ciepłownicze oraz uwzględniając specyfikę podmiotów, które obsługują – w sprawach spornych przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą mieć na względzie potencjalny zarzut nadużycia pozycji dominującej lub naruszenia zbiorowych interesów konsumentów.

II. Zawarcie umowy o przyłączenie na podstawie art. 7 ust. 1 pe

Zgodnie z art. 7 ust. 1 pe, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Co do zasady, zgodnie z art. 7 ust. 5 pe to przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci – obejmuje to przyłączanie podmiotów ubiegających się o przyłączenie. Publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy występuje zarówno wtedy, gdy z wnioskiem o przyłączenie do sieci występuje podmiot, który zamierza pobierać energię, jak i wtedy, gdy z wnioskiem występuje podmiot, który planuje wytwarzać energię i wprowadzać ją do systemu[2].

Przesłanki warunkujące przyłączenie do sieci można podzielić na podmiotowe (zależne od przedsiębiorstwa energetycznego i podmiotu ubiegający się o przyłączenie) oraz merytoryczne (obiektywne i subiektywne, przy czym te ostatnie związane są z obowiązkami podmiotu ubiegającego się o przyłączenie) (Walaszek-Pyzioł i Pyzioł, 2006, s. 4). Dla ustalenia obowiązku zawarcia umowy o przyłączenia muszą zostać spełnione łącznie wszystkie przesłanki określone w prawie

[1] Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2019, poz. 755 z późn. zm.; dalej: pe) – m.in. art. 7 ust. 5 i 6 pe oraz 9c ust. 3 pkt. 11 pe.

[2] Tak SN w wyr. z 12.04.2011, sygn. akt III SK 42/10, LEX nr 898422.

energetycznym, tj.: (i) muszą istnieć warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia; (ii) podmiot żądający zawarcia umowy musi spełnić warunki przyłączenia[3]; (iii) podmiot żądający zawarcia umowy musi dysponować tytułem prawnym do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane[4].

W celu ustalenia czy istnieją warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia do sieci należy dokonać wykładni niezdefiniowanych w pe pojęć, tj. istnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia. W doktrynie wskazuje się, że o braku ekonomicznych warunków może świadczyć rachunek ekonomiczny, zgodnie z którym: „koszt budowy (rozbudowy) sieci lub przyłączenia konkretnego odbiorcy będzie wyższy od spodziewanych wpływów z tytułu dostarczanych temu odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej bądź ciepła. Relacja kosztów do wpływów powinna być przy tym określana w odniesieniu do zwykłego (typowego) horyzontu czasowego branego pod uwagę przy tego rodzaju kalkulacjach" (Pyzioł i Walaszek-Pyzioł, 1999, komentarz do art. 7). Brak ekonomicznych warunków może wystąpić, gdy obiekt mający zostać przyłączony położony jest w znacznej odległości od sieci lub w miejscu szczególnie trudno dostępnym[5]. Specyfika rynku usług sieciowych powoduje, że istotne znaczenie ma rozproszenie zabudowy (im większe, tym niższa jest rentowność projektów inwestycyjnych), a rentowność przyłączania nowych odbiorców do sieci energetycznych maleje wraz z przyrostem długości odcinka przypadającego na jednego nowego odbiorcę (Stefański, 2016, s. 236–245). Ze wskazań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (wydanych na rynku gazu) wynika, że metodą oceny sporządzonego rachunku ekonomicznego jest „wewnętrzna stopa zwrotu IRR[6] z dodatkowym uwzględnieniem NPV[7] (NPVR[8]), prowadzona na podstawie zdyskontowanego rachunku przepływów pieniężnych w okresie co najmniej 20-letnim[9]". Jeżeli budowa lub rozbudowa sieci została przewidziana w planie rozwoju, co do zasady przedsiębiorstwo powinno mieć zapewnione w taryfie środki niezbędne na sfinansowanie tej inwestycji i spełnione są warunki ekonomiczne przyłączenia.

Brak warunków technicznych przyłączenia należy rozumieć jako techniczną przeszkodę o charakterze trwałym, niedającą się usunąć, przynajmniej na etapie rozpatrywania wniosku o przyłączenie. Dla ustalenia istnienia technicznych warunków przyłączenia trzeba zbadać m.in. czy przedsiębiorstwo sieciowe może dostarczać lub przyjmować do sieci wnioskowaną ilość energii elektrycznej lub ciepła (Muras, Nowaczek-Zaremba, Nowak i Orzech, 2016, komentarz do art. 7).

Obowiązek wykazania braku wyżej wskazanych przesłanek rozwoju sieci spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym, które ze względu na brak ustawowych definicji, mają w tym względzie pewną dowolność (Muras, Nowaczek-Zaremba, Nowak i Orzech, 2016, komentarz do art. 7). Przy czym dowolność ta jest ograniczona, gdyż ostateczne ustalenia dokonane przez przedsiębiorstwo energetyczne mogą zostać zakwestionowane. W przypadku, gdy nastąpi odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, podmiot ubiegający się o przyłączenie może zwrócić się do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o rozstrzygnięcie zaistniałego sporu

[3] Art. 7 ust. 3a pe.

[4] Art. 7 ust. 3 pe.

[5] SOKiK z dnia 18.09.2002 r., XVII AmE 100/01, LEX nr 1727654.

[6] IRR – wewnętrzna stopa zwrotu (*Internal Rate of Return*).

[7] NPV – wartość bieżąca netto (*Net Present Value*).

[8] NPVR – wskaźnik wartości bieżącej netto (*Net Present Value Ratio*).

[9] Stanowisko Prezesa URE w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych.

na podstawie art. 8 ust. 1 pe. Dlatego przedsiębiorstwa energetyczne muszą dokonywać oceny, uwzględniając nie jedną, acały zespół okoliczności faktycznych w odpowiednim ujęciu czasowym. Zgodnie ze stanowiskiem Sądu Najwyższego: „Nie można hipotetycznie wykluczyć sytuacji, w której przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie miało odpowiednich możliwości ekonomicznych do przeprowadzenia modernizacji swej sieci dla celów konkretnego przyłączenia w pewnym czasie od momentu uzgodnienia warunków przyłączenia”[10]. Przy czym wydanie warunków przyłączenia (uzgodnionych i zaakceptowanych przez operatora systemu przesyłowego), będzie postrzegane jako potwierdzenie istnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci, w sytuacji braku istotnego dystansu czasowego w odniesieniu do faktycznej realizacji przyłączenia.

III. Umowa o przyłączenie do sieci ciepłowniczej w przypadku braku istnienia ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci

Zgodnie z art. 7 ust. 9 pe, przedsiębiorstwo energetyczne może zawrzeć z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci cywilnoprawną umowę, w której strony ustalą opłatę za przyłączenie. Możliwość ta jest zarezerwowana na wypadek stwierdzenia braku ekonomicznych warunków do zawarcia umowy przyłączenia do sieci na podstawie art. 7 ust. 1 pe. W sytuacji, w której przedsiębiorstwo energetyczne odmówiłoby zawarcia umowy o przyłączenie z powołaniem się na brak warunków technicznych przyłączenia do sieci, a następnie porozumiało się w tej kwestii z odbiorcą, należałoby dojść do wniosku, że w rzeczywistości warunek ten od początku był spełniony[11].

Treść zawartej umowy może być zawsze negocjowana między stronami[12], a zatem wysokość opłaty może uwzględniać szczególne okoliczności związane z wykonaniem przyłączenia. Negocjacje mogą dotyczyć między innymi podziału ryzyka inwestycyjnego pomiędzy stronami umowy przyłączeniowej. Kluczowym zagadnieniem w trakcie negocjacji jest ustalenie, **w jakiej części ryzyko inwestycji powinno spoczywać na przedsiębiorstwie ciepłowniczym, a w jakiej – na przyłączanym przyszłym odbiorcy ciepła**.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w Informacji w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2018–2020[13] wskazał, że: „należy uwzględniać w strukturze kapitału w latach 2018–2020 r. udział kapitału obcego – 50%”. Można się zastanawiać czy należy to odczytywać jako sygnał, że ryzyko inwestycyjne pomiędzy stronami może być rozłożone po połowie? Nie wydaje się, aby wskazanie to było wystarczające dla wszelkich spraw przyłączeniowych, jednak wynika z niego zasada uwzględniania podziału ryzyka pomiędzy przedsiębiorstwo energetyczne a inwestora zewnętrznego.

Należy mieć na względzie, że okres zwrotu z kapitału inwestycyjnego jest w ciepłownictwie wyjątkowo długi i wynosi przeciętnie kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt lat. Dodatkowo należy brać pod uwagę, że przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą w pierwszej kolejności ponosić koszt tworzenia podstawowej infrastruktury ciepłowniczej, m.in. okresowo muszą modernizować i remontować kotły, rurociągi, wymiennikownie itd. Bez tych urządzeń nie byłoby możliwe funkcjonowanie

[10] SN w wyr. z 12.04.2011, sygn. akt III SK 42/10, LEX nr 898422.

[11] *Ibidem*, przypis 15.

[12] Wyr. Sądu Antymonopolowego z 26.05.1999 r. sygn. akt XVII Ame 3/99, LEX nr 56448.

[13] Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 34/2018 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2018–2020, Warszawa, dnia 12.04.2018 r., s. 9.

przedsiębiorstwa i tworzenie nowych przyłączeń do wspólnej sieci ciepłowniczej. Zatem, gdyby uwzględniać koszt wskazanych inwestycji na infrastrukturę „podstawową", okazałoby się, że udział przedsiębiorstwa ciepłowniczego w finansowaniu zaopatrzenia danego odbiorcy w ciepło wzrósłby znacznie. Należy też pamiętać, że ciepło stanowi dobro podstawowe, a nowe inwestycje muszą zapewniać bezpieczeństwo energetyczne nowych, ale i dotychczas obsługiwanych podmiotów. Istotnym elementem, jaki należy brać pod uwagę jest odpowiednie wyważenie interesu aktualnych klientów przedsiębiorstwa energetycznego, którzy zostali przyłączeni do sieci oraz przyszłych klientów, którzy dopiero o przyłączenie do sieci się ubiegają. Jak wskazano, przedsiębiorstwo energetyczne może i powinno kierować się rachunkiem ekonomicznym. Celem działalności nie może być jedynie naturalna chęć osiągania bieżących zysków, lecz również konieczność zapewnienia odpowiedniego bilansu ekonomicznego, który zagwarantuje kontynuację działalności przedsiębiorstwa energetycznego i obsługi wszystkich klientów przyłączonych do sieci. Dlatego przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą rozważnie planować inwestycje w rozwój sieci, biorąc pod uwagę przewidywany wskaźnik dochodowości danej inwestycji, wyrażający się m.in. w wielkości mocy zamówionej przez odbiorcę.

IV. Problemy z wykonaniem zawartej umowy na ustalonych pierwotnie warunkach

W praktyce mają miejsce sytuacje, w których pomiędzy przedsiębiorstwem ciepłowniczym, a podmiotem zawierającym umowę o przyłączenie do sieci ciepłowniczej – np. deweloperem, powstają rozbieżności w ocenie co do faktycznej możliwości zamawiania ciepła już po dokonaniu przyłączenia. Szczególny problem dla przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowią wieloetapowe inwestycje deweloperskie, które nie zostają w całości zrealizowane w zaplanowanym czasie, np. ze względu na brak środków, spadek koniunktury na rynku lub trudności z oddaniem budynku do użytkowania.

Przedsiębiorstwo energetyczne, które zawarło umowę przyłączeniową uwzględniającą pobór ciepła przez pierwotnie zakładany okres, poniesie w takiej sytuacji szkodę. Zgodnie z art. 361 § 2 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny[14] szkoda obejmuje straty, które poszkodowany poniósł (*damnum emergens*) oraz korzyści, które mógłby osiągnąć, gdyby mu szkody nie wyrządzono (*lucrum cessans*). W opisywanym przypadku szkodą przedsiębiorstwa ciepłowniczego będą straty rzeczywiste obejmujące środki finansowe przeznaczone na budowę infrastruktury. Do kosztów poniesionych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze można zaliczyć środki wydane na rozbudowę sieci i stworzenie nowego przyłączenia, które obejmują inwestycje w niezbędne materiały (rury, węzły, zawory). Dodatkowo doliczyć należy inwestycje w zwiększanie własnej mocy produkcyjnej (np. instalację większych kotłów ciepłowniczych) lub też zwiększony koszt zakupu ciepła od wytwórcy. Z kolei utracone korzyści przedsiębiorstwa ciepłowniczego będą związane z niedostarczeniem ilości ciepła, jaka została wstępnie zamówiona. Utracone korzyści będą obejmować niepobrane przez przedsiębiorstwo ciepłownicze opłaty przesyłowe oraz nieuzyskaną marżę należną z tytułu dostawy i sprzedaży ciepła. Podmiot przyłączany odpowiadać będzie wobec przedsiębiorcy sieciowego za naruszenie obowiązków wynikających ze stosunku

[14] Ustawa z dnia 23.04.1964 r. – Kodeks cywilny (t.j. Dz.U. 2019, poz. 1145; dalej: k.c.).

przyłączenia na zasadzie winy (z wyjątkiem obowiązku zapłaty odsetek, który powstaje niezależnie od winy opóźniającego się dłużnika) (Pokrzywniak, 2013, pkt. 8.2.2).

Przepisy regulujące kwestię wielkości zamówionego ciepła przewidują ograniczoną możliwość dokonywania zmian *post factum*. Zgodnie z § 40 ust. 1 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło[15], wielkość zamówionej mocy cieplnej odbiorca ustala z przedsiębiorstwem energetycznym w umowie sprzedaży ciepła lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo w umowie kompleksowej na okres co najmniej 12 miesięcy, a wielkość zamówionej mocy cieplnej może być zmieniona wyłącznie w terminach ustalonych w tych umowach.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, przewidując możliwość szkód związanych z brakiem zamówienia pierwotnie zakładanej wielkości ciepła, usiłują zabezpieczać się poprzez stosowanie kar umownych, względnie innych środków o zbliżonym charakterze – np. zastawu czy gwarancji bankowej na wypadek opóźnienia w poborze pierwotnie zamówionego ciepła. Konieczność ustanowienia zabezpieczenia może wynikać również z wcześniejszych zaległości w płatności na rzecz przedsiębiorcy energetycznego przez podmiot starający się o przyłączenie.

Równocześnie sam fakt, że odbiorca energii wyraził zgodę na zawarcie umowy o określonej treści nie oznacza, że warunki od których uzależniono dopuszczalność zmiany zamówionej mocy nie może być przedmiotem analizy dokonanej z perspektywy reguł prawa konkurencji – w tym nadużycia pozycji dominującej poprzez narzucenie uciążliwych warunków umownych oraz uzyskanie nieuzasadnionych korzyści[16] przez przedsiębiorstwo ciepłownicze.

V. Pozycja dominująca i potencjalne ryzyko zarzutu jej nadużycia

Polskie prawo konkurencji wprowadza domniemanie posiadania pozycji dominującej przez przedsiębiorcę posiadającego udział w rynku właściwym powyżej 40%[17]. Przez pojęcie „rynek właściwy" należy rozumieć rynek towarów, które ze względu na ich przeznaczenie, cenę oraz właściwości, w tym jakość, są uznawane przez ich nabywców za substytuty oraz są oferowane na obszarze, na którym, ze względu na ich rodzaj i właściwości, istnienie barier dostępu do rynku, preferencje konsumentów, znaczące różnice cen i koszty transportu, panują zbliżone warunki konkurencji[18]. Samo posiadanie pozycji dominującej jest oczywiście dopuszczalne, a prawo konkurencji zakazuje wyłącznie jej nadużywania[19]. Stwierdzając czy doszło do nadużycia pozycji dominującej, Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów bada czy działania przedsiębiorcy miały charakter eksploatujący lub wykluczający z rynku inne podmioty. W przypadku, gdy przepisy odrębne regulują standardy zachowania w sposób specyficzny dla określonych rynków lub rodzajów umów, ocena działań dominantów pod kątem nadużycia pozycji dominującej jest dokonywana z uwzględnieniem tych standardów[20].

15 Dz.U., poz. 1988.

16 Wyr. SN z 7.10.2004 r. sygn. akt III SK 56/04, LEX nr 149892.

17 Art. 4 pkt 10 ustawy z dnia 16.02.2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (t.j. Dz.U. 2019, poz. 369; dalej: uokik).

18 Art. 4 pkt 9 uokik.

19 Art. 9 uokik.

20 Dec. RKR-5 /2017 Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 17.07.2017 r.

W przypadku przedsiębiorstw ciepłowniczych w swojej wcześniejszej praktyce decyzyjnej Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wskazywał, że rynkiem w ujęciu produktowym jest „rynek przesyłania i dystrybucji ciepła" oraz że „energetyka jest tzw. monopolistą naturalnym, co wynika z faktu sieciowego charakteru urządzeń służących do dostarczania ciepła"[21]. Wąskie rozumienie rynku właściwego skutkowało do tej pory najczęściej przyjęciem istnienia pozycji dominującej przedsiębiorstwa ciepłowniczego, a monopol naturalny związany był z posiadaniem jedynej na danym obszarze infrastruktury. Istniejąca na rynku konkurencja w postaci alternatywnych źródeł ciepła (b.d., 2018) (np. energetyka geotermalna i pompy ciepła), nie miała do tej pory istotnej siły rynkowej.

W doktrynie wskazuje się, że: „jeśli umowa o przyłączenie do sieci została zawarta na warunkach innych niż taryfowe i odbiorca (lub grupa odbiorców) finansował lub współfinansował (z przedsiębiorstwem energetycznym) budowę pewnego odcinka sieci, to za nadużycie pozycji dominującej może być uznana **odmowa dokonania odpowiednich rozliczeń z odbiorcami, jeśli przedsiębiorca energetyczny osiągnął korzyść polegającą na przyłączeniu nowych odbiorców do tego fragmentu sieci**" (Czarnecka i Ogłódek, 2012, komentarz do art. 7, pkt 30).

Z kolei Sąd Najwyższy uznał za przejaw nadużycia pozycji dominującej (w przypadku rynku energii elektrycznej) „obciążenie przez zakład energetyczny odbiorcę energii obowiązkiem wykonania na własny koszt odcinków sieci elektrycznej i urządzeń przynoszących temu zakładowi nieuzasadnione korzyści w postaci bezpłatnego przejścia na jego własność tych urządzeń i odcinków sieci w celu eksploatacji oraz uprzywilejowanie jednej grupy odbiorców energii przez pobieranie opłat za energię w jednakowej wysokości od wszystkich odbiorców, w tym także i od tych, którzy własnym kosztem wykonali odcinki sieci i urządzenia"[22]. W innym wyroku Sąd Najwyższy, dokonując analizy kwestii przyłączeń kanalizacyjnych i wodociągowych wskazał jednak, że przyłącza „**służą przede wszystkim interesom osoby ubiegającej się o przyłączenie do sieci. (…) Dzięki przyłączu można zrealizować inwestycję budowlaną, zwiększyć wartość nieruchomości, poprawić jakość życia, obniżyć koszty użytkowania budynku (domu)** [wyr. autorzy]. Dopiero w dalszej kolejności przyłącza te służą interesom gminy lub przedsiębiorstwa sieciowego (które w ten sposób zyskuje klienta) oraz społeczności lokalnej – przez zapewnienie lepszego wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej czy poprawę poziomu ochrony środowiska. **Skoro zaś przyłącze służy przede wszystkim interesom osoby posiadającej tytuł do przyłączanej nieruchomości, to racjonalne jest założenie, zgodnie z którym osoba taka powinna ponieść indywidualne koszty związane z przyłączeniem należącej do niej instalacji do sieci**"[23]. Należy zgodzić się z powyższą argumentacją, gdyż głównym beneficjentem umowy o przyłączenie do sieci jest nowo podłączony. Z perspektywy przedsiębiorstwa ciepłowniczego wykonanie przyłączenia wiąże się ze wspomnianym wyżej ryzykiem inwestycyjnym, natomiast termin, w jakim przedsiębiorstwo uzyska zwrot z dokonanych nakładów, jest relatywnie długi.

Należy zgodzić ze stanowiskiem doktryny, że „w przypadku zawierania umów przyłączeniowych na granicy opłacalności ekonomicznej, względnie takich, które wymagają znacznych nakładów

[21] Dec. RKT-69/2006 Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 28.09.2006 r.

[22] Wyr. SN z 23.06.1993 r., sygn. akt I CRN 72/93, LEX nr 60.

[23] Tak SN w składzie zwykłym w postanowieniu z 26.10.2017 r., sygn. akt III SK 56/15, Biuletyn Izby Pracy, Ubezpieczeń Społecznych i Spraw Publicznych nr 10–12/2016, przedstawiając składowi powiększonemu Sądu Najwyższego do rozstrzygnięcia zagadnienia prawne dotyczące granic przyłącza kanalizacyjnego oraz przyłącza wodociągowego, wyrok Sądu Najwyższego z 22.06.2017 r., sygn. akt III SZP 2/16, LEX nr 2308312.

inwestycyjnych, przedsiębiorstwo energetyczne może uzależnić zawarcie umowy przyłączeniowej od zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych/dystrybucyjnych z określoną mocą umowną na czas określony" (Czarnecka i Ogłódek, 2012, komentarz do art. 7, pkt 32). **Nie stanowi zatem nadużycia pozycji dominującej uzależnienie zawarcia umowy przyłączeniowej na warunkach taryfowych od zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych/dystrybucyjnych na czas określony, o ile przedsiębiorstwo energetyczne będzie mogło uzasadnić swe stanowisko rachunkiem ekonomicznym.**

VI. Przekształcenia podmiotowe po stronie przyłączonego podmiotu i związane z tym ryzyko zarzutu naruszenia zbiorowych interesów konsumentów

Dodatkowym problemem, z którym mierzą się przedsiębiorstwa ciepłownicze, są przekształcenia podmiotowe po stronie przyłączonego podmiotu. Co więcej, często po zakończeniu inwestycji (np. budowie nieruchomości) inwestor (np. spółka celowa) ulega likwidacji, a wówczas przedsiębiorstwo ciepłownicze ma utrudnione dochodzenie odszkodowania zastrzeżonego w umowie o przyłączenie.

Wątpliwość budzi czy i w jakim zakresie zobowiązania pierwotnie przyłączonego inwestora mogą być przenoszone na wspólnotę czy spółdzielnię mieszkaniową. Powstaje bowiem wówczas ryzyko zarzutu naruszenia zbiorowych interesów konsumentów. Wynika to z faktu, że obowiązki formalnie spoczywające na wspólnocie mieszkaniowej czy spółdzielni w rzeczywistości „spoczywają" na członkach wspólnoty (spółdzielni), którymi najczęściej są konsumenci. W orzecznictwie przyjmuje się, że zarówno wspólnota, jak i spółdzielnia stanowią zbiorowości konsumenckie w rozumieniu ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów[24]. Sąd Najwyższy uznał, że: „spółdzielnia to podmiot prawny zbiorowy, w odniesieniu do którego może mieć zastosowanie kategoria naruszenia interesu publicznego, występująca w ustawie o ochronie konkurencji i konsumentów"[25]. Podobnie Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów[26], stosując analogię, za taki podmiot uznał również gminę, reprezentującą mieszkańców i działającą w ich interesie, wskazując, że: „poprzez zwlekanie z wydaniem warunków przyłączenia do sieci gazowej naruszone zostały interesy Gminy tj. interesy jej mieszkańców, czyli podmiotu zbiorowego, a zatem szerokiego kręgu uczestników rynku. Wydanie ww. warunków pozwoliłoby użytkownikom na obniżenie kosztów eksploatacji poprzez przejście na niższe stawki gazu, a co z kolei spowodowałoby obniżenie kosztów codziennego utrzymania większości mieszkańców. W takim przypadku miało miejsce naruszenie interesu o charakterze ogólniejszym, publicznoprawnym"[27]. Podobnie należy ocenić sytuację wspólnoty mieszkaniowej, która może zostać potraktowana jako podmiot zbiorowy reprezentujący interes członków wspólnoty (konsumentów), chroniony przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przed praktykami naruszającymi zbiorowe interesy konsumentów.

[24] T.j. Dz.U. 2019, poz. 369; dalej: uokik).

[25] Wyr. SN z 23.08.2003 r., sygn. akt I CKN 523/01, LEX nr 137521.

[26] Wyr. SOKiK z 4.05.2006 r., XVII Ama 119/04, LEX nr 194951.

[27] *Ibidem*.

Problem przejścia zobowiązań wynikających z umowy z dewelopera na wspólnotę mieszkaniową był już przedmiotem analizy Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz sądów. Zakwestionowano m.in. praktykę dewelopera, wymagającą, aby klienci wyrażali w umowach zgodę na przejęcie przez wspólnotę mieszkaniową zobowiązania dewelopera do pobierania przez okres minimum 3 lat ciepła w określonej z góry wielkości. Sąd Apelacyjny w Warszawie uznał, że każdy z nabywców lokalu powinien mieć prawo sam decydować o wielkości pobieranego ciepła[28]. Stąd też ryzyko, że przedsiębiorstwa ciepłownicze będę miały utrudnioną egzekucję wykonania zobowiązań wynikających z umowy o świadczenie usług przesyłowych/dystrybucyjnych, które leżały u podstaw określenia warunków umowy o przyłączenie do sieci, w sytuacji, gdy obowiązki te zostaną przeniesione z inwestora na podmiot zbiorowy reprezentujący interesy konsumentów.

VII. Podsumowanie

Czy w konkretnym przypadku umowa lub jej poszczególne postanowienia zostały narzucone, czy też były efektem negocjacji mieszczących się w ramach swobody zawierania umów[29] decydować będzie ostateczna treść umowy i okoliczności jej zawarcia. Testem sprawdzającym powinna być racjonalność zachowania kontrahenta oceniana według hipotetycznego założenia istnienia konkurencji na rynku (Jasiński, Skoczny i Yarrow, 1995, s. 139). Ustalenie granicy racjonalnych zabezpieczeń przedsiębiorstwa ciepłowniczego przed skutkami nieefektywnych inwestycji będzie należało do kompetencji organów ochrony konkurencji i konsumentów. Istotne będą takie czynniki, jak staranność stron w planowaniu inwestycji, weryfikacja niezbędnych warunków formalnych, dostęp inwestora – odbiorcy ciepła do środków finansowych zapewniających realizację inwestycji itp. Nie powinno jednak ulegać wątpliwości, że przedsiębiorstwo ciepłownicze nie może ponosić pełnego i nieograniczonego ryzyka za inwestycję, której skutkiem może być po jego stronie wyłącznie powstanie kosztów i brak zysków. Ryzyko to powinno podlegać skalowaniu zgodnie z zasadami słuszności i uczciwości w obrocie. Ograniczenie ryzyka prawnego może wymagać uprzedniej eksperckiej oceny inwestycji pod kątem realnej wielkości planowanej mocy zamawianej przez odbiorców. Równocześnie należy mieć na uwadze, że wprowadzane zabezpieczenia kontraktowe nie mogą być nadmiernie uciążliwe ani skutkować przenoszenia ryzyka na kolejne podmioty uczestniczące w cyklu inwestycyjnym, zwłaszcza konsumentów.

Należy postulować, aby dokonując oceny działania przedsiębiorstwa energetycznego, zarówno Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, jak i Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów uwzględniali także interes wszystkich podmiotów, którym przedsiębiorstwo energetyczne świadczy usługi, a nie tylko interes podmiotu nowo przyłączanego. Nie jest wskazane, aby przedsiębiorstwa energetyczne miały obowiązek ponoszenia nakładów na nierentowne przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Poniesione koszty musiałyby w takim przypadku rozkładać się na pozostałych klientów, co mogłoby powodować wzrost cen.

W sytuacji, gdy zawarcie umowy o przyłączenie i związana z nią rozbudowa sieci ciepłowniczej powoduje nadmierne obciążenie przedsiębiorstwa energetycznego, ogólny interes społeczny i gospodarczy przemawia za tym, aby przedsiębiorstwo energetyczne miało możliwość odmo-

[28] Wyr. SA w Warszawie z 19.12.2011 r. VI ACa 630/11, LEX nr 1283484.

[29] Art. 353^1 k.c.

wy zawarcia umowy bądź też miało możliwość wprowadzenia umownych zabezpieczeń w celu zagwarantowania zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych.

Bibliografia

b.d. (2018). Odnawialne źródła energii. *Instalacje Budowlane*, 4 kwietnia. Pozyskano z: http://www.instalacjebudowlane.pl/7770-77-12394-odnawialne-zrodla-energii-.html (23.07.2019).

Czarnecka, M. i Ogłódek, T. (2012). *Prawo energetyczne. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Jasiński, P., Skoczny, T. i Yarrow, G. (1995). *Konkurencja a regulacja w energetyce*. Warszawa: Dom Wydawniczy ELIPSA.

Muras, Z., Nowaczek-Zaremba, M., Nowak, D. i Orzech, P. (2016). *Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1–11s*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

Pokrzywniak, J. (2013). *Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej oraz obowiązek jej zawarcia. Zagadnienia cywilnoprawne.* Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

Pyzioł, W. i Walaszek-Pyzioł, A. (1999). *Prawo energetyczne. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwa Prawnicze PWN.

Pyzioł, W. i Walaszek-Pyzioł, A. (2006). Obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej – węzłowe zagadnienia prawne. PUG, 12.

Stefański, R. (2016). Ekonomiczne warunki przyłączenia nowych odbiorców do sieci energetycznej a interes ekonomiczny konsumentów. W: T. Skoczny, M. Czarnecka (red.), *Prawo Konsumenckie w praktyce*. Warszawa: C.H. Beck.

Marcin Kraśniewski*

Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych jako element prawidłowości rynku mocy

Spis treści

I. Uwagi wprowadzające
II. Zakres podmiotowy wniosku
III. Zakres przedmiotowy wniosku
1. Podstawy prawne
2. Poszczególne elementy (zawartość wniosku)
2.1. Informacje identyfikacyjne
2.2. Informacje merytoryczne
2.3. Informacje techniczno-ekonomiczne
2.4. Informacje środowiskowe
2.5. Oświadczenia
2.6. Dodatkowe informacje
IV. Niezależna ekspertyza
V. Braki formalne wniosku
VI. Skutek prawny złożenia wniosku
VII. Uwagi końcowe

Streszczenie

Przedmiotem niniejszego opracowania jest wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych, o którym mowa w ustawie o rynku mocy. W pierwszej kolejności omówiono zakres podmiotowy wniosku, a następnie przedstawiono zakres przedmiotowy. W ramach tej części pracy dokonano analizy natury prawnej „Regulaminu Rynku Mocy" i jego miejsca w hierarchii aktów prawnych, a także zaprezentowano poszczególne elementy treści wniosku o certyfikację (zawartość). Ponadto szczególną uwagę poświecono niezależnej ekspertyzie wymaganej do wniosku oraz kryteriom niezależności ją sporządzającego. W ostatnich częściach opracowania wskazano na procedurę uzupełniania braków formalnych oraz skutki prawne, jakie wywołuje złożony wniosek dla przedsiębiorstwa energetycznego. Całość zamykają uwagi końcowe, w których dokonano podsumowania poczynionych rozważań oraz udzielono odpowiedzi na postawione pytania.

* Doktorant w Katedrze Europejskiego Prawa Gospodarczego (Zakład Prawa Gospodarczego Publicznego) na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; wiceprezes Zarządu Polskiej Fundacji Prawa Konkurencji i Regulacji Sektorowej *Ius Publicum* w Warszawie. E-mail: mkrasniewski@wpia.uni.lodz.pl; krasniewski@iuspublicum.pl; https://orcid.org/0000-0002-8552-4182.

Słowa kluczowe: rynek mocy; jednostka rynku mocy; wniosek o certyfikację; dostawca mocy; aukcja główna; aukcja dodatkowa.

JEL: K23, K32, K33

I. Uwagi wprowadzające

Wraz z przyjęciem ustawy z dnia 3 stycznia 2018 r. o rynku mocy[1] Polska stała się kolejnym krajem Unii Europejskiej, który zmienił organizację swojego rynku energii elektrycznej przez wprowadzenie rynku mocy (Muszyński, 2018, s. 15). Istotą rynku mocy jest, że Operator Systemu Przesyłowego (dalej: OSP) (monopolista) zakupywać będzie całą potrzebną w systemie elektroenergetycznym moc, czyli dokładnie tyle mocy, ile potrzebne jest do zaspokojenia zapotrzebowania na całkowity pobór energii elektrycznej w kraju wraz z odpowiednią rezerwą mocy wirującej w systemie (Dąbrowski, 2018, s. 10). W rynku mocy uczestniczą certyfikowane jednostki rynku mocy, które pozytywnie przeszły proces certyfikacji realizowany przez OSP we współpracy z właściwym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (dalej: OSD). Ustawa o rynku mocy przewiduje przy tym trzy rodzaje certyfikacji: ogólną; do aukcji głównej oraz do aukcji dodatkowej[2]. W certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych właściciel jednostki fizycznej, jednostki fizycznej zagranicznej albo jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej lub podmiot przez niego upoważniony do dysponowania tą jednostką na rynku mocy składa operatorowi wniosek o: (1) utworzenie jednostki rynku mocy i dopuszczenie jej do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych lub dopuszczenie do udziału w rynku wtórnym lub (2) dopuszczenie do aukcji dodatkowych jednostki rynku mocy utworzonej w certyfikacji do aukcji głównej na ten sam rok dostaw[3]. A zatem w certyfikacji do aukcji głównej i aukcji dodatkowych dostawca mocy składa wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy. Wniosek jest pierwszym etapem w harmonogramie procesu rynku mocy (PSE, b.d.). Ustawa o rynku mocy nakłada na właścicieli jednostek fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej minimum 2 MW brutto, mogących wprowadzać energię do sieci, obowiązek corocznego przystąpienia do certyfikacji ogólnej[4]. Brak wywiązania się z powyższego obowiązku może skutkować nałożeniem przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE) kary w wysokości do 5% przychodów danego podmiotu w poprzednim roku podatkowym[5]. Pozytywne przejście etapu certyfikacji ogólnej daje możliwość wzięcia udziału w certyfikacji do aukcji, a następnie wzięcia udziału w danej aukcji głównej lub aukcji dodatkowej. Proces certyfikacji do aukcji przeprowadzany jest przed każdą aukcją i ma na celu nadanie ram organizacyjnych konkretnym zasobom, które dostawcy mocy zaoferują na danej aukcji (Będkowski-Kozioł, 2018, s. 132–133).

Zagadnienie wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych wydaje się nader istotne z teoretycznego i praktycznego punktu widzenia. W pierwszej kolejności stanowi on podstawę do szacowania przez OSP paramentów rynku mocy, ponieważ

[1] Ustawa z dnia 8.12.2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018, poz. 9; 2019, poz. 42) (dalej: uorm lub ustawa o rynku mocy).

[2] Art. 3 ust. 1 uorm. Odrębną procedurę dopuszczenia do udziału w rynku mocy przewidziano natomiast dla jednostek zagranicznych w postaci tzw. aukcji wstępnych, zob. art. 6–10 uorm.

[3] Art. 15 ust. 1 uorm.

[4] Art. 11 uorm.

[5] Art. 85 ust. 5 uorm.

przekazywane są dane na temat zdolności poszczególnych wnioskodawców do dostarczenia mocy. Przedsiębiorstwo deklaruje zatem gotowość dostarczenia mocy, a OSP na tej podstawie określa paramenty w kolejnych etapach rynku mocy. Przeszacowanie zdolności wytwórczej i niedostarczenie mocy po zawarciu umowy mocowej skutkować będzie nałożeniem kary na przedsiębiorstwo. Nieprawidłowości w informacjach przekazywanych we wniosku mogą więc skutkować konsekwencjami dla przedsiębiorstwa energetycznego. Jednocześnie prawidłowe określenie parametrów jednostek rynku mocy przesądza o powodzeniu całego rynku mocy, tj. dostarczeniu mocy w określonej ilości w sytuacji niedoboru mocy w systemie. A zatem nieprawidłowe informacje mogą przełożyć się na niedostarczenie potrzebnej w danym momencie mocy. Trzeba również zaznaczyć, że algorytmy ustalania wysokości opłaty mocowej pozostają w związku z danymi przekazanymi przez dostawców mocy we wniosku – wysokość poszczególnych stawek opłaty mocowej. A zatem nieprawidłowości na początkowym etapie rynku mocy, tj. wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych, przekładają się na kolejne etapy, w tym zwłaszcza etap określenia wysokości stawek opłaty mocowej. Błędne dane przełożyć się mogą na nadmierne obciążenie odbiorców końcowych kosztami utrzymania rynku mocy. Z tych względów wniosek powinien zawierać jak najszerszy zakres informacji dający możliwość precyzyjnego określenia parametrów całego rynku mocy i skutecznego przeprowadzenie kolejnych etapów. Trzeba jednak pamiętać o tym, iż dane, o których mowa powyżej stanowią sensytywne informacje przedsiębiorstwa energetycznego. Z punktu widzenia wnioskodawcy zakres danych powinien być jak najwęższy, czyli taki który uniemożliwia naruszenie jego pozycji na rynku. Należy także nadmienić, że dane przekazywane we wniosku wymagają od wnioskodawcy istotnych nakładów finansowych oraz organizacyjnych, które w przypadku niepowodzenia aukcji nie są w żaden sposób rekompensowane. Z tych względów należy zastanowić się nad zakresem informacji, jakie powinny być przekazywane we wniosku. Winien on być adekwatny do celów ustawy (wprowadzenia rynku mocy), a jednocześnie uwzględniać interesy poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych.

Ustawa o rynku mocy określa m.in. zakres przedmiotowy i podmiotowy wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy, w tym obowiązek przełożenia niezależnej ekspertyzy, organ właściwy do przyjmowania wniosków, skutki prawne złożenia wniosku, postępowanie w przypadku braków formalnych wniosku. Uzupełnienie przepisów dotyczących wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy znajduje się w „Regulaminie Rynku Mocy" (dalej RRM) (PSE, 2018).

W niniejszej pracy podjęto próbę analizy i oceny przepisów ustawy o rynku mocy oraz „Regulaminu Rynku Mocy", które określają wymogi merytoryczne i formalne dla wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych pod kątem prawidłowości funkcjonowania rynku mocy jako całości, a jednocześnie prawidłowości funkcjonowania poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych. Opracowanie ma przynieść także odpowiedź na następujące pytania: jakie skutki prawne dla wnioskodawców wywołują postanowienia RRM; jakie miejsce w hierarchii aktów prawnych zajmuje RRM; czy zakres przedmiotowy wniosku został określony adekwatnie do przebiegu procesu certyfikacji jednostek rynku mocy; czy zakres przedmiotowy wniosku nie narusza sensytywnych danych przedsiębiorstwa energetycznego; jakie skutki prawne dla przedsiębiorstwa energetycznego wywołuje złożenie wniosku o certyfikację?

Na początku opracowania omówiono zakres podmiotowy wniosku, a następnie przedstawiono zakres przedmiotowy. W ramach tej części pracy dokonano analizy natury prawnej „Regulaminu

Rynku Mocy" i jego miejsca w hierarchii aktów prawnych, a także zaprezentowano poszczególne elementy treści wniosku o certyfikację (zawartość). Ponadto szczególną uwagę poświecono niezależnej ekspertyzie wymaganej do wniosku oraz kryteriom niezależności sporządzającego tejże. W ostatnich częściach opracowania wskazano na procedurę uzupełniania braków formalnych oraz skutki prawne, jakie wywołuje złożony wniosek dla przedsiębiorstwa energetycznego. Całość zamykają uwagi końcowe, w których dokonano podsumowania poczynionych rozważań oraz udzielono odpowiedzi na wyżej postawione pytania.

II. Zakres podmiotowy wniosku

Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy składa dostawca do OSP[6]. Jeden wniosek o certyfikację dotyczy wyłącznie jednej jednostki rynku mocy. W przypadku wielokrotnego zgłoszenia w jednej certyfikacji do aukcji mocy tej samej jednostki rynku mocy przez tego samego dostawcę mocy rozpatruje się wyłącznie wniosek o certyfikację złożony najpóźniej, a wcześniejsze wnioski pozostawia się bez rozpoznania[7]. Natomiast w przypadku wielokrotnego zgłoszenia w jednej certyfikacji do aukcji mocy tej samej jednostki rynku mocy przez różnych dostawców mocy, którzy wykazali stosowne umocowanie, rozpatruje się wyłącznie wniosek o certyfikację złożony przez dostawcę mocy, który złożył wniosek najwcześniej, o ile we wniosku o certyfikację dostawca mocy wykazał posiadanie odpowiedniego umocowania do dysponowania tą jednostką. OSP odmawia wydania certyfikatu względem wniosków złożonych przez pozostałych dostawców mocy[8]. Ponadto w przypadku wielokrotnego zgłoszenia przez tego samego dostawcę mocy, w jednej certyfikacji do aukcji mocy, tej samej jednostki fizycznej wchodzącej w skład różnych jednostek rynku mocy, jednostka ta wchodzi w skład jednostki rynku mocy, w odniesieniu do której wniosek o certyfikację został złożony najwcześniej, o ile we wniosku o certyfikację dostawca mocy wykazał posiadanie odpowiedniego umocowania do dysponowania tą jednostką[9]. RRM stanowi również, że w przypadku wielokrotnego zgłoszenia przez różnych dostawców mocy w jednej certyfikacji do aukcji mocy tej samej jednostki fizycznej wchodzącej w skład różnych jednostek rynku mocy, jednostka ta wchodzi w skład jednostki rynku mocy dostawcy mocy, który najwcześniej złożył wniosek o certyfikację, o ile we wniosku o certyfikację dostawca mocy wykazał posiadanie odpowiedniego umocowania do dysponowania tą jednostką[10]. Wszystkie powyższe reguły kolizyjne służą zapobieżeniu nieporozumieniom i nadużyciom związanym z przynależnością jednostek fizycznych.

III. Zakres przedmiotowy wniosku

1. Podstawy prawne

Ustawa o rynku mocy określa zakres przedmiotowy wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy[11]. Należy jednak zaznaczyć, że ustawa nie opisuje zakresu tych informacji w sposób

6 Art. 15 ust. 1 uorm.

7 Pkt 7.4.1.6 RRM.

8 Pkt 7.4.1.7 RRM.

9 Pkt 7.4.1.8 RRM.

10 Pkt 7.4.1.9 RRM.

11 Art. 19 uorm.

wyczerpujący, uzupełnienie tejże znajduje się bowiem w RRM[12]. Postanowienia RRM w tym zakresie są postanowieniami odnoszącymi się do przygotowania do zawarcia umowy mocowej, czyli do procesu certyfikacji oraz przeprowadzania aukcji mocy. I. Muszyński przyjmuje, że w tym przypadkach RRM będzie wywierał takie same skutki prawne, jak abstrakcyjna norma prawna (Muszyński, 2019).W całości należy zgodzić się z powyższym poglądem, ponieważ RRM został zatwierdzony decyzją administracyjną, której wnioskujący nie jest imiennym adresatem, a zatem nie był on stroną postępowania w sprawie zatwierdzenia RRM.

Sposób określenia zawartości wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy określa uorm oraz RRM. Prawidłowe złożenie wniosku ma miejsce wtedy, gdy wnioskodawca przedłoży wszystkie informacje wymienione w RRM, a brak ich przedłożenia skutkuje tak samo, jak niespełnienie wymogów ustawowych. Z tego względu można mówić o swoistości prawa energetycznego, która przejawia się m.in. przez wymykanie się z tradycyjnej hierarchii aktów prawnych – regulamin stojący niżej w hierarchii doprecyzowuje przepisy ustawy i staje się jej niezbędnym elementem. Z jednej strony ustawa o rynku mocy stanowi zbiór postawień techniczno-wykonawczych określających warunki współpracy uczestników rynku mocy. Z drugiej strony określa zakres informacji niezbędnych dla zapoczątkowania przez zainteresowanego procesu certyfikacji[13]. RRM przesądza, poprzez szczegółowe doprecyzowanie uorm, jaki zakres informacji wymagany jest od wnioskującego, który w przypadku odmowy ich podania spotka się z odmową wydania certyfikatu.

Powyższe uwagi są istotne z punktu widzenia zakresu danych wymaganych od wnioskującego. Już w samej treści uzasadnienia projektu ustawy o rynku mocy mowa jest o „szczególnie ważnych informacjach przedstawianych przez dostawcę mocy”[14]. Stanowi ona, że wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy zawiera m.in.: wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował dostawcy mocy dla tej jednostki w aukcji mocy; potwierdzenie spełniania wymogów technicznych, niezbędnych do poprawnego przeprowadzania rozliczeń; moc osiągalną netto każdej z jednostek fizycznych w okresie dostaw; informacje o zastosowanie technologii i sposobie zapewnienia dostępności odpowiedniej ilości paliwa na potrzeby wykonania obowiązku mocowego; parametry techniczno-ekonomiczne, w tym minimum techniczne wytarzania energii elektrycznej, przy którym jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki oraz koszty operacyjne za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym odbywa się certyfikacja do aukcji mocy. Nie ulega wątpliwości, że wskazane powyżej przykładowo informacje wymagane od wnioskującego stanowią dla niego najbardziej sensytywne informacje. Jednocześnie dane, o których mowa w art. 19 uorm są informacjami pozwalającymi określić wielkość mocy w systemie oraz zdolności jej dostarczenia do systemu, a także rzeczywistą kondycję finansową sektora wytwarzania, co ma znaczenie dla zapewnienia efektywności ekonomicznej rynku mocy. Trzeba w tym miejscu zaznaczyć, że informacje, o których mowa w art. 19 i 20 uorm nie stanowią nowości w zakresie informacji przekazywanych OSP. Z analizy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej: IRiES) (PSE, 2011) wynika, że podobny zakres informacji jest już w dyspozycji OSP. Informacje przekazywane na podstawie

[12] Pkt 7.4.2 RRM.

[13] W przypadku wad lub braków formalnych wniosku o certyfikację, w wyznaczonym terminie, Operator Systemu Przesyłowego odmawia wydania certyfikatu. Zob. art. 22 uorm.

[14] Rządowe Centrum Legislacji, *Rządowy projekt ustawy o rynku mocy*, Druk nr 1722, s. 18. Dostęp online: http://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/druk.xsp?nr=1722 (16.09.2019).

IRiES obejmują duże jednostki wytwórcze[15]. Z tego względu należy przyjąć, że rozszerzeniu zakresu informacji przekazywanych OSP uległ w stosunku do mniejszych jednostek wytwórczych[16]. Pobieranie danych przez OSP w szerokim zakresie, w stosunku do wszystkich wytwórców, pozwala ustalić realną ilość mocy, a jednocześnie zweryfikować jaka część tej ilości może być dostarczona na czas do sieci, z uwagi na parametry techniczne jednostek, w tym szybkość zmiany wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez jednostkę. A zatem można uznać, że zakres wymaganych informacji we wniosku jest w pełni uzasadniony z uwagi na cele, jakie muszą zostać zrealizowane przez OSP – poprawne wyznaczenie parametrów aukcji[17].

2. Poszczególne elementy (zawartość wniosku)

Ustawa o rynku mocy[18] szczegółowo określa treść wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy. Treść wniosku można podzielić na pięć grup: informacje identyfikacyjne; informacje merytoryczne; informacje techniczno-ekonomiczne; informacje środowiskowe; oświadczenia.

2.1. Informacje identyfikacyjne

Do informacji identyfikacyjnych należy zaliczyć:

- dane identyfikacyjne jednostek fizycznych wytwórczych wchodzących w skład jednostki rynku mocy, obejmujące kody jednostek fizycznych nadane przez rejestr;
- dane identyfikacyjne i upoważnienie dostawcy mocy[19];
- kopię koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przez jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy lub promesy koncesji, jeżeli są wymagane zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne[20];
- moc osiągalną netto jednostki rynku mocy w okresie dostaw[21].

2.2. Informacje merytoryczne

Dostawca mocy określa wielkość obowiązku mocowego, którą będzie oferował dla jednostki rynku mocy w aukcji mocy, nie większą niż iloczyn mocy osiągalnej netto tej jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, o którym mowa RRM[22]. A zatem dostawca mocy na etapie składania wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy deklaruje wielkość obowiązku mocowego, jaką będzie ofertował na najbliższej aukcji głównej lub dodatkowej. Określona na tym etapie wielkość obowiązku mocowego nie może być natomiast zmieniona podczas trwania akcji. W ten sposób dostawca mocy może określić buforową dla niego wielkość mocy, która pozwoli na realizację w całości obowiązku mocowego. Trzeba bowiem pamiętać, że ustawa o rynku mocy nie wyklucza możliwości wykorzystania mocy przekraczającej określoną we wniosku wielkość obowiązku mocowego, ponieważ nadwyżka mocy może być obracana na rynku wtórnym dla rynku

[15] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2007, Nr 93, poz. 623).

[16] *Ibidem*.

[17] Rządowe Centrum Legislacji, *Rządowy…*, s. 19.

[18] Art. 19 i 20 uorm.

[19] Pkt 7.4.2.1 ppkt 2 RRM.

[20] Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2019, poz. 755, 730) (dalej: pe).

[21] Pkt 7.4.2.1 ppkt 7 RRM.

[22] Pkt 8.1.2 ppkt 1) lit. j) RRM.

mocy[23]. Określenie wielkości obowiązku mocowego należy określić jako informację merytoryczną, nie sprowadza się ona bowiem wyłącznie do identyfikacji podmiotów czy potwierdzenia technicznych zdolności tegoż, ale wpływa na przebieg kolejnych etapów oraz działań podejmowanych przez OSP. Ponadto esencja wszystkich informacji techniczno-ekonomicznych oraz środowiskowych sprowadza się do stworzenia OSP możliwości zweryfikowania wielkości zadeklarowanej przez dostawcę obowiązku mocowego, a także zweryfikowania zdolności do przesłania mocy do systemu w sytuacji zagrożenia. Działania podejmowane przez OSP sprowadzają się do oceny poziomu bezpieczeństwa dostaw energii do sieci oraz określenia rodzajów ryzyka związanych z niedostarczeniem zadeklarowanej przez dostawców mocy.

2.3. Informacje techniczno-ekonomiczne

Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy wymaga podania przez dostawcę informacji techniczno-ekonomicznych. Informacje takie wydają się być kluczowe dla oceny przez OSP możliwości technicznych oraz finansowych prawidłowej realizacji obowiązku mocowego. W ramach tej kategorii znajdują się informacje o stanie technicznym oraz sytuacji i perspektywach finansowych dostawcy mocy, a także potwierdzenia wystawione przez OSD elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową[24] oraz OSP[25] spełniania w roku dostaw przez układy pomiarowo-rozliczeniowe wymogów technicznych.

W odniesieniu do parametrów technicznych kluczowymi informacjami są informacje dotyczące charakterystyki rozruchu, dopuszczalnego zakresu pracy oraz szybkości zmian wielkości wytwarzania energii elektrycznej. W oparciu o te informacje dana jednostka rynku mocy, objęta umową mocową, będzie wykonywała swój obowiązek mocowy w okresie zagrożenia w trybie normalnym lub nagłym[26]. Informacjami umożliwionymi poprawne opracowanie parametrów aukcji, a jednocześnie sensytywnymi dla wnioskującego, są poszczególne parametry ekonomiczne działalności danej jednostki fizycznej. Parametrem szczególnie wrażliwym na potrzeby prognozowania zapotrzebowania na moc, wyznaczanego oddzielnie dla każdej aukcji, są dane o kosztach stałych i zmiennych. Prognozowane zapotrzebowanie na moc na rynku mocy jest bowiem określane z zastosowaniem złożonych metod prognostycznych, wykorzystujących narzędzia analizy probabilistycznej[27] i stochastycznej[28]. Określenie prognozowanego zapotrzebowania na moc na podstawie niezweryfikowanych danych może mieć konsekwencje dla funkcjonowania rynku mocy i może prowadzić do nieuzasadnionego obciążenia odbiorców końcowych zbyt dużymi opłatami[29].

Do informacji techniczno-ekonomicznych należy zaliczyć:

1) informacje potwierdzające zdolność dostawy mocy osiągalnej netto przez poszczególne jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy w okresie dostaw przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godziny, w tym informacje o zastosowanej technologii i sposobie zapewnienia dostępności odpowiedniej ilości paliwa na potrzeby wykonania obowiązku

[23] Art. 48 ust. 1 pkt 2 uorm.

[24] Pkt 7.4.2.1 ppkt 4 RRM.

[25] Pkt 7.4.2.1 ppkt 5 RRM.

[26] Rządowe Centrum Legislacji, *Rządowy*…, s. 19.

[27] Modele probabilistyczne pozwalają na bieżące analizy wielu różnych zmiennych i są w stanie wygenerować wiele scenariuszy.

[28] Na temat miar stochastycznych *zob.* PKEE, 2015, s. 16 i n.

[29] Rządowe Centrum Legislacji, *Rządowy*…, s. 19.

mocowego, opracowane na wzorze stanowiącym załącznik RRM[30] (dostawca mocy potwierdza, że w przypadku wygrania aukcji będzie posiadał zdolność dostawy mocy przez jednostkę rynku mocy. W tym celu musi posiadać on odpowiednie zapasy paliw lub wykazać, że ma zapewnioną ich dostępność w odpowiedniej ilości. Wymaganie dotyczy wszystkich Jednostek Rynku Mocy Wytwórczych niezależnie od spalanego paliwa[31]);

2) parametry obejmujące:
   a) szybkość zmian wielkości produkcji energii elektrycznej przez jednostki fizyczne wchodzące w skład jednostki rynku mocy, wyrażona w MW netto/minutę;
   b) sprawność (wyrażoną w procentach) wytwarzania energii elektrycznej netto:
      – średnioroczną;
      – w warunkach normalnych przy mocy osiągalnej netto, uwzględniając wyniki pomiarów eksploatacyjnych, gwarancyjnych lub pomodernizacyjnych w zależności, które z nich są najnowsze;
      – w warunkach normalnych przy minimum technicznym, o którym mowa w pkt c), uwzględniając wyniki pomiarów eksploatacyjnych, gwarancyjnych lub pomodernizacyjnych w zależności, które z nich są najnowsze; a w przypadku jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 3 pkt 35 pe, także sprawność ogólną netto, rozumianą jako średnioroczny stosunek produkcji netto energii elektrycznej i ciepła do zużycia energii chemicznej paliwa w jednostce kogeneracyjnej; poprzez warunki normalne rozumie się średnioroczne warunki eksploatacyjne z uwzględnieniem: temperatury otoczenia, temperatury wody chłodzącej, ciśnienia atmosferycznego i parametrów paliwa,
   c) minimum techniczne wytwarzania energii elektrycznej, przy którym jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przez nieprzerwany okres nie krótszy niż 4 godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, wyrażone w stosunku do mocy osiągalnej netto;
   d) informacje o kosztach operacyjnych oraz kapitałowych jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy, w tym:
      – jednostkowe koszty zmienne, wyrażone w zł/MWh netto energii wprowadzonej do sieci, obejmujące: koszty zmienne transportu oraz pozostałe koszty zakupu paliwa podstawowego, koszty zmienne materiałów eksploatacyjnych wraz z kosztami ich transportu (np. chemikalia, oleje, smary), koszty zmienne korzystania ze środowiska wraz z kosztami transportu odpadów, tj. opłaty za korzystanie z powietrza, wody i ziemi, łącznie z opłatami za składowanie odpadów paleniskowych;
      – koszty stałe operacyjne, wyrażone w zł, obejmujące: koszty stałe zużycia materiałów i energii, koszty usług obcych, podatki i opłaty, koszty osobowe, koszty ubezpieczeń majątkowych reprezentacji, reklamy i sponsoringu;
      – wartość bieżąca (netto) środków trwałych składających się na jednostkę fizyczną wyrażona w zł, za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym odbywa się certyfikacja do aukcji mocy;

[30] Załącznik nr 7.1 do RRM.

[31] Rządowe Centrum Legislacji, *Rządowy*…, s. 19.

3) informację o istniejących i planowanych ograniczeniach czasu eksploatacji jednostki fizycznej wynikających z odrębnych przepisów, np. z regulacji środowiskowych (przykładowo można wskazać na ograniczenia wynikające z ustawy – Prawo ochrony środowiska[32], w której zakłada się m.in. ograniczenie czasowe spalania paliw w okresie rocznym[33]).

2.4. Informacje środowiskowe

Dostawca mocy we wniosku zawiera również informacje o jednostkowych wskaźnikach emisji substancji: dwutlenku węgla, tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłów, rozumiane jako wartość średnia za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym odbywa się certyfikacja do aukcji mocy, wyznaczone zgodnie z RRM[34]. Wzory określone w RRM pozwalają określić jednostkowe wskaźniki emisji substancji, tj. kWh, co jest odpowiednikiem ton substancji na rok, o których mowa w przepisach środowiskowych[35].

2.5. Oświadczenia

Do wniosku o certyfikację istniejącej jednostki rynku mocy wytwórczej należy dołączyć oświadczenie:

1) że w stosunku do żadnej jednostki fizycznej, która będzie wchodziła w skład tworzonej jednostki rynku mocy nie zachodzą lub nie będą zachodziły przesłanki wymienione w art. 16 ust. 2 uorm;
2) o wyrażeniu zgody na pozyskiwanie przez OSP danych pomiaroworozliczeniowych dotyczących zgłoszonych w danej certyfikacji do aukcji jednostek fizycznych, od dnia rozpoczęcia okresu dostaw do końca okresu ważności certyfikatu.

2.6. Dodatkowe informacje

W art. 19 ust. 2–4 uorm określone zostały dodatkowe informacje, jakie winny zostać dołączone przez dostawców mocy, którzy ubiegają się o utworzenie:

1) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się wyłącznie z jednej jednostki fizycznej, która w dniu rozpoczęcia certyfikacji ogólnej była jednostką fizyczną wytwórczą planowaną;
2) modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej składającej się wyłącznie z jednej jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej;
3) jednostki rynku mocy składającej się z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych zagranicznych.

Zakres informacji, jakie powinny zostać przedstawione przez dostawcę mocy został poszerzony o szczegółowe informacje ekonomiczne, a zwłaszcza o potwierdzenia możliwości pozyskania finansowania inwestycji oraz projekcje w zakresie realizacji planowanych inwestycji (harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji). Ponadto w przypadku jednostek, o których mowa w pkt 3 uorm powyżej określa także wyłączenia względem zakresu informacji, które wymagane są na podstawie art. 19 ust. 1 uorm. Dodatkowo art. 20 uorm[36] określa, podobnie jak art. 19 uorm, treść wniosku

[32] Ustawa z dnia 27.04.2001 r. – Prawo ochrony środowiska (t.j. Dz.U. 2019, poz. 1396).

[33] Art. 146a ustawy z dnia 27.04.2001 r. – Prawo ochrony środowiska (t.j. Dz.U. 2019, poz. 1396).

[34] Pkt 7.4.2.2 i 7.4.2.3 RRM.

[35] M.in.: dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24.11.2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona) (Dz. Urz. L 334 z 17.12.2010, s. 17–119).

[36] RRM zawiera szczegółowe rozwinięcie zakresu informacji, o którym mowa w art. 20 uorm.

o certyfikację jednostki rynku mocy. Wszystkie informacje, o których mowa w tymże mają podobne znaczenie jak informacje, o których mowa w art. 19 ust. 2–4 uorm.

IV. Niezależna ekspertyza

Informacje podawane przez dostawców mocy we wniosku nie odnoszą się włącznie do sytuacji określonego dostawcy mocy, która uzasadniałaby pomyślny wynik aukcji dla tegoż, ale stanowią podstawę do należytego zrealizowania celów wprowadzonego rynku mocy dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Podanie nieprawdziwych bądź niezweryfikowanych danych przez wnioskodawcę może mieć konsekwencje dla funkcjonowania rynku mocy i w rezultacie prowadzić do nieuzasadnionego obciążenia zbyt dużymi opłatami odbiorców. Interes ogólny, jakim jest bezpieczeństwo energetyczne państwa oraz szeroko rozumiany dobrobyt ekonomiczny społeczeństwa, nie pozwala na pozostawienie wiarygodności i rzetelności informacji, o których mowa w ustawie o rynku mocy wyłącznie w gestii dostawcy mocy. Z tego względu przewidziano wymóg dołączania niezależnych ekspertyz do wniosku. Celem opracowania tejże jest wyrażenie przez niezależny podmiot opinii czy informacje techniczno-ekonomiczne są prawdziwe i rzetelne. Sporządzający wyraża zatem bezstronną i niezależną opinię po przeprowadzeniu analizy o charakterze technicznym i ekonomicznym w sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

Niezależna ekspertyza sporządzana jest na potrzeby: (1) uzyskania certyfikatu dla nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej; (2) uzyskania certyfikatu dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, uprawniającego dostawcę mocy do zawarcia umowy mocowej na więcej niż jeden rok dostaw w wyniku aukcji głównej; (3) spełnienia przez jednostki rynku mocy Operacyjnego Kamienia Milowego, o którym mowa w pkt 14.1.2 RRM.

Zakres przekazywanych informacji przez dostawcę mocy, a także ich doniosłość dla prawidłowego przeprowadzenia kolejnych etapów rynku mocy, w tym określenia stawek opłaty mocowej stanowią uzasadnienie wprowadzonej niezależności podmiotu sporządzającego ekspertyzę. Można nawet stwierdzić, że wymogi, jakie muszą spełniać te podmioty czynią z nich osoby publicznego zaufania, a zatem winny one być niezależne, kompetentne i bezstronne. Co ciekawe, wymogi stawiane podmiotom sporządzającym niezależną ekspertyzę są analogiczne do tych, o których mowa w ustawie o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym dla biegłych rewidentów[37]. Należy jednak zaznaczyć, że kryteria jakie muszą spełniać podmioty sporządzające ekspertyzę określa wyłącznie RRM, a nie uorm. Sporządzenie ekspertyzy z naruszeniem postawień RRM czyni ekspertyzę nieważną. Dostawca mocy załącza do każdej niezależnej ekspertyzy oświadczenia podmiotu sporządzającego ekspertyzę o spełnianiu wymagań określonych w RRM[38].

V. Braki formalne wniosku

Ustawa o rynku mocy nakłada na OSP obowiązek podjęcia czynności w celu usunięcia wad lub braków formalnych[39]. W przypadku stwierdzenia, że wniosek nie spełnia wymogów określonych w art. 15, art. 16 ust. 1 lub 2, art. 19, lub art. 20 uorm, lub określonych w RRM, OSP

[37] Ustawa z dnia 11.05.2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (t.j. Dz.U. 2019, poz. 730): Rozdział 2 – Uzyskiwanie uprawnień i wykonywanie zawodu biegłego rewidenta.

[38] Oświadczenie sporządza się zgodnie z wzorem stanowiącym załącznik nr 7.7 do RRM.

[39] Art. 22 uorm.

za pomocą rejestru rynku mocy wzywa dostawcę mocy do usunięcia wad lub braków formalnych wniosku, wskazując te wady lub braki formalne w wezwaniu. OSP wyznacza także termin nie krótszy niż 3 dni robocze na ich usunięcie. Przyjęty w ustawie termin na usunięcie wad lub braków formalnych wynika z charakterystycznej cechy tychże – ich usunięcie może nastąpić w stosunkowo prosty sposób. Informacja o wezwaniu do usunięcia wad lub braków formalnych wniosku przekazywana jest także powiadomieniem wysyłanym automatycznie na adres e-mail użytkownika RRM.

W przypadku, gdy dostawca mocy, pomimo wezwania OSP, nie usunął wad lub braków formalnych wniosku o certyfikację, w terminie wyznaczonym przez tegoż, OSP odmawia wydania certyfikatu, o czym niezwłocznie informuje dostawcę mocy zamieszczając stosowną informację w rejestrze. Informacja o odmowie wydania certyfikatu przekazywana jest także powiadomieniem wysyłanym automatycznie na adres e-mail użytkownika rejestru.

Informacja o odmowie wydania certyfikatu zawiera wskazanie przyczyn. W tym miejscu może rodzić się pytanie o zasadność wskazywania przyczyn odmowy wydania certyfikatu, jeśli wynikała ona z wad lub braków formalnych, o których dostawca mocy został prawidłowo zawiadomiony przez OSP. W stosunku do decyzji OSP o odmowie wydania certyfikatu, dostawcy mocy przysługują uprawnienia określone postępowaniu reklamacyjnym[40].

VI. Skutek prawny złożenia wniosku

Złożenie wniosku o certyfikację w celu dopuszczenia jednostki rynku mocy do aukcji mocy jest jednocześnie wyrażeniem woli przez wnioskującego uczestnictwa w aukcji bez konieczności złożenia dodatkowych oświadczeń woli po uzyskaniu certyfikacji oraz woli zawarcia umowy mocowej w wyniku aukcji mocy[41]. Złożenie wniosku nie jest jednak jednoznaczne z koniecznością ich udziału w dalszych procesach rynku mocy – to tylko spełnienie wymogu ustawowego (Pawlak i Ziarkowski, 2018, s. 65). Jest to jednak pierwszy etap, w ramach którego jednostki wytwórcze i jednostki redukcji zapotrzebowania będą mogły, w wyniku aukcji mocy, zawrzeć umowy mocowe, na podstawie których otrzymają wynagrodzenie (Pawlak i Ziarkowski, 2018, s. 65). Prawidłowe złożenie wniosku nie przesądza o konieczności przejścia przez jednostkę rynku mocy wszystkich etapów dopuszczenia do udziału w rynku mocy, a tym bardziej nie oznacza powodzenia podczas aukcji. Jednostka, która złożyła wniosek może wycofać się na dalszym etapie.

Należy także nadmienić, że art. 21 uorm stanowi, że dostawca mocy, przedkładając w certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych wniosek o utworzenie jednostki rynku mocy uprzednio certyfikowanej, może złożyć wniosek o certyfikację zawierający tylko uzupełnienie lub zmianę informacji przekazanych w poprzedniej certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych. A zatem wniosek zawierający informacje inne niż uzupełniające lub zmieniające uprzednio przekazane informacje zostanie uznany za nowy wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy. OSP rozpatruje wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy złożony najpóźniej, co oznacz, a że danej sprawie zostaje nadany nowy bieg.

[40] Art. 19 uorm.

[41] Pkt 7.4.1.2 RRM.

VII. Uwagi końcowe

Poczynione powyżej rozważania na temat wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy do aukcji głównej i aukcji dodatkowych wskazują na skalę nakładów organizacyjnych oraz finansowych ponoszonych przez wnioskującego (dostawcę mocy) przed rozpoczęciem procesu certyfikacji oraz uzyskania samego certyfikatu. Złożenie wniosku stanowi wyrażenie woli uczestnictwa w aukcji mocy bez konieczności złożenia dodatkowych oświadczeń woli po uzyskaniu certyfikacji oraz woli zawarcia umowy mocowej w wyniku tejże. Dostawca mocy wnioskujący o certyfikację musi jednak potwierdzić, że w przypadku wygrania aukcji będzie posiadał zdolność dostawy mocy przez jednostkę rynku mocy. W tym celu musi on posiadać odpowiednie zasoby paliw lub wskazać, że ma zapewnioną ich dostępność w odpowiedniej ilości, co jest szczególnie ważne przy jednostkach wytwórczych gazowych pobierających paliwo gazowe z sieci (Bałdowski i Kraśniewski, 2018, s. 44). Mimo szerokiego zakresu przedmiotowego wniosku, należy uznać, iż jest on adekwatny do przebiegu procesu certyfikacji jednostek rynku mocy. Zakres przekazywanych informacji pozwala bowiem na ocenę zdolności organizacyjnych i finansowych wnioskodawcy do dostarczenia deklarowanej mocy (interes publiczny). Możliwe jest zatem zrealizowanie założeń rynku mocy i zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną w sytuacji podwyższonego zapotrzebowania w systemie. Przekazane dane pozwalają Operatorowi Systemu Przesyłowego ustalić realną ilość mocy, a jednocześnie zweryfikować, jaka część tej ilości może być dostarczona na czas do sieci, z uwagi na parametry techniczne jednostek rynku mocy, w tym szybkość zmiany wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez jednostkę. Ponadto zakres danych przekazywanych Operatorowi pokrywa się z tymi, o których mowa w rozporządzeniu systemowym. Z tego też względu należy uznać, że zakres przedmiotowy wniosku, o którym mowa w niniejszym opracowaniu nie stanowi *novum* i nie narusza sensytywnych danych przedsiębiorstwa energetycznego (interes przedsiębiorstwa energetycznego). Na zakończenie należy wskazać na znaczenie postawień „Regulaminu Rynku Mocy". Regulamin dla przedsiębiorstw energetycznych ma takie same skutki prawne, jak abstrakcyjna norma prawna, tj. ustawa o rynku mocy. Na uzasadnienie takiego poglądu należy wskazać, że Regulamin dookreśla przepisy ustawy o rynku mocy przez doprecyzowanie zakresu przedmiotowego wniosku i jest zatwierdzany decyzją administracyjną *in abstracto*.

Bibliografia

Bałdowski, M. i Kraśniewski, M. (2018) Istota i prawne aspekty funkcjonowania rynku wtórnego dla rynku mocy. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, *5*(7).

Będkowski, M. (2018). Rynek mocy jako nowy instrument zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce. W: M. Pawełczyk (red.), *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego – sektor gazowy i energetyczny*. Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum.

Dąbrowski, T. (2018). Rynek mocy w Polsce – cel wdrożenia ustawy, uwarunkowania unijne i polskie, kluczowe założenia koncepcji i ustawy. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, *5*(7).

Muszyński, I. (2018). Rynek mocy jako instrument wsparcia budowy nowych elektrowni – czy to zadziała? *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, *5*(7).

Muszyński, I. (2019). Komentarz do art. 82. W: M. Czarnecka, T. Ogłódek (red.), *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy*. *Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.

Pawlak, B. i Ziarkowski, M. (2018). Realizacja obowiązku mocowego przez przedsiębiorstwa energetyczne. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, *5*(7).

PKEE. (2015). *Rynek mocy czyli jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce*. Warszawa: Polski Komitet Energii Elektrycznej.

PSE. (2011). *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Wersja 2.0 zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r.* Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Pozyskano z: https://www.pse.pl/dokumenty (18.08.2019 r.), dalej jako: IRiES.

PSE. (2018). *Regulamin Rynku Mocy z dnia 27 marca 2018 r.* Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Pozyskano z: https://www.pse.pl/regulamin-rynku-mocy. (18.08.2019).

PSE. (b.d.). *Rynek mocy – informacje ogólne. Ramowy harmonogram procesów rynku mocy*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Pozyskano z: https://www.pse.pl/rynek-mocy-informacje-ogolne (18.08.2019).

Saługa, P. i Kamiński, J. (2017). Rynek mocy w Polsce – aukcja jednocenowa vs. Dyskryminacyjna. *Zeszyty Naukowe*, 98.

Stahl M., Duniewska, Z., Jaworska-Dębska, B., Kasiński, M. i Olejniczak-Szałowska, E. (red.). (2019). *Prawo administracyjne. Pojęcia, instytucje, zasady w teorii i orzecznictwie.* Warszawa: Wolters Kluwer.

Jarosław Greser*

Obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych w zakresie rozwoju infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego

Spis treści

I. Wstęp
II. Plan lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego
III. Plan lokalizacji punktów bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG) oraz punktów zasilania jednostek pływających energią elektryczną z lądu
IV. Program budowy stacji gazu ziemnego
V. Plan budowy ogólnodostępnych stacji ładowania
VI. Podsumowanie

Streszczenie

Artykuł porusza problematykę budowy infrastruktury niezbędnej do zwiększenia liczby pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi. Zgodnie z decyzją ustawodawcy kluczową rolę w realizacji tego zadania będą odgrywać operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych, którzy będą odpowiedzialni za budowę wskazanej w ustawie liczby punktów. Jednocześnie miejsca ich lokalizacji wyznaczane są przez inne podmioty, takie jak: gminy, GDDKiA czy zarządcy portów. W artykule zostaną poruszone kwestie obowiązków OSD w zakresie przygotowania planów i programów budowy stacji i punktów ładowania we wszystkich przypadkach przewidzianych w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

Słowa kluczowe: elektromobilność; OSD; infrastruktura ładowania; stacje gazu; CNG; LNG.

JEL: K20, K32

I. Wstęp

Rozwój elektromobilności należy do priorytetów rozwoju polityki kraju wskazanej w Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020[1]. Wpisuje się on również w działania strategiczne Unii Europejskiej mające na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych z transportu, której realizacją jest między innymi uchwalenie dyrektywy sprawie rozwoju infrastruktury paliw

* Doktor; adiunkt na Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza w Poznaniu. E-mail: greser@amu.edu.pl: https://orcid.org/0000-0002-1021-6142.

[1] Uchwała Rady Ministrów z 14.02.2017 w sprawie przyjęcia Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) (M.P. 2017, poz. 260).

alternatywnych (dalej: dyrektywa 2014/94)[2]. Działania te stworzyły podstawę do przyjęcia przez Radę Ministrów Programu Rozwoju Elektromobilności, którego ramy zostały określone w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych[3] (Kokocińska, 2019, s. 12). Akt ten stanowi jednocześnie implementację dyrektywy 2014/94, a także wypełnia inne zobowiązania międzynarodowe Polski dotyczące zmniejszenia zależności od paliw kopalnych (Chwiałkowska i Kola, 2019, s. 87–88).

W literaturze wskazuje się, że proces powstawania polskiego sektora elektromobilności będzie długotrwały ze względu na różnego rodzaju bariery i wyzwania (Bojda i Sołtysik, 2018, s. 121). Z tego powodu realizacja celów wskazanych w dokumentach programowych i aktach prawnych wymaga współdziałania organów administracji państwowej, jednostek samorządu terytorialnego, jak również podmiotów niezaliczających się do organów władzy publicznej. Do tej ostatniej kategorii należą operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych. Zgodnie z art. 3 pkt 25 prawa energetycznego[4] są to przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Do przypisanych im ustawowo działań należy zatem takie zarządzanie systemami dystrybucyjnymi, aby dostarczały odpowiednią ilość energii w miejsca gdzie jest ona zużywana.

Należy również zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 32 ust. 1 pe jest to działalność koncesjonowana. W literaturze podkreśla się, że celem reglamentacji działalności gospodarczej w tej sferze jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego (Elżanowski, 2008, s. 55–56; Elżanowski i Manteuffel, 2017, s. 21). Definicja legalna tego pojęcia zawarta w art. 3 pkt 16 pe, który wskazuje, że jest to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Nie ma wątpliwości, że rozwój transportu opartego na paliwach alternatywnych doprowadzi do zwiększenia ich konsumpcji, a tym samym może wpływać na bezpieczeństwo energetyczne państwa. Redukcja tego zagrożenia wymaga współpracy operatorów i podmiotów publicznych, do obowiązków których należy tworzenie dokumentów będących podstawą do rozbudowy infrastruktury. W niniejszym artykule zostaną poddane analizie podstawy normatywne współpracy przy tworzeniu planu lokalizacji punktów bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), planu lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego, programu budowy stacji gazu ziemnego oraz planu budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Należy jednak podkreślić, że zadania operatorów nie mają charakteru samodzielnego, ponieważ są związane z obowiązkami nałożonymi na podmioty publiczne (Popowska, 2019, s. 156). Jednakże wydaje się, że brak współdziałania uniemożliwi prawidłową realizację powinności nałożonych na organy, a tym samym osiągnięcie celów określonych w przepisach prawa i dokumentach programowych.

[2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2014/94 z 22.10.2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz. Urz. UE 2014 L 307/1).

[3] Ustawa z 11.01.2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz.U. 2018, poz. 317) (dalej; uoeipa lub ustawa o elektromobilności).

[4] Ustawa z 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2019, poz. 755) (dalej: pe).

II. Plan lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego

Artykuł 32 ustawy o elektromobilności formułuje obowiązek stworzenia planu lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego. Zgodnie z ustępem 2 tego przepisu, ma on zawierać liczbę i miejsce położenia ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego, z uwzględnieniem punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz punktów tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), niezbędnych do pokrycia zapotrzebowania na paliwa alternatywne w pojazdach poruszających się po drogach sieci bazowej TEN-T[5].

Adresatem przepisu jest Generalny Dyrektor Dróg Krajowych i Autostrad. Zgodnie z art. 32 ust. 3 uoeipa ma on obowiązek konsultacji planu z operatorami systemów dystrybucyjnych i podmiotami zarządzającymi miejscami obsługi podróżnych. Ustawodawca, uzasadniając konieczność przeprowadzenia konsultacji stwierdza, że mają one doprowadzić do sytuacji, w której „wskazane w propozycji lokalizacje będą możliwe do rozmieszczenia z punktu widzenia parametrów technicznych sieci dystrybucyjnych”[6]. Należy zwrócić uwagę, że taka konstrukcja normy może nie doprowadzić do uzyskania pożądanego rezultatu z co najmniej dwóch powodów. Pierwszym jest brak konieczności uwzględniania przez GDDKiA stanowiska przestawionego w konsultacjach. Może to skutkować wskazaniem lokalizacji, które są korzystne z perspektywy celów społecznych lub politycznych, ale ze względu na koszty budowy infrastruktury zasilającej nieakceptowanych dla operatorów.

Drugim powodem jest ograniczenie sporządzenia planu tyko do dróg będących w zarządzie GDDKiA. Podmiot ten zgodnie z art. 18 ust. 1 i art. 19 ust. 2 ustawy o drogach publicznych jest zarządcą dróg krajowych. Analiza treści rozporządzenia 1315/2013 wskazuje, że wszystkie drogi należące do sieci TEN-T będą należały do kategorii dróg krajowych. Jednocześnie przepisy przewidują dwa wyjątki od tej zasady. Pierwszy dotyczy spółek powołanych ustawą o drogowych spółkach specjalnego przeznaczenia[7]. Drugi został sformułowany w art. 19 ust. 3 ustawy o drogach publicznych i dotyczy autostrad płatnych. Przepis ten określa, że zarządcą drogi krajowej może być podmiot, z którym zawarto umowę o budowę i eksploatację albo wyłącznie eksploatację autostrady na warunkach określonych w umowie. Jak się wskazuje w literaturze (Maszewski, 2016, s. 147–151; Greser, 2019; Otawski, 2019, s. 191) do zakresu obowiązków podmiotów innych niż GDDKiA nie można zaliczyć tworzenia planów lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego. Tym samym operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych nie mają obowiązku konsultacji takich planów ani tym bardziej przestrzegania terminów, o których mowa w art. 32 ustawy o elektromobilności. *De lege ferenda* należy postulować zmianę przepisu tak, aby obowiązek sporządzania planu dotyczył całej drogowej sieci TEN-T położonej w Polsce. Na marginesie warto zauważyć, że istotne z perspektywy użytkowników pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi jest powstanie infrastruktury w miejscach poza główną

[5] Przywoływana w przepisie sieć TEN-T jest akronimem Transeuropejskiej Sieci Transportowej utworzonej na mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1315/2013 z 11.12.2013 r. w sprawie unijnych wytycznych dotyczących rozwoju transeuropejskiej sieci transportowej i uchylającego decyzję nr 661/2010/UE (Dz. Urz. UE L 348/1).

[6] Uzasadnienie projektu ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, druk nr 2147. Pozyskano z: https://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/druk.xsp?nr=2147, s. 34 (14.06.2019).

[7] Ustawa z 12.01.2007 r. o drogowych spółkach specjalnego przeznaczenia (t.j. Dz.U. 2017, poz. 2093).

siecią drogową, które mają na przykład znaczenie turystyczne. Ustawodawca w tym zakresie nie przewidział żadnego modelu tworzenia planów.

Procedura konsultacji zakłada, że operatorzy w ciągu dwóch miesięcy od otrzymania projektu przedstawią swoje stanowiska. Ich obligatoryjnym elementem jest ocena technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia punktów ładowania oraz stacji gazu ziemnego w lokalizacjach wskazanych w planie. Poza tymi przesłankami ustawodawca nie formułuje żadnych wymogów ani procedur związanych z prowadzeniem konsultacji. Na tym tle rysuje się kilka problemów. Po pierwsze, brak przedstawienia stanowisk nie ma wpływu na sporządzenie planu. Może to prowadzić do sytuacji, w której zostaną pominięte istotne z perspektywy realizacji celów ustawy stanowiska. Jednocześnie brak udziału operatorów w konsultacjach jest pozbawiony sankcji, a GDDKiA nie ma instrumentów do wymuszenia zajęcia stanowiska.

Drugim aspektem jest treść opinii przekazywanej w konsultacjach. Zgodnie z literalną wykładnią przepisu operator może w swoim stanowisku zawrzeć również ocenę innych warunków niż wskazane w ustawie, takich jak kwestie związane ze społecznym lub środowiskowym oddziaływaniem planowanej lokalizacji. Biorąc jednak pod uwagę względnie krótki termin na zajęcie stanowisk, nie wydaje się, aby mogły być one poprzedzone pogłębioną analizą.

Trzecim problemem jest kwestia aktualizacja planu. Horyzont korzystania z niego wynosi 5 lat. Bez wątpienia w tym czasie nastąpią zmiany w otoczeniu rynkowym, które spowodują nieadekwatność powstałego dokumentu. Ustawodawca nie przewidział jednak procedury zmiany planu. Wydaje się, że na podstawie wnioskowania *a maiori ad minus* można przyjąć, że GDDKiA ma taką możliwość (Greser, 2019). Jednakże nie jest to równoznaczne z aktualizacją obowiązków nałożonych na operatorów. W tym kontekście należy zwrócić uwagę, że ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych nie nakłada również obowiązku sporządzenia kolejnego planu po upływie terminu, na który został przygotowany plan pierwotny. W tym względzie trzeba podzielić stanowisko P. Otawskiego, że taka konstrukcja przepisu jest niezgodna z zasadami poprawnej legislacji (Otawski, 2019, s. 191).

III. Plan lokalizacji punktów bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG) oraz punktów zasilania jednostek pływających energią elektryczną z lądu

Technologie napędzania pojazdów paliwami alternatywnymi nie dotyczą wyłącznie transportu lądowego. Znajduje ona coraz szersze zastosowanie do zasilania jednostek pływających. Wpisuje się to również w priorytet polityki Unii Europejskiej, którym jest redukcja negatywnego wpływu na środowisko związanego ze spalaniem zasiarczonego paliwa żeglugowego[8]. Zarówno dyrektywa 2014/94, jak i ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych przewidują stworzenie możliwości zasilania statków w portach skroplonym gazem ziemnym (LNG) oraz prądem elektrycznym.

Budowę infrastruktury ma poprzedzić stworzenie planu lokalizacji punktów bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG) oraz punktów zasilania jednostek pływających energią elektryczną

[8] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2012/33 z 21.11.2012 zmieniająca dyrektywę Rady 1999/32/WE w zakresie zawartości siarki w paliwach żeglugowych (Dz. Urz. UE L 327/1).

z lądu. Ustawodawca w art. 33 ust. 1 uoeipa wskazał, że podmiotem zobowiązanym do jego sporządzenia jest podmiot zarządzający portem należącym do sieci bazowej TEN-T. Zważywszy na regulacje rozporządzenia 1315/2013 oraz art. 2 pkt 6 ustawy o portach i przystaniach morskich[9] należy uznać, że grono zobowiązanych ogranicza się do spółek Zarządu Morskiego Portu Gdańsk SA, Zarządu Morskiego Portu Gdynia SA oraz Zarządu Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA (Greser, 2019, Nb 7).

Należy jednak zwrócić uwagę, że o ile zgodnie z brzmieniem art. 6 ust. 1 dyrektywy 2014/94 punkty bunkrowania gazu muszą powstać do 31 grudnia 2025 r., o tyle tworzenie możliwości zasilania prądem elektrycznym jest opcjonalne i zależy od oceny przez państwo zasadności ich powstania pod kątem zapotrzebowania i korzyści dla środowiska. Polski ustawodawca przyjął w art. 33 uoeipa rozwiązanie, które nakazuje uwzględnić możliwość zarówno ładowania, jak i bunkrowania LNG. Należy jednak zauważyć, że w ocenie racjonalności budowy punktów zasilania jednostek pływających energią elektryczną z lądu należy brać pod uwagę „Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych". Dokument ten zawiera stwierdzenie, że tworzenie infrastruktury we wszystkich portach jest nieuzasadniona ekonomicznie i rekomenduje budowę punktu ładowania w jednym z portów[10]. Jednocześnie wskazuje, że taka infrastruktura powinna powstać przede wszystkim w portach o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej. Porty te należą do sieci TEN-T. Należy zatem podzielić stanowisko P. Otawskiego, że przesłanka pozwalająca na pominięcie w planach punktów zasilania jednostek pływających energią elektryczną z lądu nie zaktualizowała się (Otawski, 2019, s. 196).

W zakresie konsultacji planu z operatorami ustawodawca przyjął rozwiązania analogiczne do przypadku tworzenia planu lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego. Operator systemu dystrybucyjnego ma dwa miesiące na zajęcie stanowiska wobec planu, którego obligatoryjnym elementem jest ocena technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia punktów. Podmiot zarządzający portem nie jest związany stanowiskiem operatora i w sposób dowolny wskazuje miejsce na terenie portu, w którym ma być zlokalizowany dany punkt. Należy zwrócić również uwagę, że dyrektywa 2014/94 nie nakłada obowiązku budowy stałej infrastruktury do tankowania LPG. Realizacja tego celu jest możliwa również przy wykorzystaniu specjalistycznych statków tzw. bunkierek – taka możliwość jest wskazana w art. 33 ust. 1 uoeipa oraz cystern samochodowych, zbiorników, kontenerów mobilnych i barek. Nasuwa się zatem pytanie, czy w takiej sytuacji konieczne są konsultacje z operatorami. Wykładania językowa przepisu skłania do przyjęcia stanowiska, że konsultacje są obligatoryjne niezależnie od wybranej przez zarządzającego portem formy tankowania.

IV. Program budowy stacji gazu ziemnego

Realizacja celu, jakim jest zwiększenie liczby pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi, wymaga przede wszystkim rozbudowy infrastruktury w aglomeracjach miejskich lub podmiejskich oraz innych obszarach gęsto zaludnionych. W przypadku pojazdów napędzanych gazem za paliwo alternatywne uznaje się sprężony gaz ziemny (CNG), w tym pochodzący z biometanu, skroplony gaz ziemny (LNG), w tym pochodzący z biometanu, lub gaz płynny (LPG). Jednocześnie

[9] Ustawa z 20.12.1996 r. o portach i przystaniach morskich (t.j. Dz.U. 2017, poz. 1933) (dalej: uopipm).

[10] Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, wersja 2.3. Pozyskano z: http://bip.me.gov.pl/node/26450, s. 32 (14.06.2019).

ustawodawca w art. 3 pkt 26 uoeipa wprowadza definicję legalną stacji gazu ziemnego. Zgodnie z nią jest to zespół urządzeń, w tym punkt tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) lub punkt tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazowej lub terminalu przeznaczonego do sprowadzania, wyładunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji. Należy zauważyć, że z zakresu definicji wyłączone są stacje oferujące tankowanie gazem LPG. Zgodnie z zamieszczoną przez Urząd Regulacji Energetyki informacją o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych w zakresie stacji paliw ciekłych przedsiębiorstw posiadających koncesję i/lub wpis do Rejestru podmiotów przywożących punktów takich jest w Polsce 3392[11]. Można zatem uznać, że technologia ta jest wystarczająco rozpowszechniona i do swojego dalszego rozwoju nie wymaga wsparcia ze strony organów władzy publicznej. Natomiast sieć punktów tankowania CNG i LNG pozostaje na bardzo wstępnym stadium rozwoju. Jednym z bodźców do jej rozbudowy jest wskazany w art. 20 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych obowiązek stworzenia programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji.

Obowiązek ten został nałożony na operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego. Jednocześnie ustawodawca wskazał, że wyłączone z konieczności tworzenia planu są z niego podmioty, które obsługują mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, o ile sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m^3 lub sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową. Jak wskazuje P. Suski, jedynym podmiotem, który spełnia przesłanki ustawowe jest Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. (Suski, 2019, s. 137). Nie wyklucza to możliwości sporządzania planów przez pozostałych operatorów.

Plan musi być obowiązkowo stworzony dla każdej gminy, której liczba mieszkańców jest większa niż 100 000 osób, zarejestrowano w niej co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych, a na 1000 mieszkańców tej gminy przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych. Wskazane warunki muszą być spełnione łącznie, co powoduje, że spełnia je 39 miast na prawach powiatów (Suski, 2019, s. 138). Jednocześnie w art. 60 ust. 2 ustawodawca wskazuje minimalną liczbę punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG), które mają być zlokalizowane w gminach do dnia 31 grudnia 2020 r. Biorąc pod uwagę regulacje art. 21 ust. 2, która nakazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego budowę stacji gazu ziemnego i punktów tankowania CNG zgodnie z programem, o którym mowa w art. 20, pojawia się problem uwzględniania w planie miejsc już istniejących oraz planowanych do budowy przez inne podmioty. Zagadnienie to ma dwa aspekty. Pierwszym jest uwzględnianie punktów tankowania CNG, które mają być zlokalizowane w ramach sieci TEN-T, a więc objętych planem lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego sporządzanym na podstawie art. 32 ustawy. Zarówno literalne brzmienie przepisu, jak i cel pozwalają przyjąć, że takie uwzględnienie jest dopuszczalne. Przepisy zawarte w art. 60 ust. 2 oraz art. 6 ust. 7 dyrektywy 2014/94 wskazują wyłącznie minimalną liczbę punktów na terenie gminy bez wskazywania podmiotu, który jest zobowiązany do

[11] Informacja o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych w zakresie stacji paliw ciekłych przedsiębiorstw posiadających koncesję i/lub wpis do Rejestru podmiotów przywożących – publikacja zgodnie z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne. Pozyskano z: https://rejestry.ure.gov.pl/i/8 (14.06.2019).

realizacji tego obowiązku. Tym samym jeżeli punkt będzie znajdował się na terenie gminy objętej planem sporządzanym na podstawie art. 20, wówczas możliwe jest uwzględnienie takiej stacji (Suski, 2019, s. 140). Stanowisko to wspiera nałożony na operatorów obowiązek konsultacji planu tworzonego przez GDDKiA, który pozwala im na wyrażenie stanowiska w zakresie lokalizacji. Jak wskazano powyżej, zarządca dróg nie jest związany stanowiskiem operatora, a jednocześnie stworzony przez niego plan może nie obejmować wszystkich dróg należących do sieci bazowej TEN-T. Ponadto obowiązek budowy stacji zgodnie z planem stworzonym przez operatora, który wynika z art. 21 ust. 1, wymuszałby stworzenie stacji w miejscach, które zostały przez operatora zaopiniowanie negatywnie ze względów technicznych lub ekonomicznych. Nie ma jednak przeszkód do ujęcia w planie operatora wybranych miejsc położenia stacji gazu ziemnego i punktów CNG. Kryterium doboru powinno być równoczesne spełnienie obowiązku wynikającego z art. 60 ust. 2 i art. 21 ust. 1.

Drugim zagadnieniem jest możliwość uwzględnienia istniejących stacji gazu. Jak już wspomniano, ustawa formułuje jedynie kryterium ilościowe w zakresie liczby stacji, które mają powstać na terenie gmin. Jednocześnie redakcja przepisu może prowadzić do wniosku, że plan powinien uwzględniać jedynie stacje wybudowane przez operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego. Jak słusznie zauważa P. Suski, taka interpretacja prowadziłaby do nakładania na operatorów dodatkowego obciążenia, co jest sprzeczne z zasadą *in dubio pro libertate* (Suski, 2019, s. 141). Uwzględnienie istniejących podmiotów nie przenosi odpowiedzialności za utworzenie minimalnej liczby punktów na inne podmioty. Zatem w sytuacji, gdy prywatny przedsiębiorca, którego stacja została uwzględniona w planie zdecyduje się na zamknięcie działalności lub z innych powodów nie będzie jej kontynuował, wówczas może dojść do spełnienia przesłanek wskazanych w art. 45 ust. 1 pkt 8, co może skutkować nałożeniem na operatora kary administracyjnej. Takie rozumowanie wspiera przyjęcie, że odpowiedzialność z tytułu deliktu administracyjnego ma charakter obiektywny (Jabłoński, 2019; Zawłocki, 2018, s. 16). Należy jednak zwrócić uwagę, że brak jasności w zakresie redakcji przepisu dotyczącego sankcji wyklucza możliwość jego stosowania ze względu na konstytucyjne i konwencyjne standardy dotyczące wymierzania kar (Suski, 2019b, s. 147; Greser, 2019). Wobec tego należy postulować nowelizację przepisu i wprowadzenie precyzyjnych kryteriów, według których operator ma traktować istniejące stacje.

V. Plan budowy ogólnodostępnych stacji ładowania

W celu osiągnięcia wskaźników założonych w dyrektywie 2014/94 ustawodawca przewidział specjalną procedurę, której efektem ma być budowa odpowiedniej liczby ogólnodostępnych stacji ładowania. Punktem wyjścia jest zbadanie istniejącego stanu infrastruktury, które ma polegać na przygotowaniu przez wójta, burmistrza albo prezydenta miasta, do dnia 15 stycznia 2020 r., raportu dotyczącego punktów ładowania na obszarze gminy. W przypadku braku osiągnięcia minimalnej liczby takich punktów, która jest określona w art. 60 ust. 1 uoeipa, wskazany organ sporządza plan budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Zgodnie z art. 62 ust. 1 dotyczy to jedynie gminy, w której liczba mieszkańców wynosi co najmniej 100 000, zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych oraz na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych. Plan zawiera zarówno proponowany harmonogram budowy, jak i liczbę oraz lokalizację planowanych ogólnodostępnych stacji ładowania z liczbą

planowanych do zainstalowania w nich punktów ładowania, z uwzględnieniem mocy każdego z tych punktów.

Ustawodawca przewidział procedurę uzgadniania planu z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych działających na terenie gminy. Zgodnie z art. 62 ust. 4 wójt, burmistrz albo prezydent miasta przekazują projekt planu, który uprzednio był poddany konsultacjom społecznym, wszystkim operatorom i wyznacza im termin na uzgodnienie planu. W literaturze pojawiły się dwa stanowiska co do prawnego charakteru uzgodnień. P. Lissoń uważa, że ma „charakter jednostronnego rozstrzygnięcia podejmowanego przez OSD" (2019, s. 67). Odmienny pogląd prezentują K. Szybalski i J. Zimmer, którzy uważają, że „stanowisko operatora systemu dystrybucyjnego przedstawione w ramach omawianych uzgodnień nie jest wiążące dla organu gminy" (2019, s. 277). Jednocześnie uważają oni, że plan w którym nie zostały uwzględnione stanowiska operatorów może zostać zaskarżony w trybie art. 101 ustawy o samorządzie gminnym[12].Wydaje się, że należy podzielić pierwsze stanowisko. Reguły wykładni językowej wskazują, że dla ustalenia znaczenia poszczególnych słów należy w pierwszej kolejności odwołać się do pragmatycznych językowych dyrektyw interpretacyjnych, a następnie dyrektyw apragmatycznych (Zieliński, 2006, s. 328–335). Opierając się na tych regułach, należy stwierdzić, że organ gminy nie ma kompetencji do wprowadzania zmian w uzgodnionym planie. Do zakresu zadań wójta, burmistrza albo prezydent miasta należy wyłącznie przekazanie projektu radzie gminy, która ma obowiązek ów plan przyjąć.

Taką interpretację wzmacniają argumenty opierające się na wykładni systemowej, która odnosi się do innej regulacji w zakresie tworzenia planów dotyczących lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania oraz stacji gazu ziemnego w ramach sieci TEN-T czy lokalizacji punktów bunkrowania skroplonego gazu ziemnego. Jak wskazano powyżej, ustawodawca w tych przypadkach używa sformułowania „konsultuje", co wskazuje na niezobowiązujący charakter wyników tych działań. Taka sama forma obowiązuje w sytuacji zbierania mieszkańców gmin, na terenie których ma być wprowadzony plan budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Zatem wybór innej formy postępowania w przypadku uzgodnień z operatorami należy uznać za celowy wybór ustawodawcy. W konsekwencji musi mieć on odmienne skutki niż konsultacje, które w przypadku ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych nie są wiążące dla organu je organizującego.

Drugą grupą obowiązków nałożoną na operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest stworzenie programu przyłączania do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ogólnodostępnych stacji ładowania przewidzianych w projekcie planu. Operator sporządza go w terminie nie krótszym niż 30 dni, licząc od dnia przekazania temu operatorowi projektu planu. Ustawodawca wskazuje, że program ten ma określać techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia ogólnodostępnych stacji ładowania wskazanych w projekcie planu wraz z przewidywanymi terminami przyłączenia. Zważywszy, że zgodnie z treścią art. 64 ust. 1 podmiotem zobowiązanym do budowy ogólnodostępnych stacji ładowania jest operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwy ze względu na jej lokalizację, to na tym tle pojawiają się dwa problemy. Pierwszym z nich jest brak kompetencji gminy do zmiany terminu przyłączenia (Szybalski i Zimmer, 2019, s. 278). Mankament ten częściowo niweluje sankcja wskazana w art. 45 pkt 12, która nakłada na operatorów obowiązek budowy stacji zgodnie z planem. Niemniej jednak taka regulacja

[12] Ustawa z 8.03.1990 r. o samorządzie gminnym (t.j. Dz.U. 2019, poz. 506).

wpisuje się zamiar ustawodawcy postawienia gminy w relatywnie słabej pozycji w stosunku do operatorów (Lissoń, 2019, s. 69–70).

Drugim jest tożsamość podmiotowa operatora jako zobowiązanego do budowy stacji, a jednocześnie podmiotu, który wydaje warunki przyłączenia i zawiera umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o czym przesądza artykuł 3 ust. 1 pkt 5. Poza sporem pozostaje, że w tej sytuacji umowa nie może zostać zawarta. Należy zatem przyjąć, że w takim przypadku program przyłączania do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ogólnodostępnych stacji ładowania będzie podstawą do ustalenia warunków korzystania z sieci (podobnie Szybalski i Zimmer, 2019, s. 278). Jednocześnie będzie określał minima techniczne do zawarcia umowy z dostawcą usługi ładowania.

VI. Podsumowanie

Obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych w zakresie rozwoju infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego mają zróżnicowany charakter. Ustawodawca przyjął, że będą one miały kluczowe znaczenie dla budowy infrastruktury i na nie przeniósł obowiązek jej zbudowania. Jednocześnie przewidział on konieczność budowy w oparciu o plany tworzone przez podmioty zarządzające obszarem, na którym stacje lub punkty mają powstać. Celem ustawodawcy jest połączenie wiedzy na temat warunków lokalnych, która pozostaje w dyspozycji gmin czy zarządców dróg lub portów oraz informacji dotyczących technicznych możliwości rozbudowy sieci i ich ekonomicznych skutków. Samo założenie jest właściwe i wpisuje się we współczesne tendencje dotyczące tworzenia prawa. Jego wykonanie budzi jednak wiele wątpliwości, głównie ze względu na jakość legislacji, która prowadzi do problemów z interpretacją aktu prawnego, w tym w tak kluczowych kwestiach, jak możliwość wpływu na kształt planu.

Należy jednak zwrócić uwagę na swobodę, jaką otrzymali operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych. Działanie ustawodawcy w tym zakresie wydaje się słuszne, ponieważ to te podmioty mają najlepsze rozeznanie w zakresie technicznych możliwości rozwoju infrastruktury, które są pierwotne wobec innych potrzeb. Szczególnie w sytuacji, gdy rynek jest w początkowym stadium rozwoju i trudno jest przewidzieć trendy, jakie na nim zapanują.

Bibliografia

Bojda, K. i Sołtysik, M. (2018). Wpływ elektromobilności na rozwój gmin i klastrów energii przy wykorzystaniu możliwości stymulacji cennikowej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, 107. https://doi.org/10.24425/123717.

Chwiałkowska, A. i Kola, J. (2019). Wpływ ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych na realizację umów na wykonanie zadania publicznego – rozważania nad spójnością działań prawodawcy. W: K. Kokocińska, J. Kola (red.), *Prawne i ekonomiczne aspekty rozwoju elektromobilności.* Warszawa: C.H. Beck.

Elżanowski, F. (2008). *Polityka energetyczna. Prawne instrumenty realizacji*. Warszawa: Wydawnictwo LexisNexis.

Elżanowski, F. i Manteuffel, P. (2017). Koncesja jako prawny instrument bezpieczeństwa energetycznego. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 6. https://doi.org/10.7172/2299-5749.IKAR.6.6.2.

Greser, J. (2019). Komentarz do art. 32, 33 i 45. W: K. Kokocińska, J. Pokrzywniak, *Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych*. *Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.

Jabłoński, M. (2019). Komentarz do art. 189b KPA. W: M. Wierzbowski, A. Wiktorowska (red.), *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.

Kokocińska, K. (2019). Spójność działań organów władzy wykonawczej na rzecz rozwoju (na przykładzie sektora elektromobilności). W: K. Kokocińska, J. Kola (red.), *Prawne i ekonomiczne aspekty rozwoju elektromobilności.* Warszawa: C.H. Beck.

Lissoń, P. (2019). Zadania gmin w dziedzinie elektromobilności. W: K. Kokocińska, J. Kola (red.), *Prawne i ekonomiczne aspekty rozwoju elektromobilności.* Warszawa: C.H. Beck.

Maszewski, Ł. (2016). Drogowe spółki specjalnego przeznaczenia jako podmioty realizujące inwestycje w zakresie dróg publicznych – szanse i zagrożenia (cz. II). *Studia Iuridica Toruniensia*, *XIX.* https://doi.org/10.12775/SIT.2016.019.

Otawski, P. (2019). Komentarz do art. 32. W: M. Swora (red), *Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych*. *Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.

Popowska, B. (2019). Obowiązki prawne podmiotów publicznych w zakresie elektromobilności. Możliwości zastosowania PPP. W: K. Kokocińska, J. Kola (red.), *Prawne i ekonomiczne aspekty rozwoju elektromobilności.* Warszawa: C.H. Beck.

Suski, P. (2019a). Komentarz do art. 20. W: M. Swora (red.), *Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych*. *Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.

Suski, P. (2019b). Komentarz do art. 21. W: M. Swora (red.), *Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych*. *Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.

Szybalski, K. i Zimmer, J. (2019). Komentarz do art. 62. W: M. Swora (red.), *Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych*. *Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.

Zawłocki, R. (2018).Pojęcie i istota deliktu administracyjnego. *Monitor Prawniczy*, 1.

Zieliński, M. (2006). *Wykładnia Prawa. Zasady, reguły, wskazówki.* Warszawa: Wydawnictwo Prawnicze LexisNexis.

Marcin Trupkiewicz*

Nowe instrumenty wsparcia wytwarzania energii elektrycznej oparte na stałej cenie zakupu – zagadnienia wybrane

Spis treści

I. Wprowadzenie
II. Zakres podmiotowy oraz przedmiotowy instrumentów wsparcia opartych na stałej cenie zakupu
III. Istota instrumentów wsparcia opartych na stałej cenie zakupu
IV. Zasady przystąpienia, okres obowiązywania oraz poziom wsparcia w przypadku wykorzystania instrumentów opartych na stałej cenie zakupu
V. Propozycje zmian w zakresie instrumentów opartych na stałej cenie zakupu
VI. Podsumowanie – wady i zalety instrumentów wsparcia opartych na stałej cenie zakupu

Streszczenie

Przeprowadzona w niniejszej pracy analiza tekstu prawnego pozwala stwierdzić, że ustawodawca wprowadza do systemu prawnego nowe instrumenty wspierające rozwój odnawialnych źródeł energii. Instrumenty te kierowane są wyłącznie do podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z określonych technologii OZE (biogaz rolniczy, biogaz składowiskowy, biogaz z oczyszczalni ścieków, biogaz inny oraz hydroenergia). Istotą tych instrumentów jest oparcie ich na wykorzystaniu stałej ceny zakupu, która tworzy dwa niezależne oraz rozłączne mechanizmy umożliwiające przekazywanie pomocy publicznej na wytwarzanie energii elektrycznej z OZE. Pierwszy z nich polega na wykorzystaniu stałej ceny zakupu jako ceny gwarantowanej (*feed-in tariff*), która wypłacana jest bezpośrednio przez sprzedawcę zobowiązanego na podstawie odpowiedniej umowy sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej z instalacji OZE. Umowa ta w pakiecie uwzględnia również bilansowanie handlowe oraz związane z tym koszty. Drugi instrument zakłada sprzedaż energii na rynku oraz dodatkowe wyrównanie wytwórcy różnicy między średnimi cenami energii elektrycznej a poziomem stałej ceny zakupu w postaci prawa do pokrycia ujemnego salda. W tym kontekście poziom stałej ceny zakupu stanowi podstawę obliczenia gwarantowanej premii do ceny rynkowej (*feed-in premium*) energii elektrycznej przekazywanej wytwórcy jako wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Możliwość stosowania tych instrumentów poprzedzona jest odpowiednim postępowaniem toczącym się przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, a także może być ograniczona przez odpowiednie przepisy wykonawcze wydane przez Radę Ministrów, która prowadzi politykę pań-

* Doktorant w Katedrze Publicznego Prawa Gospodarczego Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu. E-mail: marcin.trupkiewicz@amu.edu.pl.

stwa w zakresie OZE oraz realizacje wiążące Polskę cele polityki klimatyczno-energetycznej UE w zakresie wykorzystania OZE w sektorze elektroenergetycznym.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii; system wsparcia OZE; stała cena zakupu.

JEL: K230, Q420, Q280

I. Wprowadzenie

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii[1] (dalej: uoze) w sposób kompleksowy określa mechanizmy oraz instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W swych założeniach ustawa ta miała umożliwić wytworzenie w sposób najbardziej efektywny kosztowo określonego wolumenu energii ze źródeł odnawialnych (dalej: OZE), w ramach nałożonych na Polskę zobowiązań wynikających z polityki klimatyczno-energetycznej UE (Bohdan i Przybylska, 2015; Szafrański, 2014, s. 138–139; Rybski 2013 s. 22–31).

Niemniej, w ostatnich latach w dużej mierze ograniczono potencjał inwestycyjny związany z rozwojem energetyki odnawialnej ze względu na nieustannie kształtujący się system prawny w zakresie wspierania OZE i związany z tym brak stabilności poszczególnych przepisów prawa, które spowodowały nadmierne ryzyko regulacyjne wśród potencjalnych inwestorów oraz instytucji finansowych. W tym kontekście niezwykle niepokojące są informacje Głównego Urzędu Statystycznego, wskazujące na odchodzący od zaplanowanej trajektorii wynik w zakresie udziału OZE w polskiej elektroenergetyce, który na koniec 2016 r. wynosił jedynie 13,4% w kontekście założonego i wiążącego z punktu widzenia prawa europejskiego udziału na poziomie 19,1% w 2020 r., w którym to roku nastąpi rozliczenie wkładu poszczególnych państw członkowskich w realizację założeń polityki klimatyczno-energetycznej UE (Berent-Kowalska i in., 2017, s. 52). Co więcej, po raz pierwszy odnotowano również spadek tego udziału w stosunku do poziomu z poprzedniego roku, co jednoznacznie wskazuje nie tylko na stagnację, lecz także na kryzys w zakresie rozwoju instalacji OZE w Polsce.

W tym kontekście, mając na uwadze konieczność przyspieszenia inwestycji w zakresie OZE, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (dalej: nowelizacja z 2018 r.)[2]. Jednym z ważniejszych elementów tej nowelizacji, oprócz nowych zasad kumulacji pomocy publicznej oraz ukształtowania systemu aukcyjnego, jest wprowadzenie do uoze możliwości wykorzystania nowych instrumentów wsparcia dedykowanych wybranym technologiom OZE, czemu w zasadniczej części poświęcone będzie niniejsze opracowanie. Oznacza to, że inwestorzy dysponujący wybranymi technologiami instalacji OZE będą mieli kolejną alternatywę względem przeciągającego się uruchomienia pierwszych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej z OZE.

Niemniej, analiza prawna wskazanych instrumentów musi być jednak poprzedzona zastrzeżeniem, że w ramach tej nowelizacji zmianie ulegały również definicje mikroinstalacji oraz małej instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE. W przypadku tych pierwszych będą

[1] Ustawa z 20.02.2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2017, poz. 1148 t.j. ze zm.).

[2] Ustawa z 7.06.2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2018, poz. 1276).

to instalacje o mocy mniejszej niż 50 kW, przyłączane do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Natomiast do małych instalacji zaliczane będą instalacje OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, również przyłączane do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Wskazane rozszerzenia przedmiotowych definicji małej i mikroinstalacji mają również kluczowe znaczenie z punktu widzenia możliwości stosowania nowych instrumentów wsparcia, wprowadzanych w odpowiednim brzmieniu w dodawanych art. 70a–70g uoze.

II. Zakres podmiotowy oraz przedmiotowy instrumentów wsparcia opartych na stałej cenie zakupu

Na początku prowadzonych rozważań należy nakreślić podmiotowy oraz przedmiotowy zakres możliwości korzystania z tych przepisów, a więc wskazać do jakiego rodzaju podmiotów oraz instalacji OZE są one kierowane.

W związku z powyższym należy wskazać, że zasadnicza część przepisów zawartych w uoze adresowana jest do wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE. Definicja legalna pojęcia „wytwórcy" jako podmiotu mogącego korzystać z poszczególnych instrumentów wsparcia OZE uregulowana jest w art. 2 pkt 39 uoze. Zgodnie z wymienionym przepisem wytwórcą jest podmiot, który ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wytwarzający energię elektryczną lub ciepło z odnawialnych źródeł energii lub wytwarzający biogaz rolniczy w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdującego się na terytorium RP lub w wyłącznej strefie ekonomicznej. Powyższa definicja ma zatem charakter podmiotowo-przedmiotowy. Łączna realizacja wszystkich jej elementów kwalifikuje dany podmiot jako wytwórcę w rozumieniu uoze. Tak więc w ujęciu podmiotowym wytwórca musi być osobą prawną albo innym podmiotem prawa – mającym określoną siedzibę bądź też w przypadku osób fizycznych – mających określone miejsce zamieszkania. Natomiast aspekt przedmiotowy tej definicji wskazuje, że wytwórca musi prowadzić określoną działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu m.in. energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii (dalej: instalacja OZE), znajdujących się na terenie RP albo jej wyłącznej strefy ekonomicznej. Na podstawie wskazanej powyżej definicji można stwierdzić, że podstawowymi elementami przesądzającymi o możliwości zakwalifikowania danego podmiotu jako wytwórcy jest fakt ulokowania jego siedziby bądź miejsca zamieszkania w określonym przez ustawę miejscu oraz dysponowanie przez ten podmiot odpowiednią instalacją OZE, wytwarzającą m.in. energię elektryczną z OZE (Kosiński i Trupkiewicz, 2016, s. 102–105).

Niemniej zgodnie z art. 70a ust. 1 uoze z nowego instrumentu wsparcia będą mogli korzystać wytwórcy energii elektrycznej z OZE, będący jednocześnie przedsiębiorstwem energetycznym w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne[3]. Chodzi zatem o ujęcie przedsiębiorcy w znaczeniu przedmiotowym, który musi prowadzić działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Powyższe zastrzeżenie implikuje zatem fakt, że z przepisów tych nie mogą korzystać prosumenci, o których mowa w art. 2 pkt 27a u.ze.

[3] Ustawa z 10.04.1997 r. — Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2018, poz. 755).

Co więcej, zgodnie z art. 4 ust. 8 uoze tego typu wytwarzanie oraz wprowadzenie do sieci energii elektrycznej przez prosumenta w ramach tzw. instrumentu opustów nie stanowi działalności gospodarczej w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców[4]. W związku z powyższym skoro prosument nie prowadzi działalności gospodarczej, a przez to nie dysponuje statusem przedsiębiorstwa energetycznego w ujęciu przedmiotowym, nie może korzystać z nowych instrumentów wsparcia dedykowanych wybranym technologiom OZE. W związku z powyższym *ratio legi* wprowadzenia tego typu zastrzeżenia do omawianych przepisów było ograniczenie możliwości korzystania z tych instrumentów przez prosumentów, dla których w aktualnych uwarunkowaniach prawnych dedykowanym instrumentem wsparcia jest właśnie instrument tzw. opustów (szerzej zob. Wrońska, 2012; Borys, 2014; Szwedziak-Bork, 2016; Wlazły, 2016).

Wreszcie należy odnieść się do aspektu przedmiotowego wprowadzanych regulacji prawnych, a więc wskazać jakiego rodzaju technologie OZE mogą korzystać z nowych instrumentów wsparcia. Przede wszystkim scharakteryzowany powyżej wytwórca będzie mógł sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną na zasadach, o których mowa w dodawanych do uoze art. 70a–70f, o ile do wytwarzania tej energii wykorzystuje wyłącznie:

1) biogaz rolniczy;
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów;
3) biogaz z oczyszczalni ścieków;
4) biogaz inny niż wskazany w pkt 1–3 (np. biogaz zmieszany albo powstający z innych substratów niż rolnicze wskazane w art. 2 pkt 2 uoze);
5) hydroenergię.

W związku z powyższym możliwość stosowania nowych instrumentów wsparcia opartych na stałej cenie zakupu dedykowana jest wyłącznie ściśle określonym technologiom OZE związanym z wykorzystaniem wszystkich kategorii biogazu (Kosiński i Trupkiewicz, 2018, s. 40–41) oraz hydroenergii do wytwarzania energii elektrycznej. W przeciwieństwie do niektórych innych źródeł OZE, takich jak źródła fotowoltaiczne oraz wiatrowe, wskazane powyżej instalacje oparte są na stabilnych i elastycznych źródłach OZE, które co więcej mogą być w pewnym zakresie magazynowane. Oznacza to, że generacja energii elektrycznej z tych źródeł nie jest w nadmierny sposób uzależniona od fluktuacyjnego oddziaływania sił przyrody, ale zapewnia stałą generację tej energii, sprzyjając jednocześnie całodobowemu bilansowaniu systemu elektroenergetycznego. Ponadto, elastyczność w dozowaniu źródeł energii (biodegradowalnych części biomasy, natężenia przepływu wody), z których w procesie technologicznym wytwarzana jest energia elektryczna, pozwala również w łatwy sposób dopasować się do dziennego zapotrzebowania na energię elektryczną, w szczególności w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Wskazana właściwość tych instalacji umożliwia im lepszą integrację z dynamicznie zmieniającym się rynkiem energii elektrycznej, a w konsekwencji również możliwość uzyskania większej ceny za wytwarzaną energię elektryczną z OZE.

W uzasadnieniu do nowelizacji z 2018 r. zwrócono również uwagę na dodatkowe cechy tych technologii, wskazując, że elektrownie wodne pełnią szereg korzystnych funkcji w środowisku przyrodniczym i gospodarce, a także w życiu społecznym i kulturalnym. Wśród nich wymienia się najczęściej zwiększanie retencji wody, funkcje przeciwpowodziowe, konserwację koryt rzek,

[4] Ustawa z 6.03.2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz.U. 2018, poz. 646).

odbudowę i utrzymywanie infrastruktury hydrotechnicznej, poprawę parametrów sieci energetycznej, magazynowanie energii, tworzenie miejsc pracy i wypoczynku, a także dbanie o zabytkowe obiekty hydrotechniczne, stanowiące część dziedzictwa kulturowego. Natomiast rozwój instalacji wykorzystujących biogaz stworzy realną podstawę do lepszego zagospodarowania oraz utylizacji odpadów pochodzenia organicznego w oczyszczalniach ścieków, na składowiskach odpadów oraz produktów ubocznych produkcji rolnej. Biogazownie przyczyniają się ponadto do poprawy środowiska naturalnego. Należy również podkreślić szczególne zalety biogazowni w kontekście jakości życia mieszkańców, dzięki dodatkowej redukcji odoru, pochodzącego m.in. ze składowisk odpadów czy oczyszczalni ścieków. Kolejną zaletą stosowania rozwiązań biogazowych jest fakt, iż odpady, które zostały przetworzone w biogazowniach, stanowią doskonały nawóz lub środek poprawiający właściwości gleby bardzo dobrze przyswajalny przez rośliny[5].

Nie można jednak zapominać, że wsparcie energetyki odnawialnej opartej na biogazie rolniczym będzie też stanowiło ważny impuls dla rozwoju obszarów wiejskich. W odróżnieniu od pozostałych instalacji OZE, biogazownie rolnicze wyróżnia fakt, iż muszą być one trwale powiązane z poszczególną grupą rolników (czy szerzej dostawców substratów rolno-spożywczych), którzy na miejscu będą odpowiedzialni za eksploatację oraz dostarczanie odpowiednich substratów dla biogazowni. Czerpanie z tego tytułu przychodów przez lokalną społeczność będzie stanowiło dodatkowe oraz stabilne uzupełnienie przychodów czerpanych z rolnictwa. Lokalna społeczność może również liczyć na lokalne wykorzystanie ciepła dostarczanego przez biogazownię, które jednoznacznie przyczynia się do zwalczania problemu smogu oraz jakości powietrza z indywidualnych instalacji grzewczych, które, jak powszechnie wiadomo, odpowiedzialne są za tzw. niską emisję i najbardziej zanieczyszczają powietrze w regionach mniej zurbanizowanych.

Trzeba również podkreślić, że ustawodawca ograniczył też skalę prowadzenia działalności gospodarczej, *expressis verbis* wskazując, że instrumenty wsparcia uregulowane w art. 70a–70f uoze kierowane są do małych instalacji lub mikroinstalacji, a w węższym zakresie również do instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW. Tego typu instalacja musi być również wyposażona w wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej tak, aby skutecznie i obiektywnie wyodrębnić daną instalację OZE (Trupkiewicz i Tarka, 2016, s. 12–14; Trupkiewicz i Tarka, 2016a, s. 12–14)[6]. Powyższe związane jest również ze zmianą definicji instalacji OZE uregulowanej w art. 2 pkt 13 uoze, która musi mieć szeroki charakter odpowiadający specyfice każdego z instrumentów wsparcia uregulowanych w poszczególnych przepisach uoze (rozważania nt. pojęcia instalacji OZE w kontekście uczestnictwa w stopniowo wygaszanym systemie świadectw pochodzenia energii elektrycznej potwierdzające jej wytworzenie z OZE zob. Szambelańczyk, 2016, s. 133–135; Trupkiewicz i Tarka, 2015, s. 14).

Ograniczenie skali prowadzenia działalności gospodarczej w stosunku do nowowprowadzanych instrumentów umożliwia również rezygnację z rekomendowanego przez przepisy unijne przyznawania pomocy publicznej na OZE w drodze procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji i opartej na jasnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach (Trupkiewicz,

[5] Uzasadnienie do Rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Druk nr 2412).

[6] Szerzej zob. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 21.12.2015 r. dotycząca stosowania przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii, s. 1–2.

2017, s. 117–121). Przedstawione rozwiązanie jest zatem zgodne z art. 42 ust. 8 oraz 43 ust. 2 rozporządzeniem Komisji (UE) nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (dalej: rozporządzenie 651/2014)[7], w myśl którego pomoc operacyjna na propagowanie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w instalacjach działających na małą skalę nie wymaga stosowania rekomendowanej procedury przetargowej – w polskich uwarunkowaniach prawnych instrumentu aukcyjnego (Kaznowski i Stasiak, 2018).

III. Istota instrumentów wsparcia opartych na stałej cenie zakupu

Wskazane powyżej przepisy konstruują dwa nowe instrumenty wsparcia oparte na stałej cenie zakupu (taryfy gwarantowane) umożliwiające sprzedaż niewykorzystanej energii, ograniczając jednocześnie swobodę ich stosowania ze względu na moc zainstalowaną elektryczną danej instalacji OZE. Większą swobodę wyboru ustawodawca przyznał wskazanym powyżej instalacjom OZE, o mocy zainstalowanej mniejszej niż 500 kW – małe instalacje oraz mikroinstalacje (Trupkiewicz i Tarka, 2017, s. 31). Wytwórca dysponujący taką instalacją, po pierwsze, może skorzystać ze sprzedaży niewykorzystanej energii sprzedawcy zobowiązanemu, po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e uoze (w doktrynie mówi się też o cenie gwarantowanej oraz premii opcyjnej [systemy taryf gwarantowanych] tak: Długosz, 2013, s. 255). W uzasadnieniu do nowelizacji z 2018 r. ten instrument wsparcia określono mianem *feed-in tariff* (dalej: FIT) (szerzej zob. Rickerson, 2012, Iliopoulos, 2016, s. 110–117; Ngadiron i Radzi, 2016, s. 8938–8940; Kitzing, Mitchell i Morthorst, 2012, s. 194; Schallenberg-Rodriguez, 2017, s. 1423). Polega on na tym, że wytwórca zamierzający skorzystać z FIT zawiera umowę sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ze sprzedawcą zobowiązanym, wyznaczanym na danym obszarze przez Prezesa URE. W tym kontekście umowa ze sprzedawcą zobowiązanym stanowi podstawowy mechanizm wsparcia (przekazywania pomocy publicznej), wykorzystywany w instrumencie FIT. Oznacz to, że sprzedawca zobowiązany na podstawie odpowiednio standaryzowanej umowy sprzedaży bezpośrednio dokonuje zakupu określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, po stałej cenie zakupu, obliczonej zgodnie z dodanym art. 70e uoze. W związku z powyższym wsparcie wytwarzania energii elektrycznej z OZE uwzględnione jest bezpośrednio w stałej cenie zakupu, ustalanej w sposób administracyjny, po której sprzedawca zobowiązany nabywa tę energię od wytwórcy. Oczywiście zgodnie z nowymi zasadami kumulacji pomocy publicznej cena ta powinna zostać skorygowana o kwotę pomocy o charakterze inwestycyjnym, zgodnie z zasadami wskazanymi w art. 39a ust. 5 uoze. Dodatkowo warto podkreślić, że sprzedawca zobowiązany niejako w pakiecie do zawieranej umowy sprzedaży energii, jest również odpowiedzialny za bilansowanie handlowe oraz pokrycie jego kosztów w stosunku do instalacji OZE objętych instrumentem FIT. Niemniej, sprzedawca zobowiązany, co do zasady pełni jedynie funkcje pomocnicze w systemie przekazywania pomocy publicznej na OZE, gdyż podmioty te co prawda dokonują zakupu energii w ramach instrumentu FIT, ale zgodnie z art. 70c ust. 6 pkt 2 uoze mają również prawo do skorzystania z mechanizmu pokrycia ujemnego salda, a same koszty

[7] Rozporządzeniem Komisji (UE) nr 651/2014 z 17.06.2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE 2014 L 187/1).

uzasadnione bilansowania handlowego uwzględnia się przy kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych pokrywających te koszty.

Wskazane technologie wykorzystywane w instalacjach OZE mniejszych niż 500 kW, zamiast wiązać się kontraktem ze sprzedawcą zobowiązanym, mogą skorzystać z drugiego z nowo wprowadzanych instrumentów wsparcia, poprzez zadeklarowanie sprzedaży niewykorzystanej energii innemu podmiotowi po cenach rynkowych wraz z prawem wytwórcy do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 uoze. W uzasadnieniu do nowelizacji z 2018 r. ten instrument wsparcia określono mianem *feed-in premium* (dalej: FIP) (Iliopoulos, 2016, s. 111; Ngadiron i Radzi, 2016, s. 8938–8940; Kitzing, Mitchell i Morthorst, 2012, s. 194–195; Schallenberg-Rodriguez, 2017, s. 1423; Kaznowski i Stasiak, 2018), który zakłada sprzedaż energii na rynku i wyrównanie wytwórcy różnicy (przekazanie dodatkowej premii) do poziomu stałej ceny zakupu (taryfy gwarantowanej). W intencji projektodawców sprzedaż energii przez wytwórcę na rynku w dowolnej formie może oznaczać sprzedaż do innych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną niż sprzedawca zobowiązany, sprzedaż do odbiorcy końcowego lub sprzedaż tej energii do klastra energii. Taka możliwość różnych form sprzedaży energii przygotowuje wytwórców do uczestniczenia w systemie rynkowym. Jednocześnie, niezależnie od ceny rynkowej, jaką wytwórca uzyska ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, może skorzystać z odpowiedniego mechanizmu wsparcia w postaci uzyskania gwarantowanej premii do ceny rynkowej, polegającej na pokryciu ujemnego salda, stanowiącego różnicę między wartością sprzedaży energii elektrycznej (obliczoną jako iloczyn ilości energii elektrycznej i indeksu TGeBase[8]), a poziomem stałej ceny zakupu dla danej technologii OZE. Podobnie jak w poprzednim przypadku, poziom stałej ceny zakupu stanowiącej podstawę obliczenia ujemnego salda w instrumencie FIP powinien zostać skorygowany o kwotę pomocy o charakterze inwestycyjnym, zgodnie z zasadami kumulacji pomocy publicznej wskazanymi w art. 39a ust. 5 uoze. W tym kontekście FIP stanowi zatem zachętę dla wytwórców do reagowania na sygnały cenowe pochodzące z rynku energii elektrycznej, tj. chociażby do zintensyfikowania wytwarzania tej energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania bądź gdy produkcja z innych źródeł energii jest niska, co bezpośrednio zwiększa ceny rynkowe tej energii. Wykorzystanie instrumentu FIP przyczynia się zatem do większej integracji OZE z rynkiem energii elektrycznej, co skutkuje bardziej wydajnym równoważeniem podaży z popytem na tę energię.

Zgodnie natomiast z art. 70 a ust. 2 uoze, na podobnych zasadach instrument FIP będzie również dostępny dla wytwórców dysponujących większymi instalacjami OZE, spełniającymi wskazane powyżej kryteria, ale o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW i mniejszej niż 1 MW. W związku z powyższym wytwórca dysponujący tego typu instalacją OZE nie będzie mógł skorzystać z mechanizmu rozliczenia poprzez zawarcie umowy ze sprzedawcą zobowiązanym właściwego dla instrumentu FIT, a będzie mógł przygotować swoją instalację OZE alternatywnie do instrumentu FIP albo aukcji OZE. W tym kontekście istotna pozostaje jednak kwestia swobody sprzedaży energii elektrycznej na rynku w ramach FIP. Zgodnie bowiem z art. 70a ust. 1 i 2 wytwórca w ramach FIP *de lege lata* może sprzedać energię elektryczną wybranemu podmiotowi innemu

[8] Średnia dzienna cena energii elektrycznej, stanowiąca średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej we wszystkich godzinach dnia dostawy tej energii, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych, niezawierającej kwot podatku od towarów i usług, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh.

niż sprzedawca zobowiązany. Wprowadzone brzmienie tej normy rodzi uzasadnione wątpliwości, co do swobodnej możliwości sprzedaży energii elektrycznej na rynku w ramach instrumentu FIP. Ograniczono bowiem możliwość sprzedaży tej energii do podmiotu, który na terenie lokalizacji danej instalacji OZE lub co gorsza również poza nim został wyznaczony przez Prezesa URE na sprzedawcę zobowiązanego. Powyższy zapis ogranicza możliwość swobodnej integracji z rynkiem poprzez wyłączenie z grona potencjalnych nabywców energii największych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną, którym nadano status sprzedawcy zobowiązanego. W roku 2018 status ten dotyczy aż 184 podmiotów, w tym przede wszystkich największych uczestników rynku obrotu energią elektryczną, takich jak PGE Obrót S.A., ENEA S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENERGA – Obrót S.A.[9]. W tym kontekście *de lege ferenda* zarówno w art. 70a ust. 1, jak i 70a ust. 2 uoze postuluje się zastąpienie sformułowania odpowiednio „(…) innemu podmiotowi" oraz „(…) wybranemu podmiotowi innemu niż sprzedawca zobowiązany" na rzecz sformułowania bardziej oddającego istotę swobodnej sprzedaży energii na rynku w ramach instrumentu FIP, które mogłoby brzmieć w poniższy sposób: „(…) dowolnemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1–5". Proponowany nowy zapis jednoznacznie umożliwi wytwórcy wybierającemu instrument FIP zawarcie umowy na sprzedaż energii elektrycznej z dowolnym podmiotem, w tym również wyznaczonym przez Prezesa URE na sprzedawcę zobowiązanego, choć wyłącznie na zasadach rynkowych, tj. z wyłączeniem chociażby stałej ceny zakupu gwarantowanej w umowie oraz bilansowania handlowego wraz z ponoszeniem jego kosztów (uregulowanych w art. 70c ust. 1–5 uoze), które są istotą wsparcia w ramach instrumentu FIT. Wprowadzenie takiego brzmienia umożliwi też pełną integrację wytwórców korzystających z instrumentu FIP z rynkiem energii elektrycznej, w tym również z największymi przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się obrotem energią elektryczną, co jest istotą instrumentu polegającego na wypłacie gwarantowanej premii do ceny rynkowej.

IV. Zasady przystąpienia, okres obowiązywania oraz poziom wsparcia w przypadku wykorzystania instrumentów opartych na stałej cenie zakupu

W tym miejscu należy odnieść już się do analizy prawnej przepisów ustalających poziom stałej ceny zakupu jako kluczowego zagadnienia dotyczącego nowych instrumentów wsparcia FIT oraz FIP. Zgodnie z definicją ustawową, wskazana w art. 2 pkt 33b uoze stała cena zakupu stanowi cenę energii elektrycznej, po jakiej od wytwórcy w drodze umowy zakupu dokonuje sprzedawca zobowiązany (w ramach instrumentu FIT) albo gwarantowany poziom ceny stanowiący podstawę do obliczenia poziomu ujemnego salda, pozwalającego ustalić odpowiedni poziom premii do średniej ceny energii elektrycznej uzyskiwanej na rynku dla wytwórcy korzystającego z instrumentu FIP. Zgodnie z art. 70e ust. 1 uoze stała cena zakupu dla poszczególnych rodzajów technologii OZE, z której będą mogły korzystać instrumenty FIT albo FIP wynosić będzie 90% ceny referencyjnej, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu. W tym kontekście kluczowe dla ustalenia poziomu

[9] Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 82/2017 w sprawie wyznaczenia sprzedawców zobowiązanych na rok 2018, o których mowa w art. 40 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 106/2018 w sprawie aktualizacji listy sprzedawców zobowiązanych wyznaczonych na 2019, rok o których mowa w art. 40 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii.

stałej ceny zakupu jest odniesienie się do wysokości ceny referencyjnej, która zgodnie z art. 77 ust. 3 w zw. z ust. 5 uoze, określana jest w odpowiednich przepisach wykonawczych wydawanych corocznie przez ministra właściwy do spraw energii.

Niemniej, w związku z wprowadzoną nowelizacją z 2018 r., której jedną z głównych założeń było przyspieszenie inwestycji w zakresie OZE, wpływających na realizację celów wynikających z polityki klimatyczno-energetycznej UE przed zbliżającym się okresem rozliczenia przypadającym na 2020 r., w drodze wyjątku zdecydowano się na uregulowanie cen referencyjnych na 2018 r. bezpośrednio w przepisach przejściowych i dostosowujących przedmiotowej nowelizacji.

Warto jeszcze podkreślić, że cena referencyjna, a w konsekwencji również stała cena zakupu określana jest w złotych za 1 MWh. Ponadto, istotną zmianą wprowadzoną przedmiotową nowelizacją jest również wyodrębnianie szczególnej ceny referencyjnej dotyczącej instalacji wykorzystujących wybrane technologie OZE mniejszych niż 500 kW, a także nie mniejszych niż 500 kW oraz takich, które mieszczą się w przedziale nie mniejszych niż 500 kW i nie większych niż 1 MW – jak łatwo zauważyć bezpośrednio odpowiada to poziomowi mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE dopuszczonych do uczestnictwa w ramach instrumentów FIT oraz FIP. Dodatkowo wyodrębniony poziom cen referencyjnych ma zatem bezpośrednio wpłynąć na zapewnienie pożądanego przez ustawodawcę poziomu wsparcia w postaci stałej ceny zakupu wykorzystywanej w ramach instrumentów FIT oraz FIP.

Przykładowo, mając na uwadze obowiązujące w 2018 r. unormowania określające cenę referencyjną dla biogazowni rolniczych o mocy mniejszej niż 500 kW na poziomie 630 zł/MWh, można wskazać, że stała cena zakupu będzie wynosić 567 zł/MWh. Analogiczny sposób ustalania stałej ceny zakupu należy przyjąć również w stosunku do innych technologii oraz instalacji OZE dopuszczonych do uczestnictwa w instrumentach FIT oraz FIP. Trzeba jedynie pamiętać, aby do obliczeń wykorzystywać aktualny poziom cen referencyjnych, gdyż w kolejnych latach docelowo planowane jest wprowadzanie odpowiednich rozporządzeń w sprawie cen referencyjnych, podnoszących bądź obniżających poziom maksymalnych cen dla poszczególnych technologii. Zmiana poziomu cen referencyjnych oznaczałby nie tylko zmianę maksymalnie dostępnych cen w ramach aukcji OZE, lecz także bezpośrednio przekładałby się również na poziom stałej ceny zakupu, wykorzystywanej w instrumentach FIT oraz FIP. Dodatkowo warto podkreślić, że stała cena zakupu w całym okresie wsparcia jest chroniona przed negatywnymi skutkami inflacji, gdyż zgodnie z art. 70c ust. 3 uoze podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem.

Obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej przez sprzedawcę zobowiązanego albo prawo do pokrycia ujemnego salda powstaje od pierwszego dnia sprzedaży energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej i trwa przez okres kolejnych 15 lat, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2035 r. W związku z tym nowe projekty instalacji OZE, które chciałby maksymalnie wykorzystać przysługujący im okres wsparcia powinny rozpocząć wytwarzanie energii już z końcem 2020 roku. Natomiast w przypadku funkcjonujących instalacji OZE, które dotychczas otrzymywały świadectwa pochodzenia (zarówno tzw. zielone, jak i błękitne certyfikaty) również istnieje możliwość skorzystania z instrumentów FIT i FIP. W tym zakresie należy podkreślić, że możliwość migracji z systemu świadectw pochodzenia do systemu FIT i FIP funkcjonujących instalacji OZE, które otrzymują świadectwa pochodzenia odbywa się na zasadach kontynuacji

przyznawanego wsparcia o charakterze operacyjnym i polega jedynie na zmianie instrumentu wsparcia z wygaszanego instrumentu w postaci świadectw pochodzenia na nowo wprowadzane instrumenty FIT albo FIP. W związku z powyższym wskazany powyżej 15-letni okres możliwości korzystania z FIT albo FIP liczy się od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z OZE, potwierdzonego wydanym świadectwem pochodzenia, przy czym najwcześniejszą datą jest dzień 1 października 2005 roku.

Przechodząc już do zasad uczestnictwa w poszczególnych instrumentach warto również podkreślić, że w odróżnieniu od systemu aukcyjnego, który nadal pozostaje dostępny dla nowych instalacji OZE, możliwość korzystania z FIT i FIP realizowana jest w sposób ciągły. Oznacza to, że wytwórca, który przygotował projekt instalacji OZE nie musi czekać na termin przeprowadzenia aukcji, ale w trybie ciągłym może ubiegać się o możliwość uruchomienia projektowanej instalacji w systemie FIT albo FIP.

Jak wskazano w uzasadnieniu do nowelizacji z 2018 r., w przypadku niewielkich wytwórców przystąpienie do docelowego systemu aukcji OZE wiąże się ze zbyt dużym kosztem i ryzykiem oraz wymaga udziału w skomplikowanych procedurach, prognozowania produkcji energii w horyzoncie rozliczenia aukcji OZE oraz znacznej odpowiedzialności za brak wypełnienia oferowanych w aukcji ilości energii elektrycznej. Co ważne, nie można również pomijać faktu, iż mniejsi wytwórcy, w przeciwieństwie do dużych inwestorów, nie są w stanie pokryć kosztów obsługi prawnej niezbędnej do skorzystania oraz skutecznego rozliczania zobowiązań zaciągniętych w ramach zadeklarowanej i wygranej ceny w systemie aukcyjnym. Kolejną kwestią jest konieczność dostosowania tempa realizacji inwestycji do terminu ogłaszanych aukcji, co w przypadku małych wytwórców może stanowić istotną barierę. Ograniczenie to może wystąpić szczególnie w branży hydroenergetycznej oraz biogazowej, w przypadku których czas uzyskiwania niezbędnych pozwoleń administracyjnych jest bardzo trudny do przewidzenia.

W tym zakresie wytwórca zamierzający skorzystać ze wsparcia składa Prezesowi URE deklarację o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu. Postępowanie to stanowi przykład charakterystycznych dla systemu wsparcia OZE postępowań prekwalifikacyjnych, mających na celu dokonanie audytu prawnego oraz finansowego, a także wstępne sprawdzenie etapu przygotowania projektu instalacji OZE, potwierdzających gotowość do realizacji tej instalacji, a w konsekwencji również rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej z OZE w wyznaczonym terminie, objętej odpowiednim instrumentem wsparcia (Kreissa, Ehrharta i Haufe, 2017, s. 512–520; Trupkiewicz, 2017a, s. 101–120). W tym kontekście w ramach ścisłości terminologicznej należy jeszcze podkreślić, że omawiana powyżej deklaracja, składana Prezesowi URE, nie jest tożsama z deklaracją o przystąpieniu do aukcji OZE, o której mowa w art. 71 ust. 1 uoze, w której wytwórca deklaruje chęć migracji z systemu świadectw pochodzenia do systemu aukcyjnego.

Deklaracja oprócz podstawowych danych dotyczących wytwórcy, lokalizacji i mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE, zawiera również informację o łącznej ilości niewykorzystanej energii elektrycznej określonej w MWh, jaką wytwórca zaoferuje się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać we wskazanym w deklaracji okresie wsparcia. Istotna różnica względem systemu aukcyjnego polega na tym, że ustawodawca nie przewidział w tym zakresie odpowiedniej administracyjnej kary pieniężnej za niedotrzymanie zadeklarowanej ilości sprzedanych nadwyżek energii

elektrycznej. W tym kontekście należy jednak pamiętać, że wsparciu podlega jedynie sprzedana energia elektryczna wytworzona w instalacji OZE, spełniającej kryteria instrumentów FIT albo FIP, a także, co najważniejsze, wprowadzona do sieci elektroenergetycznej, a nie zużyta na własne potrzeby wytwórcy dysponującego tą instalacją.

Dodatkowo deklaracja zawiera również oświadczenia wytwórcy o wartości pomocy inwestycyjnej odpowiednio korygującą stałą cenę zakupu, a w przypadku biogazowni rolniczych także oświadczenie o rodzaju wykorzystywanych substratów. Wytwórca, dysponujący projektem instalacji OZE poniżej 500 kW w deklaracji wskazuje również sposób sprzedaży niewykorzystanej energii za pośrednictwem sprzedawcy zobowiązanego (FIT) albo sprzedaż innemu pomiotowi niż sprzedawca zobowiązany wraz z możliwością pokrycia ujemnego salda (FIP).

Ponadto, w przypadku nowo projektowanych instalacji OZE do deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu dołącza się oryginały lub poświadczone kopie: prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji OZE wraz z jej szczegółowym schematem naniesionym na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów, warunków przyłączenia do sieci albo umowy o przyłączenie tej instalacji, harmonogram rzeczowo-finansowy, a także oświadczenie o wykorzystaniu urządzeń wytwórczych wyprodukowanych w okresie 36 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej oraz zobowiązanie, że do pierwszego wytworzenia tej energii dojdzie w terminie 36 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia, o którym mowa w projektowanym art. 70b ust. 8 uoze. Wskazane powyżej załączniki są w dużej mierze zbieżne z tymi, wymaganymi w trakcie postępowania prekwalifikacyjnego dotyczącego wydania zaświadczenia umożliwiającego wzięcie udziału w aukcji OZE. Natomiast w przypadku instalacji uruchomionych przed dniem wejścia w życie nowelizacji z 2018 r. wystarczające będzie przekazanie oświadczenia o dniu wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z OZE, potwierdzonego wydanym świadectwem pochodzenia. Alternatywnie w przypadku instalacji uruchomionych po dniu 1 lipca 2016 r. wystarczające będzie zobowiązanie do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w danej instalacji OZE nie później niż pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 3 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia, o którym mowa w dodawanym art. 70b ust. 6 uoze. Niemniej, ze względu na wstrzymanie większości inwestycji w zakresie wskazanych powyżej technologii OZE związanych ze zmianą systemu wsparcia, sytuacje takie powinny należeć do rzadkości. Wraz ze złożeniem deklaracji wytwórca wnosi również opłatę rezerwacyjną lub gwarancję bankową na odrębny rachunek Prezesa URE w wysokości 30 złotych za 1 kW mocy zainstalowanej.

Mając na uwadze powyższe przesłanki Prezes URE w drodze postanowienia, obligatoryjnie odmawia wydania zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii po stałej cenie zakupu po stwierdzeniu braku spełnienia wymagań formalnych wskazanych w art. 70b ust. 1–5 uoze, wniesienia odpowiedniej opłaty rezerwacyjnej, a także, co najważniejsze w przypadku przekroczenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych typów instalacji OZE. Na wskazane powyżej postanowienie przysługuje oczywiście zażalenie wnoszone do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, choć nie można oprzeć się wrażeniu, że ilość instalacji powstających w systemie FIT i FIP w głównej mierze będzie zależała od polityki energetycznej realizowanej przeze Radę Ministrów w obszarze OZE. Zgodnie

bowiem z wprowadzonym art. 70d uoze, na podstawie dość ogólnie sformułowanych przesłanek, Rada Ministrów może określić w drodze rozporządzenia, w terminie do 30 października każdego roku, maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych typów instalacji OZE, dla których Prezes URE może wydać zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii po stałej cenie zakupu. Rada Ministrów może zatem wydać rozporządzenie, w którym ograniczy ilość powstających zarówno małych i mikroinstalacji, jak i odrębnie instalacji nie mniejszej niż 500 kW i mniejszej niż 1 MW. Fakultatywność w zakresie wydania omawianych przepisów wykonawczych limitujących możliwość korzystania FIT oraz FIP wpływa negatywnie na stabilność i przewidywalność stosowania nowych instrumentów wsparcia, choć w pewnym zakresie umożliwia też niezwykle elastyczne kształtowanie rynku energetyki odnawialnej. W zakresie instalacji dopuszczonych do instrumentów FIT oraz FIP stanowi to swego rodzaju bezpiecznik, który może być zastosowany na wypadek niekontrolowanego rozwoju tych instalacji OZE, co z kolei bezpośrednio wpływa na koszty systemu wsparcia OZE ponoszonego przecież przez odbiorców końcowych w ramach opłaty OZE, o której mowa w art. 95 uoze.

Wartym podkreślenia jest również stosunkowo duży poziom elastyczności prowadzonej działalności gospodarczej wspieranej w ramach instrumentu FIT albo FIP w trakcie trwania okresu eksploatacji objętej tym instrumentem instalacji OZE. Zgodnie bowiem z art. 70b ust. 10 uoze wytwórca, który otrzymał już zaświadczenie potwierdzające skuteczne złożenie deklaracji, w pewnym zakresie może zmienić jej treść dostosowując ją do aktualnych realiów prowadzonej działalności gospodarczej. Po pierwsze, zmiana może dotyczyć wybranego sposobu sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, tj. za pośrednictwem mechanizmu przekazywania pomocy publicznej bezpośrednio na podstawie umowy ze sprzedawcą zobowiązanym (instrument FIT) albo sprzedaży energii innemu podmiotowi wraz z prawem do skorzystania z mechanizmu pokrycia ujemnego salda (instrument FIP). Drugim elementem deklaracji, który może zostać objęty przedmiotową zmianą jest poziom mocy zainstalowanej elektrycznej. Należy jedynie pamiętać, aby nie przekroczyć poziomu zainstalowanej mocy elektrycznej, która stanowi jedną z przesłanek przedmiotowych umożliwiających stosowanie wskazanych instrumentów do poszczególnych kategorii instalacji OZE.

V. Propozycje zmian w zakresie instrumentów opartych na stałej cenie zakupu

Doświadczenia związane z praktyką stosowania instrumentów wsparcia opartych na stałej cenie zakupu zaowocowały kolejną istotną nowelizacją tych przepisów zawartą w ustawie z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw[10] (nowelizacja z 2019 r.). W tym zakresie należy więc wskazać podstawowe kierunki wprowadzanych zmian, które ukształtują zasady stosowania tych instrumentów przez wytwórców energii elektrycznej w II połowie 2019 i 2020 roku.

Przede wszystkim należy podkreślić, że nowelizacja z 2019 r. jednoznaczne doprecyzowuje zasady sprzedaży energii elektrycznej w ramach instrumentu FIP. Tak, jak postulowano w rozważaniach zawartych w pkt III niniejszego opracowania, przyjęta metoda rozliczania pomocy

[10] Ustawa z 19.07.2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2019, poz. 1524).

publicznej przekazywanej w ramach instrumentu FIP polegać będzie na sprzedaży energii elektrycznej na rynku wybranemu podmiotowi pod warunkiem, że dokonuje zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1–5 uoze – tj. sprzedaż na podstawie standaryzowanej umowy ze sprzedawcą zobowiązanym charakterystycznej dla instrumentu FIT. Oznacza to, że wytwórca energii elektrycznej z OZE może zawrzeć stosowną umowę sprzedaży tej energii na zasadach rynkowych z wybranym przez siebie podmiotem, w tym zgodnie z dodawanym art. 70a ust. 2a uoze również z największymi spółkami obrotu dysponujących statusem sprzedawcy zobowiązanego, choć na indywidualnie uzgodnionych zasadach tej sprzedaży.

Nowelizacja z 2019 r. rozszerza również zakres przedmiotowy rodzajów instalacji OZE dopuszczonych do korzystania z instrumentów opartych na stałej cenie zakupu. Do katalogu zawartego w art. 70a ust. 1 i 2 uoze dodano w tym zakresie instalacje OZE wykorzystujące biomasę jako kolejne stabilne i dość elastyczne źródło energii, które łatwo można dostosować do potrzeb energetycznych rynku. Co więcej, proponuje się również rozszerzenie poziomu mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji, które mogą korzystać z instrumentu FIP. Dla instalacji wykorzystujących poszczególne kategorie biogazu oraz hydroenergię przedział ten podwyższono do poziomu 2,5 MW, natomiast dla instalacji biomasowych pozostawiono przy dotychczasowym poziomie dopuszczanej mocy 1 MW. Proponowane zmiany dotyczą również małych instalacji OZE, dla których w art. 70e ust. 1 pkt 1 uoze zaproponowano podwyższoną, a przez to preferencyjną stawkę 95% ceny referencyjnej dla właściwego rodzaju instalacji OZE, która determinuje sposób obliczania poziomu stałej ceny zakupu w instrumencie FIT oraz FIP. W nowelizacji z 2019 r. zakłada się również wydłużenie maksymalnego okresu wsparcia, w którym może być realizowana 15-letnia sprzedaż energii elektrycznej w ramach instrumentu FIT bądź FIP do dnia 30 czerwca 2039 roku. Oznacza to, że maksymalna data rozpoczęcia wytwarzania energii eklektycznej przez nowoprojektowane instalacje OZE, uprawniająca do wykorzystania potencjalnego okresu 15 lat, przesuwa się na koniec czerwca 2024 roku.

W tym kontekście na szczególną uwagę zasługuje jednak art. 26 nowelizacji z 2019 r., który zawiera tzw. klauzulę zawieszającą stosowanie zmian wprowadzanych m.in. w art. 70a ust. 2 i 4, art. 70e ust. 1 i 2 oraz art. 70f ust. 1, których to unormowań nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej. Wprowadzane w tym zakresie zmiany dotyczące chociażby podwyższenia poziomu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej do 2,5 MW wprost stoją w sprzeczności z art. 42 ust. 8 oraz 43 ust. 2 rozporządzenia 651/2014 umożliwiającego odstąpienie od konkurencyjnej procedury przetargowej, a w związku z tym ich stosowanie wymaga indywidualnej notyfikacji instrumentu pomocowego w trybie art. 108 TFUE.

VI. Podsumowanie – wady i zalety instrumentów wsparcia opartych na stałej cenie zakupu

Podsumowując, niezależnie od konieczności doprecyzowania poszczególnych przepisów kształtujących nowe instrumenty wsparcia, należy pozytywnie ocenić dążenia ustawodawcy do rozwoju stabilnych i elastycznych instalacji OZE, które mogą zarówno korzystnie wpłynąć na

pracę systemu elektroenergetycznego, jak i przyczynić się do realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE. Wprowadzenie uproszczonych rozwiązań systemu wsparcia OZE w zakresie instrumentów FIT oraz FIP, opierających się na stałej cenie zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej powinno przyczynić się do rozwoju tego typu instalacji OZE. Wśród podstawowych zalet dotyczących rozwiązań prawnych kształtujących instrumenty FIT oraz FIP należy wskazać w szczególności ich dostępność dla instalacji tak nowych, jaki i istniejących, dla których instrumenty te stanowią wartą rozpatrzenia alternatywę dla instrumentów świadectw pochodzenia oraz migracyjnych aukcji OZE. Na uwagę zasługuje również łagodny system sankcji za niedotrzymanie terminów zadeklarowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej oraz stosunkowo niska opłata rezerwacyjna. Dużą zaletą instrumentów FIT oraz FIP jest również dostosowanie tempa realizacji danych inwestycji do indywidualnych warunków poszczególnych inwestorów, uniezależniając je od terminów przeprowadzania aukcji OZE.

Niemniej, wśród podstawowych zagrożeń związanych z wykorzystaniem tych instrumentów należy wymienić możliwość ograniczenia liczby instalacji, które mogą skorzystać z instrumentu FIT albo FIP. Co więcej, stosowne ograniczenie ilościowe wydawane jest w formie fakultatywnego rozporządzenia Rady Ministrów, które może być doraźnie wykorzystywane dla kształtowania tego podsektora energetyki odnawialnej. Ograniczeniu, w związku z wykorzystaniem instrumentu FIT albo FIP ulega też poziom uzyskiwanej pomocy publicznej o charakterze operacyjnym, który wynosi 90%, czy po zmianach potencjalnie 95% w stosunku do małych instalacji OZE, ceny referencyjnej, którą potencjalnie można osiągnąć w ramach aukcji OZE zapewniającej wyższe przychody z prowadzonej działalności gospodarczej.

W związku z tym należy wskazać, że oprócz oczywistych zalet związanych z korzystaniem z instrumentów FIT albo FIP, w dużej mierze są one uzależnione od przepisów wykonawczych kształtujących zasady korzystania z tych instrumentów. Niemniej, zjawisko występowania potencjalnych barier o charakterze regulacyjnym, które mogą wpłynąć na ograniczenie potencjału inwestycyjnego, jest charakterystyczne dla sektora gospodarki wykorzystującego pomoc publiczną. Nie inaczej jest również w zakresie kształtowania potencjału rozwoju OZE w Polsce. W tym kontekście należy zatem podkreślić kluczową rolę Rada Ministrów oraz ministra właściwego do spraw energii przy kształtowaniu zasad funkcjonowania instrumentów FIT oraz FIP, co w połączeniu z kształtowaniem zasad systemu aukcyjnego niewątpliwie wzmacnia ich pozycję w sektorze OZE i czyni zasadniczo odpowiedzialnymi za wprowadzanie instrumentów służących realizacji założeń polityki klimatyczno-energetycznej UE (Długosz, 2016; Kosiński i Trupkiewicz, 2017, s. 56–58).

Bibliografia

Berent-Kowalska, G. i in. (2017). *Energia ze źródeł odnawialnych w 2016 r.* Warszawa: Główny Urząd Statystyczny.

Bohdan, A. i Przybylska, M. (2015). *Podstawy prawne OZE (odnawialnych źródeł energii) i gospodarki odpadami w Polsce*. Warszawa: C.H. Beck, Legalis/el.

Borys, G. (2014). System wsparcia energetyki prosumenckie w Polsce. *Studia Ekonomiczne Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach*, *1*(198).

Długosz, T. (2013). Instrumenty wspierania energetyki „niekonwencjonalnej. W: R. Hauser, Z. Niewiadomski, A. Wróbel (red.), *Publiczne Prawo Gospodarcze. System Prawa Administracyjnego Tom 8.b* Warszawa: C.H. Beck, Legalis/el.

Długosz, T. (2016). Aukcja na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii – nowy środek wspierający wybrany sektor gospodarki. W: A. Powałowski (red.), *Prawne instrumenty oddziaływania na gospodarkę*. Warszawa: C.H. Beck, Legalis/el.

Iliopoulos, T. (2016). Renewable energy regulation: feed-in tariff schemes under recession conditions. *European Networks Law and Regulation Quarterly*, 2.

Kaznowski, A. i Stasiak, M. (2018). *Komentarz do Art. 42*, w: *Komentarz do rozporządzenia nr 651/2014 uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu*. Warszawa: Wolters Kluwers, LEX/el.

Kitzing, L., Mitchell, C. i Morthorst, P.E. (2012). Renewable Energy policies in Europe: Converging or diverging? *Energy Policy*, 51.

Kosiński, E. i Trupkiewicz, M. (2016). Gmina jako podmiot systemu wspierania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. *Ruch Prawniczy, Ekonomiczny i Socjologiczny*, 3.

Kosiński, E. i Trupkiewicz M. (2017). Rodzaje aukcji na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w świetle przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii. *Studia Prawa Publicznego*, 3.

Kosiński, E. i Trupkiewicz, M. (2018). Prawne podstawy wykorzystania biogazu w kontekście bezpieczeństwa energetycznego w sektorze gazowym – wybrane zagadnienia. W: M. Pawełczyk (red.), *Współczesne Problemy bezpieczeństwa energetycznego. Sektor gazowy i energetyczn.* Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum

Ngadiron, Z., Kreissa, N.J., Ehrharta, K.M. i Haufe, M.C. (2017). Appropriate design of auctions for renewable energy support – Prequalifications and penalties. *Energy Policy*, 101.

Radzi, H. (2016). Feed-in-tariff and competitive auctions as support mechanism for renewable energy: a review. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 14.

Rickerson, W. (2012). *Feed-in tariffs as a policy instruments for promoting renewable energies and green economies in developing countries.* United Nations Environment Programme.

Rybski, R. (2013). Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (energetyka). W: M. Stoczkiewicz (red.), *Implementacja prawa klimatyczno-energetycznego UE w Polsce*. Warszawa: Fundacja ClientEarth Poland.

Schallenberg-Rodriguez, J. (2017). Renewable electricity support systems: Are feed-in systems taking the lead? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76.

Szafrański, A. (2014). *Prawo energetyczne. Wartości i instrumenty ich realizacji*. Warszawa: C.H. Beck.

Szambelańczyk, M. (2016). Komentarz do art. 42. W: J. Baehr, P. Lissoń, J. Pokrzywniak, M. Szambelańczyk (red.), *Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwers.

Szwedziak-Bork, I. (2016)., Ile konsumenta w prosumencie w świetle ustawy o odnawialnych źródłach energii? W: M. Czarnecka, T. Skoczny (red.), *Prawo konsumenckie w praktyce*. Warszawa: C.H. Beck, Legalis/el.

Trupkiewicz, M. i Tarka, M. (2015). Funkcjonowanie instalacji OZE w dwóch systemach wsparcia. *Czysta Energia*, 7–8.

Trupkiewicz, M. i Tarka, M. (2016). Problematyka rozbudowy istniejących instalacji OZE wykorzystujących biogaz rolniczy. *Czysta Energia*, 9.

Trupkiewicz, M. i Tarka, M. (2016a). Instalacje OZE wytwarzająca energię elektryczną jako kluczowe pojęcie systemu wsparcia OZE. *Czysta Energia*, 2.

Trupkiewicz, M. i Tarka, M. (2017). Nowe instrumenty wsparcia dla biogazowni rolniczych. *Czysta Energia*, 9–10.

Trupkiewicz, M. (2017). Kilka uwag o Internetowej Platformie Aukcyjnej umożliwiającej uzyskanie wsparcia w zakresie odnawialnych źródeł energii. *Studia Prawa Publicznego*, 3.

Trupkiewicz, M. (2017a). Postępowania prekwalifikacyjne jako pierwszy etap udziału w aukcjach OZE. *Studia Prawa Publicznego*, 1.

Wlazły, A. (2016). Energetyka prosumencka. Zachowania prosumentów w sektorze energetycznym. W: M. Czarnecka, T. Skoczny (red.), *Prawo konsumenckie w praktyce*. Warszawa: C.H. Beck, Legalis/el.

Wrońska, N. (2012). Prosument – czyli jak producent staje się konsumentem. W: A. Walaszek-Pyzioł (red.), *Wybrane węzłowe zagadnienia współczesnego prawa energetycznego*. Kraków: AT Wydawnictwo.

Michał Bałdowski*

Ustawa o kontroli niektórych inwestycji jako mechanizm zapewniający bezpieczeństwo energetyczne

Spis treści

I. Wprowadzenie
II. Pojęcie bezpieczeństwa energetycznego na tle ustawy o kontroli
III. Podstawowe mechanizmy uregulowane ustawą o kontroli
1. Zakres przedmiotowy
2. Zawiadomienie uprzednie
3. Zawiadomienie następcze
4. Wszczęcie i charakter postępowania administracyjnego w sprawie decyzji wydawanych na podstawie ustawy o kontroli
5. Sprzeciw
6. Decyzja stwierdzająca niedopuszczalność wykonywania praw z udziałów albo akcji podmiotu podlegającemu ochronie
7. Decyzja nakazująca zbycie udziałów albo akcji w podmiocie podlegającym ochronie
IV. Podsumowanie

Streszczenie

W 2015 r. Sejm uchwalił ustawę z dnia 24 lipca 2015 r. o kontroli niektórych inwestycji (dalej: ustawa o kontroli lub uok), która wprowadziła specjalny reżim prawny dotyczycący nabywania akcji, udziałów, przedsiębiorstwa lub zorganizowanej części przedsiębiorstwa spółek wpisanych do rozporządzenia wykonawczego wydanego na podstawie ustawy o kontroli jako podmiotów podlegających ochronie. Głównym celem omawianej regulacji jest wprowadzenie administracyjnoprawnych mechanizmów kontroli i nadzoru dotyczących struktur właścicielskich spółek o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa państwa oraz administracyjnoprawnych mechanizmów ochrony takich podmiotów przed próbami wrogich przejęć, w szczególności dokonywanych przez zagraniczne podmioty. W obecnie obowiązującym stanie prawnym połowę spółek objętych ochroną ustawy o kontroli stanowią spółki działające w sektorze energetycznym lub sektorach blisko z nim związanych. W związku z powyższym nadzór nad obrotem m.in. udziałami albo akcjami takich spółek sprawowany przez ministra właściwego do spraw energii stanowi istotne narzędzie mające na celu zapewnienie ochrony szeroko pojętego bezpieczeństwa energetycznego kraju. W obecnym kształcie ustawa o kontroli jest jednak nieprecyzyjna oraz zapewnia organom kontroli bardzo szeroką możliwość interpretacyjną poprzez instrumenty, które pozwalają w praktyce na uniemożliwienie dokonania wszelkich transakcji skutkujących osiągnięciem istotnego uczestnictwa

* Doktorant w Katedrze Prawa i Postępowania Administracyjnego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. E-mail: michal.baldowski@gmail.com.

lub dominacji w spółkach energetycznych podlegających ochronie omawianej regulacji. Ponadto, analiza najważniejszych instrumentów prawnych uregulowanych ustawą o kontroli, takich jak między innymi zawiadomienie uprzednie oraz następcze, a także decyzji administracyjnych uregulowanych wspomnianą ustawą wskazuje na liczne problemy interpretacyjne pojawiające się na tle regulacji. W szczególności najistotniejsze wątpliwości dotyczą stosowania przepisów dotyczących milczącego załatwiania sprawy do postępowań regulowanych uok, kwestia charakteru prawnego oraz problemów związanych z decyzjami administracyjnymi wprowadzonymi tą ustawą oraz wybrane zagadnienia związane z zawiadomieniem uprzednim i następczym. Biorąc pod uwagę znaczenie ustawy o kontroli dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, a także implikacje, które wywołuje ona na gruncie prawa energetycznego, obecne jej brzmienie należy oceniać krytycznie.

Słowa kluczowe: kontrola inwestycji; bezpieczeństwo energetyczne; zawiadomienie; sprzeciw.

JEL: K23, K32

I. Wprowadzenie

W 2015 roku Sejm uchwalił ustawę z dnia 24 lipca 2015 r. o kontroli niektórych inwestycji[1], która wprowadziła do polskiego porządku prawnego nowe administracyjnoprawne mechanizmy umożliwiające organom administracji publicznej kontrolę inwestycji polegających na nabywaniu udziałów, akcji, przedsiębiorstwa lub zorganizowanej części, podmiotów o strategicznym znaczeniu dla państwa. Wykaz enumeratywnie wskazanych podmiotów podlegających ochronie określany jest w wydawanym corocznie rozporządzeniu Rady Ministrów.

Przy wydawaniu rozporządzenia zawierającego wykaz podmiotów podlegających ochronie Rada Ministrów uwzględnia istotny udział danego podmiotu w rynku, skalę prowadzonej działalności, rzeczywiste i wystarczająco poważne zagrożenia dla fundamentalnych interesów społeczeństwa związane z prowadzeniem działalności przez podmiot, który ma zostać objęty ochroną, jak również brak możliwości wprowadzenia środka mniej restrykcyjnego i niezbędność, w odniesieniu do podmiotu działającego w danym sektorze, zastosowania kontroli inwestycji dla zapewnienia ochrony porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego, o którym mowa w art. 52 ust. 1 i art. 65 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej[2]. W obecnie obowiązującym rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2018 r. w sprawie wykazu podmiotów podlegających ochronie[3] pod ochroną ustawy o kontroli znajduje się: EmiTel S.A.; Grupa Azoty S.A.; innogy Stoen Operator sp. z o.o.; KGHM Polska Miedź S.A.; Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.; PKP Energetyka S.A.; Tauron Polska Energia S.A. oraz TK Telekom sp. z o.o.

Wprowadzenie ustawy o kontroli do polskiego porządku prawnego zostało uzasadnione celem ochrony bezpieczeństwa i porządku publicznego poprzez kontrolę inwestycji w strategicznych sektorach gospodarki. W praktyce jednak wydaje się, że jednym z głównych celów omawianej regulacji jest możliwość obrony podmiotów podlegających ochronie przed próbami przejęć

[1] Ustawa z dnia 24.07.2015 r. o kontroli niektórych inwestycji (Dz.U. 2017, poz. 1857) (dalej: ustawa o kontroli lub uok).

[2] Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. C 202 z 07.06.2016).

[3] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27.12.2018 r. w sprawie wykazu podmiotów podlegających OCHRONIE (Dz.U. 2018, poz. 2524) (dalej: rozporządzenie).

dokonywanych przez zagranicznych inwestorów. Przemawia za tym w szczególności fakt, że ustawa o kontroli została uchwalona niejako w odpowiedzi na próbę wrogiego przejęcia kontroli nad spółką Grupa Azoty S.A. (wówczas, przed konsolidacją Zakłady Azotowe Puławy S.A. oraz Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A.) dokonaną w latach 2012–2014 przez grupę Acron, kontrolowaną przez rosyjskiego miliardera Vietcheslava Moshe Kantora. Warto zauważyć, że w zakres podmiotowy ustawy o kontroli wchodzą zarówno spółki publiczne, jak i prywatne oraz z spółki z udziałem Skarbu Państwa oraz spółki kontrolowane przez kapitał wyłącznie prywatny.

Podobne regulacje funkcjonują także w innych państwach członkowskich UE, takich jak np. Niemcy[4] (z której rozwiązań czerpie polska regulacja), Francja[5] czy Hiszpania[6], a także w krajach spoza UE, takich jak Stany Zjednoczone[7], Kanada, Rosja, Chiny czy Japonia (Wiórek, 2017).

Do tej pory ustawa o kontroli nie spotkała się z większym zainteresowaniem doktryny i tym samym literatura prawnicza zajmuje się tematem omawianej regulacji bardzo szczątkowo. W związku z powyższym niniejszy artykuł ma dwa podstawowe cele. Po pierwsze, ma on za zadanie wskazać istotność roli, jaką ustawa o kontroli odgrywa dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa i tym samym włączyć uok do dyskusji o szeroko pojętym prawie energetycznym. Po drugie, ma on na celu zaprezentowanie podstawowych mechanizmów regulowanych ustawą i wskazać na niektóre problemy, które są z nimi związane. Pomimo że ustawa o kontroli mieści się w zaledwie dziewiętnastu artykułach, liczba wątpliwości i problemów w zakresie prawa konstytucyjnego, prawa unijnego, prawa i postępowania administracyjnego i prawa karnego, która pojawia się na jej gruncie znacznie wykracza poza ramy objętościowe artykułu naukowego. Z tego względu niniejszy artykuł ogranicza się do omówienia kwestii związanych z szeroko pojętym bezpieczeństwem energetycznym i związanych z nim wybranych problemów na gruncie prawa administracyjnego materialnego i postępowania administracyjnego. Poza zakresem artykułu pozostaje w szczególności omówienie zgodności ustawy o kontroli z Konstytucją RP[8] oraz z prawem UE[9].

II. Pojęcie „bezpieczeństwa energetycznego” na tle ustawy o kontroli

Bezpieczeństwo energetyczne niewątpliwe stanowi jeden z najważniejszych elementów koniecznych do sprawnego funkcjonowania każdego państwa. We współczesnym świecie energia jest niezbędna do prawidłowego funkcjonowania niemal każdego aspektu życia oraz prowadzenia działalności gospodarczej. Samo pojęcie „bezpieczeństwa energetycznego” stanowi przedmiot szerokiej dyskusji naukowej, włączając w to również dyskurs prawny. Słusznie zauważa się, że pojęcie „bezpieczeństwa energetycznego” ze względu na swoją istotność wymaga ujęcia przez normy prawne (Pawełczyk, 2013, s. 26).

Pojęcie „bezpieczeństwa energetycznego” jest wieloaspektowe i złożone, dlatego trudno je uchwycić w wąskie ramy definicji. Zazwyczaj wskazuje się, że na to pojęcie składają się następujące aspekty: polityczny rozumiany jako eliminowanie lub ograniczanie możliwości wywierania

[4] Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Außenwirtschaftsgesetzes und der Außenwirtschaftsverordnung z 18.04.2009 r. (BGBl. I.S. 770).

[5] Décret no 2005–1739 du 30 décembre 2005 réglementant les relations financières avec l'étranger et portant application de l'article L151-3 du code monétaire et financier, JORF z 30.12.2005 r.

[6] Real Decreto 664/1999, de 23 de abril, sobre inversiones exteriors (RD 664/1999) z 23.04.1999 r.

[7] 50 U.S. Code, Section 2170 (U.S. Code, Title 50-Appendix-War and National Defence – Defence Production Act of 1950, § 2170. Authority to review certain mergers, acquisitions and takeovers.

[8] Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2.04.1997 r. (Dz.U. 1997, Nr 78, poz. 483).

[9] Na ten temat szerzej: *ibidem,* s. 220–223.

presji politycznej przez podmioty, które odpowiedzialne są za dostarczanie energii; gospodarczy rozumiany jako przede wszystkim równoważenie popytu i podaży na energię i paliwo, a także dbanie o odpowiedni poziom cen energii oraz aspekt ekologiczny rozumiany jako ograniczanie negatywnych skutków oddziaływania na środowisko sektora energetycznego (Domagała, 2008, s. 33–56). Słusznie podkreśla się, że „bezpieczeństwo energetyczne" nie jest pojęciem, które można postrzegać liniowo jako łańcuch ogniw indywidualnie odpowiedzialnych za jego wytrzymałość, ale raczej wielowymiarowo, w którym wszystkie jego składniki mają na siebie wpływ i są zależne od siebie (Muras, 2018, s. 8).

Bezpieczeństwo energetyczne definiowane jest przez ustawodawcę jako stan gospodarki, umożliwiający pokrycie aktualnego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska[10]. W założeniu, definicja ustawowa bezpieczeństwa energetycznego obejmuje wyżej wskazane aspekty, składające się na to pojęcie (Domagała, 2008, s. 61).

Jednakże, w moim przekonaniu na bezpieczeństwo energetyczne kraju składa się jeszcze jeden niezwykle istotny aspekt, dotychczas pomijany w literaturze, a mianowicie aspekt właścicielski. Należy bowiem uznać, że kwestią o znaczeniu fundamentalnym dla bezpieczeństwa energetycznego kraju i szerzej, jego bezpieczeństwa w ogóle, jest to, jakie podmioty kontrolują spółki zajmujące się wytwarzaniem i dystrybuowaniem energii elektrycznej czy paliw na obszarze państwa. Trudno uznać, że pożądany byłby stan gospodarki, w którym wszystkie lub znaczna część istotnych spółek zajmujących się wytwarzaniem i dystrybuowaniem energii eklektycznej znajdowały się w rękach podmiotów zagranicznych. Taki stan faktyczny byłby niezwykle groźny dla bezpieczeństwa kraju, np. w przypadkach ewentualnych konfliktów zbrojnych czy ochłodzenia stosunków politycznych z innymi państwami. Umożliwiałby bowiem zagranicznym podmiotom możliwość pełnej ingerencji w ceny energii elektrycznej i paliw, a także ich podaż.

W związku z powyższym, ustawa o kontroli zapewniając organom administracji publicznej instrumenty władczego oddziaływania na strukturę właścicielską spółek z sektora energetycznego, stanowi, obok innych ustaw bezpośrednio odnoszących się do kwestii energetycznych, istotny element mający na celu ochronę i utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego w Polsce. Ponadto mechanizmy uregulowane w ustawie znajdują bezpośrednie odzwierciedlenie m.in. w prawe energetycznym oraz geologicznym i górniczym, co zostało szczegółowo opisane w dalszej części niniejszego artykułu.

III. Podstawowe mechanizmy uregulowane ustawą o kontroli

1. Zakres przedmiotowy ustawy o kontroli

Jak zostało wskazane we wprowadzeniu, w zakres podmiotowy ustawy o kontroli wchodzą podmioty enumeratywnie wskazane w rozporządzeniu, które określone są jako podmioty podlegające ochronie. Nie oznacza to jednak, że każda transakcja na udziałach albo akcjach w takich podmiotach podlega reżimowi uok. Omawiana regulacja obejmuje bowiem wyłącznie kwalifikowane rodzaje inwestycji polegające na nabywaniu:

[10] Art. 3 pkt 16 ustawy z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 2019, poz. 755 ze zm.) (dalej: pe).

1) udziałów albo akcji,
2) ogółu praw i obowiązków wspólnika, mającego prawo prowadzenia spraw spółki lub prawo reprezentacji spółki osobowej[11],
3) przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części,

– które skutkuje nabyciem lub osiągnięciem istotnego uczestnictwa albo nabyciem dominacji nad spółką, będącą podmiotem podlegającym ochronie.

Poprzez nabycie lub osiągnięcie istotnego uczestnictwa rozumie się przede wszystkim nabycie udziałów albo akcji, praw z udziałów albo akcji lub objęcie udziałów albo akcji w liczbie zapewniającej osiągnięcie albo przekroczenie odpowiednio 20%, 25%, 33% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu albo zgromadzeniu wspólników lub udziału w kapitale zakładowym, jak również nabycie od podmiotu podlegającego ochronie przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części.

Poprzez nabycie dominacji rozumie się osiągnięcie albo przekroczenie 50% ogólnej liczby głosów w organie stanowiącym podmiot podlegający ochronie, w szczególności na walnym zgromadzeniu albo zgromadzeniu wspólników lub udziału w kapitale zakładowym poprzez nabycie udziałów albo akcji, praw z udziałów albo akcji lub objęcie udziałów albo akcji.

Ustawa o kontroli obejmuje zarówno bezpośrednie, jak i pośrednie nabycie dominacji lub osiągnięcie istotnego uczestnictwa. W związku z powyższym w zakres omawianej regulacji są włączone m.in. transakcje dokonywane przez podmiot zależny podmiotu przejmującego kontrolę, transakcje dokonywane w porozumieniu z innymi podmiotami oraz transakcje, w wyniku których nabycie lub osiągnięcie istotnego uczestnictwa w podmiocie podlegającym ochronie albo nabycie dominacji nad takim podmiotem jest dokonywane przez podmiot, z którym inny podmiot zawarł umowę, której przedmiotem jest przekazanie uprawnień do wykonywania prawa głosu bądź innych uprawnień do udziałów albo akcji lub praw z udziałów albo akcji spółki będącej podmiotem podlegającym ochronie.

Ponadto, ustawa o kontroli obejmuje swoim zakresem również transakcje dokonywane na podstawie przepisów prawa państwa innego niż Rzeczpospolita Polska, w szczególności wskutek połączenia spółek, których siedziby znajdują się poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej bądź nabycia lub objęcia udziałów albo akcji spółki z siedzibą poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, będącej spółką dominującą wobec spółki będącej podmiotem podlegającym ochronie. Takie uregulowanie pozwala objąć reżimem ustawy również transakcje zagraniczne, zawierane pod prawem obcym, które skutkują nabyciem istotnego uczestnictwa lub dominacji w podmiocie podlegającym ochronie.

Ostatnią kategorią transakcji, które obejmuje uok jest nabycie następcze, przez które rozumie się osiągnięcie istotnego uczestnictwa lub dominacji w podmiocie podlegającym ochronie w wyniku m.in.: umorzenia udziałów albo akcji, nabycia udziałów albo akcji własnych, podziału podmiotu podlegającego ochronie, uprzywilejowania udziałów lub akcji oraz unieważnienia akcji albo dokumentów akcji.

A contrario, ustawa o kontroli nie obejmuje transakcji na udziałach lub akcjach podmiotów podlegających ochronie, w przypadku kiedy nie skutkują one nabyciem istotnego uczestnictwa lub dominacji w takim podmiocie. W związku z powyższym poza zakresem omawianej regulacji

[11] Do tej pory w zakres rozporządzenia nie weszła żadna spółka osobowa, w związku z czym w dalszej części artykułu nie będą uwzględniane odniesienia do spółek osobowych.

pozostają transakcje wewnątrzgrupowe, takie jak np. przejęcie przez spółkę pośrednio dominującą wobec podmiotu podlegającego ochronie jej spółki bezpośrednio dominującej. W takim przypadku bowiem nie występuje skutek w postaci nabycia istotnego uczestnictwa lub dominacji nad podmiotem podlegającym ochronie, a zmienia się jedynie charakter takiej zależności z pośredniej na bezpośrednią.

2. Zawiadomienie uprzednie

Podstawowym mechanizmem kontroli przewidzianym w ustawie o kontroli jest obowiązek złożenia zawiadomienia, co do zasady przez podmiot, który zamierza pośrednio nabyć lub osiągnąć istotne uczestnictwo albo bezpośrednio lub pośrednio nabyć dominację w podmiocie podlegającym ochronie do organu właściwego w sprawie. W przypadku spółek działających w sektorze energetycznym właściwym organem, do którego należy złożyć zawiadomienie jest minister właściwy do spraw energetyki (dalej: Minister Energii).

Zawiadomienie należy złożyć przed zawarciem jakiejkolwiek umowy rodzącej zobowiązanie do nabycia kontroli albo przed dokonaniem innej czynności prawnej, albo czynności prawnych prowadzących do nabycia kontroli, a w przypadku spółek publicznych, przed opublikowaniem wezwania. Ponadto, dodany art. 5 ust. 6a uok zobowiązuje podmiot zawiadamiający do złożenia zawiadomienia przed zawarciem ostatniej umowy albo dokonaniem ostatniej innej czynności prawnej prowadzącej do nabycia lub osiągnięcia istotnego uczestnictwa albo nabycia dominacji, w przypadku gdy do uzyskania kontroli dochodzi w wyniku zawarcia więcej niż jednej umowy lub dokonania innej czynności prawnej.

Na tym tle nasuwa się pytanie o moment, który kreuje obowiązek złożenia zawiadomienia przy standardowej konstrukcji transakcji nabycia udziałów, składającej się z następujących etapów: podpisania umowy o poufności (*nondisclosure agreement*, NDA), zawarcia listu intencyjnego, zawarcia przedwstępnej umowy sprzedaży udziałów lub akcji (*preliminary share purchase agreement*, PSPA) oraz finalnie zawarcia przyrzeczonej umowy sprzedaży udziałów lub akcji (*share purchase agreement*, SPA). Według części doktryny zawiadomienie należy złożyć przed zawarciem przedwstępnej umowy sprzedaży udziałów lub akcji, ponieważ umowa przedwstępna kreuje w sposób pośredni zobowiązanie do nabycia akcji czy udziałów (Saczywko, 2016, s. 110). Jednakże w świetle orzecznictwa Sądu Najwyższego dotyczącego charakteru prawnego umów przedwstępnych nie można się zgodzić z powyższym stanowiskiem, gdyż umowa przedwstępna zawiera zobowiązanie wyłącznie do zawarcia umowy przyrzeczonej, a nie do zawarcia czynności prawnej będącej treścią umowy przyrzeczonej[12]. W związku z tym sama umowa przedwstępna sprzedaży udziałów nie zawiera zobowiązania do sprzedaży udziałów, a zatem nie kreuje ona obowiązku złożenia zawiadomienia. Ponadto, wydaje się, że dodany do artykułu 5 uok ustęp 6a, który wskazuje, że w przypadku gdy przejście własności udziałów albo akcji dokonuje się na podstawie kilku czynności prawnych, zawiadomienie składa się przed dokonaniem ostatniej z nich, rozwiewa ewentualne wątpliwości związane z etapem transakcji kreującym zobowiązanie do złożenia zawiadomienia przez podmiot zawiadamiający.

Warto zauważyć, że w przypadku nabycia pośredniego podmiotem zobowiązanym do złożenia zawiadomienia jest podmiot, który bezpośrednio nabył udziały albo akcje, na przykład działając

[12] Wyr. SN z 21.03.1968 r., III CZP 23/68.

jako podmiot zależny na podstawie porozumienia z podmiotem dominującym (Saczywko, 2016, s. 108–109). Natomiast w przypadku nabycia następczego podmiotem zobowiązanym do złożenia zawiadomienia jest sam podmiot podlegający ochronie. W praktyce taka konstrukcja kreuje wiele problemów znacznie utrudniających lub wręcz uniemożliwiających przeprowadzenie transakcji. W szczególności, w przypadku nabycia pośredniego podmiot zawiadamiający może nie dysponować szczegółowymi informacjami o podmiocie pośrednio nabywającym kontrolę nad podmiotem podlegającym ochronie wymaganym na potrzeby zawiadomienia, co w praktyce zwiększa szansę na wydanie przez Ministra Energii sprzeciwu wobec takiej transakcji.

Ponadto, nałożenie na podmiot podlegający ochronie obowiązku złożenia zawiadomienia w przypadku nabycia następczego rodzi poważny problem praktyczny, w przypadku gdy taki podmiot nie wie wcześniej o planach dotyczących nabycia następczego. Do nabycia następczego dochodzi bowiem co do zasady w wyniku uchwały walnego zgromadzenia lub zgromadzenia wspólników, np. w przedmiocie umorzenia akcji lub udziałów. W związku z tym, że podmiot zawiadamiający jest zobowiązany złożyć zawiadomienie przed czynnością prawną skutkującą nabyciem istotnego uczestnictwa lub dominacji, a zatem przed podjęciem takiej uchwały, w przypadku braku wiedzy podmioty podlegającego ochronie o planach podjęcia takich uchwały, obowiązek ten jest niemożliwy do zrealizowania.

3. Zawiadomienie następcze

Wyjątkiem od zasady, zgodnie z którą kontrola transakcji regulowanych ustawą o kontroli ma charakter uprzedni jest mechanizm zawiadomienia następczego, stanowiący instytucję następczej kontroli transakcji na udziałach lub akcjach podmiotu podlegającego ochronie. W odróżnieniu od zawiadomienia uprzedniego, zawiadomienie następcze składane jest Ministrowi Energii po dokonaniu transakcji objętej regulacją ustawy. Zgodnie z omawianą regulacją zawiadomienia następczego wymagają:

– transakcje polegające na nabyciu istotnego uczestnictwa lub dominacji w podmiocie podlegającym ochronie wskutek czynności, dokonanej na podstawie przepisów prawa państwa innego niż Rzeczpospolita Polska, w szczególności wskutek połączenia spółek, których siedziby znajdują się poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej bądź nabycia lub objęcia udziałów albo akcji spółki z siedzibą poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, będącej spółką dominującą wobec spółki będącej podmiotem podlegającym ochronie; oraz
– transakcje, w których podmiot bezpośrednio nabywa istotne uczestnictwo w podmiocie podlegającym ochronie nie wymagają złożenia zawiadomienia uprzedniego.

Zawiadomienie następcze należy złożyć w terminie 7 dniu od dnia nabycia lub osiągnięcia istotnego uczestnictwa albo nabycia dominacji nad spółką, będącej podmiotem podlegającym ochronie, a jeżeli skutek ten nie daje się określić, to w terminie 30 dni od daty tej czynności.

W moim przekonaniu podstawowym problemem związanym z mechanizmem zawiadomienia następczego, który należy odnotować w kontekście bezpieczeństwa energetycznego jest wyższe ryzyko transakcyjne niż w przypadku zawiadomienia uprzedniego. W przypadku zawiadomienia następczego dotyczącego transakcji zagranicznych, opisanych w pkt 1 powyżej, organ kontroli, w przypadku spełnienia się którejkolwiek z przesłanek wskazanych w ustawie o kontroli, wydaje decyzję stwierdzającą niedopuszczalność wykonywania praw z udziałów albo akcji podmiotu

podlegającego ochronie oraz opcjonalnie decyzję nakazującą sprzedaż udziałów albo akcji podmiotu podlegającego ochronie (obie decyzje zostały szczegółowe opisane w dalszej części artykułu). Jest to dużo dalej idąca konsekwencja niż w przypadku zawiadomienia uprzedniego, gdzie konsekwencją spełnienia się którejkolwiek z przesłanek wskazanych w ustawie o kontroli jest wydanie sprzeciwu wobec przeprowadzenia transakcji (skutek *ex-ante*).

Wydaje się zatem, że nieprzypadkowo zawiadomienie następcze znajduje zastosowanie przy transakcjach zagranicznych ze względu na to, że może służyć jako skuteczny mechanizm zniechęcający inwestorów zagranicznych do inwestycji w spółki energetyczne objęte ochroną ustawy o kontroli w związku z wysokim poziomem ryzyka, którym obarczone są takie transakcje.

4. Wszczęcie i charakter postępowania administracyjnego w sprawie decyzji wydawanych na podstawie ustawy o kontroli

Zgodnie z ustawą o kontroli do postępowań prowadzonych na podstawie przepisów omawianej regulacji, w zakresie nieuregulowanym stosuje się przepisy ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego[13]. Ustawa o kontroli zawiera jednak szereg własnych uregulowań odmiennych od rozwiązań przewidzianych w przepisach k.p.a.

Postępowanie administracyjne w sprawie decyzji wydawanych na podstawie ustawy o kontroli wszczynane jest podstawie zawiadomienia uprzedniego, zawiadomienia następczego lub z urzędu[14]. W odróżnieniu od przepisów k.p.a. odmowa wszczęcia postępowania wydawana jest w drodze decyzji administracyjnej, a nie postanowienia, na które złoży zażalenie. Organ wydaje decyzję odmawiającą wszczęcia postępowania, w przypadku gdy zgłoszona transakcja nie podlega uok[15]. Przyjęte w ustawie rozwiązanie jest rozwiązaniem szczególnym znanym również na gruncie innych ustaw (Adamiak, 2017, s. 382). Ze względu na to, że decyzja administracyjna stanowi kwalifikowaną postać aktu administracyjnego, która stawia przed organem administracji publicznej wyższe wymogi formalne niż forma postanowienia, między innymi w zakresie uzasadnienia, przyjęte rozwiązanie należy oceniać pozytywnie. Ponadto, zapewnia ono stronie dłuższy termin na wniesienie środka odwoławczego niż w przypadku postanowienia. Taka decyzja administracyjna ma również charakter rozstrzygnięcia przynajmniej w części merytorycznego, ponieważ wymaga od organu kontroli przeprowadzenia dokładnej analizy zgłoszonej transakcji i odniesienia jej do przepisów ustawy o kontroli.

Zagadnieniem szczególnie kontrowersyjnym w zakresie stosowania przepisów k.p.a. do postępowań z zakresu uok jest kwestia stosowania przepisów dotyczących milczącego załatwienia sprawy[16]. Zgodnie z przepisami k.p.a. sprawa może być załatwiana milcząco, jeżeli przepis szczególny tak stanowi[17]. Na tym tle w doktrynie wykształciły się dwa poglądy na temat możliwości stosowania przepisów dotyczących milczącego załatwiania sprawy. Zgodnie z poglądem pierwszym, aby zastosować przepisy dotyczące milczącego załatwienia sprawy musi istnieć przepis szczególny ustawy materialnoprawnej, który *expressis verbis* stanowi o załatwieniu sprawy milcząco (Adamiak, 2017, s. 645; Piecha, 2018, s. 886). Zgodnie z drugim, bardziej liberalnym

[13] Dz.U. 2018, poz. 2096, ze zm.) (dalej: k.p.a.); art. 11 ust. 5 uok.

[14] Art. 9 ust. 1 uok.

[15] Art. 9 ust. 4 uik.

[16] Rozdział 8a k.p.a.

[17] Art. 122a §1 k.p.a.

poglądem wystarczy, aby przepisy pośrednio wskazywały o możliwości zastosowaniu przepisów dotyczących załatwienia sprawy milcząco, bez wyraźnego odesłania do odpowiednich regulacji k.p.a (Kmieciak, 2019, s. 664–665; Wiktorowska, 2017, s. 193).

Niezależnie od przyjętego poglądu należy wyraźnie opowiedzieć się za stanowiskiem niedopuszczającym stosowania przepisów k.p.a. dotyczących milczącego załatwiania sprawy do postepowań prowadzonych na podstawie przepisów ustawy o kontroli. Konsekwencją zastosowania wyżej wskazanych przepisów k.p.a. jest bowiem wyłączenie zastosowania art. 10 k.p.a., który zawiera podstawowe dla strony postępowania administracyjnego prawo czynnego udziału w postępowaniu. Biorąc pod uwagę charakter postępowań prowadzonych na podstawie przepisów ustawy o kontroli, ze względu na charakter udostępnianych przez stronę postępowania informacji, a także ze względu na mechanizm uprawniający organ prowadzący postępowanie do żądania składania dodatkowych wyjaśnień wymagają one jak najszerszego udziału strony w postępowaniu. W tym zakresie postulatem *de lege ferenda* autora jest wyłączenie wprost w ustawie o kontroli stosowania przepisów k.p.a. dotyczących milczącego załatwienia sprawy w celu uniknięcia potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych w tym zakresie.

5. Sprzeciw

Podstawowym, władczym mechanizmem umożliwiającym organowi prowadzącemu postępowanie zablokowanie nabycia lub osiągnięcia istotnego uczestnictwa albo nabycia dominacji nad spółką, będącą podmiotem podlegającym ochronie, jest sprzeciw wobec nabycia udziałów albo akcji, lpraw z udziałów albo akcji lub objęcia udziałów albo akcji spółki zgłaszany przez organ kontroli w drodze decyzji administracyjnej.

Jest to mechanizm kontroli uprzedniej, którego zastosowania uniemożliwia przeprowadzenie transakcji objętej zawiadomieniem. Zgodnie z ustawą o kontroli nabycie lub osiągnięcie istotnego uczestnictwa albo nabycie dominacji dokonane pomimo zgłoszenia sprzeciwu jest nieważne[18].

Organ ma 90 dni na wydanie sprzeciwu od dnia otrzymania zawiadomienia albo wszczęcia postępowania z urzędu. Po upływie tego terminu wygasa jego uprawnienie do wydania przedmiotowej decyzji, co w związku z tym jest jednoznaczne z możliwością przeprowadzenia transakcji objętej zawiadomieniem.

Sprzeciw uregulowany w ustawie o kontroli ma charakter decyzji administracyjnej związanej, ponieważ zaistnienie którejkolwiek z przesłanek formalnych lub materialnych wydania sprzeciwu obliguje organ kontroli prowadzący postępowanie do jego wydania. Należy jednak zwrócić uwagę, że materialne przesłanki wydania sprzeciwu cechują się bardzo szerokim luzem interpretacyjnym, którym dysponuje organ kontroli dokonujący ich oceny ze względu na zastosowanie w nich klauzul generalnych takich m.in., jak bezpieczeństwo obywateli, porządek publiczny czy bezpieczeństwo Rzeczypospolitej Polskiej. Mimo iż zastosowanie klauzul generalnych, które odwołują się do wartości znajdujących się niejako poza systemem prawa nie uprawnia organu kontroli do kształtowania ich w treści w sposób dobrowolny i nieograniczony (Szot, 2016, s. 298), wydaje się, że w przypadku spółek z sektora energetycznego organ kontroli będzie mógł w praktyce znaleźć argumenty pozwalające na zablokowanie wszelkich transakcji, w szczególności transakcji dokonywanych przez podmioty zagraniczne, argumentując to potrzebą ochrony bezpieczeństwa

[18] Artykuł 12 ust. 1 pkt 2 uok.

Rzeczypospolitej Polski czy ochroną pokrycia niezbędnych dla ludności potrzeb w celu ochrony zdrowia i życia ludności. W związku z tym, należy w tym miejscu podkreślić niezwykle istotną rolę sądów administracyjnych, które w postępowaniu sądowo-administracyjnym, dokonując kontroli legalności wydanej decyzji, powinny uchylać decyzje wydane w wyniku dokonania przez organ kontroli zbyt szerokiej wykładni klauzul generalnych zawartych w uok.

6. Decyzja stwierdzająca niedopuszczalność wykonywania praw z udziałów albo akcji podmiotu podlegającemu ochronie

Drugim, obok sprzeciwu, administracyjnoprawnym mechanizmem kontroli uregulowanym w ustawie o kontroli jest decyzja stwierdzająca niedopuszczalność wykonywania praw z udziałów albo akcji. Podobnie jak przy sprzeciwie, decyzja ta ma charakter decyzji administracyjnej związanej i jest wydawana w przypadku spełnienia tych samych przesłanek materialnych i formalnych, co przy sprzeciwie. Analogicznie, organ kontroli ma 90 dni na wydanie przedmiotowej decyzji, które to uprawnienie wygasa po upływie wyżej wskazanego terminu.

W odróżnieniu jednak od sprzeciwu, decyzja stwierdzająca niedopuszczalność wykonywania praw z udziałów albo akcji stanowi mechanizm kontroli następczej, a więc samo postępowanie administracyjne w przedmiocie zawiadomienia toczy się już po dokonaniu transakcji objętej zakresem ustawy o kontroli. Mechanizm ten znajdzie zastosowanie jedynie w przypadku nabycia pośredniego dokonanego wskutek czynności, dokonanych na podstawie przepisów prawa państwa innego niż Rzeczpospolita Polska, np. na skutek połączeń spółek, których siedziby znajdują się poza granicami Polski czy w przypadku nabycia akcji lub udziałów spółki z siedzibą za granicą, która jest podmiotem dominującym wobec podmiotu podlegającemu ochronie.

Podobny mechanizm kontroli administracyjnej możemy również znaleźć w postępowaniach dotyczących nabywania znacznych pakietów akcji w bankach krajowych, w których, w określonych przypadkach, na podstawie art. 25n ustawy z dnia 1997 r. – Prawo bankowe[19] Komisja Nadzoru Finansowego (dalej: KNF) może w drodze decyzji zakazać wykonywania prawa głosu z akcji banku krajowego posiadanych przez podmiot, który nabył znaczny pakiet akcji banku krajowego.

W odróżnieniu jednak od decyzji wydawanej przez KNF, której zakres jest ograniczony wyłącznie do wykonywania prawa głosu z akcji i tym samym nie dotyczy wszelkich innych uprawnień przysługujących akcjonariuszowi (Woźniak, 2015, s. 89–90; Torończak, 2015, s. 69), decyzja stwierdzająca niedopuszczalność wykonywania praw z udziałów lub akcji roztacza się na wszelkie uprawnienia wspólnika lub akcjonariusza danej spółki (obejmując tym samym m.in. prawo głosu czy prawo do dywidendy), z wyjątkiem prawa do sprzedaży posiadanych akcji lub udziałów w podmiocie chronionym.

Przenosząc powyższą konstrukcję przyjętego mechanizmu kontroli na grunt pojęcia „bezpieczeństwa energetycznego" można dojść do wniosku, że wydanie tego typu decyzji może w wielu przypadkach przynieść skutek odwrotny do zamierzonego. W przypadku bowiem zagranicznych transakcji, których skutkiem jest pośrednie nabycie wszystkich udziałów lub akcji w chronionej spółce energetycznej, Minister Energii, wydając decyzję zakazującą wykonywania praw z głosów lub akcji, może *de facto* całkowicie sparaliżować funkcjonalnie chronionej spółki energetycznej do czasu sprzedaży przez adresata decyzji akcji lub udziałów w takiej spółce.

[19] Ustawa z dnia 1997 r. – Prawo bankowe (Dz.U. 2018, poz. 2187 ze zm.) (dalej: prawo bankowe lub pb).

Biorąc pod uwagę, że w świetle ustawy o kontroli, ale także praktyki biznesowej, nie jest możliwe sprzedanie udziałów lub akcji w podmiocie chronionym w czasie krótszym niż kilka miesięcy, to w obecnym kształcie ustawy możliwa jest sytuacja, w której w związku z wydaniem przedmiotowej decyzji przez Ministra Energii, przez wiele miesięcy spółka energetyczna o kluczowym znaczeniu dla bezpieczeństwa państwa nie będzie mogła prawidłowo funkcjonować i wykonywać swoich zadań. W moim przekonaniu nie można całkowicie wykluczyć ryzyka, że w takim przypadku taka spółka nie będzie funkcjonować w ogóle, co w przynajmniej w krótkiej perspektywie może stanowić bardzo poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa kraju.

Ponadto, wydanie przez organ kontroli decyzji zakazującej wykonywania uprawnień z akcji albo udziałów wywołuje bezpośrednie skutki prawne na gruncie prawa energetycznego, a także prawa geologicznego i górniczego. Ponadto, wydanie przedmiotowej decyzji wywołuje skutki na gruncie prawa przedsiębiorców.

Zgodnie z ustawą – Prawo geologiczne i górnicze[20] organ koncesyjny może odmówić udzielenia koncesji, w przypadku gdy wydano decyzję o stwierdzeniu niedopuszczalności wykonywania praw z udziałów albo akcji przedsiębiorcy, na podstawie przepisów ustawy o kontroli, jeżeli jest to w interesie publicznym, w szczególności związanym z bezpieczeństwem państwa lub ochroną środowiska w tym z racjonalną gospodarką złożami kopalin.

Zgodnie z ustawą – Prawo przedsiębiorców[21] organ koncesyjny może odmówić udzielenia koncesji albo ograniczyć jej zakres w stosunku do wniosku o udzielenie koncesji albo odmówić zmiany koncesji, w przypadku gdy wydano decyzję o stwierdzeniu niedopuszczalności wykonywania praw z udziałów albo akcji przedsiębiorcy, na podstawie przepisów ustawy o kontroli, jeżeli jest to w interesie publicznym.

Najdalej idąca konsekwencja prawna – wydanie przez organ kontroli decyzji stwierdzającej niedopuszczalność wykonywania praw z udziałów albo akcji – została uregulowana w ustawie – Prawo energetyczne[22], zgodnie z którą Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE) może cofnąć koncesję lub zmienić jej zakres, jeżeli wydano decyzję o stwierdzeniu niedopuszczalności wykonywania praw z udziałów albo akcji podmiotu, na podstawie przepisów uok. Decyzja o cofnięciu koncesji przez Prezesa URE ma charakter fakultatywny i jej ewentualne wydanie powinno być podyktowane i oceniane przez pryzmat bezpieczeństwa energetycznego, w przypadku gdy spółka będąca podmiotem chronionym w rozumieniu ustawy o kontroli działa w sektorze energetycznym. Według części doktryny ma to na celu zapobieganie próbom nielegalnego przejęcia kontroli nad podmiotami podglądającymi ochronie (Muras i Swora, 2016, s. 615–616; Kasnowski, 2017, s. 703–705).

7. Decyzja nakazująca zbycie udziałów albo akcji w podmiocie podlegającym ochronie

Mechanizmem bezpośrednio związanym z decyzją zakazującą wykonywania uprawnień z akcji albo udziałów w podmiocie podlegających ochronie jest decyzja nakazująca zbycie udziałów albo akcji spółki podlegającej ochronie[23]. Jest to bez wątpienia środek, który pod ustawą o kontroli

[20] Art. 29 ust. 3 ustawy z dnia 09.06.2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. 2017, poz. 2126 ze zm.) (dalej: upgig).

[21] Art. 39 ust. 1 pkt 4 ustawy z dnia 06.03.2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz.U. 2018, poz. 646 ze zm.).

[22] Art. 41 ust. 4 pkt 1 pe.

[23] Art. 12 ust. 6 uok.

w największym stopniu ingeruje w prawo własności podmiotów nabywających udziały lub akcje w podmiocie chronionym.

Celem wprowadzenia tego instrumentu było zapewnienie organowi kontroli możliwości władczego oddziaływania na strukturę właścicielską podmiotów podlegających ochronie, która w praktyce *de facto* pozwala organowi kontroli eliminować z takiej struktury podmioty, które w ocenie organu mogą zagrażać prawidłowemu funkcjonowaniu podmiotu podlegającego ochronie[24].

Zgodnie z uok decyzja nakazująca zbycie udziałów albo akcji ma charakter decyzji opartej na uznaniu administracyjnym, a jedyną, niezbędną przesłanką jej wydania jest uprzednie wydanie decyzji zakazującej wykonywania uprawnień z akcji albo udziałów w podmiocie podlegających ochronie. Należy opowiedzieć się za stanowiskiem, zgodnie z którym decyzja nakazująca sprzedaż udziałów oraz akcji musi zostać wydana w oddzielnym postępowaniu administracyjnym dopiero po tym, jak decyzja zakazująca wykonywania uprawnień z udziałów lub akcji stanie się ostateczna[25]. Podobnie zatem jak w przypadku decyzji KNF nakazującej sprzedaż akcji w banku krajowym[26], pod ustawą o kontroli organ kontroli dysponuje swobodą decyzyjną w zakresie wydania decyzji nakazującej sprzedaż udziałów lub akcji (Torończak, 2015, s. 70; Wajda, 2019).

Organ kontroli, wydając decyzję nakazującą sprzedaż udziałów albo akcji, wyznacza adresatowi decyzji termin na dokonanie takiej sprzedaży. W przypadku, gdy w wyznaczonym terminie adresat decyzji nie sprzeda udziałów albo akcji, organ kontroli może ustanowić zarządcę udziałów albo akcji, który jest zobowiązany do dokonania takiej sprzedaży[27]. Należy zauważyć, że organ kontroli dysponuje szerokim zakresem uznania administracyjnego w wyznaczeniu terminu dokonania sprzedaży, ponieważ ustawa nie wskazuje ani minimalnego ani maksymalnego terminu, który organ może wyznaczyć. Termin wyznaczony przez organ kontroli jest terminem o charakterze materialnym, który nie może podlegać przedłużeniu, skróceniu ani zawieszeniu (Wajda, 2019).

Nie ulega przy tym wątpliwości, że organ kontroli nie może korzystać z uprawnienia do zakreślenia terminu na sprzedaż udziałów albo akcji w sposób arbitralny i powinien uwzględnić co najmniej czas, który jest potrzebny na przygotowanie, złożenie oraz rozpatrzenie kolejnego zawiadomienia, które musiałoby zostać złożone zgodnie z ustawą o kontroli przed sfinalizowaniem takiej transakcji, a także czas potrzebny na znalezienie potencjalnego nabywcy, negocjacje oraz niezbędny w przypadku takich transakcji proces *due diligence*. W praktyce zakreślony termin powinien być nie krótszy niż kilkanaście miesięcy, aby sprzedaż taka była realnie możliwa bez pokrzywdzenia praw adresata takiej decyzji i z zachowaniem zasady proporcjonalności.

IV. Podsumowanie

Ustawa o kontroli wprowadziła do polskiego porządku prawnego nowe administracyjnoprawne instrumenty uprawniające Ministra Energii do władczego oddziaływania na strukturę właścicielską spółek energetycznych będących podmiotami podlegającymi ochronie w rozumieniu omawianej regulacji. Bez wątpienia ustawa stanowi istotny element mechanizmu prawnego, który ma na celu zapewnienie i utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju. W związku z tym, wydaje się że

[24] Analogiczny cel przyświeca wprowadzeniu decyzji nakazującej sprzedaż akcji banku krajowego uregulowanej w art. 25n ust. 4 pb; Wajda, 2019.

[25] *Idem.*

[26] Art. 25n ust. 4 pb.

[27] Artykuł 12 ust. 6 i 7 uok.

omawiana regulacja powinna zostać włączona do szerokiej debaty na temat prawa energetycznego oraz bezpieczeństwa energetycznego w ogóle.

Ustawa o kontroli co do zasady spełnia swój cel, umożliwiając blokowanie transakcji nabycia istotnego uczestnictwa lub dominacji w spółkach energetycznych podlegających ochronie w sytuacjach, w których tego typu transakcja w ocenie Ministra Energii spełnia określone przesłanki. Podobnie, w kwalifikowanych przypadkach uok pozwala Ministrowi Energii na eliminowanie ze struktury właścicielskiej takich spółek niepożądanych podmiotów. W tym zakresie można uznać, że ustawa o kontroli ma pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Należy jednak podkreślić, że mechanizmy uregulowane w uok mogą w niektórych przypadkach stanowić zagrożenie, a szczególnie w przypadku wydania przez Ministra Energii decyzji zakazującej wykonywania praw z udziałów albo akcji – zagrożenie stanu bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jest to spowodowane tym, że w wielu przypadkach tego typu decyzja może częściowo lub całkowicie paraliżować działanie spółek energetycznych o szczególnym znaczeniu dla bezpieczeństwa państwa i tym samym, przynajmniej w krótkiej i średniej perspektywie, zagrażać bezpieczeństwu kraju.

Na krytykę zasługują również liczne wątpliwości interpretacyjne, które budzi ustawa ze względu na swoją nieprecyzyjność, a także miejscami zbyt szerokie kompetencje organów kontroli.

Bibliografia

Adamiak, B. (red.). (2017). *Kodeks postępowania administracyjnego.* Warszawa: C.H. Beck.

Domagała, M. (2008). *Bezpieczeństwo energetyczne Aspekty administracyjno-prawne*. Lublin: Wydawnictwo KUL.

Hauser, R. (red.), i Wierzbowski, M. (red.). (2018). *Kodeks Postępowania Administracyjnego*. *Komentarz*. Warszawa: C.H. Beck.

Kasnowski, J. (2017). Komentarz do art. 41. W: Kuliński M. (red.), *Prawo energetyczne. Komentarz* (s. 703–705). Warszawa: CH Beck.

Kmieciak, Z. (2019). Komentarz do art. 122a. W: Z. Kmieciak, (red.), W. Chrościelewski (red.), *Kodeks Postępowania Administracyjnego. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer, s. 664–665.

Kmieciak, Z. (red.), i Chrościelewski, W. (red.). (2019). *Kodeks Postępowania Administracyjnego*. *Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.

Mataczyński, M. (red.). (2016). *Ustawa o kontroli niektórych inwestycji. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.

Muras, Z. (2018). Bezpieczeństwo energetyczne i polityka regulacyjna w kontekście sądowej kontroli rozstrzygnięć regulatora rynku. Rola administracji i judykatury. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, 9.

Muras, Z. i Swora, M. (red.). (2016). *Prawo energetyczne. Tom II. Komentarz do art. 12–72, wyd. II.* (s. 615–616). Warszawa: Wolters Kluwer.

Pawełczyk, M. (2013). *Publicznoprawne obowiązki przedsiębiorstw energetycznych jako instrument zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce*. Toruń: Adam Marszałek.

Piecha, J. (2018). Komentarz do art. 122a. W: R. Hauser (red.), M. Wierzbowski (red.), *Kodeks Postępowania Administracyjnego. Komentarz*. Warszawa: CH Beck, s. 886.

Saczywko, M. (2016). Komentarz do art. 5. W: M. Mataczyński (red.), *Ustawa o kontroli niektórych inwestycji. Komentarz* (s. 110). Warszawa: Wolters Kluwer.

Szot, A. (2016). Klauzula generalna jako ponadgałęziowa konstrukcja systemu prawa. *Annales Universitatis Mariae Curie-Skłodowska Lublin – Polonia*, *LXIII*(2).

Torończak, M. (2015). Decyzja z art. 25n ust. 1 ustawy – Prawo bankowe. *Monitor Prawa Bankowego*, 4.

Wajda, P. (2019). Decyzja administracyjna nakazująca zbycie akcji banku krajowego w wyznaczonym terminie. Publikacje Elektroniczne ABC. LEX.

Wiktorowska, A. (2017). Postępowanie administracyjne. W: M. Wierzbowski (red.), A. Wiktorowska (red.), M. Szubiakowski (red.), *Postępowanie administracyjne – ogólne, podatkowe, egzekucyjne i przed sądami administracyjnymi*. Warszawa: C.H. Beck.

Wiórek, P.M. (2017). Ochrona giełdowych spółek Skarbu Państwa i bezpieczeństwa Rzeczypospolitej Polskiej poprzez kontrolę inwestycji. W: A. Kidyba (red.), M. Michalski (red.), *Spółki skarbu państwa na rynku kapitałowym*. Warszawa: Wolters Kluwer.

Woźniak, R. (2015). Pozycja prawna akcjonariusza banku krajowego w związku z wydaniem przez KNF decyzji na podstawie art. 25n prawa bankowego. *Monitor Prawa Bankowego*, 11.

Paweł K. Domagała*

RODO a proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i nieprawidłowości z nim związane

Spis treści

I. Wprowadzenie
II. Liberalizacja rynku energii
III. Procedura zmiany sprzedawcy energii eklektycznej
IV. Nieprawidłowości występujące przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej
V. Podstawowe pojęcia na gruncie RODO
VI. Zasady przetwarzania danych osobowych na gruncie RODO
VII. Podsumowanie

Streszczenie

Przedmiotem opracowania jest przedstawienie procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce. Od 2007 roku obserwowany jest stały wzrost liczby zmian sprzedawcy energii elektrycznej, co jest zarówno szansą, jak i zagrożeniem dla konsumentów. Dlatego w niniejszym opracowaniu przedstawione zostaną praktyki sprzedawców energii elektrycznej, które naruszają zbiorowe interesy konsumentów. Druga cześć opracowania przedstawia rozwiązania zawarte w ogólnym rozporządzeniu o ochronie danych (RODO) w kontekście zawarcia i wykonywania umowy sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto przedstawione zostanie w jaki sposób unijne rozporządzenie może się przyczynić do zwiększenia poziomu ochrony odbiorców energii. W podsumowaniu zostanie wskazane, co stanowi największe zagrożenie w przypadku zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz jakie działania można podjąć w celu jego ograniczenia.

Słowa kluczowe: prawo energetyczne; sektor energetyczny; zmiana sprzedawcy energii; sprzedaż energii; konsument; dane osobowe; RODO.

JEL: K12, K21, K23, K32, K33

I. Wprowadzenie

Sektor energetyczny w Polsce w ostatnich latach został poddany wielu rewolucyjnym zmianom. Jedną z najistotniejszych jest liberalizacja rynku energii elektrycznej, dzięki której od 1 lipca 2007 r. pojawiła się możliwość zmiany dostawcy energii, a która znosiła dotychczasową rejonizację

* Prawnik, specjalista ds. ochrony danych osobowych w Jamano sp. z o.o.; doktorant w Katedrze Prawa Cywilnego i Prawa Prywatnego Międzynarodowego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie. E-mail: pawelkdomagala@gmail.com; https://orcid.org/0000-0003-4602-3702.

skutkującą przypisaniem konsumenta do odgórnie określonego dostawcy. Zmiana ta stanowi zarówno szansę, jak i zagrożenie dla interesu ekonomicznego konsumentów. Można wskazać, że na procedurę zmiany dostawcy energii elektrycznej istotny wpływ miał początek stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679[1] od dnia 25 maja 2018 r. Celem unijnego rozporządzenia jest z jednej strony zapewnienie bezpieczeństwa przetwarzanych danych poprzez ujednolicenie przepisów dotyczących ochrony danych osobowych w całej Unii Europejskiej, z drugiej zaś – zagwarantowanie wszystkim osobom fizycznym większej kontroli nad procesem przetwarzania swoich danych osobowych. Większa kontrola osób fizycznych oraz nowe wymagania odnośnie do przetwarzania danych osobowych nierozerwalnie wiążą się ze zwiększeniem ilości obowiązków po stronie organizacji, które przetwarzają dane osobowe. Ponadto nie pozostawia większych wątpliwości, że do podmiotów przetwarzających dane osobowe będą należeć także podmioty zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej oraz ich agenci, którzy w imieniu wspomnianych podmiotów zawierają umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Celem niniejszego opracowania jest przedstawienie procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce, w tym nieprawidłowości, jakie w niej występują, w kontekście obowiązywania RODO. Wspomniane wcześniej nieprawidłowości zostaną przedstawione na przykładzie decyzji wydanych przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów[2] w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, których przedmiotem działalności jest sprzedaż energii elektrycznej. Analiza przytoczonych decyzji zostanie uzupełniona o wyniki własnych badań empirycznych w przedmiocie nieuczciwych praktyk dostawców energii, ze szczególnym uwzględnieniem socjotechnik stosowanych przez nierzetelnych agentów przedsiębiorstw energetycznych. W drugiej części niniejszego opracowania przedstawiono z kolei najważniejsze postanowienia RODO, wskazując jaki wpływ będą one mieć na procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ograniczenie stosowania nieuczciwych praktyk rynkowych przez nierzetelnych sprzedawców energii elektrycznej. W podsumowaniu niniejszego opracowania zostanie ocenione funkcjonowanie obecnie obowiązujących zasad dotyczących uczciwej konkurencji podmiotów rynku energii elektrycznej, których przedmiotem działalności jest sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Omówione zostaną także propozycje Prezesa URE oraz Ministerstwa Energii, których celem miałoby być wzmocnienie ochrony konsumentów w przypadku zmiany przez nich dostawcy energii elektrycznej.

II. Liberalizacja rynku energii

Wprowadzenie do polskiej energetyki zasady *unbundlingu* umożliwiło kolejną ważną zmianę w obrębie polskiego sektora energetycznego, czyli wprowadzenie możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorców końcowych indywidualnych oraz przemysłowych. Zostało to realizowane na mocy ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska[3], która wprowadziła do ustawy – Prawo energetyczne[4]

[1] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27.04.2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE, Dz. Urz. UE z 2016 r. Nr L 119/1 (dalej: RODO).

[2] Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) jest centralnym organem administracji państwowej, do jego kompetencji należy kształtowanie polityki antymonopolowej oraz polityki ochrony konsumentów.

[3] Dz.U. 2005, Nr 62, poz. 552.

[4] Dz.U. 1997, Nr 54, poz. 348 ze zm. (dalej: pe).

przepis art. 4j, według którego „odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy". Wejście w życie możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorców końcowych z dniem 1 lipca 2007 r. było efektem implementacji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej[5], której celem było stworzenie wolnego wspólnotowego rynku energii elektrycznej i gazu.

Regulacje odnośnie do wspólnotowego rynku energii elektrycznej zostały w późniejszym czasie skonkretyzowane przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE[6]. Rozwiązania wspomnianej dyrektywy implementowała w Polsce ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw[7], stanowiąc, że „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii"[8]. Przytoczona nowelizacja wprowadziła uprawnienie polegające na tym, że „odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych, niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie"[9]. Teść przepisu art. 4j ust. 3 została jeszcze w późniejszym czasie zmieniona przez ustawę z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[10]. Zgodnie z nią „odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas nieoznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Odbiorca, który wypowiada umowę, jest obowiązany pokryć należności za pobrane paliwo gazowe lub energię oraz świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii"[11]. Ponadto wprowadzony został przepis art. 4j ust. 3a stanowiący, że „odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie"[12]. Dodatkowo wspomniana nowelizacja wprowadziła przepis art. 4j ust. 6, według którego „operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej zmianę sprzedawcy, nie później niż w terminie 21 dni od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą"[13].

[5] Dz. Urz. UE z 2003 r. Nr L 176/37.
[6] Dz. Urz. UE z 2009 r. Nr L 211/55.
[7] Dz.U. 2010, Nr 21, poz. 104.
[8] Art. 4j ust. 2 pe.
[9] Dz.U. 2010, Nr 21, poz. 104.
[10] Dz.U. 2013, poz. 984.
[11] Art. 4j ust. 3 pe.
[12] Art. 4j ust. 3a pe.
[13] Art. 4j ust. 6 pe.

Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej początkowo była niezwykle skomplikowana i czasochłonna. Powyższy stan rzeczy przyczynił się do kolejnych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, z 2010 r.[14] oraz 2013 r.[15], których celem była implementacja rozwiązań zawartych w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Wspomniane nowelizacje miały na celu uproszczenie i skrócenie procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Istotne znaczenie miała tutaj przewidziana w art. 4j ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne umowa kompleksowa. Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej udostępniona została przez przedsiębiorstwa energetyczne w grudniu 2013 roku. Umowa ta była bardzo ważna, gdyż w istotnie ułatwiała procedurę zmiany sprzedawcy, ograniczając ją do konieczności podpisania tylko jednej umowy z przedstawicielem nowego sprzedawcy energii elektrycznej. Natomiast wcześniej zmiana sprzedawcy energii elektrycznej wymagała podpisania dwóch umów z dwoma różnymi podmiotami – umowy o sprzedaż energii elektrycznej ze sprzedawcą oraz drugiej umowy na dostarczanie (dystrybucję) energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego.

III. Procedura zmiany sprzedawcy energii eklektycznej

Uprawnienie dotyczące zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przyznano gospodarstwom domowym oraz odbiorcom przemysłowym. W przypadku gospodarstw domowych przy pierwszej zmianie sprzedawcy energii występują dwa możliwe sposoby postępowania. W pierwszym przypadku odbiorca sam przeprowadza procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, która przebiega kolejno na kilku etapach:

a) zawarciu umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą, istnieje możliwość wykorzystania umowy kompleksowej, nie ma wtedy potrzeby podpisywania umowy o świadczenie usługi dystrybucyjnej;
b) wypowiedzeniu obowiązującej umowy sprzedaży, która zazwyczaj będzie umową kompleksową;
c) zawarciu umowy o świadczenie usługi dystrybucyjnej, w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy nie ma już potrzeby podpisywania nowej umowy o świadczenie usługi dystrybucyjnej;
d) poinformowaniu operatora systemu dystrybucji o zawarciu umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą;
e) ewentualnym dostosowaniu układów pomiarowo-rozliczeniowych, koszty takiego dostosowania układu ponosi właściciel układu, którym w przypadku odbiorców w gospodarstwie domowym jest operator systemu dystrybucyjnego;
f) odczycie licznika i rozliczeniu z dotychczasowym sprzedawcą.

Druga możliwa procedura zmiany sprzedawcy odbywa się z zastosowaniem umowy kompleksowej. W tym przypadku odbiorca końcowy zawiera tylko umowę sprzedaży z nowym sprzedawcą, który na mocy upoważnienia udzielonego mu w umowie reprezentuje odbiorcę przed operatorem systemu dystrybucyjnego oraz przed dotychczasowym sprzedawcą, dokonując niezbędnych formalności. Odbiorca końcowy musi jednak umożliwić odczyt licznika przedstawicielowi poprzedniego sprzedawcy, a następnie dokonać rozliczenia końcowego.

Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej odbywa się bezpłatnie. Ponadto w przypadku wielokrotnej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, gospodarstwo domowe w dalszym ciągu zachowuje

[14] Dz.U. 2010, Nr 21, poz. 104.
[15] Dz.U. 2013, poz. 984.

prawo do zawarcia umowy ze sprzedawcą, który w danym obszarze pełni funkcję tzw. sprzedawcy z urzędu, a którym jest przedsiębiorstwo energetyczne, które przed dniem 1 lipca 2007 roku było obligatoryjnym sprzedawcą energii elektrycznej na danym obszarze.

IV. Nieprawidłowości występujące przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej

Przedstawione wcześniej zmiany stanowią zarówno szansę, jak i zagrożenie dla interesu ekonomicznego konsumentów. Należy przede wszystkim zwrócić uwagę na potrzebę zapewnienia odpowiedniego stopnia ochrony odbiorców energii, w szczególności w przypadku umów zawieranych na odległość (np. przez Internet czy korespondencyjnie) lub poza lokalem przedsiębiorstwa (np. w domu konsumenta). Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że zawieranie umów z konsumentami poza lokalem przedsiębiorstwa stało się przyczyną wielu nadużyć ze strony nieuczciwych dostawców. Często spowodowane one były działalnością nierzetelnych agentów przedsiębiorstw energetycznych, którzy w trakcie zawierania umowy sprzedaży energii elektrycznej dopuszczali się wielu naruszeń obowiązującego prawa. Wspomniane nadużycia były przedmiotem postępowań, które zakończyły się wydaniem decyzji przez Prezesa UOKiK w przedmiocie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

Jedną z najbardziej nagannych praktyk stosowanych przez nieuczciwych sprzedawców energii elektrycznej było wprowadzanie w błąd konsumentów, co do swojej tożsamości. Wspomniana praktyka polegała na twierdzeniu przedstawicieli sprzedawcy energii elektrycznej, że reprezentują oni dotychczasowego sprzedawcę energii (ewentualnie są jego zwierzchnikiem)[16]. Natomiast sama umowa miałaby być jedynie aneksem do umowy lub gwarancją stałej niższej ceny. Prezes UOKiK zwrócił także uwagę na naganną praktykę przymuszania odbiorców energii elektrycznej do zawierania nowej umowy pod pretekstem wymogu podpisania nowej umowy, która wymagana jest przez zmianę przepisów prawa[17] lub zmianę sposobu poboru opłat[18]. Ponadto jako naruszenie zbiorowego interesu konsumentów została wskazana praktyka wywierania presji na konsumentach, poprzez wywołanie przeświadczenia, że brak podpisania umowy doprowadzi do pozbawienia dostępu do energii elektrycznej[19]. Dodatkowo przedstawiciele sprzedawców energii elektrycznej ponaglali konsumentów w podpisywaniu dokumentów, uniemożliwiając tym samym zapoznanie ze wszystkimi postanowieniami umowy oraz załączników do niej[20]. Ponadto Prezes UOKiK zwrócił uwagę na naganna praktykę niewydawania konsumentom treści nowo zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz załączników do niej[21].

Kolejna grupa naruszeń zbiorowego interesu konsumentów polega na braku informowania obiorców energii elektrycznej, że wraz z umową sprzedaży energii elektrycznej podpisują oddzielną umowę ubezpieczeniową[22]. Ponadto często przymuszano drugą stronę do zawarcia wspomnianej dodatkowej umowy, wskazując, że jest ona niezbędna do zawarcia umowy sprzedaży

[16] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 28.12.2017 r., nr RGD-7/2017.
[17] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 27.12.2017 r., nr DDK-9/2017.
[18] *v* dec. Prezesa UOKiK z dnia 14.02.2017 r., nr RGD-1/2017.
[19] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 30.12.2016 r., nr DDK-25/2016.
[20] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 29.12.2017 r., nr DDK-11/2017.
[21] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 28.12.2017 r., nr RGD-7/2017.
[22] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 29.12.2017 r., nr DDK-11/2017.

energii elektrycznej. Czasami o dodatkowej opłacie handlowej lub ubezpieczeniu i ich stawce konsument dowiadywał się dopiero po wypełnieniu formularza umowy sprzedaży energii elektrycznej. Wspomniane działanie jest przykładem umyślnego stosowania socjotechnik, które polegają na wykorzystaniu zaangażowania danej osoby w konkretnej sprawie (Cialdini, 2000, s. 76–79) i przedstawianiu informacji, które mogłyby zniechęcić do podpisania umowy, dopiero na późniejszym etapie, gdy większość formularzy umownych będzie już wypełniona.

Następnym naruszeniem zbiorowych interesów konsumentów, występującym w przypadku zawierania umowy sprzedaży energii elektrycznej było utrudnianie skorzystania z prawa odstąpienia od umowy, poprzez nieinformowanie o takim prawie[23] oraz niewydawanie wzoru oświadczenia lub formularza odstąpienia od umowy[24]. Ponadto UOKiK wskazał na praktykę, gdy sprzedawca energii elektrycznej, w przypadku skutecznego odstąpienia od umowy, kontynuował proces zmiany sprzedawcy oraz następnie kierował do konsumentów rachunki za sprzedaż energii elektrycznej i później wystawiał wezwania do zapłaty[25].

V. Podstawowe pojęcia na gruncie RODO

W celu zrozumienia wpływu RODO na procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, na wstępie należałoby wskazać czym są dane osobowe i jak należy rozumieć pojęcie ich przetwarzania, ponieważ są to pojęcia kluczowe dla dalszych rozważań. Zgodnie z przepisem art. 4. pkt 1 RODO **dane osobowe** oznaczają informacje o zidentyfikowanej lub możliwej do zidentyfikowania osobie fizycznej, gdzie możliwą do zidentyfikowania osobą fizyczną będzie osoba, którą można bezpośrednio lub pośrednio zidentyfikować, w szczególności na podstawie identyfikatora, takiego jak imię i nazwisko, numer identyfikacyjny, dane o lokalizacji, identyfikator internetowy, jeden bądź kilka szczególnych czynników określających fizyczną, fizjologiczną, genetyczną, psychiczną, ekonomiczną, kulturową lub społeczną tożsamość danej osoby fizycznej. Można zauważyć, że w porównaniu z definicją danych osobowych zawartą w dyrektywie 95/46/WE[26], która wcześniej regulowała problematykę ochrony danych osobowych w państwach Unii Europejskiej, został rozszerzony katalog przykładów danych osobowych (Lubasz, 2017, s. 163–164). Chodzi tutaj o dane elektroniczne, takie jak dane o lokalizacji czy identyfikator internetowy. Powyższy zabieg odpowiada aktualnemu kierunkowi orzecznictwa[27] Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej oraz opiniom Grupy Roboczej Art. 29[28], a w szczególności wydanej przez nią opinii 4/2007[29] w sprawie pojęcia danych osobowych (Lubasz, 2017, s. 163–164). W przypadku zawierania i realizacji umowy na dostawę energii elektrycznej przetwarzanymi danymi osobowymi będzie zbiór informacji, w skład którego wchodzić będą między innymi: imię i nazwisko, numer PESEL, adres zamieszkania, numer klienta odbiorcy energii elektrycznej. Ponadto jeśli adres e-mail konsumenta będzie zawierał w sobie czynniki pozwalające na identyfikację jego osoby (tj. imię i nazwisko),

[23] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 27.12.2017 r., nr DDK-9/2017.

[24] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 30.12.2016 r., nr DDK-25/2016.

[25] Zob. dec. Prezesa UOKiK z dnia 29.12.2017 r., nr DDK-11/2017.

[26] Dz. Urz. UE z 1995 r. Nr L 281/31.

[27] Zob. wyr. TS UE z dnia 19.10.2016 r., C-582/14, *Patrick Breyer v. Bundesrepublik Deutschland*.

[28] Grupa robocza ds. ochrony osób fizycznych w zakresie przetwarzania danych osobowych została powołana na mocy art. 29 Dyrektywy 95/46/WE, jako niezależny podmiot o charakterze doradczym.

[29] Opinia Grupy Roboczej Art. 29 4/2007 w sprawie pojęcia danych osobowych (WP136).

to Generalny Inspektor Ochrony Danych Osobowych[30] stoi na stanowisku, że jego także będzie można uznać za dane osobowe. Za dane osobowe, zgodnie ze stanowiskiem GIODO, należy uznać także dane pomiarowe o zużyciu energii elektrycznej, z związku z czym ochrona tych danych także będzie podlegać przepisom RODO (Billewicz, 2014, s. 13–14).

Należy zaznaczyć, że na gruncie unijnego rozporządzenia o ochronie danych osobowych zostały wyróżnione dwa rodzaje danych osobowych: dane zwykłe oraz dane szczególnych kategorii, które nazywa się także danymi wrażliwymi. W art. 9 RODO wskazany został zamknięty katalog danych szczególnych kategorii. Zgodnie z nim za dane szczególnych kategorii należy uznać dane osobowe ujawniające pochodzenie rasowe, etniczne, poglądy polityczne, przekonania religijne czy światopoglądowe, przynależność do związków zawodowych, a także dane genetyczne i biometryczne przetwarzane w celu jednoznacznego zidentyfikowania osoby fizycznej, dane dotyczące zdrowia, seksualności lub orientacji seksualnej tej osoby. Natomiast danymi osobowymi zwykłymi będą wszystkie pozostałe dane niewymienione w katalogu zawartym w art. 9 RODO. Należy tutaj zaznaczyć, że dostawcy energii tak na etapie zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, jak i w trakcie jej wykonywania nie powinni przetwarzać danych osobowych szczególnych kategorii. Jest to wyrazem zasady minimalizacji danych, będącej jedną z zasad regulujących przetwarzanie danych osobowych na gruncie RODO[31]. Zgodnie z nią przetwarzane dane osobowe muszą być adekwatne oraz ograniczone do tego, co jest niezbędne dla osiągnięcia celów, w których są one przetwarzane. Natomiast w przypadku zawierania, jak i wykonywania umowy sprzedaży energii elektrycznej nie będzie istniała potrzeba przetwarzania takich danych, gdyż nie będzie to konieczne w trakcie tak zawarcia, jak i wykonania umowy, więc co do zasady zgodnie z postanowieniami RODO będzie zakazane.

Niezwykle ważne jest wskazanie, jak na gruncie RODO rozumie się przetwarzanie danych osobowych. Zgodnie z art. 4 pkt. 2 RODO „**przetwarzanie** oznacza operację lub zestaw operacji wykonywanych na danych osobowych lub zestawach danych osobowych w sposób zautomatyzowany lub niezautomatyzowany, taką jak zbieranie, utrwalanie, organizowanie, porządkowanie, przechowywanie, adaptowanie lub modyfikowanie, pobieranie, przeglądanie, wykorzystywanie, ujawnianie poprzez przesłanie, rozpowszechnianie lub innego rodzaju udostępnianie, dopasowywanie lub łączenie, ograniczanie, usuwanie lub niszczenie”[32]. Należy tutaj zaznaczyć, że czynności wyliczone w przytoczonym przepisie, a wchodzące w zakres pojęcia „przetwarzania danych osobowych”, stanowią jedynie przykładowe wyliczenie i nie są katalogiem zamkniętym. Twórcy RODO wyszli z założenia, że nie jest możliwe z góry określenie jakie czynności wchodzą lub będą w przyszłości wchodzić w zakres omawianego pojęcia (Litwiński, 2017, s. 197). Można zauważyć, że na gruncie RODO pojęcie „przetwarzania danych osobowych” jest rozumiane bardzo szeroko, gdyż już samo pobieranie danych od potencjalnego odbiorcy energii, w trakcie procesu zawierania umowy sprzedaży energii elektrycznej, będzie kwalifikowane jako przetwarzanie danych osobowych. To natomiast będzie się wiązało z koniecznością realizacji obowiązków ciążących na administratorze danych osobowych, w tym obowiązku informacyjnego, już na etapie zawierania umowy. Na gruncie RODO nie zdefiniowano samego pojęcia „zbierania danych osobowych”.

[30] Generalny Inspektor Ochrony Danych Osobowych (GIODO) – polski organ do spraw ochrony danych osobowych w latach 1997–2018, 25.05.2018 r. zastąpiony przez Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych.

[31] Zob. art. 5 ust. 1 lit. c RODO.

[32] Art. 4 pkt. 2 RODO.

Dlatego chcąc rozstrzygnąć czy konkretna czynność stanowi zbieranie danych osobowych należy w pierwszej kolejności ustalić, w jakim celu osoba wchodzi w posiadanie danych osobowych, gdyż koniecznym dla zakwalifikowania danej czynności jako zbierania danych osobowych jest nie tylko zapoznanie się z danymi, lecz także chęć ich dalszego przetwarzania (Litwiński, 2017, s. 199). Ponadto nie ulega wątpliwości, że wśród czynności przetwarzania danych osobowych wymienionych w art. 4 pkt. 2 RODO to właśnie zbieranie danych ma szczególne znaczenie. Wynika to z faktu, że zbieranie danych wiąże się bezpośrednio z uzyskaniem faktycznego władztwa nad danymi przez inny podmiot niż osoba, której te dane dotyczą (Litwiński, 2017, s. 198).

Podczas przedstawiania pojęcia „przetwarzania danych osobowych" pojawił się termin „administratora danych", na podstawie art. 4 pkt 7 RODO można wskazać, że „administrator oznacza osobę fizyczną lub prawną, organ publiczny, jednostkę lub inny podmiot, który samodzielnie lub wspólnie z innymi ustala cele i sposoby przetwarzania danych osobowych; jeżeli cele i sposoby takiego przetwarzania są określone w prawie Unii lub w prawie państwa członkowskiego, to również w prawie Unii lub w prawie państwa członkowskiego może zostać wyznaczony administrator lub mogą zostać określone konkretne kryteria jego wyznaczania"[33]. W kontekście przetwarzania danych osobowych w trakcie procesu zawarcia i wykonywania umowy sprzedaży energii elektrycznej należy wskazać, że administratorem danych będzie przedsiębiorstwo energetyczne, którego przedmiotem działalności będzie dostawa (sprzedaż) energii elektrycznej. To właśnie przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej będzie decydowało o celach i sposobie przetwarzania danych osobowych. Ponadto to wspomniany podmiot będzie zobowiązany do dbania, by przetwarzanie odbywało się w zgodzie z RODO oraz wykazania w razie ewentualnej kontroli organu nadzorczego (Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych[34]) wspomnianej zgodności[35]. Dodatkowo to właśnie administrator danych ponosi odpowiedzialność za ewentualny incydent ochrony danych osobowych. Natomiast gdy wspomniany incydent będzie stwarzał ryzyko naruszenia praw lub wolności osób fizycznych, może powstać konieczność zgłoszenia przez administratora naruszenia organowi nadzorczemu – bez zbędnej zwłoki, a najpóźniej w ciągu 72 godzin od wykrycia incydentu.

Analizując proces zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej należy wskazać, że czasami występować w nim będą podmioty trzecie, którymi mogą być agenci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostawą energii elektrycznej. Wspomniani agenci, w imieniu przedsiębiorstw energetycznych, będą zawierać umowy sprzedaży energii z odbiorcami. W związku z powyższym nie budzi wątpliwości, że agenci przedsiębiorstw energetycznych także będą przetwarzali dane osobowe, jednak nie będą oni administratorami, a podmiotami przetwarzającymi (procesorami). Wspomniany podmiot przetwarzający na podstawie art. 4 pkt 8 RODO oznacza osobę fizyczną lub prawną, organ publiczny, jednostkę lub inny podmiot, który przetwarza dane osobowe w imieniu administratora danych. Ponadto należy wskazać, że podmiot przetwarzający (procesor) przetwarzając dane osobowe w imieniu administratora, nie może realizować własnych celów przetwarzania danych (Litwiński, 2017, s. 226). Można wskazać, że agenci przedsiębiorstw energetycznych, których przedmiotem działalności jest sprzedaż energii elektrycznej, wpisują się

[33] Art. 4 pkt. 7 RODO.

[34] Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych (UODO) – organ właściwy do spraw ochrony danych osobowych na terytorium Polski, jest prawnym kontynuatorem GIODO.

[35] Zob. art. 5 ust. 2 RODO.

w pojęcie „podmiotu przetwarzającego" na gruncie RODO. Decydujące znaczenie ma w tej kwestii fakt, że zawierają oni umowy z odbiorcami energii w imieniu przedsiębiorstw energetycznych. Tak samo wspomniani agenci pozyskują, a później w dalszym ciągu przetwarzają, dane osobowe odbiorców energii elektrycznej w imieniu przedsiębiorstw energetycznych. Należy wskazać, że powierzenie przetwarzania danych przez administratora danych (sprzedawcy energii) co do zasady odbywa się na podstawie umowy powierzenia zawieranej z podmiotami przetwarzającymi (ewentualni agenci sprzedawców energii)[36].

VI. Zasady przetwarzania danych osobowych na gruncie RODO

Można wskazać, że przetwarzanie danych osobowych zostało oparte na fundamencie zasad zawartych w art. 5 ust. 1 RODO. Zasady dotyczące przetwarzania danych osobowych wskazują, w jaki sposób można przetwarzać dane osobowe, niejako kreując granice dla realizacji omawianych czynności przetwarzania. Pierwsza ze wspomnianych zasad, w doktrynie nazywana zasadą legalności, wskazuje, że przetwarzanie danych osobowych musi być zgodnie z prawem, czyli odbywać się na podstawie prawnej[37]. Artykuł 6 ust. 1 RODO dookreśla zaś w przypadku spełnienia jakich warunków przetwarzanie danych będzie zgodne z prawem. Jeżeli dane przetwarzane są przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej oraz ich agentów, podstawą do przetwarzania danych osobowych będzie najczęściej ich niezbędność do zawarcia czy wykonania umowy[38], a także do realizacji prawnie uzasadnionych interesów administratora[39]. W drugim przypadku chodzi o dochodzenie ewentualnych roszczeń związanych z umową sprzedaży energii elektrycznej lub obronę przed nimi. Można wskazać, że w przypadku wystąpienia powyższych przesłanek (podstaw prawnych) nie ma większego sensu wykorzystywać do legalizacji przetwarzania zgody, o której mowa w art. 6 ust. 1 lit. a RODO, a ewentualne zastosowanie takiego zabiegu będzie jedynie dodatkowym kłopotliwym obowiązkiem dla administratora lub procesora przetwarzającego dane osobowe.

Kolejna zasada, zwana zasadą rzetelności, podobnie jak poprzednio omówiona zasada, została wyrażona w art. 5 ust. 1 lit. a RODO. Wspomnianą zasadę rzetelności rozumie się jako nakaz uwzględniania przez administratorów danych interesów i rozsądnych oczekiwań osób, których dane przetwarzają. Ponadto wskazuje się, że wymóg ten w polskim porządku prawnym powinien być interpretowany w taki sposób, aby przetwarzanie danych osobowych pozostawało zgodne z zasadami współżycia społecznego (Litwiński, 2017, s. 259). Powyższe zobowiązuje administratora do wzięcia pod uwagę interesów i uzasadnionych oczekiwań osoby, której dane dotyczą, poprzez spełnienie kryterium proporcjonalności ingerencji w prywatność spowodowanej przetwarzaniem danych, a także zapewnienie przejrzystości przetwarzania danych oraz zapewnienie, że dane nie będą przetwarzane w innych celach bez zgody podmiotu danych (Lubasz, 2017, s. 327). W związku z powyższym można zauważyć, że omawiana zasada jest rozumiana bardzo szeroko i wymaga od administratora wyważenia między prawem do ochrony danych osobowych a interesami podmiotów przetwarzających dane. Zasada ta przy przetwarzaniu danych osobowych

[36] Zob. art. 28 ust. 3 RODO.

[37] Zob. art. 5 ust. 1 lit. a RODO.

[38] Art. 6 ust. 1 lit. b RODO.

[39] Art. 6 ust. 1 lit. f RODO.

pełni podstawową funkcję, gdyż stanowi punkt wyjścia dla pozostałych zasad przetwarzania danych osobowych, często obejmując je swoim zakresem (Litwiński, 2017, s. 258).

Trzecią zasadą wyrażoną w art. 5 ust. 1 lit. a RODO jest zasada przejrzystości. Ma ona kluczowe znaczenie dla rzetelnego przetwarzania danych osobowych, gdyż wymaga, aby operacje przetwarzania danych osobowych były transparentne dla osób, których dane dotyczą. Na gruncie omawianej zasady przepisy RODO w istotny sposób rozbudowują obowiązki dotyczące informowania podmiotów danych, w tym umożliwienia osobom, których dane dotyczą, realizacji swoich uprawnień. Motyw 39 RODO precyzuje, że wszelkie informacje i komunikaty związane z przetwarzaniem danych osobowych powinny być łatwo dostępne i zrozumiałe. Należy podkreślić, że bardzo ważnym wymogiem nałożonym na administratora jest obowiązek formułowania informacji kierowanych do osób, których dane dotyczą, w jasny i prosty sposób (Lubasz, 2017, s. 328). Z zasady przejrzystości wynika obowiązek aktywnego działania po stronie administratora, który powinien dążyć do przekazania informacji w sposób odpowiedni dla konkretnej grupy osób, których dane dotyczą. Należy podkreślić, że zasada przejrzystości przede wszystkim wymaga informowania osób, których dane dotyczą, o tożsamości administratora (sprzedawcy energii elektrycznej), celach przetwarzania oraz podania innych informacji mających zapewnić rzetelność i przejrzystość przetwarzania w stosunku do osób, których sprawa dotyczy (Lubasz, 2017, s. 329). Omawiana zasada ma bardzo duże znaczenie dla procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, gdyż w praktyce powinna w najbliższym czasie doprowadzić do zaprzestania wcześniej przedstawionej nagannej praktyki podszywania się pod obecnego sprzedawcę energii elektrycznej lub jego zwierzchnika. Zgodnie z postanowieniami RODO taka praktyka będzie naruszeniem obowiązku informacyjnego i będzie mogła skutkować nałożeniem bardzo wysokich kar finansowych na nieuczciwe podmioty, dużo bardziej dotkliwych niż obecnie nakładane przez Prezesa UOKiK.

Niezwykle ważną zasadą, która została już wcześniej zasygnalizowana, jest zasada ograniczenia celu przetwarzania zawarta w art. 5 ust. 1 lit. b RODO. Zgodnie z nią dane osobowe muszą być zbierane w oznaczonych, wyraźnych i prawnie uzasadnionych celach i nieprzetwarzane dalej w sposób niezgodny z tymi celami. Ponadto dalsze przetwarzanie do celów archiwalnych w interesie publicznym, do celów badań naukowych lub do celów statystycznych nie jest uznawane w myśl art. 89 ust. 1 RODO za niezgodne z pierwotnymi celami. Należy wskazać, że cele zbierania danych powinny być określone nie później niż w momencie ich zbierania (Lubasz, 2017, s. 330). Oznaczoność celu polega na założeniu, że zbieranie danych nie jest dopuszczalne, jeżeli nie zostały określone cele, dla których mają być one zebrane. Omawiany nakaz ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia zgodności przetwarzania danych z pozostałymi zasadami ochrony danych osobowych, ponieważ określenie celu lub celów zbierania danych determinuje możliwość zastosowania pozostałych zasad przetwarzania danych, takich jak zasady minimalizacji danych, ograniczenia przechowywania, rzetelności czy legalności (Lubasz, 2017, s. 330). Konieczność oznaczenia celu jest równoznaczna z zakazem zbierania danych „na zapas" dla przyszłych, nieoznaczonych jeszcze celów. W kontekście tematyki niniejszego opracowania co do zasady celem przetwarzania danych będzie zawarcie oraz późniejsze wykonywanie umowy sprzedaży energii elektrycznej. W świetle art. 6 ust. 4 RODO przetwarzanie danych w innym celu niż cel, w którym zostały one zebrane, może odbywać się na podstawie: zgody osoby, której dane

dotyczą lub prawa Unii, prawa państwa członkowskiego, które stanowi niezbędny i proporcjonalny środek służący zagwarantowaniu celów, o których mowa w art. 23 ust. 1 RODO (Lubasz, 2017, s. 333–334).

Kolejną zasadą, również już wcześniej napomnianą, jest zasada minimalizacji danych. Zgodnie z nią przetwarzane dane muszą być adekwatne, stosowne oraz ograniczone do tego, co jest niezbędne do osiągnięcia celów, w których są one przetwarzane[40]. Powiązana z powyższą jest zasada prawidłowości, według której dane osobowe muszą być prawidłowe i w razie potrzeby uaktualniane. Ponadto na podstawie ostatnio przytoczonej zasady należy podjąć wszelkie rozsądne działania, aby dane osobowe, które są nieprawidłowe zostały niezwłocznie usunięte lub sprostowane[41]. Można zauważyć, że zasada minimalizacji danych wprowadza ilościowe ograniczenie zbierania i dalszego przetwarzania danych osobowych, co odróżnia ją od zasady prawidłowości (poprawności) danych, która koncentruje się na ich jakości (Lubasz, 2017, s. 337). Można zauważyć, że zasada minimalizacji danych osobowych nie jest nowością, gdyż już na gruncie ustawy o ochronie danych osobowych z dnia 29 sierpnia 1997 r.[42] obowiązywała zasada adekwatności danych[43], będąca odpowiednikiem omawianej zasady (Litwiński, 2017, s. 262–264). Zgodnie z zasadną minimalizacji danych mogą być one przetwarzane tylko w takim zakresie, jaki jest niezbędny dla osiągnięcia celu ich zebrania. Dlatego przetwarzanie danych osobowych w zakresie zbędnym dla osiągnięcia wcześniej oznaczonych celów będzie co do zasady oznaczało naruszenie przepisów RODO (Lubasz, 2017, s. 337–338). W praktyce będzie to oznaczało, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej, ich agenci lub inne podmioty w ich imieniu przetwarzające dane osobowe nie będą mogły co do zasady przetwarzać danych osobowych szczególnych kategorii. Przykładem naruszenia zasady minimalizacji danych jest, obecnie już rzadko spotykana, praktyka kserowania (fotografowania) dowodów osobistych. Można wskazać, że w powyższym przypadku administrator (sprzedawca energii elektrycznej) pobiera dane, które nie są niezbędne do zawarcia oraz wykonywania umowy (np. wizerunek osoby, imiona rodziców, miejsce zameldowania, wzrost, kolor oczu).

Należy wspomnieć także o zasadzie ograniczenia przechowywania, o której wspomina art. 5 ust. 1 lit. e RODO. Zgodnie z nią dane muszą być przechowywane w formie umożliwiającej identyfikację osoby, której dane dotyczą, przez okres nie dłuższy niż jest to niezbędne do celów, w których dane osobowe są przetwarzane. Zgodnie z omawianą zasadą dane osobowe można przechowywać przez okres dłuższy, o ile będą one przetwarzane wyłącznie do celów archiwalnych w interesie publicznym, do celów badań naukowych, historycznych lub statystycznych z zastrzeżeniem, że wdrożone zostaną odpowiednie środki techniczne i organizacyjne wymagane na mocy RODO w celu ochrony praw i wolności osób, których dane dotyczą. Natomiast należy wskazać, że ogólną zasadą jest zakaz przechowywania danych w nieskończoność (Lubasz, 2017, s. 339–340). W przypadku przetwarzania danych osobowych na potrzeby zawarcia oraz realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej okres retencji danych powinien zostać określony w taki sposób, aby dane w celu wykonania umowy były przetwarzane do momentu wygaśnięcia

[40] Zob. art. 5 ust. 1 lit. c RODO.

[41] Zob. art. 5 ust. 1 lit. d RODO.

[42] Dz.U. 1997, Nr 133, poz. 883.

[43] Art. 26 ust. 1 pkt 3, *ibidem*.

umowy. Natomiast w celu ewentualnego dochodzenia lub obrony przed roszczeniami związanymi z umową sprzedaży okres retencji danych będzie wynosił 6 lat od momentu wygaśnięcia umowy, w tym przypadku znajdzie zastosowanie przepis art. 118 kodeksu cywilnego[44].

VII. Podsumowanie

Przedstawiona problematyka jest niezwykle istotna ze względu na stale rosnącą liczbę konsumentów zmieniających dostawcę energii elektrycznej. Można wskazać, że w grupie taryfowej G (gospodarstwa domowe) w grudniu 2016 r. zmiany dostawcy dokonało 462 tys. odbiorców energii elektrycznej, a w analogicznym okresie w 2017 r. było ich już 546 tys. Natomiast w przypadku grup taryfowych A, B, C (firmy) było to odpowiednio 173 tys. odbiorców w grudniu 2016 r. oraz 188 tys. w grudniu 2017 r. Stale zwiększająca ilość zmian sprzedawcy energii elektrycznej z jednej strony wynika z wielu ułatwień wprowadzonych w opisywanej procedurze, z drugiej zaś – zwiększa się świadomość konsumentów o przysługujących im prawach. Można jednak wskazać, że znaczna część konsumentów wiąże zmianę sprzedawcy z wieloma obawami przed nieuczciwymi praktykami sprzedawców energii elektrycznej oraz ich agentów. Dla wspomnianych agentów liczy się tylko ilość podpisywanych umów sprzedaży energii elektrycznej, gdyż otrzymują oni prowizję właśnie od ich ilości. Dlatego też wielu agentów przedsiębiorstw energetycznych stosuje nieuczciwe praktyki w celu zwiększenia ilości podpisywanych umów. Rozwiązaniem przedstawionego problemu byłoby zwiększenie kontroli agentów przez przedsiębiorstwa energetyczne. Powyższe rozwiązanie jest w interesie przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się sprzedażą energii, gdyż to oni ponoszą odpowiedzialność za nieuczciwe praktyki stosowane przez wspomnianych agentów. Wspomniane nieuczciwe praktyki agentów sprzedawców energii elektrycznej obecnie najsilniej naruszają zbiorowe interesy konsumentów i zasady dotyczące uczciwej konkurencji podmiotów rynku energii elektrycznej, których przedmiotem działalności jest sprzedaż energii elektrycznej. Jednak można wskazać, że opisane praktyki stanowią ostatnio obiekt zainteresowania UOKiK. W związku z powyższym można spodziewać się kolejnych decyzji Prezesa UOKiK w przedmiocie nałożenia kar na podmioty naruszające zbiorowe interesy konsumentów.

Ponadto w niniejszym opracowaniu wskazano, że istotny wpływ na procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej będzie miał początek stosowania RODO. Unijne rozporządzenie nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne oraz ich agentów dodatkowe wymagania, w związku z przetwarzaniem danych osobowych osób fizycznych, których brak realizacji może spowodować, nałożenie dotkliwych kar finansowych przez Prezesa UODO w wysokości nawet do 20 mln euro[45]. Można wskazać, że szczególnie realizacja obowiązku informacyjnego, który wymaga jasnego i wyraźnego wskazania podmiotu przetwarzającego dane, tj. sprzedawcy energii elektrycznej, przyczyni się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa konsumentów.

Problematyka zwiększenia poziomu ochrony odbiorców energii elektrycznej jest przedmiotem zainteresowania tak Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, jak i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki[46] oraz Ministerstwa Energii. Prezesi UOKiK i URE wyszli z postulatem dotyczącym wprowadzenia zakazu zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej poza lokalem

[44] Dz.U. 1964, Nr 16, poz. 93 ze zm.

[45] Zob. art. 83 ust. 5 RODO.

[46] Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) jest centralnym organem administracji rządowej, powołanym do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji.

przedsiębiorstwa energetycznego (Świętochowska, 2018). Jednak wydaje się, że takie rozwiązanie mogłoby nadmiernie ingerować w swobodę umów oraz prawa konsumentów, gdyż zostaliby oni ograniczeni w możliwości wyboru trybu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast propozycje Ministerstwa Energii obejmują wprowadzenie wzorców umownych oraz obowiązku informowania konsumenta w jasny sposób o istotnych postanowieniach umowy przez przedsiębiorstwo energetyczne, a także zakładają wprowadzenie dla Prezesa URE upoważnienia do cofnięcia koncesji albo zmiany jej zakresu w przypadku wydania przez Prezesa UOKiK wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów[47]. Można wskazać, że stosowanie jednolitych wzorców umownych poprawiłoby sytuację konsumentów, szczególnie tych, którzy mają problemy ze zrozumieniem treści postanowień umowy. Ponadto można zauważyć, że druga propozycja Ministerstwa stanowi rozszerzenie zakresu informacji, które muszą być przekazane konsumentowi w jasny i prosty sposób na gruncie RODO. Chodzi tutaj przede wszystkim o rzetelne informowanie konsumenta o wszystkich kosztach (w tym dodatkowych opłatach handlowych), które będzie on musiał ponosić w związku z zawarciem oraz realizacją umowy sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast trzecia propozycja miałaby być narzędziem represyjnym wobec nieuczciwych sprzedawców energii. Kończąc, można wskazać, że wprowadzenie propozycji Ministerstwa Energii mogłoby polepszyć ochronę odbiorców energii elektrycznej. Wspomniane zwiększenie ochrony konsumentów połączone z ograniczeniem nieuczciwych praktyk sprzedawców energii mogłoby doprowadzić do zwiększenia zaufania odbiorców końcowych, co do samej procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, a przez to do istotnego zwiększenia liczby zawieranych nowych umów sprzedaży.

Bibliografia

Bielak-Jomaa, E. i Lubasz, D. (red.). (2017). *RODO, Ogólne Rozporządzenie o Ochronie Danych, Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.

Billewicz, K. (2014). Ochrona danych osobowych – teoria i fikcja. *Wiadomości elektrotechniczne*, 7.

Cialdini, R. (2000). *Wywieranie wpływu na ludzi. Teoria i praktyka*. Gdańsk: Gdańskie Wydawnictwo Psychologiczne.

Czarnecka, M. (2012). *Prawo energetyczne. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Czarnecka, M. (red.). (2014). *Konsument na rynku energii elektrycznej*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Langowski, R. (2016). Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej – uwarunkowania rynkowe w Polsce. *Rynek Energii*, 6.

Litwiński, P. (2017). *Rozporządzenie UE w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i swobodnym przepływem takich danych. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Lubasz, D. (2017). *RODO, Ogólne Rozporządzenie o Ochronie Danych, Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.

Muras, Z. i Swora, M. (red.). (2016). *Prawo Energetyczne. Tom II. Komentarz do art. 12–72*. Warszawa: Wolters Kluwer.

Pawełczyk, M. (2012). *Prawo energetyczne. Komentarz*. Poznań: Wydawnictwo IURIS.

[47] Zob. projekt ustawy z dnia 5.10.2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (nr z wykazu UC34).

Pawełczyk, M. (2013). Przedsiębiorstwo energetyczne a konsument w sektorze energetycznym – propozycja nowego modelu ustrojowego ochrony zbiorowych interesów konsumentów w sektorze energetycznym. W: A. Walaszek-Pyzioł (red.), *Regulacja, innowacja w sektorze energetycznym*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Powałowski, A. i Skutecka, D. (2013). Miejsce odbiorcy na rynku energii wobec zachodzących na nim procesów z uwzględnieniem zmian w tzw. trójpaku energetycznym. W: A. Walaszek-Pyzioł (red.), *Regulacja, innowacja w sektorze energetycznym*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Sygnowski, G. (2014). Energia niekoniecznie od firmy energetycznej − wyniki badania w zakresie zmiany sprzedawcy. *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*, *1*.

Szablewski, A.T. (2012). *Liberalizacja a bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej*. Warszawa: Wydawnictwo Key Text.

Świętochowska, E. (2018). *Koniec z wprowadzaniem klientów w błąd. UOKiK chce zaostrzenia przepisów*. Pozyskano z: https://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/1120116,uokik-chce-zaostrzenia-przepisow-wzgledem-nieuczciwych-firm.html (1.08.2019).

Ignacio Herrera-Anchustegui*, Marcin Kraśniewski**

Wyłączenia stosowania dyrektywy w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych – przegląd prawa i orzecznictwa unijnego w zarysie[1]

Spis treści

I. Zamiast wprowadzenia – obowiązek i wyłączenia stosowania zamówień
II. Podstawy materialne wyłączeń stosowania dyrektywy sektorowej
III. Praktyka decyzyjna Komisji Europejskiej w zakresie przyznawania wyłączeń stosowania dyrektywy sektorowej w sektorze energetycznym
IV. Wnioski

Streszczenie

W niniejszym opracowaniu przedstawiono dotychczasową praktykę w zakresie przyznawania wyłączeń od stosowania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylającej dyrektywę 2004/17/WE. Zauważalna jest wzrastająca liczba pozytywnych decyzji Komisji w tym zakresie. Autorzy przyjmują, że z czasem pojedyncze wyłączenia dyrektywy sektorowej doprowadzą do wyłączenia całego sektora energetycznego lub jego znacznej części spod unijnych zasad udzielania zamówień publicznych. W artykule dokonano analizy podstaw prawnych przyznawania wyłączeń oraz wydanych na ich podstawie decyzji Komisji Europejskiej dla podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w sektorze energetycznym.

Słowa kluczowe: zamówienia publiczne; sektor energetyczny; konkurencja; przedsiębiorstwa energetyczne.

JEL: K23, K32, K33

* Doktor nauk prawnych; pracownik naukowy na Wydziale Prawa Uniwersytetu w Bergen (Norwegia); członek stały Bergen Center for Competition Law & Economics (BECCLE). E-mail: ignacio.herrera-anchustegui@uib.no.

** Doktorant w Katedrze Europejskiego Prawa Gospodarczego (Zakład Prawa Gospodarczego Publicznego) na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; wiceprezes Zarządu Polskiej Fundacji Prawa Konkurencji i Regulacji Sektorowej *Ius Publicum* w Warszawie. E-mail: mkrasniewski@wpia.uni.lodz.pl; krasniewski@iuspublicum.pl; https://orcid.org/0000-0002-8552-4182.

[1] Niniejszy artykuł powstał na bazie referatu dr Ignacio Herrera-Anchustegui wygłoszonego podczas International Academic Conference Security and regulation of the energy market (Łódź, dn. 23–24.05.2019 r.). Referat został przygotowany w ramach programu: „Regulating energy markets, a perspective from EEA/EU Competition and Public Procurement Law" finansowanego przez Uniwersytet w Bergen oraz Equinor ASA.

I. Zamiast wprowadzenia – obowiązek i wyłączenia stosowania zamówień

Podmioty gospodarcze działające w sektorze energetycznym, transportowym, zwłaszcza transportu kolejowego, wodno-kanalizacyjnym oraz pocztowym objęte są unijnymi regułami w zakresie udzielania zamówień publicznych dotyczących zakupów towarów, robót budowlanych lub usług, niezależnie od tego czy są one podmiotami publicznymi, czy prywatnymi. Kluczową z tego względu wydaje się być dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych[2]. Podmioty działające we wskazanych powyżej sektorach infrastrukturalnych pozostawały i wciąż pozostają pod wpływem państwa – są one podmiotami publicznymi albo są kontrolowane, albo nadzorowane przez państwo. Same sektory infrastrukturalne mają charakter rynków zamkniętych, na których podmioty prowadzą działalność gospodarczą, ze względu na istnienie praw specjalnych lub wyłącznych przyznawanych przez państwa członkowskie w zakresie zaopatrywania, udostępniania lub obsługi sieci do świadczenia przedmiotowych usług [3].

Reguły udzielania zamówień publicznych, o których mowa w dyrektywie sektorowej oznaczają, że podmioty zamawiające muszą przeprowadzać postępowanie o udzielenie zamówienia, jeżeli chcą one nabyć towary, które mają służyć prowadzonej działalności gospodarczej. Dotyczy to również przypadków, gdy podmiot prowadzi działalność na podstawie specjalnych lub praw wyłącznych[4] (w przypadku podmiotów prywatnych) lub gdy jest on uznawany za instytucję zamawiającą[5]. Dla podmiotów działających w sektorze energetycznym oznacza to, że za każdym razem podmiot, który dostarcza lub świadczy usługi energetyczne, takie jak produkcja, transport lub dystrybucja gazu, ciepła lub energii elektrycznej oraz świadczy dostawy gazu, ciepła lub energii elektrycznej do takich sieci, muszą dokonywać zakupów zgodnie z dyrektywą sektorową[6]. „Dostawa" oznacza wytwarzanie (produkcję), sprzedaż hurtową i detaliczną[7]. Ponadto system zamówień publicznych obowiązuje również w ramach działalności związanej z wydobyciem ropy naftowej i gazu oraz poszukiwaniem lub wydobyciem węgla albo innych paliw stałych[8]. W związku z tym zakres dyrektywy sektorowej może obejmować wytwórców i dystrybutorów energii, operatorów systemu przesyłowego, a nawet podmioty handlujące energią (spółki obrotu).

System zamówień obejmuje zarówno publiczne, jak i prywatne przedsiębiorstwa energetyczne oraz inne podmioty działające w poszczególnych sektorach infrastrukturalnych. W przypadku podmiotów prywatnych – nazywanych podmiotami zamawiającymi – dotyczy to wyłącznie przypadków, gdy dany podmiot otrzymał prawo do działania w sposób wyłączny lub szczególny

[2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26.02.2014 r. w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylająca dyrektywę 2004/17/WE, (Dz. Urz. UE 2014 L 94/243) (dalej: dyrektywa 2014/25 lub dyrektywa sieciowa).

[3] Motyw 1 dyrektywy 2014/25.

[4] Nie jest jasne, jaki jest zakres „praw specjalnych lub wyłącznych" (*special or exclusive rights*) i czy należy interpretować je w świetle art. 106 TFUE, który dotyczy możliwości wykluczenia określonych usług z zastosowania reguł konkurencji. W wyroku C-302/94 dotyczącym łączy dzierżawionych w pkt. 34 TSUE zdaje się zauważać, że prawo specjalne lub wyłączne nie może być dostępne dla wszystkich podmiotów, które kwalifikują się do korzystania z tegoż. TSUE uznało, że prawa, które przyznano w drodze procedury zapewniającej odpowiednie upublicznienie postępowania i których przyznanie opierało się na obiektywnych kryteriach, nie stanowią praw specjalnych lub wyłącznych. A zatem przytoczone orzeczenie zawęża definicję i zdaje się wykluczać przypadki, w których nie ma marginesu dowolności przy przyznawaniu prawa. Zob. Article 4(2) Directive 2014/25. Wyr. z dnia 12.12.1996 r. w sprawie C-302/94 *Wielka Brytania v. Komisja Europejska dot. British Telecommu nications* (C-302/94, ECR 1996 p. I-6417) ECLI:EU:C:1996:485.

[5] Zob. art. 8 oraz art. 14 dyrektywy 2014/25/EU.

[6] Art. 8 oraz art. 9 dyrektywy 2014/25/EU.

[7] Art. 7 dyrektywy 2014/25/EU.

[8] Art. 14 dyrektywy 2014/25/EU.

(*special or exclusive rights*) – uznaje się bowiem, że pozostają one pod wpływem państwa[9]. Należy jednak nadmienić, że jeżeli upoważnienie (*license*) do wykonywania określonej działalności gospodarczej zostało przyznane zgodnie z dyrektywą w sprawie energii elektrycznej[10] lub dyrektywie gazowej[11], prawa te nie są ani specjalne, ani wyłączne. A zatem dyrektywa sektorowa nie znajduje zastosowania w tych przypadkach[12].

Objęcie zakresem zastosowania dyrektywy sektorowej znacznie ogranicza możliwość wyboru dostawcy oraz możliwości negocjacyjne nabywcy. Zasadniczym celem dyrektywy jest to, aby rynki historycznie monopolistyczne i zasiedziałe przez jedno krajowe przedsiębiorstwa pionowo zintegrowane (rynek wyłącznie krajowy) zostały otwarte na konkurencję wewnątrzwspólnotową, a także zostały ograniczone różne rodzaje ryzyka związane z faworyzowaniem podmiotów z tego samego kraju (Arrowsmith, 2018, par. 6–10) oraz korupcja. Przyjęte rozwiązania winny następnie przełożyć się na wypracowanie najskuteczniejszego sposobu wykorzystania środków publicznych.

W dyrektywie sektorowej[13] oraz jej poprzednim odpowiedniku[14] przyjęto jednak, że zarysowane powyżej ograniczenia w zakresie aktywności zakupowej podmiotów, którym powierzono świadczenie usług użyteczności publicznej w sektorach infrastrukturalnych nie muszą być niezbędne do zapewnienia skutecznego wykorzystywania środków publicznych i zapobiegnięcia zjawisku faworyzowania określonych podmiotów, nienależnym przywilejom lub korupcji, jeżeli na danych rynkach występuje wystarczająca silna konkurencja, tj. bezpośrednio podlegają konkurencji (*competitive pressure*) (Arrowsmith, 2018, s. 16–56). A zatem podmioty, które musiałyby udzielać zamówień publicznych zgodnie z dyrektywą sektorową są zwolnione z tego obowiązku, jeżeli państwo członkowskie lub podmiot zamawiający są w stanie wykazać, że wykonywana działalność bezpośrednio podlega konkurencji na rynkach, do których dostęp nie jest ograniczony[15]. Wyłączenie takie jest przyznawane przez Komisję Europejską po przeprowadzeniu postępowania zakończonego pozytywną decyzją, o której mowa w art. 35 dyrektywy sektorowej. Procedurę tę uregulowano w decyzji Komisji 2016/1804[16].

II. Podstawy materialne wyłączeń stosowania dyrektywy sektorowej

Zgodnie z art. 34 dyrektywy sektorowej, podobnie jak uprzednio obowiązującym art. 30 dyrektywy 2004/17/WE, zamówienia publiczne mające na celu umożliwienie prowadzenia określonych rodzajów działalności w obszarach, o których mowa art. 8–14 tejże nie podlegają jej przepisom, jeżeli wykazane zostanie podleganie danego rynku bezpośredniej presji konkurencji. Dyrektywa

[9] Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2016/167 z dnia 15.09.2016 r. wyłączająca dostawy detaliczne energii elektrycznej i gazu w Niemczech z zakresu stosowania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE (Dz. Urz. UE 2016 L 253/6). Zob. par. 8 decyzji.

[10] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity (OJ [2009] L 211/55).

[11] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13.07.2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, OJ L 211, 14.8.2009, s. 94–136.

[12] Art. 34(3) oraz motyw 20 dyrektywy 2014/25. W przypadku sektora energetycznego oznacza to, że beneficjentami wyłączenia będą najczęściej podmioty publiczne lub kontrolowane przez państwo oraz podmioty prywatne w państwach członkowskich, które nie wdrożyły w wystarczającym stopniu zasad wewnętrznego rynku UE w zakresie energii elektrycznej i gazu.

[13] Art. 34 oraz 35 dyrektywy 2014/25/EU.

[14] Dyrektywa 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31.03.2004 r. koordynująca procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 134 z 30.04.2004, s. 1–113.

[15] Art. 34(1) dyrektywy 2014/25/EU.

[16] Dec. wykonawcza Komisji (UE) 2016/1804 z dnia 10.10.2016 r. dotycząca szczegółowych zasad stosowania art. 34 i 35 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 275 z 12.10.2016, s. 39–53.

przewiduje zatem wyłączenie określonych rynków spod stosowania jej przepisów. Przyznane wyłączenie obejmuje całą działalność, dla której znajduje ono zastosowanie, dzięki czemu korzyści odniosą wszystkie podmioty, dla których dyrektywa wcześniej znajdowała zastosowanie. Możliwość skorzystania ma miejsce tylko wtedy, kiedy wnioskodawca, tj. instytucja zamawiająca, podmiot prawa publicznego lub podmiot prywatny prowadzący działalności na podstawie praw specjalnych lub wyłącznych, wykażą, że w państwie członkowskim, w którym prowadzą działalność gospodarczą, o której mowa w art. 8–14 dyrektywy sektorowej podlega bezpośrednio konkurencji na rynkach, do których dostęp nie jest ograniczony[17]. Beneficjent wyłączenia może w takim przypadku nabywać towary, usługi i roboty budowlane z pominięciem reguł udzielania zamówień publicznych.

Bezpośrednie podleganie danego rynku presji konkurencji jest ustalane w toku postępowania przeprowadzanego przez Komisję, która wykonuje test podlegania konkurencji. „Test" wykonywany jest w wyniku przeprowadzenia analizy rynkowej zarówno w zakresie produktów, jak i aspekcie geograficznych. Analiza ma doprowadzić do ustalenia istnienia i skali bezpośredniego podlegania konkurencji danego rynku. Jeżeli konkurencja jest wystarczająca, to podmioty na nim działające poddane są presji konkurencji, która w sposób naturalny wprowadza pożądane wolnorynkowe mechanizmy, które z tego względu nie muszą być stymulowane przez reguły udzielania zamówień. Warto podkreślić, że analiza koncentruje się na określonej działalności i na określonym rynku, a nie na zachowaniach danego podmiotu na analizowanym rynku. A zatem analiza ma charakter rynkowy, który dotyczy zarówno samej działalności, jak i obszaru geograficznego. Proces ten przebiega w sposób zbliżony do analiz rynkowych przeprowadzanych w sprawach z zakresu prawa konkurencji[18], przy czym parametry wykorzystywane w tych analizach są zróżnicowane[19].

Stosowane parametry są zróżnicowane w zależności od rynku, jaki jest poddawany analizie. Komisja stosuje szereg wskaźników oddający charakterystykę danego sektora gospodarki. Wskaźniki te nie są same w sobie decydujące i obligatoryjne, są jednak regularnie stosowane[20]. Pprzykładowo wśród paramentów wykorzystywanych przy analizach sektora energetycznego można wskazać: Komisja ocenia udziały rynkowe największych przedsiębiorstw energetycznych wykonujących analizowaną działalność, a więc działających w jednym z podsektorów (wydobycie, dystrybucja, obrót etc.); częstotliwość i łatwość zmieniania dostawcy energii lub usługi; obecność konkurencji cenowej oraz brak kontroli cen (np. taryfy regulowane); występującą koncentrację rynkową; funkcjonowanie rynku dnia bieżącego, następnego oraz rynku bilansującego[21]. Analiza może zostać przeprowadzana dla całego terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, jego części, a nawet dla obszaru obejmującego kilka państw członkowskich. Analiza rynku w kilku państwach ma zastosowania w przypadku integracji sieci energetycznych.

Decyzje podejmowane przez Komisję na podstawie art. 34 dyrektywy sektorowej są szczegółowe i pozostają w ścisłym związku z wynikiem przeprowadzonej uprzednio analiz, tj. oceny

[17] Art. 34(1) dyrektywy 2014/24.

[18] *Ibidem*..

[19] Wyr. z dnia 27.04.2016 r., Österreichische Post AG przeciwko Komisji, T-463/14, EU:T:2016:243, pkt 2.

[20] Zob. np. dec. wykonawcza Komisji (UE) 2016/1674 z dnia 15.09.2016 r. wyłączająca dostawy detaliczne energii elektrycznej i gazu w Niemczech z zakresu stosowania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE, Dz. Urz. L 253 z 17.9.2016, s. 6–15, pkt 8.

[21] *Ibidem*, pkt 6.

bieżącego podlegania konkurencji danego rynku. Analiza nie sprowadza się do zbadania zachowań wnioskodawcy, ale rynku, na którym on działa.

III. Praktyka decyzyjna Komisji w zakresie przyznawania wyłączeń stosowania dyrektywy sektorowej w sektorze eneregtcznym

Sektor energetyczny to sektor, w stosunku do którego złożono do tej pory najwięcej wniosków w sprawie wyłączenia omawianego w dyrektywie sektorowej. Na dzień 1 maja 2019 r. we wszystkich sektorach użyteczności publicznej złożono 41 wniosków. Spośród nich 28 dotyczyło sektora energetycznego (w tym gazu, energii elektrycznej i ropy naftowej), 11 – sektora pocztowego, a 2 – portów i lotnisk[22].

Wnioski dotyczące sektora energetycznego dotyczą zasadniczo trzech sektorów: ropy naftowej, gazu i energii elektrycznej oraz w niewielkim stopniu poszukiwania i wydobycia torfu i węgla. W tych sektorach procedury obejmują cały łańcuch przemysłowy, w tym działalność wytwórczą (produkcyjną), a także sprzedaż hurtową i detaliczną (zwłaszcza energii elektrycznej), poszukiwania (ropa naftowa i gaz), a nawet magazynowanie gazu. Z analizy złożonych wniosków rysują się trzy charakterystyczne tendencje.

Po pierwsze, pozytywnie rozpatrzone wnioski o wyłączenie w stosunku do określonego podsektora lub określonego rodzaju działalności gospodarczej prowadzi do zmniejszenia ogólnego zastosowania zamówień sektorowych w odniesieniu do całego sektora energetycznego. W czasie obowiązywania dyrektywy z 2004 r. złożono kilka wniosków dla poszukiwania, ale żadnego dotyczącego wydobycia (rozumianym jako produkcja) ropy naftowej i gazu. Na podstawie starych przepisów pozytywnie rozpatrzono wnioski o wyłączenie z zastosowania reguł zamówień publicznych w odniesieniu do podmiotów zajmujących się poszukiwaniami ropy naftowej i gazu w takich państwach, jak: Portugalia (decyzja wyłączająca 2015/2177[23]), Grecja (decyzja wyłączająca 2015/1120[24]), Cypr (decyzja wyłączająca 2013/39/UE[25]), Dania (decyzja wyłączająca 2011/481/UE[26]). Włochy poszły natomiast o krok dalej – złożyły wniosek dotyczący poszukiwania ropy naftowej i gazu, a także wydobycia ropy naftowej (decyzja wyłączająca 2011/372/EU[27]). Wyłączenia z dyrektywy sektorowej o jeszcze większym zakresie przyznano w 2009 r. Holandii (decyzja wyłączająca 2009/546/WE[28])

[22] Szczegółowy wykaz dostępny jest na stronie Komisji Europejskiej. Dostęp online: http://ec.europa.eu/growth/single-market/public-procurement/rules-implementation/exempt-markets_en (18.08.2019).

[23] Dec. wykonawcza Komisji (UE) 2015/2177 z dnia 20.11.2015 r. wyłączająca poszukiwanie ropy naftowej i gazu w Portugalii z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 307 z 25.11.2015, s. 27–30.

[24] Dec. wykonawcza Komisji (UE) 2015/1120 z dnia 8.07.2015 r. wyłączająca poszukiwanie ropy naftowej i gazu w Grecji z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 182 z 10.7.2015, s. 88–9.

[25] Dec. wykonawcza Komisji z dnia 18.01.2013 r. wyłączająca poszukiwanie ropy naftowej i gazu na Cyprze z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 18 z 22.1.2013, s. 19–2.

[26] Dec. wykonawcza Komisji z dnia 28.07.2011 r. wyłączająca poszukiwanie ropy naftowej i gazu oraz wydobycie ropy naftowej w Danii, z wyjątkiem Grenlandii i Wysp Owczych, z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 197 z 29.7.2011, s. 20–22. Pierwsza, ale wycofana próba przyznania zwolnienia dla poszukiwania i wydobycie ropy i gazu (a nie tylko wydobycie ropy) została podjęta przez Danię w roku 2010 – wniosek wycofany w dniu 15.02.2011 r. (2011 / C 58/07).

[27] Dec. wykonawcza Komisji z dnia 24 czerwca 2011 r. wyłączająca poszukiwanie ropy naftowej i gazu oraz wydobycie ropy naftowej we Włoszech z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 166 z 25.6.2011, s. 28–31. Pierwsza próba uzyskania wyłączenia dla poszukiwania i wydobycia ropy naftowej i gazu (a nie tylko wydobycie ropy) miała miejsce 2011 r. – wniosek 2011 C 98/10 wycofany.

[28] Dec. Komisji z dnia 8.07.2009 r. wyłączająca poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu w Niderlandach z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 181 z 14.7.2009, s. 53–56.

i w 2010 r. Wielkiej Brytanii (decyzja wyłączająca 2010/192/UE[29]). W obu przypadkach wnioski dotyczyły poszukiwania i wydobycia ropy naftowej i gazu. Uznano, że wykonywanie tego rodzaju działalności gospodarczej podlega bezpośrednio konkurencji, a samo stosowanie przepisów dotyczących zamówień publicznych za zbędne. Z tego względu poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu nie podlega dyrektywie sektorowej.

Po drugie, w sektorze energii elektrycznej złożono najwięcej pozytywnie rozpatrzonych wniosków na podstawie dyrektywy z 2014 r. Więcej wniosków w czasie jej obowiązywania złożono jedynie w odniesieniu do poszukiwań ropy naftowej i gazu. Dotyczy to działalności zarówno hurtowej, jak i detalicznej, co na podstawie dyrektywy 2009/72 – i jej poprzedniczki z 2003 r. – jest zgodne z możliwością występowania konkurencji w tych dwóch sektorach w Unii Europejskiej[30]. Wydano jednak więcej decyzji związanych ze sprzedażą hurtową i wytwarzaniem energii elektrycznej niż w odniesieniu do sprzedaży detalicznej. Można zatem przyjąć, że proces liberalizacji sektora hurtowej sprzedaży energii elektrycznej jest bardziej zaawansowany niż w przypadku rynku detalicznego. Ponadto zauważalny jest znaczny odsetek decyzji dotyczących energii elektrycznej, które nie prowadziły do wyłączenia: spośród siedemnastu postępowań sześć zostało wycofanych lub rozpatrzonych negatywnie, a jedno zostało częściowo rozpatrzone pozytywnie. Prowadzi to do wniosku, że konkurencja w tych segmentach jest możliwa i realna, ale na obecnym etapie liberalizacji nie występuje w sposób wystarczający, tj. taki, który umożliwia wywieranie presji na podmioty uczestniczące w obrocie. Natomiast podmioty publiczne w dalszym ciągu kontrolują rynek energii elektrycznej.

Jak wspomniano powyżej, na podstawie nowej dyrektywy sektorowej złożono już wnioski o wyłączenie w odniesieniu do rynku energii elektrycznej. Wśród nich są m.in. decyzje o przyznaniu wyłączenia w odniesieniu do produkcji i sprzedaży hurtowej energii elektrycznej w Holandii (decyzja wyłączająca 2018/71[31]); wspólne wnioski dotyczące sprzedaży hurtowej energii elektrycznej i gazu w Niemczech – dopóki zużycie energii elektrycznej jest rejestrowane przez system pomiaru zużycia, a zużycie energii przez konsumentów podlega opłacie na podstawie standardowego profilu obciążeń (decyzja wyłączająca 2016/1674[32]); oraz w Republice Czeskiej, przy czym w tym przypadku wyłączenie dotyczyło jedynie sprzedaży hurtowej gazu, a nie energii elektrycznej (decyzja wyłączająca 2018/1134[33]). Poza tym skutecznie rozpatrzono wnioski o wyłączenie poszukiwań, produkcji i sprzedaży hurtowej torfu stosowanego do produkcji energii elektrycznej w Finlandii (decyzja wyłączająca 2017/122[34]) oraz w 2017 r. złożono wniosek dotyczący sprzedaży detalicznej energii elektrycznej i gazu w Holandii, który nie został jeszcze rozpatrzony, a w 2018 r. nastąpiło zawieszenie biegu terminu[35].

[29] Dec. Komisji z dnia 29.03.2010 r. wyłączająca poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu w Anglii, Szkocji i Walii z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 84 z 31.03.2010, s. 52–55.

[30] Zob. USA, gdzie konkurencja detaliczna nie jest wymagana we wszystkich stanach. Na ten temat zob. Herrera Anchustegui, 2019.

[31] Dec. wykonawcza Komisji (UE) 2018/71 z dnia 12.12.2017 r. wyłączająca produkcję i hurtową sprzedaż energii elektrycznej w Niderlandach z zakresu stosowania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylającej dyrektywę 2004/17/WE, Dz. Urz. L 12 z 17.01.2018, s. 53–61.

[32] Dec. wykonawcza Komisji (UE) 2016/1674 z dnia 15.09.2016 r. wyłączająca dostawy detaliczne energii elektrycznej i gazu w Niemczech z zakresu stosowania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE, Dz. Urz. L 253 z 17.09.2016, s. 6–15.

[33] Dec. wykonawcza Komisji (UE) 2018/1134 z dnia 5.07.2018 r. w sprawie stosowania art. 34 dyrektywy 2014/25/UE Parlamentu Europejskiego i Rady do zamówień udzielanych w celu prowadzenia niektórych działań związanych z dostawami detalicznymi energii elektrycznej i gazu ziemnego w Republice Czeskiej, Dz. Urz. L 205 z 14.08.2018, s. 23–39.

[34] Dec. Komisji z dnia 30.11.2010 r. zmieniająca decyzje 2005/692/WE, 2005/734/WE, 2006/415/WE, 2007/25/WE i 2009/494/WE w odniesieniu do ptasiej grypy, Dz. Urz. L 316 z 2.12.2010, s. 10–16.

[35] Komisja Europejska, Powiadomienie o wniosku złożonym na podstawie art. 35 dyrektywy 2014/25/UE – Zawieszenie biegu terminu przyjęcia aktów wykonawczy (2018/C 114/11).

Na podstawie starej dyrektywy złożono szereg wniosków dotyczących zarówno sprzedaży detalicznej, jak i hurtowej w odniesieniu do energii elektrycznej. W przypadku Włoch wyłączenie przyznano w odniesieniu do produkcji i sprzedaży hurtowej energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł konwencjonalnych w Makrostrefie Południe (*Macro-zone South*) – wyłączenie nie ma jednak zastosowania do energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (decyzja wyłączająca 2012/6665/UE[36]). Ponadto we Włoszech przyznano wyłączenie w odniesieniu do produkcji i sprzedaży hurtowej energii elektrycznej, przy czym tym razem w Makrostrefie Północ (*Macro-zone North*) oraz sprzedaży detalicznej energii elektrycznej odbiorcom końcowym podłączonym do sieci średniego, wysokiego i bardzo wysokiego napięcia na terenie całych Włoch (decyzja wyłączająca 2010/403/UE[37]). W Niemczech wyłączenie przyznano w odniesieniu do produkcji i pierwszej sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł konwencjonalnych (decyzja wyłączająca 2012/218/UE[38]). Natomiast w Austrii pozytywnie rozpatrzono wniosek o przyznanie wyłączenia na rynku wytwarzania energii elektrycznej (decyzja wyłączająca 2008/585/WE[39]). W przypadku państw nordyckich wyłączenia przyznano w odniesieniu do wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej zarówno w Szwecji (decyzja wyłączająca 2007/706/WE[40]), jak i w Finlandii (decyzja wyłączająca 2006/422/WE[41]). W Wielkiej Brytanii przyznano dwa inne wyłączenia – jedno w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej (decyzja wyłączająca 2006/211/WE[42]) i drugie w zakresie dostaw energii elektrycznej i gazu (decyzja wyłączająca 2007/141/WE[43]).

Nie wszystkie wnioski z sektora energii elektrycznej zostały rozpatrzone pozytywnie. Przykładowo Polska złożyła wniosek o wyłączenie wytwarzania i sprzedaży detalicznej energii elektrycznej, został on jednak cofnięty w 2014 r. (cofnięty wniosek 2014/C 429/09[44]). Wcześniej Polska wnioskowała o wyłączenie wytarzania i sprzedaży detalicznej energii elektrycznej w roku 2008, ale w tym przypadku wniosek został oddalony – uznano, że poziom konkurencji w sektorze nie jest wystarczający (decyzja wyłączająca 2008/741/WE[45]). Inne przykłady to wniosek Republiki Czeskiej dotyczący produkcji energii elektrycznej, który odrzucono w 2008 r. (decyzja wyłączająca 2009/47/WE[46])

[36] Dec. wykonawcza Komisji z dnia 26.09.2012 r. wyłączająca produkcję i sprzedaż hurtową energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł konwencjonalnych w Makrostrefie Północ i Makrostrefie Południe we Włoszech z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych oraz zmieniająca decyzję Komisji 2010/403/UE, Dz. Urz. L 271 z 5.10.2012, s. 4–11.

[37] Dec. Komisji z dnia 14.07.2010 r. wyłączająca produkcję i sprzedaż hurtową energii elektrycznej we włoskiej Makrostrefie Północ oraz sprzedaż detaliczną energii elektrycznej odbiorcom końcowym podłączonym do sieci średniego, wysokiego i bardzo wysokiego napięcia we Włoszech z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 186 z 20.07.2010, s. 44–49.

[38] Dec. wykonawcza Komisji z dnia 24.04.2012 r. wyłączająca produkcję i sprzedaż hurtową energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł konwencjonalnych w Niemczech z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 114 z 26.04.2012, s. 21–27.

[39] Dec. Komisji z dnia 7.07.2008 r. wyłączająca produkcję energii elektrycznej w Austrii z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 188 z 16.07.2008, s. 28–31.

[40] Dec. Komisji z dnia 29.10.2007 r. wyłączająca produkcję i sprzedaż energii elektrycznej w Szwecji z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, Dz. Urz. L 287 z 1.11.2007, s. 18–22

[41] Dec. Komisji 2006/422/WE (Dz. Urz. L 168 z 21.06.2006, s. 33).

[42] Dec. Komisji 2006/211/WE (Dz. Urz. L 76 z 15.03.2006, s. 6).

[43] Dec. Komisji 2007/141/WE (Dz. Urz. L 62 z 1.03.2007, s. 23).

[44] Komisja Europejska, Powiadomienie o wniosku złożonym na podstawie art. 35 dyrektywy 2014/25/UE – cofnięcie wniosku – Wniosek państwa członkowskiego 2014/C 429/09.

[45] Dec. Komisji z dnia 11.09.2008 r. stanowiąca, że art. 30 ust. 1 dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31.03.2004 r. koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych nie ma zastosowania w odniesieniu do wytwarzania i sprzedaży hurtowej energii elektrycznej w Polsce (2008/741/WE), Dz. Urz. UE L 251 z 19.09.2008, s. 35–38.

[46] Dec. Komisji 2009/47/WE (Dz. Urz. L 19 z 23.01.2009, s. 57).

oraz wycofany wniosek Hiszpanii z roku 2009 dotyczący produkcji i sprzedaży energii elektrycznej (cofnięty wniosek 2009/C 237/08).

I wreszcie po trzecie, podczas gdy wyłączenie sprawia, że dyrektywa nie jest stosowana w odniesieniu do sektora, w którym konkurencja jest wystarczająca, jako całości, to beneficjentami tych wyłączeń były i są najczęściej przedsiębiorstwa publiczne będące zintegrowane poziomo, w zależności od formy rozdziału przyjętej w danym państwie członkowskim. Przykładowo beneficjentami wniosku Holandii z 2018 r. dotyczącego sprzedaży hurtowej energii elektrycznej były DONG Energy A/S, Eneco B.V. oraz N.V. Nuon Energy, podmioty publiczne, w których państwo kontroluje co najmniej 50% kapitału (decyzja wyłączająca 2018/71[47]).

IV. Wnioski

W niniejszym opracowaniu przedstawiono dotychczasową praktykę w zakresie przyznawania wyłączeń od stosowania dyrektywy sektorowej w odniesieniu do podmiotów z sektora energetycznego. Działalność gospodarcza na rynkach energetycznych w poszczególnych państwach członkowskich była wykonywana przez podmioty, które były w pełni lub w znacznej mierze kontrolowane przez państwo. Podmioty te przed rozpoczęciem procesu liberalizacji miały tendencję do faworyzowania określonych dostawców. W takim modelu wykorzystania środków publicznych było jednak nieefektywne, co z kolei prowadziło do spowolnień na unijnym rynku wewnętrznym. W celu zmniejszenia wpływu państwa podmioty wykonujące działalność gospodarczą w sektorze energetycznym miały obowiązek stosować zasady udzielania zamówień publicznych, ilekroć dokonywały zakupów. Wraz z otwarciem wewnętrznego rynku energetycznego na konkurencję oraz postępującym procesem liberalizacji zmalała potrzeba kontrolowania zamówień publicznych w zakresie określonych działalności w niektórych państwach członkowskich przez dotychczasowe reguły zamówień publicznych. W związku z tym prywatne przedsiębiorstwa prowadzące działalność w państwach członkowskich, gdzie w wystarczającym stopniu wdrożono pakiety energetyczne, nie podlegały dyrektywie sektorowej, a podmioty publiczne mogły korzystać z wyłączenia z obowiązku stosowania jej przepisów jeżeli podlegały bezpośrednio presji konkurencji.

Wyłączenie z dyrektywy sektorowej stosowane jest w znacznym stopniu w sektorze energetycznym. W większości przypadków przebieg prowadzonego przez Komisję postępowania przynosi pozytywny rezultat dla wnioskodawcy. Działalność jest najczęściej związana z energią elektryczną (zwłaszcza ostatnio sprzedaż hurtowa i detaliczna) oraz gazem, a także, zgodnie z dyrektywą z 2004 r., z poszukiwaniami ropy naftowej i gazu. Pokazuje to, że zasadniczo unijne pakiety energetyczne, o ile są prawidłowo dostosowane, zdają się zapewniać odpowiedni poziom konkurencji dla byłych lub aktualnych liderów energetycznych na szczeblu krajowym. Zaskakujące jest jednak to, jak wiele publicznych podmiotów energetycznych i państw członkowskich nie wnioskowało jeszcze o wyłączenie, co oznacza, że te podmioty zamawiające wciąż stosują dyrektywę sektorową.W najbliższych latach należy spodziewać się dalszego rozwoju regulacji energetycznej i wyższego poziomu konkurencji. Pakiet „Czysta energia" sprawi, że podmioty zamawiające w sektorze energetycznym złożą kolejne wnioski o wyłączenie z dyrektywy sektorowej. Można

[47] Dec. wykonawcza Komisji (UE) 2018/71 z dnia 12.12.2017 r. wyłączająca produkcję i hurtową sprzedaż energii elektrycznej w Niderlandach z zakresu stosowania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylającej dyrektywę 2004/17/WE, Dz. Urz. UE L 12 z 17.01.2018, s. 53–61.

nawet przyjąć, że z czasem pojedyncze wyłączenia dyrektywy sektorowej doprowadzą do wyłączenia całego sektora energetycznego lub jego znacznej części spod unijnych zasad udzielania zamówień publicznych.

Bibliografia

Arrowsmith, S. (2018). *The law of public and utilities procurement: regulation in the EU and UK: Vol. 2*, (3rd ed. edn.). London: Sweet & Maxwell.

Herrera Anchustegui, I. (2018). Transmission Networks in Electricity Competition: Third-Party Access and Unbundling – a Transatlantic Perspective. W: J.I. Ruiz Peris (red.), *Competencia en mercados con recursos esenciales compartidos: telecomunicaciones y energía*, University of Valencia (2018, Forthcoming). Pozyskano z: SSRN: https://ssrn.com/abstract=3159458.

Wiktoria Pogorzała*, Michał Pytkowski**

Decyzja o wstrzymaniu użytkowania dużego obiektu energetycznego spalania – ważenie interesu publicznego i prywatnego

Spis treści

I. Wstęp
II. Wstrzymanie użytkowania instalacji – uwagi ogólne
III. Pozwolenie zintegrowane
IV. Ograniczenie prawa własności poprzez wstrzymanie użytkowania instalacji
V. Ograniczenie wolności działalności gospodarczej poprzez wstrzymanie użytkowania instalacji
VI. Podsumowanie

Streszczenie

Celem artykułu jest analiza, w jakim stopniu i czyim interesem powinien się kierować organ inspekcji ochrony środowiska, podejmując decyzję o wstrzymaniu użytkowania instalacji dużego obiektu energetycznego spalania. Badaniu poddano jedynie postępowanie w oparciu o art. 367 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska z tego względu, że fakultatywny charakter tego postępowania w połączeniu z możliwością wyznaczenia dodatkowego terminu na usunięcie naruszeń jedynie na wniosek strony budzi wątpliwości autorów niniejszego artykułu w zakresie ważenia interesów publicznego i prywatnego. W analizowanym postępowaniu interes publiczny przejawiający się w obowiązku ochrony środowiska ujęty w art. 5 i 74 Konstytucji RP jest przeciwstawiany interesowi prywatnemu, w głównej mierze wyrażonemu w art. 20–22 oraz 31 Konstytucji RP, tj. zasadom własności prywatnej i swobody działalności gospodarczej. Organ inspekcji ochrony środowiska każdorazowo musi dokonać wnikliwej analizy, przykładając stan faktyczny danej sprawy do wytycznych zawartych w powyżej wskazanych artykułach Konstytucji RP, kierujących rozstrzygnięcie w przeciwnych kierunkach. Autorzy niniejszego artykułu wskazują, że w szczególności w przypadku dużych obiektów energetycznego spalania, interes użytkowników tych instalacji doznaje nieuzasadnionego uszczerbku przejawiającego się specyfiką procedury postępowania o wstrzymanie użytkowania instalacji w oparciu o art. 367 prawa ochrony środowiska.

Słowa kluczowe: wstrzymanie użytkowania instalacji; interes publiczny; interes prywatny; ochrona środowiska; pozwolenie zintegrowane; wezwanie do usunięcia naruszeń.

JEL: K23, K32

* Student na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; członek Naukowego Koła Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych Uniwersytetu Łódzkiego. E-mail: wiktoria.pogorzala@gmail.com.

** Student na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; Prezes Naukowego Koła Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych Uniwersytetu Łódzkiego. E-mail: michalpytkowski89@gmail.com.

I. Wstęp

Możliwość użytkowania dużego obiektu energetycznego spalania wiąże się z koniecznością sprostania szeregowi obowiązków formalnych. Ze względu na skalę działalności, jego znaczenie dla regionu oraz potencjalne rodzaje ryzyka wiążące się z funkcjonowaniem, odpowiednie organy inspekcji ochrony środowiska zostały wyposażone w środki prawne służące kontroli zarówno prewencyjnej, jak i następczej. Kontrola ta, ze względu na strategiczny charakter dużych obiektów energetycznego spalania, jest wielopłaszczyznowa, a jej pozytywny rezultat skutkować może, a niekiedy musi, zastosowaniem sankcji przewidzianych w szczególności w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (dalej: upoś). Jedną z sankcji wskazanych w upoś jest wstrzymanie użytkowania instalacji. Zastosowanie tej sankcji przez organ, w kontekście kosztów eksploatacji dużych obiektów energetycznego spalania oraz specyfiki ich funkcjonowania, w szczególności opartej na racjonalnym wykorzystywaniu potencjału danej jednostki oraz unikaniu ekstremalnych zakresów dostępnej mocy, może wywołać skutki odczuwalne zarówno w przestrzeni publicznej, tj. w odniesieniu do ogólnego zapotrzebowania na energię, jak i prywatnej, tj. w odniesieniu do samego użytkownika instalacji i działalności gospodarczej, którą prowadzi. Występuje jednak konstytucyjny obowiązek dbałości o stan środowiska wynikający z art. 86 Konstytucji. Wobec powyższego rodzi się pytanie, w jakim stopniu i czyim interesem powinien się kierować organ, podejmując decyzję o wstrzymaniu użytkowania instalacji dużego obiektu energetycznego spalania.

Celem niniejszego artykułu jest odpowiedź na powyższe pytanie w oparciu o analizę konsekwencji płynących z zastosowania jednej z najpoważniejszych sankcji przewidzianych przepisami prawa ochrony środowiska, tj. wstrzymania użytkowania instalacji powstałych w przestrzeni publicznej oraz prywatnej. W zależności od rodzaju naruszenia lub zagrożenia dla środowiska wydanie przez organy inspekcji ochrony środowiska rozstrzygnięcia skutkującego wstrzymaniem użytkowania instalacji może mieć charakter fakultatywny, a w niektórych przypadkach obligatoryjny. W obu przypadkach decyzja zapada w trybie przewidzianym w k.p.a. (Bukowski, Czech, Karpus i Rakoczy, 2013). Co istotne, w kontekście celu niniejszego artykułu, a zatem próby wskazania wytycznych przy ważeniu interesu prywatnego i publicznego do zastosowania tej bardzo dotkliwej sankcji nie jest konieczne wystąpienie poważnego zagrożenia dla środowiska lub zdrowia ludzi, wystarczy jedynie brak o charakterze formalnym, tj. brak wymaganego pozwolenia (Padrak i Solan, 2010, s. 92–102).

Przepisy dotyczące tego typu środków zawarte są w art. 364 upoś, który wskazuje przesłanki obligatoryjnego wstrzymania użytkowania instalacji, oraz w art. 367 upoś, stanowiącym o fakultatywnym wstrzymaniu użytkowania instalacji. Zgodnie z pierwszym z przytoczonych przepisów w sytuacji, gdy działalność prowadzona przez podmiot korzystający ze środowiska albo osobę fizyczną powoduje pogorszenie stanu środowiska w znacznych rozmiarach lub zagraża życiu lub zdrowiu ludzi, wojewódzki inspektor ochrony środowiska (dalej: WIOŚ) wydaje decyzję o wstrzymaniu tej działalności w zakresie, w jakim jest to niezbędne do zapobieżenia pogarszaniu stanu środowiska. O ile wstrzymanie obligatoryjne zasadniczo nie budzi wątpliwości, o tyle jego fakultatywna wersja sankcji przewidziana w art. 367 upoś ma charakter dyskusyjny, wobec czego będzie stanowiła główną oś niniejszego artykułu.

II. Wstrzymanie użytkowania instalacji – uwagi ogólne

Zgodnie z art. 367 ust. 1 upoś, w razie wprowadzania przez podmiot korzystający ze środowiska substancji lub energii do środowiska z naruszeniem warunków pozwolenia WIOŚ może wstrzymać, w drodze decyzji, użytkowanie instalacji. Sankcja wskazania w przytoczonym przepisie ma być gwarancją dotrzymywania wskazanych w wyliczeniu dokonanym w ust. 1 obowiązków, częściowo o charakterze formalnym, związanym z koniecznością uzyskiwania określonych rodzajów zgód na emisję, a częściowo o charakterze materialnym, polegających na konieczności przestrzegania warunków emisji określonych tymi zgodami. W trzech punktach wyliczenia znalazło się w sumie pięć przesłanek różnego rodzaju, ze względu na przyczyny podjęcia może więc to być pięć różnych rodzajów decyzji (Górski i Pchałek, 2019).

Ze względu na obszar badań objętych niniejszym artykułem, tj. duże obiekty energetycznego spalania i decyzje o wstrzymaniu użytkowania instalacji ich dotyczące, omówione zostaną jedynie dwie przesłanki objęte punktem pierwszym przepisu, ponieważ tylko te przesłanki odnoszą się do pozwoleń zintegrowanych, których uzyskanie jest obligatoryjne dla dużych obiektów energetycznego spalania.

Wszczęcie postępowania w sprawie wstrzymania użytkowania instalacji w oparciu o art. 367 upoś ma charakter fakultatywny, może zatem jedynie, lecz nie musi, prowadzić do poniesienia tego rodzaju odpowiedzialności, jeśli istnieją ku temu przesłanki. Organ właściwy dysponuje tu swobodą stosowania środków. Z punktu widzenia stosowania środków przysługujących organowi właściwemu, a także dynamiki ich wdrażania, istotna jest dalsza postawa podmiotu naruszającego warunki pozwolenia.

Zgodnie bowiem z postanowieniami art. 367 ust. 2, WIOŚ może na wniosek prowadzącego instalację ustalić termin usunięcia naruszenia (Padrak i Solan, 2010, s. 92–102). Zatem w odniesieniu do decyzji o wstrzymaniu użytkowania instalacji, jej wydanie może zostać poprzedzone działaniami dającymi szansę potencjalnemu adresatowi uniknięcia sankcji. Warto wskazać, że samo wygaszenie jednego bloku i ponowne uruchomienie w dużych obiektach energetycznego spalania to koszty liczone w dziesiątkach tysięcy złotych, a to przecież nie jedyny koszt związany z przerwą w użytkowaniu spowodowaną decyzją wstrzymującą. Zgodnie ze stanowiskiem doktryny, m.in. K. Gruszeckiego (Kwaśnicka, 2011; Górski, 2008), przyjmuje się, że WIOŚ, pozyskując wiedzę o zaistnieniu przesłanek dających podstawę do podjęcia decyzji wstrzymującej, powinien powiadomić o tym zainteresowanego i równocześnie poinformować o możliwości złożenia wniosku w trybie ust. 2[1].

W sytuacji, w której zainteresowany taki wniosek złoży, a inspektor uzna go za zasadny, powinna zostać wydana decyzja ustalająca termin usunięcia naruszeń. Ustalenie terminu musi być dokonane z uwzględnieniem zasady, iż organ nie może nakładać obowiązku niemożliwego do wykonania, powinien więc być to termin realny zarówno obiektywnie, jak i z punktu widzenia zobowiązanego (obie przesłanki muszą być ocenione łącznie i wskazane w uzasadnieniu) (Ciećwierz i Zielińska-Barłożek, 2013). W decyzji ustalającej termin WIOŚ powinien także wyraźnie wskazać uchybienia, które powinny być usunięte oraz uzasadnić, dlaczego jego zdaniem uchybienia te mają miejsce (Górski, Pchałek i Radecki, 2019).

[1] Art. 367 ust. 2 upoś wprost nie wskazuje obowiązku poinformowania użytkownika instalacji o uprawnieniu do złożenia wniosku o wyznaczenie terminu na usunięcie naruszenia, jednak przyjmuje się, że obowiązek ten wynika z ogólnych zasad k.p.a., w szczególności z art. 9.

Należy zwrócić uwagę, że w przypadku postępowania o wstrzymanie użytkowania instalacji, a zatem sankcji wywołującej bardzo poważne konsekwencje, wyznaczenie dodatkowego terminu na usunięcie naruszeń następuje na wniosek, a do tego wprost z przepisu nie wynika obowiązek poinformowania użytkownika instalacji o tym uprawnieniu. Natomiast w ramach postępowania w sprawie cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia bez odszkodowania ze względu na eksploatowanie instalacji z naruszeniem warunków pozwolenia, a zatem stosunkowo zbliżonej instytucji prawa ochrony środowiska, przed wydaniem decyzji organ, zgodnie z art. 195 ust. 2 upoś, ma obowiązek wezwać prowadzącego do usunięcia naruszeń w oznaczonym terminie. Należy więc założyć, że w ramach postępowania w sprawie cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia bez odszkodowania, na organie spoczywa obowiązek nawet dwukrotnej sygnalizacji zaistniałych naruszeń[2] podczas gdy w przypadku postępowania o wstrzymanie użytkowania instalacji, obowiązek ten obciąża organ tylko w zawiadomieniu o wszczęciu postępowania. Ponadto, odmiennie niż ma to miejsce w postępowaniach dotyczących cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia, w przypadku postępowania o wstrzymanie użytkowania instalacji WIOŚ może, ale nie ma takiego obowiązku, ustalić termin usunięcia naruszenia. Z punktu widzenia autorów niniejszego artykułu, różnicowanie tych dwóch instytucji prawa ochrony środowiska jest nieuzasadnione.

Przepis art. 367 ust. 2 upoś uzależnia możliwość ustalenia terminu usunięcia naruszenia od aktywności prowadzącego instalację, przejawiającą się skierowaniem przez niego odpowiedniego wniosku do organu. Przepis pozostawia to jego uznaniu, nie formułując żadnych wytycznych w tym względzie. Odmowa musi mieć także postać decyzji, przy czym przyjmuje się, że odmowa uwzględnienia wniosku powinna zostać zawarta w decyzji zasadniczej, czyli od razu wydawanej decyzji wstrzymującej (Górski, Pchałek i Radecki, 2019). Uznaniowość w zakresie decyzji o wyznaczeniu terminu na usunięcie uchybień jest ograniczona, WIOŚ ma bowiem obowiązek dokładnego uzasadnienia i precyzyjnego wskazania przyczyn, z powodu których nie uwzględnił wniosku w sprawie ustalenia terminu usunięcia uchybień (tak: Gruszecki, 2012, s. 82–88; Wałkowski i Zielińska-Barłożek, 2014; Kwaśnicka, 2011).

III. Pozwolenie zintegrowane

Wstrzymanie użytkowania instalacji, zgodnie z art. 367 ust. 1 pkt 1 następuje w przypadku wprowadzania przez podmiot korzystający ze środowiska substancji lub energii do środowiska bez wymaganego pozwolenia lub z naruszeniem jego warunków. Powyższe jednoznacznie wskazuje, że aby móc stać się źródłem emisji konieczne jest uzyskanie pozwolenia na emisję. Obowiązek uzyskania pozwolenia na emisję uregulowany został w art. 180 upoś, gdzie mieści się zamknięty katalog oddziaływań na środowisko, mogących występować samodzielnie, jak i łącznie, które wymagają uzyskania pozwolenia emisyjnego. W przypadku dużych obiektów spalania energetycznego, użytkownik instalacji zobowiązany jest uzyskać pozwolenie zintegrowane.

Pozwolenie zintegrowane jest rodzajem pozwolenia emisyjnego, dlatego mają do niego zastosowanie wszystkie przepisy dotyczące prawa emisyjnego[3] – przepisy ogólne oraz szczegółowe wymagania związane z pozwoleniem na dokonywanie określonej emisji (tak m.in. Czajkowska-Matosiuk,

[2] W postępowaniu w sprawie cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia bez odszkodowania sygnalizacja naruszeń następuje w zawiadomieniu o wszczęciu postępowania i w wezwaniu do usunięcia naruszeń.

[3] W upoś nie ma tytułu „prawo emisyjne", a jedynie „przeciwdziałanie zanieczyszczeniom" stanowiące tytuł III ustawy, który wraz z przepisami ustaw szczególnych został tak nazwany przez doktrynę.

2013, s. 66–78). Koncepcja pozwoleń zintegrowanych pojawiła się w prawie Unii Europejskiej jako alternatywa dla pozwoleń sektorowych. W swoim założeniu pozwolenie zintegrowane ma obejmować całość oddziaływań na środowisko i ma zastępować wszelkie pozwolenia sektorowe, a także również niektóre inne zezwolenia. Idea, na której oparto konstrukcję pozwolenia zintegrowanego zakłada przede wszystkim konieczność spoglądania na oddziaływanie na środowisko jako na pewną całość, która wywołuje określone skutki. Głównym przepisem regulującym zagadnienie pozwolenia zintegrowanego, co można wywnioskować z jego usytuowania w upoś jest art. 201 upoś[4]. Jednym z najważniejszych założeń ustalania treści pozwolenia zintegrowanego jest przyjęcie przez ustawodawcę, że ma ono obejmować całość oddziaływania instalacji na środowisko, a więc wszystkie emisje dokonywane przez instalację oraz pobór wody.

Najbardziej charakterystycznym elementem treści pozwolenia zintegrowanego, które odróżnia je od pozwoleń sektorowych jest pojęcie „najlepszych dostępnych technik" zdefiniowane art. 3 pkt 10 upoś[5]. Wymóg ich zastosowania w przypadku ubiegania się o pozwolenie zintegrowane przewiduje art. 204 upoś, według którego „instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego powinny spełniać wymagania wynikające z najlepszych dostępnych technik, w szczególności powodowane przez takie instalacje emisje muszą mieścić się w granicach standardu emisyjnego". Wymagania dotyczące najlepszych dostępnych praktyk określają tzw. konkluzje BAT[6].

W wyniku wydania konkluzji BAT dla określonej gałęzi przemysłu po stronie państw członkowskich UE powstaje obowiązek dokonania w określonym czasie analizy wydanych pozwoleń, zgodnie z art. 215 ust. 1 upoś oraz, odpowiednio dłuższy, czas na dostosowanie instalacji do konkluzji BAT dla podmiotów zarządzających tymi instalacjami. Również duże obiekty energetycznego spalania są nimi objęte. Konkluzje BAT dotyczące dużych obiektów energetycznego spalania mają bardzo duże znaczenie. Jest tak, ponieważ odnoszą się nie tylko do nowo budowanych obiektów energetycznego spalania, lecz także obejmują te już istniejące, a zatem obiekty zabezpieczające przeważającą część krajowego zapotrzebowania na energię. Dla istniejących obiektów zaś dostosowanie do wymogów wskazanych w konkluzjach BAT wiąże się z podjęciem kosztownego procesu modernizacji, mającej na celu osiągnięcie odpowiednich poziomów emisji. Organy administracji będą weryfikowały spełnienie wymagań BAT przez wspomniane obiekty i od tego będą uzależniały wydanie im pozwoleń zintegrowanych. Obiekty już istniejące, przy uwzględnieniu konieczności spełnienia wszelkich wymogów formalnych, uzyskania zgód korporacyjnych oraz pozyskania niezbędnego finansowania, mają niewiele czasu na dostosowanie się do nowych standardów – wymagania wynikające z konkluzji obejmą je od 17 sierpnia 2021 roku.

Zdaniem autorów, wobec zbliżającego się terminu, może okazać się, że niektóre obiekty energetycznego spalania nie zdążą uzyskać wymaganego pozwolenia zintegrowanego, a inne

[4] Art. 201 upoś jest pierwszym przepisem rozdziału IV upoś zatytułowanego „pozwolenia zintegrowane". Jego treść stanowi, że prowadzenie instalacji, której funkcjonowanie ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w nim działalności może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości wymaga uzyskania pozwolenia zintegrowanego.

[5] Najlepsze dostępne techniki – rozumie się przez to najbardziej efektywny i zaawansowany poziom rozwoju technologii i metod prowadzenia danej działalności, który wskazuje możliwe wykorzystanie poszczególnych technik jako podstawy przy ustalaniu dopuszczalnych wielkości emisji i innych warunków pozwolenia mających na celu zapobieganie powstawaniu, a jeżeli nie jest to możliwe, ograniczenie emisji i oddziaływania na środowisko jako całość, z tym że:
1) technika – oznacza zarówno stosowaną technologię, jak i sposób, w jaki dana instalacja jest projektowana, wykonywana, eksploatowana oraz likwidowana,
2) dostępne techniki – oznaczają techniki o takim stopniu rozwoju, który umożliwia ich praktyczne zastosowanie w danej dziedzinie przemysłu, z uwzględnieniem warunków ekonomicznych i technicznych oraz rachunku kosztów i korzyści, a które to techniki prowadzący daną działalność może uzyskać,
3) najlepsza technika – oznacza najbardziej efektywną technikę w osiąganiu wysokiego ogólnego poziomu ochrony środowiska jako całości.

[6] Konkluzje BAT (*Best Available Techniques*) jest to dokument sporządzony na podstawie dokumentu referencyjnego, który formułuje wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik dla instalacji nim objętych, a także wskazuje poziomy emisji dla tych instalacji.

przekonane, że dotychczas akceptowane wartości są zgodne z konkluzjami BAT dokonają korekt w niewystarczającym zakresie, w konsekwencji czego dojdzie do sytuacji będącej przedmiotem rozważań niniejszego artykułu, a zatem podstaw do wszczęcia postępowania o wstrzymanie użytkowania instalacji.

IV. Ograniczenie prawa własności poprzez wstrzymanie użytkowania instalacji

Rozważając problematykę wstrzymania użytkowania instalacji, należy wziąć pod uwagę, że decyzje podejmowane na podstawie art. 367 ust. 1 upoś stanowią pewne ograniczenie podstawowych praw konstytucyjnych, wobec czego interes publiczny przejawiający się w obowiązku dbania o stan środowiska musi zmierzyć się z interesem prywatnym użytkownika instalacji. W pierwszej kolejności należy wskazać w tej konfrontacji posiadające bardzo ugruntowaną pozycję w polskim systemie prawnym prawo własności.

Artykuł 31 ust. 2 Konstytucji stanowi, że ograniczenia w zakresie korzystania z konstytucyjnych wolności i praw, takich jak prawo własności mogą być ustanawiane tylko w ustawie i tylko wtedy, gdy są konieczne w demokratycznym państwie, między innymi ze względu na ochronę środowiska.

W związku z powyższym powstaje pytanie, która z wartości konstytucyjnie chronionych powinna w tej sytuacji zostać uznana za nadrzędną – własność czy środowisko.

Własność na gruncie konstytucji jest rozumiana przede wszystkim jako wolność jednostki, z której wynikają określone obowiązki państwa. W rozumieniu konstytucji własność jest przede wszystkim publicznym prawem podmiotowym i jedną z wolności człowieka – w tym sensie własność ma chronić autonomię majątkową jednostki (Zaradkiewicz, 2013, s. 82 i n.). Obowiązek jej ochrony należy utożsamiać z gwarancją istnienia i poszanowania własności oraz trzeba go rozumieć szeroko, tj. zarówno jako zakaz nieuzasadnionego wkraczania przez władze publiczne we własność innych osób, jak i jako nakaz uformowania całego systemu w sposób sprzyjający nabywaniu własności oraz niezakłóconego czynienia użytku z tego prawa.

Środowisko jest natomiast rozumiane jako dobro wspólne, a co za tym idzie jego ochrona stanowi cel publiczny, o czym mowa w art. 5 Konstytucji. Zgodnie z przywołanym przepisem Rzeczypospolita zapewnia ochronę środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju. Wszędzie tam, gdzie miałoby dochodzić do ingerencji w środowisko, należy zadbać by ingerencja ta była jak najmniej szkodliwa, ale i osiągane korzyści społeczne były co najmniej proporcjonalne, społecznie adekwatne do strat, jakie się wówczas ponosi (Garlicki i Zubik, 2016). Ochronie środowiska poświęcony jest ponadto art. 74 Konstytucji, który niejako doprecyzowuje ogólną zasadę wyrażoną art. 5 Konstytucji. Zgodnie z nim ochrona środowiska stanowi obowiązek władz publicznych, które są ponadto zobowiązane do prowadzenia polityki zapewniającej bezpieczeństwo ekologiczne. Co więcej, wyrazem szczególnego poszanowania środowiska naturalnego i jego ochrony jest art. 86 Konstytucji. Na mocy ww. przepisu ustawodawca nie tylko nałożył na każdego obywatela obowiązek dbałości o stan środowiska, ale także nakazał ustanowienie mechanizmu odpowiedzialności za pogorszenie tego stanu. Rodzi to po stronie ustawodawcy obowiązek przyjęcia stosownych regulacji prawnych, a po stronie pozostałych władz publicznych – obowiązek ich konsekwentnego egzekwowania (Garlicki i Zubik, 2016).

Należy podkreślić, że zgodnie z aktualną linią orzeczniczą[7] „Ograniczenia wprowadzane ze względu na ochronę środowiska powinny mieć charakter proporcjonalny do innych wartości konstytucyjnie chronionych. Taką wartością jest zgodnie z art. 21 ust. 1 Konstytucji ochrona prawa własności". Wskazaną ochronę prawa własności należy rozumieć, jako powinność państwa zarówno do podejmowania działań o charakterze prawodawczym (ukształtowanie podstawowych instytucji prawnych konkretyzujących treść własności), jak i faktyczne czynności organów państwa mające za przedmiot dobra stanowiące własność jakiejś osoby. [8]

Oznacza to, że każdy element środowiska, w tym również przywoływana w artykule, jakość powietrza, ma jednakową wartość podlegającą ochronie prawnej również w konfrontacji z prawem tak podstawowym, jakim jest ochrona prawa własności[9].

Mając na uwadze powyższe, w odniesieniu do decyzji o wstrzymaniu użytkowania instalacji możemy mówić przede wszystkim o naruszeniu prawa własności, wynikającym z faktycznych czynności podejmowanych przez organy administracyjne. Jak zostało wskazane wcześniej, decyzje podejmowane przez WIOŚ mają charakter uznaniowy, na co wskazuje posłużenie się przez ustawodawcę sformułowaniem „może wstrzymać". Co więcej, analogiczny charakter mają orzeczenia wydawane w przedmiocie ustalenia na wniosek prowadzącego instalację, terminu usunięcia takiego naruszenia. W przepisach ustawy upoś nie zostało określone, jakimi kryteriami powinny kierować się organy administracji przy podejmowaniu takich orzeczeń. W związku z tym, przy ustaleniu granic swobody podejmowania decyzji organ administracji powinien brać pod uwagę wszelkie okoliczności sprawy, jak również regulacje wynikające z innych źródeł prawa, w tym w szczególności z Konstytucji. Dokonując oceny czy zachodzi konieczność wstrzymania użytkowania instalacji lub odmowy wyznaczenia terminu do usunięcia naruszenia, organ administracji powinien rozważyć dwa przeciwstawne interesy. Z jednej strony, powinien wziąć pod uwagę prawo własności użytkownika instalacji, z drugiej zaś – interes ochrony środowiska (Gruszecki, 2019). Jeżeli z przeprowadzonej przez organ oceny będzie wynikało, że bez natychmiastowego ustania użytkowania instalacji zajdą trudne do odwrócenia zmiany w środowisku, to WIOŚ będzie zobowiązany wydać decyzję wstrzymującą użytkowanie instalacji. Jeżeli jednak okaże się, że użytkowanie instalacji z naruszeniem warunków określonych w pozwoleniu na jej użytkowanie (np. z przekroczeniem dopuszczalnych norm emisji CO^2) nie stanowi natychmiastowego zagrożenia dla środowiska, to WIOŚ powinien w pierwszej kolejności wyznaczyć termin do usunięcia naruszeń (przy założeniu, że prowadzący instalację skieruje do organu właściwy wniosek na podstawie art. 367 ust. 2 upoś). Jeżeli natomiast WIOŚ wyda decyzję wstrzymującą użytkowanie instalacji, powinien on wskazać powody, dla których takie działanie było konieczne. Powyższe znajduje swoje uzasadnienie również w stanowisku prezentowanym przez sądy administracyjne, zgodnie z którym „W sytuacji kiedy organy korzystają z najbardziej dolegliwej sankcji przewidzianej w przepisach, powinny wykazać dlaczego zastosowanie jej było konieczne[10]". Spełnienie jednej z przesłanek do wydania omawianej decyzji stwarza jedynie możliwość wstrzymania użytkowania instalacji, a nie konieczność zastosowania tej sankcji. Skoro jednak organy uznają za stosowne

[7] Tak m.in. w wyr. WSA w Olsztynie z 24.01.2019 r., II SA/Ol 845/18, LEX nr 2614878; wyr. WSA w Rzeszowie z 12.03.2019 r., II SA/Rz 1411/18, LEX nr 2642708.

[8] Wyr. TK z 12.01.1999 r., P 2/98, (Dz.U.1999.3.30 z dnia 15.01.1999 r.).

[9] Wyr. NSA z 14.03.2018 r., II OSK 1281/16 (LEX nr 2469106).

[10] Wyr. NSA z 22.02.2006 r., II OSK 548/05 (LEX nr 194348); podobnie również wyr. WSA w Warszawie z 13.04.2007 r., IV SA/Wa 1790/06 (LEX nr 337745).

skorzystać z przewidzianej w art. 367 ust. 1 upoś możliwości, mają obowiązek wskazać okoliczności, które przemawiały za tego rodzaju rozstrzygnięciem Mając na uwadze powyższe, należy wskazać, że taka interpretacja może stanowić oznakę poszanowania prawa własności użytkownika instalacji, ponieważ pozwala użytkownikowi na podjęcie działań mających na celu naprawienie stanu niezgodnego z przepisami prawa, a tym samym umożliwia uniknięcie najbardziej dolegliwej sankcji w postaci wydania decyzji wstrzymującej. Wstrzymanie użytkowania instalacji powinno być uzasadnione konkretnymi, wskazanymi przez organ administracyjny przesłankami. Mogą nimi być np. niepodejmowanie przez stronę działań w celu wyeliminowania naruszenia wymagań ochrony środowiska, mimo zastosowania przez organy innych sankcji, tj. wydania zaleceń pokontrolnych czy wymierzenia grzywny na podstawie przepisów w sprawach postępowania o wykroczenia (art. 351 ust. 1 upoś).

Podsumowując, przy wydawaniu decyzji dotyczących wstrzymania użytkowania instalacji należy mieć na uwadze zarówno dobro publiczne, jakim jest ochrona środowiska, jak i dobro jednostki, jakim jest poszanowanie prawa własności, ponieważ obie te wartości podlegają konstytucyjnej ochronie. W związku z tym, uznaniowego charakteru omawianej decyzji nie należy utożsamiać z dowolnością orzekania w tym przedmiocie, a wszelkie działania podejmowane przez organy administracyjne powinny być proporcjonalne do naruszeń, dając tym samym wyraz poszanowania prawa własności użytkownika instalacji.

V. Ograniczenie wolności działalności gospodarczej poprzez wstrzymanie użytkowania instalacji

Kolejnym z ograniczeń, jakie niesie za sobą wydanie decyzji o wstrzymaniu użytkowania instalacji stanowiące ingerencję w interes prywatny jest ograniczenie wolności działalności gospodarczej. Na mocy art. 22 Konstytucji jest to możliwe jedynie w drodze ustawy i tylko ze względu na ważny interes publiczny. Wskazany przepis stanowi uzupełnienie postanowień zawartych w art. 20 Konstytucji, będąc nawiązaniem do wyrażonej tam zasady wolności działalności gospodarczej, która obejmuje wolność wyboru rodzaju działalności gospodarczej oraz wolność wykonywania wybranej sfery tej działalności. L. Garlicki słusznie wskazuje, że „wolność działalności gospodarczej, jako zasada ustroju Rzeczypospolitej stanowi wartość, której realizacja i poszanowanie jest obowiązkiem wszystkich władz publicznych" (Garlicki i Zubik, 2016). Powyższe znajduje swoje odzwierciedlenie zarówno w realizacji zakazu naruszania tej wolności, jak i w stworzeniu porządku gospodarczego, który będzie opierał się na swobodzie prowadzenia działalności gospodarczej. Swoboda ta musi być zagwarantowana prawem, ale musi też w rzeczywistości społeczno-gospodarczej stanowić podstawowy mechanizm funkcjonowania gospodarki.

Dopuszczenie możliwości ustawowego ograniczenia wolności działalności gospodarczej jest możliwe między innymi w związku z wartościami konstytucyjnymi, w tym przywoływaną wcześniej ochroną środowiska. Rozważania prowadzone w literaturze przedmiotu wskazują na różnorodne prawne ograniczenia tej konstytucyjnej zasady, z którymi mamy do czynienia tak przy podejmowaniu działalności gospodarczej, jak i w trakcie jej wykonywania.

Analogicznie jak w przypadku prawa własności, ograniczenie wolności gospodarczej może być usprawiedliwione jedynie ważnym interesem publicznym. W związku z tym należy zadać pytanie, co może stanowić na tyle istotny interes publiczny, aby można było uznać, że ograniczenie

wolności gospodarczej jest konieczne. W tym celu organy administracyjne są zobligowane do przeprowadzania każdorazowo wnikliwego badania stanu faktycznego, a problematyka związana z dokonywanymi ocenami, znajduje swoje potwierdzenie w orzecznictwie. W ślad za wyrokiem Naczelnego Sądu Administracyjnego wskazać należy, że „samo postępowanie w przedmiocie wydawania decyzji określającej środowiskowe uwarunkowania zgody na realizację danego przedsięwzięcia nie jest niezgodne z art. 22 Konstytucji, ponieważ dopuszcza ona możliwość ustawowego ograniczenia wolności prowadzenia działalności gospodarczej w związku z innymi wartościami konstytucyjnie chronionymi. Taką wartością jest także ochrona środowiska naturalnego objęta ochroną w art. 5 i art. 74 Konstytucji RP. Natomiast długotrwałe naruszające prawo niewydawanie decyzji umożliwiającej podjęcie działalności gospodarczej może ograniczać prawo strony do prowadzenia działalności gospodarczej, jeżeli warunkiem podjęcia tejże działalności jest uzyskanie danej decyzji”[11]. Wobec czego, działanie organu administracji w odniesieniu do omawianego ograniczenia działalności gospodarczej może przejawiać się zarówno poprzez bierność organu (jak miało to miejsce w przywołanym orzeczeniu), jak i w sytuacji wydania przez organ decyzji skutkującej wstrzymaniem możliwości prowadzonej działalności gospodarczej, tak jak ma to miejsce w przypadku decyzji wydanej na podstawie art. 367 ust. 1 upoś. Za słuszną uznać należ analizę dokonaną przez Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie, zgodnie z którą „proces wstrzymania funkcjonowania oraz utrzymywania »uśpionej« instalacji wiązać się będzie z poniesieniem znacznych nakładów, a późniejsze uruchomienie instalacji nie sprawi, że Spółka w jakikolwiek sposób odzyska te nakłady. Ponadto, wstrzymanie działania instalacji sprawi bowiem, że strona nie będzie otrzymywała wynagrodzenia z tytułu świadczenia usług”[12]. W przypadku, gdy wstrzymanie ma charakter długotrwały może ono nieść za sobą konieczność zwolnienia części pracowników, wypłaty ich wynagrodzeń w okresie wypowiedzenia, pomimo niewykonywania przez nich pracy w niefunkcjonującej instalacji oraz kosztów odpraw z tytułu likwidacji stanowisk pracy. Co więcej, podkreślić należy, że samo ponowne uruchomienie instalacji oznacza konieczność poniesienia dodatkowych, nadzwyczajnych wydatków.

W związku z powyższym, przed wydaniem decyzji o wstrzymaniu użytkowania instalacji należy przeanalizować dokładnie stan faktyczny, mając na uwadze skutki, jakie może wywołać jej dalsze użytkowanie (w tym prawdopodobieństwo wystąpienia trwałych bądź nieodwracalnych szkód w środowisku), w tym również, jakie szkody dla działalności gospodarczej może przynieść jego wstrzymanie.

W ocenie autorów tego artykułu władze publiczne mają obowiązek chronić środowisko, m.in. poprzez podejmowanie działań w postaci ograniczeń działalności gospodarczej, jednak powinny być one adekwatne i proporcjonalne do potencjalnych zagrożeń środowiska. W ten sam sposób powinny być podejmowane decyzje w sprawie wstrzymania użytkowania instalacji. Ustawodawca ma zatem za zadanie nie tyle pogodzić te dwie wartości konstytucyjne – wolność działalności gospodarczej i ochronę środowiska, ile doprowadzić powinno do ich zrównoważenia. Żadna z nich nie może być chroniona w sposób absolutny (Rosik-Bera i Borowiak, 2013, s. 514–524). W rzeczywistości jednak zdarza się, że dochodzi do konfliktu interesów, ponieważ przesądzenie, która z dwóch wartości ma być w danym stanie faktycznym przeważająca – swoboda działalności

[11] Wyr. NSA z 16.05.2018 r., II OSK 2622/17 (LEX nr 2510602).

[12] Postanowienie WSA w Warszawie z 15.05.2018 r., IV SA/Wa 3133/17 (LEX nr 2517630).

gospodarczej czy ochrona środowiska, stanowi niezwykle trudne zadanie. Jeżeli dojdzie do konfliktu przedsiębiorczości z ochroną środowiska, to pierwszeństwo powinien mieć zdrowy rozsądek, co w prawie może oznaczać zasadę słuszności i sprawiedliwości (Ciechanowicz-McLean, 2014).

VI. Podsumowanie

Analiza problematyki wstrzymania użytkowania dużego obiektu energetycznego spalania prowadzi do wniosku, że na organach publicznych spoczywa obowiązek zrównoważenia interesu publicznego z interesem prywatnym. Wszelkie działania zmierzające do zapewnienia poszanowania środowiska jako dobra wspólnego i wartości chronionej konstytucyjnie powinny respektować własność prywatną i wolność gospodarczą, które stanowią równoważne wartości podlegające ochronie na mocy Konstytucji.

Mając na względzie powyższe, autorzy artykułu postanowili sformułować postulat *de lege ferenda* dotyczący zmiany charakteru trybu wnioskowego na tryb obligatoryjny (w sytuacjach niezagrażających nieodwracalnymi szkodami w środowisku) przy wyznaczaniu terminu na usunięcie naruszeń uregulowane w art. 367 ust. 2 upoś. Obecnie WIOŚ ustala termin usunięcia naruszenia jedynie na wniosek prowadzącego instalacje. Po wprowadzeniu postulowanej zmiany WIOŚ w pierwszej kolejności byłby zobowiązany wydać decyzję ustalającą termin usunięcia naruszenia, a dopiero po jego bezskutecznym upływie wydawałby decyzję o wstrzymaniu użytkowania instalacji. Powyższe stanowiłoby wyraz poszanowania prawa własności i wolności działalności gospodarczej użytkownika, ponieważ miałby on możliwość podjęcia działań zmierzających do usunięcia naruszeń bez konieczności ponoszenia strat związanych ze wstrzymaniem instalacji, które często są nieodwracalne bądź trudne do zrekompensowania. Zaproponowana zmiana trybu zapewniłaby użytkownikowi instalacji bufor bezpieczeństwa w postaci obligatoryjnego terminu na usunięcie takich braków.

Należy podkreślić, że obecny kształt regulacji wstrzymania użytkowania instalacji stanowi wyraz braku równowagi pomiędzy celami stawianymi przed ustawodawcą w aspekcie pogodzenia interesu publicznego z prywatnym. Przepisy nie pozwalają użytkownikowi instalacji w świadomy sposób kształtować swojej sytuacji, a co za tym idzie stawiają interes publiczny ponad interesem prywatnym. Powyższe działanie może być usprawiedliwione jedynie z ważnych powodów, przez co należy rozumieć sytuacje, w których interesy te byłyby niemożliwe do pogodzenia, np. użytkowanie instalacji w sposób, który stanowiłby nagłe i bezpośrednie zagrożenie dla środowiska, a jego skutki byłyby nieodwracalne. Jeżeli jednak nie mamy do czynienia z naruszeniem takiej wagi, to obowiązujące przepisy prawa powinny dawać użytkownikowi możliwość naprawienia swoich błędów. Ponadto, wyznaczony termin na usunięcie naruszeń powinien być zgodny z zasadami upoś, tj. obejmować przedział czasowy, w jakim realnie da się usunąć naruszenie.

Podsumowując, przedstawiona propozycja wyrównałaby sytuację użytkownika instalacji w kontekście jego zarówno prawa własności, jak i wolności gospodarczej. Poprzez zaproponowaną zmianę regulacji użytkownik zyskałby możliwość samodzielnego decydowania o tym czy podejmie wszelkie możliwe działania mające na celu zapobieżenie najdalej idącym skutkom naruszenia, czy też pozostanie bierny, mając pełną świadomość związanych z tym konsekwencji.

Bibliografia

Bukowski, Z., Czech, E., Karpus, K. i Rakoczy, B. (2013). *Prawo ochrony środowiska. Komentarz* (wyd. I). Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Ciechanowicz-McLean, J. (2014). Konstytucyjna zasada wolności gospodarczej a ochrona środowiska. *Gdańskie Studia Prawnicze*, XXXI.

Ciećwierz, P. i Zielińska-Barłożek, I. (red.). (2013). *Ryzyka prawne w transakcjach fuzji i przejęć.* Warszawa: LexisNexis.

Czajkowska-Matosiuk, K. (2013). Pozwolenia na wprowadzanie do środowiska substancji lub energii. *Prawo i Środowisko*, 4.

Garlicki, L. i Zubik, M. (red.). (2016). *Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej. Komentarz. Tom I* (wyd. II). Warszawa: Wydawnictwo Sejmowe.

Górski, M. (2008). *Odpowiedzialność administracyjnoprawna w ochronie środowiska*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

Górski, M., Pchałek, M. i Radecki, W. (2019). *Prawo ochrony środowiska. Komentarz* (wyd. 3). Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Gruszecki, K. (2012). Glosa do uchwały NSA z dnia 12 grudnia 2011 r., II OPS 2/11. *Samorząd Terytorialny*, 10.

Gruszecki, K. (2019). *Prawo ochrony środowiska. Komentarz* (wyd. V). Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

Kwaśnicka, K. (2011). *Odpowiedzialność administracyjna w prawie ochrony środowiska*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.

Padrak, K. i Solan, M. (2010). Odpowiedzialność administracyjna w Prawie ochrony środowiska. *Państwo i Prawo*, 1.

Rosik-Bera, M. i Borowiak, M. (2013). Natura 2000 a wolność działalności gospodarczej. W: A. Kaźmierska-Patrzyczna, M.A. Król (red.), *Problemy wdrażania systemu Natura 2000 w Polsce* (s. 514–524). Szczecin–Łódź–Poznań: Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych O/Wielkopolski.

Wałkowski, D. i Zielińska-Barłożek, I. (red.). (2014). *Prawo ochrony środowiska w transakcjach fuzji i przejęć oraz nabycia nieruchomości*. Warszawa: LexisNexis.

Zaradkiewicz, K. (2013). *Instytucjonalizacja wolności majątkowej*. Warszawa: Biuro Trybunału Konstytucyjnego.

Mateusz Czuba*, Michał Wielec**

Opodatkowanie elektrowni wiatrowych w Polsce – wybrane aspekty

Spis treści

I. Wprowadzenie
II. Opodatkowanie energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowych podatkiem akcyzowym
III. Opodatkowanie energii elektrycznej pochodzącej z mikroinstalacji wiatrowej w systemie opustów
IV. Opodatkowanie elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości

Streszczenie

Artykuł ma na celu przybliżenie całokształtu obowiązków podatkowych związanych z funkcjonowanie podmiotów wytwarzających energię elektryczną z wiatru. Ramy prawne funkcjonowania elektrowni wiatrowych w Polsce na przestrzeni lat znacząco ewoluowały i były wielokrotnie zmieniane, co jest szczególnie widoczne właśnie na gruncie przepisów prawa podatkowego. Pozyskiwanie energii elektrycznej z wiatru jest obecnie jedną z wiodących metod wykorzystania odnawialnych źródeł energii. W polskim systemie prawnym tego rodzaju działalność jest traktowana w sposób szczególny. Wiążę się z tym mnogość obowiązków o charakterze podatkowym, których podmiotami są jednostki prowadzące elektrownie wiatrowe.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii; podatki.

JEL: K34

I. Wprowadzenie

Polityka energetyczna państwa stanowi jeden z najważniejszych filarów bezpieczeństwa. Wraz ze stale rosnącym zapotrzebowaniem istnieje nieodzowna potrzeba dywersyfikacji źródeł energii elektrycznej. W obecnej sytuacji większość elektrowni w Polsce opiera się na paliwie w postaci węgla brunatnego oraz kamiennego. Wzmożona polityka Unii Europejskiej, stojąca w opozycji do pozyskiwania energii elektrycznej w procesie spalania, a także wzmagające na sile problemy związane z zanieczyszczeniem powietrza zmuszają do sięgnięcia po rozwiązania alternatywne. Z pewnością należą do nich odnawialne źródła energii, które wraz z upływem lat cieszą się co raz większą popularnością oraz, nieustannie rozwijana, związana z nimi technologia.

* Student IV roku prawa na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; członek Naukowego Koła Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych. E-mail: matteuszczuba@gmail.com.

** Student IV roku prawa na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; członek Naukowego Koła Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych. E-mail: wielec.michal@o2.pl.

Jednym z warunków koniecznych dla poszerzenia kręgu podmiotów pozyskujących energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii jest prawidłowa regulacja w zakresie tworzenia i funkcjonowania elektrowni niekonwencjonalnych. Wiążę się z tym również potrzeba właściwego opracowania systemu fiskalnego, który zachęci potencjalnych wytwórców oraz odbiorców do inwestowania w zieloną energię.

Katalog sposobów umożliwiających pozyskiwanie energii elektrycznej, swoim zakresem obejmuje m.in. wykorzystywaniu wiatru jako paliwa dla elektrowni wiatrowych. Odnoszące się tego przepisy prawne na przestrzeni lat znacząco ewoluowały i stale są przedmiotem prac parlamentu[1] na skutek często rozbieżnego ich stosowania. Szczególnie można to dostrzec w trakcie analizy te4go zagadnienia na gruncie podatkowym. Interpretacje organów państwowych często odbiegają od pierwotnych założeń, jakie przyświecały ustawodawcy przy uchwalaniu przepisów. W dalszej części artykułu przybliżona zostanie problematyka związana z opodatkowaniem elektrowni wiatrowych w Polsce, wraz z wnioskami obejmującymi analizowaną materię.

II. Opodatkowanie energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowych podatkiem akcyzowym

W polskim porządku prawnym podatek akcyzowy został uregulowany w ustawie o podatku akcyzowym z dnia 6 grudnia 2008 r. (dalej: upa)[2]. Czynności będące przedmiotem opodatkowania akcyzą zostały określone w art. 8 tejże ustawy. Niemniej jednak specyfika obrotu energią elektryczną i unijne uregulowania w zakresie jej opodatkowania wymusiły na krajowym ustawodawcy wprowadzenie regulacji ustanawiających przedmiot opodatkowania w inny sposób niż w przypadku pozostałych wyrobów akcyzowych (Zimny, 2017, s. 105). Przedmiot tego podatku dla obrotu energią elektryczną został szczegółowo uregulowany w art. 9 tejże ustawy. Artykuł ten stanowi implementacje dyrektywy UE 2008/art 12 ust 1 pkt 19118/WE, a w szczególności jej art. 1, który ustanawia ogólne zasady dotyczące podatku akcyzowego, nakładanego bezpośrednio lub pośrednio na konsumpcję (Zimny, 2017, s. 106).

Zgodnie z art. 9 upa, za czynności podlegające opodatkowaniu uznaje się czynności dokonywane dopiero na etapie wydania energii do konsumpcji. Co do zasady, podatek akcyzowy powinien zatem zostać uiszczony na etapie dostawy energii elektrycznej przez spółkę obrotu energią elektryczną (farmę wiatrową) do nabywcy końcowego. Z tego też powodu, kluczowe znaczenie ma ustalenie definicji tegoż nabywcy końcowego. Pojęcie to zostało zdefiniowane w przepisie art. 2 pkt 19 upa, zgodnie z którym przez nabywcę końcowego należy rozumieć podmiot nabywający energię elektryczną, nieposiadający koncesji na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót tą energią w rozumieniu przepisów ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (dalej: pe)[3]. Nie będzie podlegać zatem opodatkowaniu sprzedaż energii elektrycznej podmiotowi posiadającemu którąkolwiek z koncesji wskazanych w przepisie. Niemniej jednak ustawodawca wyłącza z zakresu podmiotowego nabywcy końcowego katalog podmiotów wskazanych w art. 2 ust. 1 pkt 19 lit. a–d upa, które pomimo nieposiadania koncesji, nie są odbiorcami końcowymi

[1] Zob. np. ustawa z dnia 19.07.2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2019, poz.1524); ustawa z dnia 7.06.2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2018, poz.1276).

[2] Ustawa z dnia 6.12.2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. 2009, Nr 3 poz. 11).

[3] Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 2019, poz. 755).

energii w rozumieniu upa (giełdy energii elektrycznej oraz inne instytucje uczestniczące w giełdowym obrocie energią elektryczną). Co do zasady, nabywca końcowy nie jest zatem podatnikiem podatku akcyzowego oraz nie jest zobowiązany do deklarowania i rozliczania tego podatku (Markiewicz, 2009, s. 8).

Do czynności podlegających opodatkowaniu podatkiem akcyzowym, ustawa zalicza: wewnątrzwspólnotowe nabycie energii elektrycznej przez nabywcę końcowego, sprzedaż energii elektrycznej na rzecz nabywcy końcowego, import energii elektrycznej przez nabywcę końcowego oraz zużycie energii przez podmiot posiadający albo nieposiadający koncesji na obrót, przesyłanie, wytwarzanie lub dystrybucję energii, albo przez nabywcę końcowego. Niemniej jednak zdecydowaną większość czynności opodatkowanych związana jest ze sprzedażą energii elektrycznej (Lewandowski, 2018, s. 174).

Artykuł 30 ust 1–2 upa przewiduje zwolnienie z podatku akcyzowego energii elektrycznej pochodzące ze źródeł odnawialnych, w tym zatem także z wiatru[4]. Zwolnienie to nie jest jednak bezwarunkowe i następuje dopiero po otrzymaniu dokumentu potwierdzającego umorzenie świadectwa pochodzenia energii elektrycznej. Świadectwo pochodzenia energii stanowi certyfikat poświadczający rodzaj źródła z jakiego pochodzi energia. Wydawanie certyfikatów pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych reguluje ustawa z dnia 1 grudnia 2018 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: uoże)[5]. Zgodnie z przepisem art. 44 tejże ustawy, wytwórcy energii z odnawialnych źródeł energii przysługuje świadectwo pochodzenia tej energii potwierdzające jej wytworzenie z takiego właśnie źródła. Świadectwa pochodzenia energii (zwane także zielonymi certyfikatami) przyznawane są producentom obok regularnego wynagrodzenia za sprzedaną energię. Jest to forma gratyfikacji za przyczynienie się do tworzenia mniej zanieczyszczonego środowiska (Markiewicz, 2016, s. 139). Świadectwo wydawane jest na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego (farmy wiatrowej) zgłoszony do Prezesa URE. Art. 45 uoże enumeratywnie wymienia warunki formalne, jakim musi odpowiadać wniosek.

Umorzenie świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych następuję w trybie przewidzianym w art. 52 pkt 1 uoże. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane uzyskać świadectwo pochodzenia energii we wskazanym wcześniej trybie oraz przedstawić je do umorzenia Prezesowi URE. Istotnym wydaje się natomiast wskazanie, że art. 52 ust. 1 pkt 1 lit. b przewiduje możliwość przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia energii wydanego na podstawie przepisów prawa energetycznego. Takie uprawnienie przewidywał przede wszystkim art. 9a pe w stanie prawnym obowiązującym do 25 stycznia 2019 roku[6]. W obecnie obowiązującym stanie prawnym wydawanie świadectw pochodzenia energii nie jest już możliwe na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne.

Posiadanie dokumentu potwierdzającego pochodzenie energii jest zatem konieczne do skorzystania ze zwolnienia przewidzianego w art. 30 ust 1–2 upa. Zwolnienie następuje poprzez obniżenie akcyzy należnej od energii elektrycznej za najbliższe okresy rozliczeniowe, co obliguje podatnika do zadeklarowania i zapłaty akcyzy (Lewandowski, 2018, s. 175).

[4] Ustawa z dnia 6.12.2008 r. o podatku akcyzowym nie definiuje pojęcia „źródeł odnawialnej energii", koniecznym jest zatem posiłkowe wykorzystanie definicji zawartej w prawie energetycznym.

[5] Ustawa z dnia 20.02.2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015, poz. 478).

[6] Uchylone ustawą z dnia 14.12.2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2019, poz. 412).

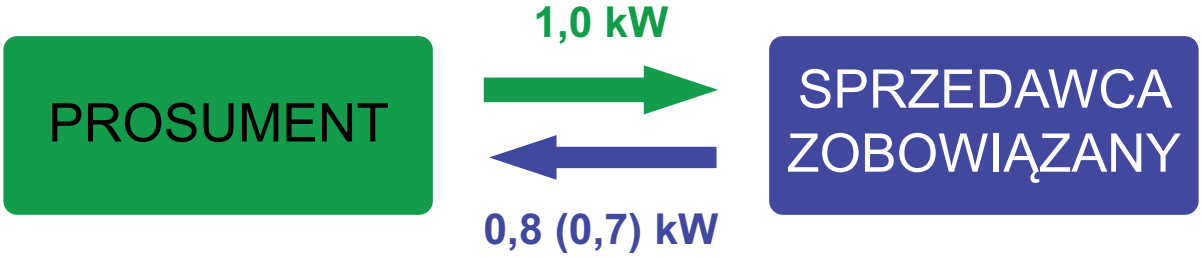
III. Opodatkowanie energii elektrycznej pochodzącej z mikroinstalacji wiatrowej w systemie opustów

Znajdujący się w rozdziale 2 uoże art. 4 od początku swojego istnienia miał stanowić układ napędowy dla rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii, składający się z części identyfikowanych jako poszczególne ustępy. Kierowany był w głównej mierze do sprzymierzeńców zielonej energii, którzy zdecydowali się chociażby na założenie mikroinstalacji w postaci przydomowej elektrowni wiatrowej. Pierwotnie ustawodawca uznał, iż najlepszym rozwiązaniem mającym na celu uregulowanie kwestii wytwarzania energii przez podmioty nieprowadzące w tym zakresie działalności gospodarczej będzie wprowadzenie tzw. taryf ulgowych (*Feed-in tariff*). Miały one dotyczyć procesu sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej wygenerowanej przez mikroinstalacje i wprowadzonej do sieci. Konstrukcja ta polegała na ustaleniu stałych, w rozciągnięciu długoterminowym cen, po jakich sprzedawca zobowiązany nabywał wytworzony nadmiar energii, co skutkowało optymalizacją w zakresie jej wykorzystania. Jednocześnie, pozwalało to wytwórcom na uzyskanie przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej przewyższającej ich zapotrzebowanie. Pomysł taryf ulgowych przeszedł wyboistą drogę legislacyjną towarzyszącą uchwaleniu uoże. Finalnie pojawił się w treści ustawy, a następnie w wyniku nowelizacji zniknął z rozdziału 2 i został zastąpiony kompletnie odmiennym systemem.

Po ponad roku od wejścia ustawy stanowiącej znaczący krok dla rozwoju odnawialnych źródeł energii nadszedł czas na gruntowne zmiany, które swoim zasięgiem, objęły kwestie dotyczące wytwarzania energii elektrycznej przez podmioty niezajmujące się jej produkcją i obrotem, w kontekście działalności gospodarczej. Wraz z nowelizacją z dnia 22 czerwca 2016 r. ustawodawca odmienił oblicze dotąd funkcjonującego mechanizmu zawartego w rozdziale 2 art. 4 uoże. Wprowadził on system opustów (inaczej: net-metering, opomiarowanie netto) i na nim oparł relacje zachodzące między wytwórcą posiadającym mikroinstalacje – odtąd nazywanym prosumentem – a sprzedawcą zobowiązanym, tj. przedsiębiorstwem energetycznym.

System opustów funkcjonujący do dnia dzisiejszego opiera się na swego rodzaju „wymianie". Zgodnie z treścią przepisu art. 4 ust. 1 uoże "sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w stosunku ilościowym 1 do 0,7 z wyjątkiem mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW, dla których ten stosunek ilościowy wynosi 1 do 0,8". Sposób działania powyższego systemu ukazany został na rysunku nr 1.

Rysunek 1. Ilustracja systemu net-meteringu



Źródło: opracowanie własne.

Przyglądając się idei systemu opustów, nie sposób nie zwrócić uwagi na kwestię dotyczącą pozostałej ilości energii wprowadzanej do sieci, której to prosument nie otrzymuje z powrotem. Przy wprowadzeniu przez prosumenta 1,0 kW energii elektrycznej do sieci, będzie to ilość rzędu 0,2 kW bądź 0,3 kW. Zagadnienie to reguluje art. 4 ust. 11 uoże następująco „nadwyżką ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci wobec ilości energii pobranej przez niego z tej sieci dysponuje sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, w celu pokrycia kosztów rozliczenia, w tym opłat, o których mowa w ust. 4". W odniesieniu do powyższego przepisu, a także do przywołanego art. 4 ust. 4 uoże, pozostała nadwyżka stanowi opłatę za usługę dystrybucji energii elektrycznej, którą ponosi sprzedawca wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a także opłatę za magazynowanie energii elektrycznej, gotowej do przesyłu w zamian za wytworzoną energię z mikroinstalacji.

Z funkcjonowaniem opisanego powyżej systemu opustów wiąże się szereg problemów powstających na gruncie podatkowym. W tym konkretnym mechanizmie pojawiają się trzy podstawowe problemy, które dotyczą:

1) opodatkowania wprowadzanej do sieci i pobieranej z niej energii elektrycznej w kontekście obowiązków podatkowych prosumenta,
2) opodatkowania pobieranej energii elektrycznej z sieci przez prosumenta w kontekście obowiązków podatkowych sprzedawcy zobowiązanego,
3) opodatkowania nadwyżki w ilości 20 lub 30% energii elektrycznej powstałej na skutek rozliczenia energii wprowadzonej do sieci przez prosumenta, z energią pobraną od sprzedawcy zobowiązanego.

W stosunku do pierwszego z podanych aspektów systemu net-meteringu należy wskazać, iż wytwarzając i zużywając energię elektryczną, w znaczeniu ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług[7] (dalej: uptu), prosument jest podatnikiem VAT czynnym. W następstwie może dojść do sytuacji, kiedy po rozliczeniu z przedsiębiorstwem energetycznym prosument będzie posiadał saldo dodatnie lub saldo ujemne. Dodatnie saldo będzie miało miejsce wtedy, gdy prosument pobierze z sieci więcej energii elektrycznej aniżeli sam wyprodukuje i wprowadzi. Wtedy będzie zobowiązany do zapłaty wynagrodzenia sprzedawcy zobowiązanemu za pobraną różnicę w energii, która to podlega opodatkowaniu stawką VAT 23%. W przypadku salda ujemnego, występującego w sytuacji wytworzenia i wprowadzenia większej ilość energii przez prosumenta aniżeli ilości energii pobranej od przedsiębiorstwa energetycznego, prosument będzie zobowiązany do naliczenia podatku VAT w odniesieniu do nadwyżki energii, jaką zasilił sieć, poprzez zastosowanie art. 5 ust. 1 uptu, a tym samym na prosumencie ciążyć będą obowiązki, takie jak: rejestracja w celach VAT, prowadzenie ewidencji, dokumentowanie sprzedaży fakturą, składanie stosownych deklaracji VAT. Istnieje jednak możliwość zwolnienia prosumenta z podatku od towarów i usług na mocy art. 113 ust. 1 i ust. 9 uptu, jeśli w wyniku osiągnięcia salda ujemnego wartość sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku nie przekraczała 200 000 zł netto. Zwolnienie obejmuje także brak obowiązku rejestracji, naliczania VAT, dokumentowania fakturami i składania deklaracji.

Kolejno, rozważenia wymaga art. 4 ust. 10 uoże, który stanowi, iż „pobrana energia podlegająca rozliczeniu, o którym mowa w ust. 1, jest zużyciem energii wyprodukowanej przez danego prosumenta w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym". Treść

[7] Ustawa z dnia 11.03.2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz.U. 2004, Nr 54, poz. 535).

przepisu wymaga posiłkowego posłużenia się upa, a konkretnie jej art. 9 ust. 1, gdzie wymienione są zdarzenia podlegające opodatkowaniu akcyzą. Do takich zdarzeń ustawodawca zaliczył między innymi zużycie energii, o którym także stanowi art. 4 ust. 10 uoże, w wyniku czego powinno ono podlegać opodatkowaniu. Jednakże, nałożenie na prosumenta obowiązku podatkowego w postaci akcyzy, byłoby sprzeczne z *ratio legis* wprowadzonego do uoże art. 4, dlatego w następnej kolejności należy sięgnąć do rozporządzenia Ministra Finansów w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego[8], które w art. 5 ust. 1 rozstrzyga następująco: „zwalnia się od akcyzy zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej z generatorów o łącznej mocy nieprzekraczającej 1 MW przez podmiot, który zużywa tę energię". W konsekwencji, prosument nie jest zobowiązany do uiszczenia podatku akcyzowego od wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii, gdyż uznaje się, iż dokonuje on tym samym zużycia, o którym mówi art. 4 ust 10 uoże.

Odmiennie zaś na gruncie podatku akcyzowego przedstawia się sytuacja energii elektrycznej, jaką w omawianym procesie pobiera prosument od przedsiębiorstwa energetycznego. Można by przypuszczać, iż skoro oddana przez prosumenta energia elektryczna do sieci, w celu „wymiany" za energię dostarczaną przez sprzedawcę, nie jest przedmiotem opodatkowania akcyzą, to energia przepływająca w drugą stronę również nie podlega obowiązkowi uiszczenia podatku akcyzowego, a całość stanowi spójny system wspierania rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii. Niemniej w odpowiedzi na interpelację nr 4855 z dnia 1 września 2016 r. w sprawie zwolnienia z podatku akcyzowego energii elektrycznej podlegającej rozliczeniu przez prosumenta[9]Minister Energii stwierdził, że należy powrócić do treści upa i zawartego w niej art. 2 ust. 1 pkt 21, objaśniającego czym jest sprzedaż energii elektrycznej. Można z niego wyczytać, iż czynność fizyczną lub prawną, na skutek której zachodzi przeniesienie posiadania bądź własności energii elektrycznej na inny podmiot uznaje się za sprzedaż. Konstatacja ukazana przez Ministra Energii sprowadziła się do uznania wydania energii elektrycznej prosumentowi, jako spowodowania przeniesienia jej posiadania i/lub własności na prosumenta, co zaś w rozumieniu przytoczonego art. 2 ust. 1 pkt 21 upa stanowi sprzedaż podlegającą opodatkowaniu na podstawie art. 9 ust. 1 tej ustawy, gdyż energia elektryczna zostaje przeniesiona na nabywcę końcowego nieposiadającego koncesji. Powyższa interpretacja przepisów dotyczących zarówno odnawialnych źródeł energii, jak i podatku akcyzowego nałożyła na dystrybutora energii elektrycznej brzemię w postaci *prima facie* wyłączonego na podstawie rozporządzenia Ministra Finansów obowiązku podatkowego w postaci podatku akcyzowego.

Ostatnia kwestia dotyczy nadwyżki powstającej na skutek pobrania energii elektrycznej przy uwzględnieniu limitu 80 lub 70% w stosunku do energii wytworzonej i przesłanej. Jak zostało już podane, przy założeniu wprowadzenia do sieci przez prosumenta energii elektrycznej w ilości 1,0 kW, na mocy art. 4 ust. 1 w związku z art. 4 ust. 11 uoże, sprzedawca zostaje dysponentem pozostałej energii elektrycznej, tj. 0,2 kW lub 0,3 kW, w celu pokrycia kosztów rozliczenia. W tej materii ustawodawca wyraził się klarownie, umiejscawiając w art. 4 ust. 12 uoże przepis, z którego wynika *explicite*, iż nadwyżka ilości energii elektrycznej powstała na skutek rozliczenia w sto-

[8] Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 28.12.2018 r. w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego (Dz.U. 2018, poz. 2525).

[9] Odpowiedź na interpelację nr 4855 w sprawie zwolnienia z podatku akcyzowego energii elektrycznej podlegającej rozliczeniu przez prosumenta – odpowiadający: Minister Energii Krzysztof Tchórzewski. Pozyskano z: www.sejm.gov.pl.

sunku 1,0 do 0,8 lub 0,7 nie stanowi przychodu w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.

Należy poświęcić kilka słów wnioskom, jakie nasuwają się po zapoznaniu z opisanymi regulacjami. Po pierwsze, analizując zaprezentowany system, należy szczególną uwagę zwrócić na pojęcie „zużycia". Wiąże się ono z wyprodukowaniem energii elektrycznej przy użyciu mikroinstalacji i przesłaniem jej do sieci przez prosumenta, a następnie pobraniem energii od przedsiębiorstwa energetycznego. Obie te czynności mieszczą się w pojęciu „zużycia", lecz Minister Energii w odpowiedzi na interpelację dokonał rozdzielenia obu tych czynności na gruncie podatku akcyzowego, stwarzając tym samym dwa ujęcia jednego zjawiska, raz zawierającego się w zakresie pojęcia „zużycia" jako wyprodukowanie i wprowadzenie energii, ale tylko stosowanego wobec prosumenta, a drugi raz występującego jako sprzedaż według definicji ujętej w treści upa, w odniesieniu do sprzedawcy zobowiązanego, co prowadzi w stosunku do niego do nałożenia podatku akcyzowego.

Drugi wniosek, jaki można wysnuć w kontekście funkcjonowania przedstawionego mechanizmu dotyczy nieuwzględnienia przy interpretowaniu przepisów reguły wynikającej z art. 9 ust. 3 upa. Przepis ten wyjaśnia, że jeśli w stosunku do energii elektrycznej powstał obowiązek podatkowy w związku z wykonaniem jednej czynności, o której mowa w ust. 1, to nie powstaje obowiązek podatkowy w związku z wykonaniem innej czynności podlegającej opodatkowaniu akcyzą. W relacji do prosumenta obowiązek podatkowy wynikający z upa, powstaje w wyniku zużycia energii elektrycznej, niemniej jednak jest on zwolniony z jego uiszczenia na mocy rozporządzenia Ministra Finansów. Zwolnienie nie powinno stanowić motywu dla poszukiwania innej podstawy opodatkowania sprzedawcy zobowiązanego. Toteż ciężko zaakceptować stanowisko wyrażone przez Ministra Energii, które przeczy założeniom wprowadzonych regulacji poświęconych net-meteringowi. Miały one bowiem zapewnić optymalizację kosztów mechanizmu wsparcia dla sektora energetyki, opierającego się na odnawialnych źródłach energii.

Próbę ograniczenia obowiązku podatkowego, podjęła jedna ze spółek prowadząca działalność w zakresie handlu energią elektryczną, składając wniosek o wydanie interpretacji w sprawie możliwości opodatkowania akcyzą jedynie nadwyżki, powstałej na skutek pobrania przez prosumenta większej ilości energii niż wyprodukowania i przesłania do sieci. Jednakże Dyrektor Izby Skarbowej w Katowicach zaznaczył w odpowiedzi na interpretację[10], iż system opustów nie opiera się na systemie barterowym, a przekazana energia elektryczna przez prosumenta nie jest zapłatą, za energię otrzymaną od sprzedawcy zobowiązanego. Wobec tego całość energii pobranej przez prosumenta jest opodatkowana akcyzą. Sprawa znalazła się finalnie w Wojewódzkim Sądzie Administracyjnym w Gliwicach, który podtrzymał wyjaśnienie urzędu skarbowego i tym samym ugruntował kierunek, w jakim powinny podążać organy podatkowe, przy interpretowaniu omawianego zagadnienia[11].

[10] Interpretacja Dyrektora Izby Skarbowej w Katowicach z dnia 02.12.2015 r. (IBPP4/4513-114/15/LG).

[11] Wyr. Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Gliwicach z dnia 11.10.2016 r. (III SA/Gl 270/16).

IV. Opodatkowanie elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości

Podatek od nieruchomości jest podatkiem lokalnym, pobieranym przez samorządy gminne. Zgodnie z art. 2 ust 1 pkt 3 ustawy z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych[12] (dalej: upol), opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają m.in. budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Elektrownie wiatrowe są natomiast urządzeniami technicznymi, które składają się z:

1) części budowlanej, którą stanowią maszt i fundamenty oraz
2) części niebudowlanej, składającej z urządzeń o charakterze wyłącznie technicznym, takich jak turbina, gondola, urządzenia pomiarowe czy układ sterowania.

Problematyka związana z opodatkowaniem elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości sprowadza się zatem do ustalenia czy przedmiotem tego podatku są całe elektrownie wiatrowe, czy wyłącznie ich części budowlane. Jest to o tyle istotne, że podstawę podatku od nieruchomości, w przypadku budowli związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej stanowi ich wartość. Uznanie za przedmiot opodatkowania także części niebudowlanych elektrowni wiatrowych ma istotny wpływ na wysokość obciążenia podatkowego. Wartość urządzeń technicznych niejednokrotnie przekracza bowiem 70% wartości całej elektrowni wiatrowej.

Pojęcie budowli zostało zdefiniowane w art. 1a ust. 1 pkt 1 upol, która w sposób pomocniczy odsyła do definicji zawartej w przepisach ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (dalej: pb)[13]. W stanie prawnym obowiązującym od 26 września 2005 roku do 31 grudnia 2016 r. prawo budowlane za budowlę uważało m.in. części budowlane urządzeń technicznych i jako ich przykład wprost wymieniało elektrownie wiatrowe. Zgodnie z przepisami pe opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości nie podlegała zatem cała elektrownia wiatrowa, a wyłącznie jej elementy budowlane, czyli fundamenty i maszt. Do przedmiotu opodatkowania podatkiem od nieruchomości nie zaliczano natomiast komponentów technicznych (Kran, 2018).

W maju 2016 roku doszło do uchwalenia ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (dalej: ustawa wiatrakowa)[14]. Ustawodawca zdecydował się na ujednolicenie pojęcia „elektrowni wiatrowej". Nowo uchwalona ustawa, po pierwsze, usunęła z definicji budowli zawartej w ustawie pb przykładowe odniesienie do elektrowni wiatrowych jako części budowlanych urządzeń technicznych, po drugie zaś wprowadziła ustawową definicję elektrowni wiatrowych, która stanowiła wprost, że elektrownie wiatrowe stanowią budowlę w rozumieniu pb. Intencją ustawodawcy było bowiem umożliwienie stosowania przepisów pb dotyczących użytkowania obiektów budowlanych oraz katastrof budowlanych do całych elektrowni wiatrowych[15], nie zaś wyłącznie do ich elementów budowlanych. Skutkiem pośrednim, nieprzewidzianym przez ustawodawcę była natomiast zmiana przedmiotu podatku od nieruchomości. Uchwalona ustawa weszła w życie z dniem 1 stycznia 2017 r.

[12] Ustawa z dnia 12.01.1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (t.j. Dz.U. 2018, poz. 1445).

[13] Ustawa z dnia 7.07.1994 r. – Prawo budowlna (t.j. Dz.U. 2018, poz. 1202).

[14] Ustawa z dnia 20.05.2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz.U. 2019, poz. 654).

[15] Uzasadnienie projektu Ustawy z dnia 20.05.2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (druk nr 315). Pozyskano z: http://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/druk.xsp?nr=315 (10.05.2019).

W związku z wejściem w życie ustawy, wystąpiły wątpliwości co do sposobu opodatkowania elektrowni wiatrowych. Były one wynikiem przede wszystkim wprowadzenia legalnej definicji elektrowni wiatrowej. Podnoszono jednak, że ustawa o podatkach i opłatach lokalnych, określając przedmiot opodatkowania odsyła posiłkowo jedynie do przepisów prawa budowlanego, które swoim zakresem nie obejmują nowo uchwalonej ustawy wiatrakowej[16]. Nie było zatem możliwe stosowanie definicji ustawowej zawartej w tym akcie prawnym, gdyż nie stanowił on „przepisów prawa budowlanego" (Kran, 2018). Osią sporu było zatem określenie przedmiotu opodatkowania, tj. czy przedmiot opodatkowania stanowi jak dotychczas jedynie fundament oraz wieża (część budowlana), czy też całość, na którą składają się oprócz części budowlanych, także elementy techniczne elektrowni wiatrowej.

Ze względu na powstałe niejasności, od 1 stycznia 2017 r. mieliśmy do czynienia ze stanem niepewności co do sposobu prawidłowego kalkulowania podatku od nieruchomości przez podatników tego podatku prowadzących farmy wiatrowe (b.d., 2017). Część z nich zdecydowała się na obliczenie podatku wedle dotychczasowych zasad, jedynie od podstawy stanowiącej wartość części budowlanych elektrowni wiatrowych, zgodnie z podnoszonymi postulatami. Inni zaś zdecydowali się obliczyć należny podatek od wartości całych elektrowni wiatrowych. Rozbieżności w interpretacji ustawy były przyczyną występowania do lokalnych organów podatkowych o wydawanie licznych interpretacji indywidualnych. W efekcie działalności tychże organów wykształciły się dwie linie interpretacyjne, które można usystematyzować w następujący sposób:

1) interpretacje rozstrzygające wątpliwości *in dubio pro tributario* (Lewandowski i Pest, 2017), zgodnie z którymi zasady opodatkowania elektrowni wiatrowych nie zmieniły się na skutek wejścia w życie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych[17]; oraz
2) interpretacje rozstrzygające wątpliwości *in dubio pro fisco*, zgodnie z którymi opodatkowaniu podlega cała elektrownia wiatrowa, a więc jej części zarówno budowlane, jak i niebudowlane[18].

Interpretacje należące do tej drugiej grupy stały się przedmiotem skarg rozpatrywanych przez sądownictwo administracyjne. Do czynionych zarzutów należało przede wszystkim wywodzenie skutków podatkowych z ustaw niepodatkowych oraz dokonywanie rozszerzającej wykładni prawa na niekorzyść podatnika poprzez stosowanie ustawy wiatrakowej, pomimo braku ustawowego odesłania do jej treści w upol[19]. Sądy administracyjne zgodnie podzielały jednak stanowisko reprezentowane przez organy podatkowe i uznawały, że przedmiotem opodatkowania są części zarówno budowlane, jak i niebudowlane elektrowni wiatrowych[20].

Ostatecznie Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z dnia 22 października 2018 roku wydanym w składzie 7 sędziów opowiedział się za stanowiskiem profiskalnym, wskazując, że

[16] Zawarte w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych odesłanie do „przepisów prawa budowlanego" ma charakter nieprecyzyjny. Ustawodawca nie uściślił bowiem czy jest to odesłanie wyłącznie do przepisów ustawy – Prawo budowlane, czy ogólnie do przepisów wszystkich ustawach budowlanych. Kwestię tę przesądził Trybunał Konstytucyjny w wyroku z dnia 13.09.2011 roku (P 33/09) wskazując, że „odwołanie do przepisów prawa budowlanego trzeba traktować jako odesłanie do UPB".

[17] Zob. np. Interpretacja Indywidualna Wójta Gminy Zgorzelec z dnia 3.11.2016 r., FP 310.1.1.2016.2.; Interpretacja Indywidualna Wójta Gminy Puck z dnia 30.12.2016 r., F.B.310.3.2016.MW; Interpretacja indywidualna Burmistrza Miasta i Gminy Margonin z dnia 21.12.2016 r., FN.310.1.1.2016; Interpretacja Indywidualna Burmistrza Iłży z dnia 5.12.2016 r., FB.3123.4.105.20160.

[18] Zob. np. Interpretacja Indywidualna Burmistrza Miasta i Gminy Radzyń Chełmiński z dnia 17.10.2016 r. FN.310.1.2016.MF; Interpretacja Indywidualna Wójta Gminy Rawa Mazowiecka z dnia 12.12.2016 r., FN.3120.1.2016; Interpretacja Indywidualna Wójta Gminy Boleszkowice z 17.11.2016, FN.310.1.2016; Interpretacja Burmistrza Krośniewic z 19.01.2017 r., FN.3120.1.2016; Interpretacja Indywidualna Burmistrza Gminy i Miasta Odolanów z 12.01.2017 r., WF.P.3120.II.1.2016.2017; Interpretacja Indywidualna Burmistrza Dukli z 29.11.2016, F.3120.14.2016.

[19] Wyr. NSA z dnia 11.12.2018 r. (II FSK 2983/17), LEX nr 522701778.

[20] Wyr. WSA w Gorzowie Wielkopolskim z 8.03.2017 r., I SA/Go 56/17; wyr. WSA w Olsztynie z 23.03.2017 r., I SA/Ol 17/17; wyr. WSA w Łodzi z 24.03.2017 r., I SA/Łd 1/17.

wprowadzone zmiany w opodatkowaniu elektrowni wiatrowych nie budzą wątpliwości interpretacyjnych i zgodnie z nimi przedmiotem opodatkowania są całe elektrownie wiatrowe[21]. Wskazał on również, że opodatkowanie podatkiem od nieruchomości całych wiatraków jest wynikiem wadliwego procesu legislacyjnego. Jednocześnie, Naczelny Sąd Administracyjny postanowił poinformować Prezesa Rady Ministrów o nieprawidłowościach związanych z wprowadzeniem ustawy wiatrakowej[22]. Odmówił on jednak wydania uchwały w składzie 7 sędziów w tym przedmiocie. Odmowę tę należy oceniać negatywnie, gdyż Naczelny Sąd Administracyjny nie podjął skutecznej próby przeciwdziałania *ex post* naruszeniu zasady pewności prawa podatkowego.

Niemniej jednak rozbieżności w stosowaniu prawa oraz liczne głosy krytyczne inwestorów doprowadziły do uchwalenia ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii i innych ustaw (Kran, 2018). Jednym z głównych celów nowo uchwalonej ustawy było wprowadzenie jednolitych i przejrzystych zasad opodatkowania podatkiem od nieruchomości elektrowni wiatrowych[23]. Ustawodawca starał się zatem *ex post* przewrócić pewność prawa podatkowego w tym obszarze. Nowo uchwalona ustawa przede wszystkim:

– przywróciła w ustawowej definicji budowli, zawartej w prawie budowlanym, elektrownie wiatrowe jako przykład części budowlanych obiektów technicznych;
– zmieniła definicję elektrowni wiatrowej zawartą w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych poprzez bezpośrednie wskazanie, że elektrownia wiatrowa składa się z części budowlanej stanowiącą budowlę oraz urządzeń technicznych.

Powrócono zatem do poprzednich zasad opodatkowania wiatraków obowiązujących przed 1 stycznia 2017. Ustawa weszła w życie z mocą wsteczną od 1 stycznia 2018 roku i od tego czasu, zgodnie przyjmuje się, że przedmiot podatku od nieruchomości stanowi wyłącznie część budowlana farmy wiatrowej.

Na przestrzeni ostatnich trzech lat obowiązywały aż trzy stany prawne, w których występowały różne metody obliczania podstawy opodatkowania elektrowni wiatrowych:

– okres od 25 września 2005 roku do 31 grudnia 2016 roku, kiedy przyjmowano, że opodatkowaniu podlegają wyłącznie części budowlane elektrowni wiatrowych;
– okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2017, który był jedynym rokiem obowiązywania zasad określonych przez tzw. ustawę wiatrakową z niejednoznaczną sytuacją prawną;
– okres od 1 stycznia 2018 roku gdzie, tak samo jak w okresie do końca 2016 roku, opodatkowaniu podlegają wyłącznie części budowlane elektrowni wiatrowych.

Podsumowując niestabilność ustawodawczą oraz orzeczniczą w obszarze opodatkowania elektrowni wiatrowych w latach 2017–2018 w sposób znaczący naruszyła zasadę pewności prawa podatkowego w obszarze energetyki. Była ona wynikiem wadliwego procesu legislacyjnego, podczas którego ustawodawca niejako nie dostrzegł skutków podatkowych ustawy wiatrakowej. Doprowadziło to do stanu niepewności co do przedmiotu podatku od nieruchomości, a następnie – do znaczącego wzrostu obciążenia podatkowego właścicieli elektrowni wiatrowych. Przyjęcie przez sądownictwo administracyjne profiskalnej wykładni prawa, zamiast wykładni prokonstytucyjnej, oraz odmowa wydania przez NSA uchwały w składzie 7 sędziów naruszyły zasadę pewności

[21] Wyr. NSA z dnia 22.10.108, II FSK 2983/17.

[22] Postanowienie NSA z dnia 22.10.2018 r. (II FSK 2983/17).

[23] Uzasadnienie projektu Ustawy z dnia 20.05.2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (druk nr 2412). Pozyskano z: http://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/druk.xsp?nr=2412 (10.05.2019).

prawa podatkowego. Ustawodawca zbyt późno wprowadził przejrzyste zasady opodatkowania elektrowni wiatrowych, próbując ex post naprawić popełniony błąd. Co gorsza, doprowadził on do utworzenia zamkniętego stanu prawnego z niejednoznaczną sytuacją prawną. Brak przejrzystości prawa podatkowego w obszarze energetyki wiatrowej nie stwarza właściwych warunków do podejmowania decyzji inwestycyjnych w tym obszarze.

Ustawodawca, wprowadzając regulacje prawne w obszarze podatków, które mogą oddziaływać na sektor energetyki, powinien postępować w sposób szczególnie ostrożny i powściągliwy. Powinien on skrupulatnie przeanalizować bezpośrednie i pośrednie skutki wprowadzanych zmian oraz ocenić ich wpływ na realizację założeń polityki energetycznej państwa. Zmiana powinna być również poprzedzona wyraźnym wskazaniem intencji i celów, jakie ustawodawca chce osiągnąć. Domniemywanie celów ustaw podatkowych jest bowiem głęboko niepożądane w kontekście zasady pewności prawa.

Bibliografia

b.d. (2017). Opodatkowanie wiatraków – zróżnicowane stanowisko gmin. 22 maja. Pozyskano z: https://www.prawo.pl/podatki/opodatkowanie-wiatrakow-zroznicowane-stanowisko-gmin,24850.html02 (08.2019).

Kran, R. (2018). *Zmiany w opodatkowaniu wiatraków w 2018 r.* LEX nr 470102742.

Lewandowski, M. (2018). Wpływ opodatkowania elektrowni wiatrowych na bezpieczeństwo energetyczne Polski. W: M. Pawelczyk (red.), *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego. Sektor energetyczny i gazowy*. Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum.

Lewandowski, M. i Pest, P. (2017). Glosa do wyroku WSA z dnia 12 lipca 2017 r., I SA/Wr 49/17, LEX 386220524 (dot. opodatkowania elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości po 1 stycznia 2017 r.). *Gdańskie Studia Prawnicze Przegląd Orzecznictwa*, 1.

Markiewicz, J. (2016). *Ustawa o podatku akcyzowym. Komentarz* (wyd. III). Warszawa: Wydawnictwo Wolters Kluwer.

Markiewicz, J. (2009). Księgowanie energii elektrycznej dla potrzeb nowego podatku akcyzowego. *Doradca Podatkowy*, 2.

Zimny, M. (red.). (2017). *Akcyza. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Maciej Groblewski*, Michał Pater**

Status prawny hulajnóg elektrycznych i ich użytkowników – projektowane rozwiązania i wzorce zagraniczne

Spis treści

I. Wprowadzenie
II. Aspekty rozwoju rynku hulajnóg elektrycznych
1. Aspekt społeczny
2. Aspekt technologiczny
3. Aspekt ekologiczny
4. Aspekt ubezpieczeniowy
III. Krajowa propozycja regulacji rynku hulajnóg elektrycznych
IV. Zagraniczne regulacje rynku hulajnóg elektrycznych
V. Podsumowanie

Streszczenie

W niniejszym artykule podjęto się próby analizy i oceny rozwiązań proponowanych w projektowanych ramach prawnych dla hulajnóg elektrycznych pod kątem uzyskania odpowiedzi na pytania dotyczące: statusu użytkowania hulajnogi, sposobu określenia praw i obowiązków użytkowania hulajnogi, statusu hulajnogi elektrycznej, czy proponowane rozwiązania są zgodne z trendami występującymi w ustawodawstwie innych państw, jaki model regulacji powinien przyjąć polski ustawodawca, czy projektowana ustawa jest kompletna. W niniejszej pracy autorzy wyróżniają cztery aspekty, które spowodowały potrzebę uregulowania: społeczny, technologiczny, ekologiczny, ubezpieczeniowy. Po omówieniu tych aspektów, w dalszej kolejności, autorzy poświęcają uwagę przebiegowi procesu legislacyjnego oraz proponowanym rozwiązaniom prawnym, co stanowi kluczowy punkt opracowania. Omówiony zostaje status urządzeń transportu osobistego, ich użytkowników, kwestie wymogów technicznych oraz obowiązków usługodawców z zakresu zapewnienia bezpieczeństwa wypożyczanych lub sprzedawanych przez nich urządzeń. Dalsza część opracowania, poświęcona jest omówieniu i analizie regulacji zagranicznych, dotyczących środków transportu osobistego, ze wskazaniem na występowanie w tym zakresie dwóch tendencji – konserwatywnej oraz liberalnej. Na zakończenie, autorzy starają odpowiedzieć się na pytanie badawcze postawione na wstępie, mając na uwadze, że inicjatywa ustawodawcza w tym zakresie była niezbędna i stanowi właściwą odpowiedź na zapotrzebowanie gospodarcze oraz społeczne. Rosnąca liczba hulajnóg elektrycznych, a także przedsiębiorstw, które zajmują się ich

* Student na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; członek Naukowego Koła Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych. E-mail: maciejhgroblewski@gmail.com.

** Student na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; członek Naukowego Koła Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych. E-mail: michalpater1996@gmail.com.

wynajmem sprawia, że koniecznym było wprowadzenie przepisów jednoznacznie określających status hulajnóg i ich użytkowników.

Słowa kluczowe: hulajnogi elektryczne; elektromobilność; ustawa prawo o ruchu drogowym; urządzenia transportu osobistego.

JEL: K34

I. Wprowadzenie

Rosnąca popularność hulajnóg elektrycznych i ich postępująca na masową skalę eksploatacja spowodowała konieczność uregulowania przez ustawodawcę statusu hulajnóg elektrycznych, ich użytkowników oraz zasad użytkowania. Jest to problematyka dotychczas nieuregulowana w prawie polskim. Wymagania społeczne i technologiczne, a także wzrastająca skala inwestycji w elektromobilność przyczyniły się do podjęcia działań legislacyjnych. Ministerstwo Infrastruktury, dążąc do sprostania oczekiwaniom współczesnego obrotu gospodarczego i zachowań społecznych, opracowała projekt ustawy z dnia 30 lipca 2019 r. o zmianie ustawy prawo o ruchu drogowym[1] oraz ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych[2], których zasadniczym celem jest stworzenie ram prawnych dla poruszania się i innej eksploatacji hulajnóg elektrycznych.

W projekcie ustawy przedstawiono propozycje zmian w ustawie – Prawo o ruchu drogowym[3] wprowadzające pojęcie „urządzenia transportu osobistego" oraz doprecyzowujące pojęcie „roweru". Projekt zakłada również prawo poruszania się hulajnogami elektrycznymi po jezdni, w określonych okolicznościach oraz przewiduje warunki korzystania z dróg dla rowerów przez urządzenia transportu osobistego. Projektowana nowelizacja obejmie również nowelizację ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych[4]. Zakłada się bowiem wprowadzenie pojęcia „pojazdu elektrycznego lekkiego" oraz nałożenie obowiązków na przedsiębiorstwa wynajmujące hulajnogi elektryczne. Proponowane rozwiązania prawne należy uznać za poprawne i zgodne z europejskimi modelami. Należy jednak podkreślić, że projektowana nowelizacja nie jest wyczerpująca. Trzeba bowiem wskazać, że projekt nie odnosi się m.in. do warunków i zasad parkowania hulajnóg elektrycznych. Brak propozycji standardów w tym zakresie będzie rodził uciążliwości dla uczestników ruchu i mieszkańców polskich miast.

Z tych względów podjęto się analizy i oceny rozwiązań proponowanych w projektowanych przepisach ustawy mającej określić ramy dla hulajnóg elektrycznych. Niniejszy artykuł ma przynieść odpowiedzi na takie pytania, jak: czy status użytkowania hulajnogi został określony adekwatnie do potrzeb obrotu gospodarczego; czy w sposób prawidłowy określono prawa i obowiązki użytkowania hulajnogi; jaki jest status hulajnogi elektrycznej; czy proponowane rozwiązania są zgodne z trendami występującymi w ustawodawstwie innych państw; jaki model regulacji powinien przyjąć polski ustawodawca; czy projektowana ustawa nie zawiera luk prawnych?

[1] Ustawa z dnia 20.06.1997 r. – Prawo o ruchu drogowym (t.j. Dz.U. 2018, poz. 1990).

[2] Ustawa z dnia 11.01.2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (t.j. Dz.U. 2019, poz. 1124).

[3] Ustawa z dnia 20.06.1997 r. – Prawo o ruchu drogowym (t.j. Dz.U. 2018, poz. 1990 ze zm.).

[4] Ustawa z dnia 11.01.2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (t.j. Dz.U. 2019, poz. 1124, 1495).

W niniejszym opracowaniu przedstawiono przyczyny, które doprowadziły do zainicjowania prac legislacyjnych (aspekty społeczny, ubezpieczeniowy, technologiczny, ekologiczny). Omówiono rozwiązania proponowane w procedowanym projekcie, a także rozwiązania przyjęte przez ustawodawstwo wybranych państw członkowskich Unii Europejskiej. W ostatniej części dokonano podsumowania poczynionych rozważań.

II. Aspekty rozwoju rynku hulajnóg elektrycznych

Fala popularności hulajnóg elektrycznych[5], którą da się zauważyć w ostatnich miesiącach sprawiła, że pojawiło się wiele problemów z ich funkcjonowaniem w przestrzeni miejskiej. Brak właściwych przepisów uniemożliwia określenie statusu prawnego hulajnóg elektrycznych oraz ich użytkowników w ruchu drogowym. Do najważniejszych przyczyn należy zaliczyć aspekty: społeczny, technologiczny, ekologiczny i ubezpieczeniowy.

1. Aspekt społeczny

Istotnym aspektem jest presja społeczna i rosnące obawy społeczeństwa, co do obecności hulajnóg, powstające po stronie zarówno użytkowników hulajnóg[6], jak i pieszych, rowerzystów czy innych uczestników ruchu drogowego. O skali popularności, którą cieszą się hulajnogi elektryczne, świadczyć może także fakt, że w samej tylko Warszawie istnieje pięciu operatorów oferujących wypożyczanie hulajnóg elektrycznych, a jeden z dostawców tych usług po nieco ponad pół roku funkcjonowania na warszawskim rynku świętować mógł milionowy przejazd (Rymsza, 2019). W krótkim czasie[7] przedsiębiorcy zainteresowali się tym rynkiem i zaczęli inwestować w działalność gospodarczą polegającą na wynajmie hulajnóg elektrycznych na minuty. Postrzegają go jako perspektywiczny i dochodowy rynek usług transportu miejskiego.

Wzrastająca liczba hulajnóg na polskich drogach przekłada się jednak na większą liczbę wypadków z ich udziałem. Niemożliwe jest natomiast uzyskanie dokładnych danych w tym zakresie, ponieważ wypadki z udziałem hulajnóg nie są uwzględnianie jako odrębna kategoria w policyjnych statystykach. Aktualny stan prawny bardzo często prowadzi do sytuacji, w których to pieszy będący potrąconym przez hulajnogę elektryczną zostaje ukarany (Dybalski, 2019a).

Na problem braku właściwych przepisów prawnych określających status hulajnóg i pozycję ich użytkowników zwracają uwagę samorządy, które albo w formie pytań wskazują na największe wątpliwości, które stwarza aktualny stan prawny[8], albo zapowiadają udział w stworzeniu projektów ustawy, bazując na własnych doświadczeniach[9]. Sam brak właściwych przepisów dla hulajnóg

[5] W Warszawie jest już 3650 hulajnóg elektrycznych (zob. Postrzednik, 2019); we Wrocławiu od października 2018 r. do stycznia 2019 r. skorzystało z hulajnóg elektrycznych 27 tysięcy osób (zob. Mierzwa, 2019); w Poznaniu wiosną 2019 r. oferowanych do wynajmu było 75 hulajnóg, w lipcu 2019 r. wprowadzono możliwość wypożyczenia kolejnych 500 nowych (zob. Nowicka, 2019); amerykańska firma Lime oferująca wynajem hulajnóg elektrycznych między innymi w Polsce podliczyła, że w 2018 r. jej użytkownicy przejechali 28 000 000 mil, co odpowiada 117 przelotom na księżyc (zob. Lime, 2018).

[6] Szacuje się, że nawet 10% Polaków korzysta z elektrycznych hulajnóg (zob. PAP, 2019).

[7] Pierwsze firmy oferujące wynajem hulajnóg elektrycznych pojawiły się w Warszawie jesienią 2018 r.

[8] Pytania dotyczyły m.in. części jezdni, po której poruszać ma się hulajnoga, czy wjazd takim urządzeniem na przejście dla pieszych stanowi naruszenie przepisu art. 14 ust. 4 ustawy prawo o ruchu drogowym w myśl której, „zabrania się pieszemu przebiegać przez jezdnię", badań technicznych i numerów rejestracyjnych dla hulajnóg, podstaw prawnych zatrzymania hulajnogi przez Straż Miejską, jazdy hulajnogą elektryczną pod wpływem alkoholu (zob. Dybalski, 2019).

[9] *Skieruję do parlamentarzystów projekt ustawy regulującej ruch małych elektrycznych środków lokomocji (hulajnogi itp.)*, strona prezydenta Wrocławia Jacka Sutryka. Pozyskano z: https://www.wroclaw.pl/prezydent-wroclawia/skieruje-do-parlamentarzystow-projekt-ustawy-regulujacej-ruch-malych-elektrycznych-srodkow-lokomocji-hulajnogi-itp (31.08.2019).

elektrycznych był przedmiotem licznych interpelacji poselskich[10]. Na problem ten zwrócił również uwagę Rzecznik Praw Obywatelskich, który w piśmie wystosowanym do Ministra Infrastruktury 9 maja 2019 r.[11] postulował jak najszybsze prace legislacyjne w zakresie przygotowania odpowiedniej regulacji dla tej formy elektromobilności. Rzecznik wskazywał, że kierujący hulajnogami kwalifikowani są niekiedy jako piesi w rozumieniu art. 2 pkt 18 prawa o ruchu drogowym, a niekiedy jako kierowcy motorowerów, jak wskazywał bowiem Sąd Rejonowy Lublin – Zachód: „hulajnoga elektryczna (…) może być traktowana jedynie jako motorower, tj. w świetle art. 2 ust. 46 Prawa o ruchu drogowym pojazd dwu- lub trójkołowy zaopatrzony w silnik spalinowy o pojemności skokowej nieprzekraczającej 50 cm^3 lub w silnik elektryczny o mocy nie większej niż 4 kW, którego konstrukcja ogranicza prędkość jazdy do 45 km/h”[12].

2. Aspekt technologiczny

Hulajnogi elektryczne stanowią nowy środek transportu, który zwłaszcza w zatłoczonym ruchu miejskim pozwolić może na zaoszczędzenie czasu i ominięcie korków. Można go określić jako transport miejski jutra. Hulajnogi napędzane są akumulatorami, posiadają odpowiednie przyciski pozwalające na przyspieszenie i hamowanie oraz ekran informujący o prędkości w czasie rzeczywistym (Max-foto.pl, 2019). Aspektem decydującym o ich popularności jest bez wątpienia między innymi fakt, że nie wymagają zaangażowania w podróż mięśni, jak w przypadku rowerów, co sprawia, że podróżowanie hulajnogami nie wymaga wysiłku i nie generuje zmęczenia. Co więcej, łatwe jest również ich ładowanie, które jest możliwe dzięki wykorzystaniu typowego gniazdka domowego – nie ma potrzeby korzystania ze stacji ładowania dedykowanej hulajnogom elektrycznym. Ponadto sama hulajnoga to stosunkowo lekkie (zwykle około 10 kg) urządzenie, możliwe do przenoszenia przez użytkownika. Nie stwarza również większych problemów w przetransportowaniu samochodem osobowym czy przechowywaniu. W odróżnieniu od rowerów nie potrzebuje ona dużej przestrzeni, co w warunkach miejskich wydaje się być dużą zaletą dla użytkowników. Producenci samochodów w hulajnogach dostrzegli uzupełnienie najpopularniejszego środka transportu, jakim jest samochód osobowy: dojazd samochodem osobowym na większe odległości (dojazd do miasta), przejazd hulajnogami elektrycznymi mniejszych odległości (porusza się w obrębie miast). Z tych względów producenci samochodów stworzyli hulajnogi, które miałyby być dołączane do samochodów przy ich zakupie, a ładowanie odbywać miałoby się za pomocą energii generowanej przez samochód (Kulik, 2019).

Trzeba jednak zaznaczyć, że korzystanie z hulajnogi elektrycznej nie wiąże się obecnie z koniecznością jej zakupu – są one oferowane przez firmy sharingowe, które za pomocą odpowiedniej aplikacji, podpiętego do karty kredytowej konta oraz kodu QR pozwalają na wypożyczenie hulajnogi. Łatwe wypożyczanie i powszechna dostępność wolnostojących hulajnóg sprawia, że coraz częściej są one wybierane jako alternatywa poruszania się pieszo (pieszy porusza się z prędkością około 5 km/h, zaś hulajnoga 25–30 km/h).

[10] Interpelacja posłanki Magdaleny Marek. Pozyskano z: http://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/interpelacja.xsp?typ=INT&nr=31112&view=null (01.09.2019); interpelacja posła Szymona Ziółkowskiego. Pozyskano z: http://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/interpelacja.xsp?typ=INT&nr=28098 (01.09.2019); interpelacja posła Grzegorza Lipca. Pozyskano z: http://www.sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/interpelacja.xsp?typ=INT&nr=30045&view=null (01.09.2019); interpelacja posłanki Aldony Młyńczak. Pozyskano z: http://www.sejm.gov.pl/sejm8.nsf/interpelacja.xsp?typ=INT&nr=28609 (01.09.2019).

[11] List Biura Rzecznika Praw Obywatelskich z 09.05.2019 r. Pozyskano z: https://www.rpo.gov.pl/sites/default/files/Wyst%C4%85pienie%20do%20MI%20ws.%20hulajn%C3%B3g.pdf (27.08.2019).

[12] Wyr. SR Lublin-Zachód z dnia 20.12.2016 r., sygn. akt III K 302/15.

3. Aspekt ekologiczny

Częstym argumentem podnoszonym przez użytkowników hulajnóg elektrycznych jest ich ekologiczność. Bez wątpienia hulajnogi elektryczne mogą przyczynić się do upowszechniania transportu elektrycznego w Polsce. Transport ekologiczny również na makroskalę stanowi przedmiot uwagi ustawodawcy, czego wyrazem jest uchwalenie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Hulajnogi elektryczne wpisują się w trend, który wprowadza do transportu nowe środki przemieszczania na odległość, bezpośrednio nieemitujące spalin, co z kolei w dalszej perspektywie może przyczynić się do wzrostu neutralności klimatycznej sektora transportu i zmniejszenia jego udziału w ogólnej emisji zniszczeń[13]. Jak wskazywano w uzasadnieniu projektu[14], zmiana samochodów napędzanych konwencjonalnymi paliwami na pojazdy wykorzystujące do napędu paliwa alternatywne nie jest możliwa bez właściwej infrastruktury, której rozwój wymaga rozwiązań prawnych stymulujących ten rozwój. W związku z tym, że rynek paliw alternatywnych w Polsce jest we wstępnej fazie rozwoju, to właśnie hulajnogi elektryczne mogłyby stanowić częściowy substytut innych elektrycznych, ekologicznych środków transportu, co sprawia, że problem ten jest prawnie doniosły dla rozwoju elektromobilności[15]. Hulajnogi elektryczne mogłyby również odegrać istotną rolę w transporcie publicznym. Gabaryty hulajnóg pozwalają na połączenie poruszanie się za ich pomocą z przemieszczaniem się komunikacją miejską. Interesującym rozwiązaniem byłoby również stworzenie zintegrowanego systemu komunikacji, który łączyłby szlaki komunikacyjne umożliwiające poruszanie się na hulajnogach elektrycznych z trasami komunikacji miejskiej, wzbogacając sieć infrastruktury drogowej o miejsca odpowiednie do pozostawiania hulajnóg, na wzór parkingów Park+Ride, jak również połączenie kart miejskich umożliwiających poruszanie się komunikacją miejską z systemem wypożyczania hulajnóg, co pozwalałoby na objęcie cenami biletów miesięcznych również wynajmu hulajnóg przez kilkanaście minut w miesiącu[16].

Wspomniana ekologiczność hulajnóg budzi jednak wątpliwości. Według badań[17] hulajnogi elektryczne generują większą emisję gazów cieplarnianych niż autobusy i choć same w sobie nie są nieprzyjazne dla środowiska, to materiały wykorzystywane do konstrukcji ramy hulajnogi, kół i akumulatora stanowią zagrożenie dla środowiska naturalnego. Negatywny wpływ na środowisko mają również samochody rozwożące te urządzenia po miastach – hulajnogi wynajmowane w miastach są zwożone każdego dnia do baz w celu ich naładowania i rozwożone po tychże.

4. Aspekt ubezpieczeniowy

Inną przestrzenią, w której hulajnogi elektryczne stwarzają wątpliwości i rosnące problemy jest sektor ubezpieczeń. Hulajnogi elektryczne zgodnie z rozporządzeniem unijnym w sprawie homologacji i nadzoru rynku pojazdów dwu- lub trzykołowych oraz czterokołowców[18] nie podlegają homologacji i rejestracji, co jest jednym z czynników, który sprawia, że ubezpieczenia OC stają się

[13] Transport odpowiada za jedną czwartą zanieczyszczeń. Zob. EC, 2016.

[14] Uzasadnienie projektu zmiany ustawy z 11.01.2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Pozyskano z: http://orka.sejm.gov.pl/Druki8ka.nsf/0/096565BD5CEBB1EAC125820C0040A25F/%24File/2147-uzas.docx (26.08.2019).

[15] Elektromobilność stanowi przedmiot zainteresowania prawa zarówno krajowego, jak i unijnego, czego wyraz stanowi dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22.10.2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.

[16] Na podobny pomysł wpadł operator hive w Warszawie i Wrocławiu (Sulowski, 2019).

[17] Badania przeprowadzone na North Carolina State University (Ho, 2019).

[18] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 168/2013 z dnia 15.01.2013 r. w sprawie homologacji i nadzoru rynku pojazdów dwu- lub trzykołowych oraz czterokołowców (Dz. Urz. UE L 60/52).

obowiązkowe. Jak wskazuje Polska Izba Ubezpieczeń, brakuje w Polsce regulacji, która byłaby skierowana bezpośrednio do użytkowników urządzeń transportu osobistego (do których zalicza się hulajnogi) (PIU, 2019; Kulisiewicz, 2019). Nie oznacza to jednak, że brakuje ubezpieczeń, które pozwoliłyby na pokrycie szkód spowodowanych przez użytkowników hulajnóg elektrycznych, ponieważ w przypadku spowodowania wypadku przez użytkownika hulajnogi elektrycznej szkoda jest pokrywana z jego polisy OC w życiu prywatnym, natomiast w sytuacji poniesienia szkody na skutek właściwym byłoby ubezpieczenie NNW. Jednocześnie, pojawiają się również głosy ostrzegające użytkowników hulajnóg, że z uwagi na treść umów indywidualnie zawieranych z ubezpieczycielem, w których postanowieniach znajduje się informacja, że ubezpieczenie obejmuje kierowanie *hulajnogami*, w praktyce budzić może wątpliwości czy pojęcie to obejmuje również *hulajnogi elektryczne* (b.d., 2019a).

III. Krajowa propozycja regulacji rynku hulajnóg elektrycznych

6 sierpnia 2019 r. Ministerstwo Infrastruktury złożyło projekt ustawy w celu zgłaszania uwag przez członków Rady Ministrów do dnia 9 września 2019 r. W tej samej dacie i z zakreśleniem tego samego terminu do zgłaszania uwag skierowano projekt do konsultacji społecznych. Przy projekcie ustawy w drodze konsultacji udział biorą nie tylko wojewodowie, lecz także Krajowa Rada Zarządów Dróg Powiatowych, Polski Kongres Drogowy, Ogólnopolska Izba Gospodarcza Drogownictwa, Związek Powiatów Polskich, Fundacja Zapobieganie Wypadkom Drogowym, Instytut Transportu Samochodowego, Instytut Badawczy Dróg i Mostów, Klub Inżynierii Ruchu, Konwent Dyrektorów Zarządów, Dróg Wojewódzkich, Związek Gmin Wiejskich Rzeczpospolitej Polskiej, Związek Miast Polskich, Unia Miasteczek Polskich, Unia Metropolii Polskich, Stowarzyszenie na Rzecz Popraw Bezpieczeństwa Ruchu Drogowego „Droga i Bezpieczeństwo", Stowarzyszenie Prawo na Drodze, Stowarzyszenie Miasta dla Rowerów, Stowarzyszenie Zielone Mazowsze, a także Polski Związek Niewidomych. Ilość podmiotów, współpracujących przy opiniowaniu projektu z pewnością wpływa na kompleksowość i szczelność proponowanych regulacji. Udział Polskiego Związku Niewidomych, zwłaszcza z punktu widzenia niebezpieczeństw stwarzanych przez hulajnogi porzucane na chodnikach, których ominięcie może stworzyć problemy dla samodzielnie poruszających się niewidomych pozwala stwierdzić, że projektodawca wykazał się troską o osoby niepełnosprawne i ich interes.

Należy w tym momencie jednak wskazać na wątpliwość, istotną z punktu widzenia problemu zatłoczonego miasta. Projektodawca nie poświęcił uwagi kwestii parkowania hulajnóg oraz innych tego typu środków transportu. Jest to kwestia o tyle istotna, że częstym zjawiskiem, zauważalnym na polskich ulicach czy chodnikach, jest leżący rower miejski czy stojąca hulajnoga elektryczna. Z punktu widzenia estetyki miasta, a także zapewnienia bezpieczeństwa i komfortu użytkowania infrastruktury miejskiej właściwym postulatem wydaje się wprowadzenie regulacji dotyczącej parkowania środków transportu indywidualnego. Rozsądnym rozwiązaniem wydaje się zobowiązanie podmiotów świadczących usługi wypożyczania lub innych operatorów do stworzenia optymalnych punktów przeznaczonych do parkowania tego typu urządzeń, w taki sposób, by nie stwarzały one zagrożenia dla uczestników ruchu.

Proponowana nowelizacja prawa o ruchu drogowym podąża za dynamicznie rozwijającym się trendem elektrycznego transportu osobistego. Jak wspomniano wyżej, dostosowanie prawa do

tego zjawiska jest niezbędne z punktu widzenia zarówno użytkowników tych urządzeń, pod kątem ich praw i obowiązków, jak i z punktu widzenia innych użytkowników infrastruktury miejskiej, czyli bezpieczeństwa kierowców i pieszych. Nowelizacja obejmuje status użytkownika pojazdu oraz samego urządzenia. Ponadto wprowadzone zostały regulacje dotyczące fragmentów dróg przystosowanych i przeznaczonych do ruchu tego typu urządzeń oraz ich użytkowników, jak również kwestie dotyczące uprawnień, minimalnego wieku oraz dopuszczalnej prędkości, a także praw i obowiązków podmiotów świadczących usługi związane z elektrycznym transportem elektronicznym, takie jak np. wypożyczanie sprzętu.

Istotne znaczenie ma status urządzenia zaproponowany przez projektodawców. Oprócz zrównania, z prawnego punktu widzenia, urządzeń elektrycznego transportu osobistego z rowerem, projekt przewiduje maksymalne wymiary urządzeń, co w przyszłości może przysporzyć problemów, z uwagi na rosnącą liczbą producentów i dystrybutorów dostarczających nowe urządzenia. Istnieje zatem ryzyko, że regulacja w tym zakresie wraz z upływem czasu może okazać się ograniczająca rozwój rynku i nieadekwatna do postępu technologicznego. Długość urządzenia nie może według proponowanej regulacji przekraczać 1,25 m, a jego szerokość w 0,9 m. Podane rozmiary dotyczą jednak urządzenia w ruchu, co również, analizując specyfikę przeznaczenia elektrycznych urządzeń transportu osobistego, może powodować problemy interpretacyjne. Należy bowiem postawić pytanie, w jaki sposób rozumieć urządzenie w ruchu? Otóż może chodzić o jego uniesienie przez użytkownika, przeniesienie bez kontaktu urządzenia z podłożem lub po prostu jego zwykłe użytkowanie. Zastanawiająca jest również kwestia dokonywania pomiarów, to jest sprawdzania rozmiarów i wagi urządzenia znajdującego się w ruchu. Trudno bowiem wyobrazić sobie sytuację, w której w trakcie życia codziennego, zatrzymuje się użytkownika elektrycznej hulajnogi i następnie nakazuje się wprowadzenie urządzenia w ruch, w celu jego zmierzenia. Nieścisłości związane z przedstawionymi powyżej wątpliwościami dotyczącymi pomiarów urządzeń, w trakcie kontroli z dużą dozą pewności, mogą przynieść w przyszłości wiele precedensowych rozstrzygnięć. Mierzenie wymiarów hulajnogi może budzić wątpliwości również w sytuacji, w której użytkownik zdecydował się zamontować do swojego urządzenia lusterko. Tego typu modyfikacje często spotykane są w przypadku rowerów, ale nie ma przeszkód, by montowane były chociażby w hulajnogach elektrycznych. W projekcie uregulowana została również masa własna urządzenia, która nie może przekraczać 20 kilogramów. Projekt nowelizacji przewiduje dla takich środków transportu maksymalną prędkość wynoszącą 25 km/h. Jeśli chodzi o źródło napędu, według nowej regulacji, będzie musiał być to napęd elektryczny. Definicja urządzenia transportu odpowiada kierunkowi obranemu przez inne państwa członkowskie Unii Europejskiej[19] i nadaje mu status roweru, z uwzględnieniem wspomnianych wyżej regulacji szczególnych.

W związku ze statusem omawianych urządzeń pozostaje również zakaz używania na drodze publicznej urządzeń będących wyposażonymi w napęd elektryczny, innych niż urządzenia transportu osobistego. Te regulacje należy ocenić pozytywnie w szczególności ze względu na jej surowy charakter. Takie obostrzenia zapobiegną poruszaniu się pojazdów modyfikowanych, o znacznie większej mocy, a także niespełniających warunków bezpieczeństwa. Pojazdy elektryczne podatne są na modyfikacje mające na celu poprawę osiągów i innych parametrów, co

[19] Na temat rozwiązań zagranicznych zob. dalej.

sprawić może, że takie zmodyfikowane urządzenia stanowić mogą większe niebezpieczeństwo, zwłaszcza w przypadku ich używania przez początkujących użytkowników.

Jeśli chodzi o użytkownika urządzenia transportu osobistego to, w świetle proponowanej regulacji, traktowany będzie on jako rowerzysta. Przemieszczając się z zastosowaniem hulajnogi elektrycznej, może on korzystać z całej infrastruktury przeznaczonej dla rowerów. Szczególnie istotna wydaje się być kwestia ścieżek rowerowych, a także pasów przeznaczonych dla rowerów. Konsekwencją takiego zdefiniowania statusu prawnego użytkownika urządzeń transportu osobistego jest konieczność uzyskania analogicznych dla rowerów uprawnień, tj. karty rowerowej. Kolejną analogią wskazaną w projekcie ustawy jest wiek użytkownika. Przemieszczać się elektryczną hulajnogą czy deskorolką nie będzie mogła osoba, która nie ukończyła 10 roku życia. Omawiany projekt ustawy zakłada również szereg regulacji dotyczących świadczenia wszelkiego rodzaju usług, związanych z elektronicznym transportem osobistym, a co za tym idzie z bezpieczeństwem wszystkich uczestników ruchu drogowego. Istotną z punktu widzenia bezpieczeństwa uczestników ruchu drogowego regulacją jest propozycja wprowadzenia do ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych sankcji administracyjnych dla podmiotów sprzedających lub świadczących usługi wypożyczania elektrycznych urządzeń transportu osobistego, które nie będą zgodne z ustawowymi wymaganiami stawianymi takim urządzeniom.

Proponowana nowelizacja wprowadza zmiany również w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018 r., oprócz wprowadzenia pojęcia „pojazdu elektrycznego lekkiego", zaproponowano dodanie art. 9a, który nakłada na podmiot świadczący usługi wypożyczenia lub sprzedającego pojazdy elektroniczne lekkie obowiązek zapewnienia spełniania przez pojazdów wymogów, o których mowa w ustawie prawo o ruchu drogowym. W związku z obowiązkami podmiotów świadczących usługi wypożyczania w zakresie wspomnianych wyżej wymogów technicznych oferowanych przez nich urządzeń przewidziane zostały również sankcje za ich niewykonanie. Konsekwencją za niedostosowanie się do wymogów przewidzianych przez ustawę, w zakresie wymogów technicznych stawianych urządzeniom (odpowiednia waga, wymiary, napęd), jest kara wymierzana przez Wojewódzkich Inspektorów Inspekcji Handlowej. Sankcja ta, w świetle proponowanej regulacji, przyjmuje postać decyzji, od której przysługuje odwołanie do Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Również regulacja przepisów przejściowych ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa w ruchu, co znajduje poparcie w regulacjach przyjmowanych przez inne państwa członkowskie. Urządzenia transportu osobistego powinny zostać dostosowane do wymagań stawianych w projekcie zmiany ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych w terminie 6 miesięcy od wejścia w życie projektowanej ustawy.

IV. Zagraniczne regulacje rynku hulajnóg elektrycznych

Zastosowanie hulajnóg elektrycznych jest już przedmiotem regulacji na szczeblu krajowym w państwach członkowskich Unii Europejskiej. W trakcie analizy poszczególnego ustawodawstwa państw wyraźnie kształtują się dwa modele regulacji. Model konserwatywny, przewidujący twarde i sztywne regulacje dotyczące elektrycznego transportu osobistego oraz model liberalny. Model liberalny cechuje mniejsza ilość wymagań i obowiązków pod kątami zarówno technicznym, jak i użytkowym. Przywołując poszczególne regulacje państw, które podążając za dynamicznie rozwijającym się zjawiskiem użytkowania środków transportu osobistego, wprowadziły własne

przepisy, należy dokonać podziału właśnie ze względu na przyjęty przez ustawodawców model. Państwem posiadającym konserwatywną regulację jest Wielka Brytania. W myśl brytyjskich przepisów zakazane jest używanie wszelkiego rodzaju małych pojazdów elektrycznych na drogach publicznych (Fortescue, 2019). Przepisy prawa Wielkiej Brytanii pozwalają z nich korzystać jedynie w sytuacji, gdy napęd elektryczny ma wyłącznie charakter pomocniczy w stosunku do siły ludzkich mięśni. Regulacja brytyjska zabrania zatem poruszania się innymi niż rower elektryczny środkami transportu elektrycznego, takimi jak chociażby najbardziej popularne w Polsce hulajnogi elektryczne (Micro-scooters.co.uk, 2019).

Nieco bardziej liberalnym niż Wielka Brytania, w zakresie omawianych regulacji, jest Holandia, która jednak, jak głosi opinia publiczna, ze względu na gwałtowany wzrost wypadków z udziałem e-rowerów i hulajnóg elektrycznych (Dutch-news.nl, 2018) posiada regulacje bardziej surowe niż inne państwa. W holenderskich przepisach kierujący środkami transportu elektrycznego traktowani są jako kierowcy „motorowerów lekkich". Pojazdy te uprawnione są do poruszania się po drogach dla rowerów. Użytkownik takiego pojazdu ma obowiązek jazdy przy prawej krawędzi z prędkością do 25 km/h i musi mieć ukończone 16 lat. Z kwestii technicznych należy wymienić również obowiązek odpowiedniego oświetlenia pojazdu, tak by widoczny był również w nocy i przy ograniczonej widoczności. Taki środek transportu musi posiadać odpowiedni sygnał dźwiękowy. Co niezwykle istotne, użytkownik takiego pojazdu, w świetle regulacji holenderskiej, musi posiadać ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej. Regulacja ta przewiduje również obowiązek posiadania przez każdy tego typu pojazd numeru identyfikacyjnego VIN – nie musi jednak posiadać numeru rejestracyjnego. Mimo szczegółowej i dość restrykcyjnej regulacji, prawo holenderskie (Staples, 2016) nie nakłada na użytkowników obowiązku noszenia kasku.

W dalszej kolejności przedstawione zostaną regulacje o charakterze liberalnym. Przewidują one znacznie większą swobodę dla użytkowników, zdecydowanie mniej ograniczającą rozwój zjawiska elektronicznego transportu osobistego, jednak ze względu na mniej restrykcyjne regulacje mogą w mniejszym stopniu eliminować niebezpieczeństwa wynikające z coraz popularniejszego stosowania środków transportu osobistego.

Na uwagę zasługuje również regulacja duńska (Visitcopenhagen.com, 2019). Przepisy w tym kraju pozwalają na poruszanie się elektrycznym środkiem transportu osobistego osobom powyżej 15 roku życia. Pojazdy te muszą być wyposażone w odpowiednie oświetlenie widoczne z odległości minimalnej 300 metrów. Prędkość, z jaką mogą się poruszać użytkownicy, wyznaczona jest w sposób dość miękki, czyli musi zostać dostosowana do warunków panujących na drodze i mieć na względzie szczególną troskę o bezpieczeństwo innych osób. Tam gdzie brakuje ścieżek rowerowych, pojazdy te mogą poruszać się z prędkością maksymalną do 50 km/h.

Kolejnym z państw członkowskich Unii Europejskiej, który wprowadził własną regulacją w modelu liberalnym mogącą stanowić przedmiot analizy w zakresie postulowanych w Polsce rozwiązań są Niemcy. Niemiecki ustawodawca (b.d., 2019) wskazał 14 rok życia jako granicę, po przekroczeniu której można korzystać z elektronicznych hulajnóg czy deskorolek. Kierujący muszą korzystać ze ścieżek rowerowych, a w przypadku, w którym brakuje takiej ścieżki, można poruszać się po jezdni. Jako maksymalną dopuszczalną prędkość prawo niemieckie wskazuje 20 km/h, co oznacza, że niemieckie hulajnogi elektryczne będą mogły poruszać się z prędkością o 5km/h mniejszą niż ich polskie odpowiedniki (Morgan, 2019).

W tym miejscu warto również zaznaczyć, że samodzielne regulacje dotyczące hulajnóg elektrycznych można dostrzec w przypadku niektórych europejskich miast. Jako przykład może posłużyć Barcelona, która posiada własne, odrębne od prawa hiszpańskiego regulacje. Prawo w tym mieście (Electricscooterbcn.com, 2019) traktuje elektryczne pojazdy transportu osobistego jako „pojazdy typu A", co oznacza, że można poruszać się nimi wyłącznie po ścieżkach rowerowych, a także specjalnych ścieżkach, na których ruch pojazdów i pieszych odbywa się w tym samym miejscu. Poruszanie się takimi środkami transportu, dopuszczalne jest również w parkach. Co istotne z punktu widzenia oceny surowości regulacji, prawo hiszpańskie (Ferrer, 2018), jak również prawo Barcelony zakazują poruszania się hulajnogami elektrycznymi po chodnikach. Ciekawy z punktu widzenia bezpieczeństwa na drodze wydaje się obowiązek zsiadania z takiego pojazdu w celu przetransportowania go przez strefę, w której poruszanie się nim jest zakazane. Warto również zwrócić uwagę na fakt, że zarówno elektryczne hulajnogi, jak i elektryczne rowery posiadają regulacje odrębne, co stanowi swojego rodzaju ewenement z punktu widzenia innych regulacji.

Analizując regulacje państw, których ustawodawcy zdecydowali się przyjąć podejście liberalne nie sposób nie zwrócić uwagi na regulację szwajcarską i austriacką. Przepisy tych państw pozwalają na poruszanie się pojazdów elektrycznych po ścieżkach rowerowych i chodnikach, ale tylko jeżeli pojazdy nie przekraczają prędkości 25 km/h. Warto również zwrócić uwagę na fakt, że w Szwajcarii i Austrii, w niektórych miejscach wyodrębniono nawet specjalne pasy drogi przystosowane do poruszania się elektrycznych środków transportu osobistego (Gesley, 2019).

V. Podsumowanie

Inicjatywa ustawodawcza w zakresie budowy ram prawnych dla hulajnóg elektrycznych jest niezbędna i stanowi właściwą odpowiedź na zapotrzebowanie gospodarcze oraz społeczne. Rosnąca liczba hulajnóg elektrycznych, a także przedsiębiorstw, które zajmują się ich wynajmem sprawia, że koniecznym było wprowadzenie przepisów jednoznacznie określających status hulajnóg i ich użytkowników. Prawa i obowiązki użytkowników hulajnóg zostały jasno i jednoznacznie określone, co pozwoli na uniknięcie dalszych wątpliwości w przyszłości. Wprowadzenie w stosunku do hulajnóg elektrycznych rozwiązań analogicznych do rowerów jest zasadnym z uwagi na już funkcjonującą infrastrukturę rowerową, a jednocześnie zabezpiecza w ten sposób sytuację pieszych i chroni ich przed zderzeniem z hulajnogą, która dotychczas musiała poruszać się po chodniku. Proponowane zmiany wydają się być również zgodne z liberalną linią przyjmowaną przez ustawodawstwa innych państw, co może być rozwiązaniem słusznym. Polski ustawodawca nie ogranicza rozwoju tej gałęzi transportu, a jak się wydaje pozwoli na uporządkowane, bezpieczne funkcjonowanie hulajnóg elektrycznych na ulicach polskich miast. Jedyne zastrzeżenia, choć w ograniczonym zakresie, budzić może fakt, że pominięto nieco kwestię parkowania hulajnóg, zwłaszcza w przypadkach blokowania pasa ruchu, kwestię poruszania się w kaskach, jak również prowadzenia spisu przedsiębiorców oferujących wynajem hulajnóg. Jednakże projektowane zmiany ustawy odpowiadają oczekiwaniom społecznym i pozwolą na wyeliminowanie pojawiających się dotychczas wątpliwości. Natomiast na podstawie przytoczonych przykładów rozwiązań zagranicznych nasuwa się wniosek, że podejście liberalne zdecydowanie sprzyja popularyzacji środków elektrycznego transportu osobistego, gwarantując możliwość swobodnego poruszania

się użytkownikom, bez stawiania szerszych wymogów do spełnienia, które jednak nie gwarantują bezpieczeństwa wszystkich uczestnikom ruchu.

Bibliografia

b.d. (2019). *E-hulajnogi w świetle niemieckich przepisów*. *Jak status e-hulajnóg uregulowali nasi zachodni sąsiedzi?* miastojestnasze.pl, 12 lipca. Pozyskano z: https://miastojestnasze.org/e-hulajnogi-w-swietle-niemieckich-przepisow/ (02.09.2019).

b.d. (2019). Wypadek spowodowany przez osobę jadącą na hulajnodze elektrycznej: Ubezpieczyciel może odmówić wypłaty odszkodowania z OC. *Dziennik Gazeta Prawna*, 6 sierpnia. Pozyskano z: https://serwisy.gazetaprawna.pl/finanse-osobiste/artykuly/1425080,hulajnoga-elektryczna-ubezpieczenie-wypadek.html (02.09.2019).

CIRE. (2018). *Elektromobilność, szansa czy zagrożenie dla polskiej energetyki?* Pozyskano z: https://www.cire.pl/item,163791,1,0,0,0,0,0,elektromobilnosc-szansa-czy-zagrozenie-dla-polskiej-energetyki.html (30.06.2018).

Dutch-news.nl. (2018). *Electric bike injuries mount, 102 e-cyclists have died since 2014*. Dutch-news.nl, 25 lipca. Pozyskano z: https://www.dutchnews.nl/news/2018/07/electric-bike-injuries-mount-102-e-cyclists-have-died-since-2014/ (02.09.2019).

Dybalski, J. (2019). Warszawa. 11 pytań wiceprezydenta do ministra. „Co to jest hulajnoga?". *Transport Publiczny*, 18 kwietnia. Pozyskano z: https://www.transport-publiczny.pl/mobile/warszawa-wiceprezydent-ma-11-pytan-do-ministra-co-to-jest-hulajnoga-61468.html (27.08.2019).

Dybalski, J. (2019a). Warszawa. Hulajnogista wjechał w pieszą na chodniku. Mandat dla niej. *Transport Publiczny*, 18 kwietnia. Pozyskano z: https://www.transport-publiczny.pl/wiadomosci/warszawa-hulajnogista-wjechal-piesza-na-chodniku-mandat-dostala-piesza-61462.html (26.08.2019).

EC. (2016). *Transport emissions. A European Strategy for low-emission mobility*. European Commission. Pozyskano z: http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/index_en.htm (30.06.2018).

Electricscooterbcn.com. (2019). *Barcelona regulations Electric scooters and electric bicycles*. Electricscootersbcn.com. Pozyskano z: https://www.electricscooterbcn.com/en/normative/barcelona-regulations-electric-scooters-and-electric-bicycles/ (01.09.2019).

Ferrer, S. (2018). *El patinete eléctrico ya está cambiando la movilidad urbana, pero también tiene detractores que lo critican para la Ciudad*. Xataka, 6 października. Pozyskano z: https://www.xataka.com/vehiculos/patinete-electrico-esta-cambiando-movilidad-urbana-tambien-tiene-detractores (01.09.2019).

Fortescue, A. (2019). *Protesters want change in law to allow electric scooters on UK Road*. skynews, 5 sierpnia. Pozyskano z: https://news.sky.com/story/protesters-want-change-in-law-to-allow-electric-scooters-on-uk-roads-11776109 (02.09.2019).

Gesley, J. (2019). *Austria: Ban on Riding E-Scooters on Sidewalks Enacted.* loc.gov, 31 maja. Pozyskano z: http://www.loc.gov/law/foreign-news/article/austria-ban-on-riding-e-scooters-on-sidewalks-enacted/ (02.09.2019).

Ho, V. (2019). Electric scooters aren't as eco-friendly as they seem, study finds. *The Guardian*, 3 sierpnia. Pozyskano z: https://www.theguardian.com/technology/2019/aug/02/electric-scooter-eco-friendly-greenhouse-gases.

Kokocińska, K. i Kola, J. (2019). *Prawne i ekonomiczne aspekty rozwoju elektromobilności*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Kraśniewski, M. (2018). Elektromobilność wobec aktualnych wyzwań współczesnych gospodarek cz. I. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, 8.

Kraśniewski, M. (2018a). Elektromobilność wobec aktualnych wyzwań współczesnych gospodarek cz. II. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, 9.

Kulik, W. (2019). *Hulajnoga i samochód w symbiozie*. benchmark.pl, 30 sierpnia. Pozyskano z: http://www.benchmark.pl/aktualnosci/hyundai-hulajnoga-i-samochod-w-symbiozie.html (31.08.2019).

Kulisiewicz, Ł. (2019). *Ryzyka związane z nową mobilnością. Jak się chronić?* Warszawa: Polska Izba Ubezpieczeń. Pozyskano z: https://piu.org.pl/blogpiu/ryzyka-zwiazane-z-nowa-mobilnoscia-jak-sie-chronic/ (27.08.2019).

Lime. (2018). *Year-End Raport 2018.* Pozyskano z: https://www.li.me/hubfs/Lime_Year-End%20Report_2018.pdf (02.09.2019).

Malinowski, Ł. (2012). *Prawo o ruchu drogowym. Komentarz*. Warszawa: LexisNexis.

Maruszkin, R. i Wesołowski, M. (2018). Elektromobilność czyli dyrektywa 2014/94/UE w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych oraz jej implementacja w Polsce. W: M. Pawełczyk (red.), *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego – sektor gazowy i energetyczny*. Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum.

Max-foto.pl (2019). *Na czym polega fenomen hulajnogi elektrycznej?* Blog maxfoto.pl, 25 sierpnia. Pozyskano z: https://www.max-foto.pl/blog/na-czym-polega-fenomen-hulajnogi-elektrycznej.html (02.09.2019).

Micro-scooters.co.uk (2019). *Electric scooters law*. Blog micro-scooters.co.uk. Pozyskano z: https://www.micro-scooters.co.uk/community/2019/07/electric-scooters-law-uk/ (01.09.2019).

Mierzwa, M. (2019). Hulajnogi we Wrocławiu. Popularne, ale mogłyby być tańsze. *Gazeta Wrocławska,* 18 stycznia. Pozyskano z: https://gazetawroclawska.pl/hulajnogi-we-wroclawiu-popularne-ale-moglyby-byc-tansze/ar/13817797 (02.09.2019).

Morgan, S. (2019). *Germany to unleash e-scooters on streets.* Euractiv, 17 maja. Pozyskano z: https://www.euractiv.com/section/road-safety/news/germany-to-unleash-e-scooters-on-streets/ (01.09.2019).

Nowicka, P. (2019). Pół tysiąca nowych hulajnóg na minuty w Poznaniu. Poznań pierwszy testuje ten model. *wyborcza.pl Poznań*, 31 lipca. Pozyskano z: http://poznan.wyborcza.pl/poznan/7,36001,25045345,pol-tysiaca-wiecej-hulajnog-na-minuty-w-poznaniu-nowy-operator.html (02.09.2019).

PAP. (2019). 10 proc. Polaków korzysta z elektrycznych hulajnóg. *Business Insider. Polska*, 1 lipca. Pozyskano z: https://businessinsider.com.pl/wiadomosci/elektryczne-hulajnogi-w-polsce-raport-ufg/mpmmdy8 (30.08.2019).

PIU. (2019). *Nowa miejska mobilność. Co oznacza dla ubezpieczeń?*. Raport Polskiej Izby Ubezpieczeń. Warszawa: Polska Izba Ubezpieczeń. Pozyskano z: https://piu.org.pl/wp-content/uploads/2019/05/PIU-nowa-miejska-mobilnosc.pdf (27.08.2019).

Postrzednik, J. (2019). Hulajnogi elektryczne, Warszawa. Jest ich już prawie 4 tysiące, a będzie jeszcze więcej. *Warszawa. Naszemiasto.pl*, 3 maja. Pozyskano z: https://warszawa.naszemiasto.pl/hulajnogi-elektryczne-warszawa-jest-ich-juz-prawie-4/ar/c4-5102735 (02.09.2019).

Rabiega, A. (2018). Instrumenty prawne stymulujące rozwój elektromobilności i infrastruktury paliw alternatywnych. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, *7*(7),

Rymsza, A. (2019). *Lime świętuje. W Warszawie był już milion przejazdów hulajnogą na minuty*. Wirtualna Polska, 18 czerwca. Pozyskano z: https://tech.wp.pl/lime-warszawa-milion-przejazdow-hulajnoga-elektryczna-6393035037570689a (26.08.2019).

Staples, H. (2016). *New laws for speed pedelecs in 2017*. Holland-cycling.com, 29 grudnia. Pozyskano z: https://www.holland-cycling.com/blog/275-new-laws-for-speed-pedelecs-in-2017 (02.09.2019).

Sulowski, K. (2019). Co miesiąc darmowe minuty na elektryczne hulajnogi. Wystarczy mieć kartę miejską. *wyborcza.pl Warszawa*, 6 czerwca. Pozyskano z: http://warszawa.wyborcza.pl/warszawa/7,54420,24870834,co-miesiac-darmowe-minuty-na-elektryczne-hulajnogi-wystarczy.html (01.09.2019).

Swora, M. (2019). *Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych*. *Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck Legalis.

Szafrański, A. (2017). Prawne uwarunkowania realizacji Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju w obszarze energetyki ze szczególnym uwzględnieniem elektromobilności. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, *6*(6).

Szafrański, A. (2018). *Nowe prawo elektromobilności*. Referat wygłoszony na II Ogólnopolskiej Konferencji Naukowej pn. Bezpieczeństwo, regulacja i konkurencja na rynku energetycznym, Łódź.

Visitcopenhagen.com. (2019). *Rules when driving an e-scooter*. visitcopenhagen.com, 28 czerwca. Pozyskano z: https://www.visitcopenhagen.com/copenhagen/rules-when-driving-e-scooter (02.09.2019).

Międzynarodowa Konferencja Naukowa pn. „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym", Łódź, 23–24 maja 2019 r.

23 i 24 maja 2019 r. na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego (WPiA UŁ) odbyła się Międzynarodowa Konferencja Naukowa pn. „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym" [1]. Głównymi Organizatorami konferencji byli Katedra Europejskiego Prawa Gospodarczego WPiA UŁ oraz Naukowe Koło Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych Uniwersytetu Łódzkiego (NKPEiISI). Patronat honorowy nad wydarzeniem sprawowali Prezes Rady Ministrów, Mateusz Morawiecki, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej. Współorganizatorami przedsięwzięcia byli Polska Fundacja Prawa Konkurencji i Regulacji Sektorowej *Ius Publicum* w Warszawie (Fundacja *Ius Publicum*) oraz Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach. Partnerem strategicznym konferencji było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., partnerem złotym – Grupa Lotos S.A., partnerem srebrnym – Izba Gospodarcza Gazownictwa, partnerem brązowym – Gas Trading S.A., partnerem wspierającym zaś Bank Ochrony Środowiska. Głównym partnerem medialnym był portal BizesAlert.pl.

Konferencję otworzył organizator przedsięwzięcia, Marcin Kraśniewski (Uniwersytet Łódzki, Światowa Rada Energetyczna). Powitał on wszystkich zebranych, a szczególnie gości zagranicznych, którzy przybyli z siedmiu różnych państw europejskich. Podziękował on także wszystkim moderatorom i referentom za zaangażowanie w przygotowanie programu tegorocznej konferencji. Słowa powitania i podziękowania skierowała do wszystkich również prof. zw. dr hab. Maria Królikowska-Olczak (Kierownik Katedry Europejskiego Prawa Gospodarczego, Uniwersytet Łódzki). Oficjalnego otwarcia konferencji dokonał Rektor UŁ prof. zw. dr hab. Antoni Różalski, a także Prodziekan WPiA UŁ dr Zbigniew Świderski, Andrzej Górczyński (Wicemarszałek Województwa Łódzkiego) oraz Ewa Wardęga (Dyrektor w Urzędzie Marszałkowskim Województwa Łódzkiego). Podczas swoich wystąpień podkreślili oni szczególne znaczenie wydarzenia dla całej społeczności akademickiej Uniwersytetu Łódzkiego oraz regionu łódzkiego.

Następnie Marcin Kraśniewski odczytał list Prezesa Rady Ministrów Mateusza Morawieckiego skierowany do organizatorów i uczestników konferencji. Na wstępie listu Premier Morawiecki zwrócił uwagę na znaczenie sektora energetycznego, który zajmuje kluczowe miejsce w polityce państwa. Zaznaczył on, że spójność polityki energetycznej jest uzależniona od współpracy ośrodków akademickich i biznesu. Następnie podkreślił wagę bezpieczeństwa energetycznego i jego znaczenie dla jednostek oraz państwa jako całości. Kolejno zaznaczył, że tak szeroko określone bezpieczeństwo stanowi jeden z filarów długoterminowej polityki państwa. W dalszej części listu Premier powiązał bezpieczeństwo energetyczne z aktywną polityką dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski oraz wprowadzeniem mechanizmu rynku mocy zabezpieczającego

[1] Wydarzenie stanowiło kontynuację ogólnopolskich konferencji naukowych pn. „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym" (2017 i 2018) (zob. Czuba, Modzelewski i Pytkowski, 2018, s. 111–129; Kraśniewski, Modzelewski i Sokół, 2017, s. 118–131).

ciągłość produkcji energii. Podkreślił również rolę, jaką w miksie energetycznym mają stanowić odnawialne źródła energii, wskazując jednocześnie na ich niestabilność na obecnym etapie rozwoju technologii. Prezes Rady Ministrów nawiązał także do przyjętych regulacji dotyczących cen energii, podkreślając, że ich stabilność stanowi priorytet dla rządu. Kolejno Premier Morawiecki wskazał na rozwijającą się międzynarodową współpracę Polski w zakresie sektora energetycznego, wymieniając w szczególności projekty realizowane z Norwegią i Danią, a także konieczność podejmowania wspólnych działań regionu i całej Unii Europejskiej, dążących do powstrzymania sfinalizowania projektu gazociągu Nord Stream 2. W ostatniej części listu Premier wyraził nadzieję, że w wyniku debat podczas konferencji uda się wypracować propozycje rozwiązań, którymi będzie można się posiłkować, kreując politykę energetyczną Polski, a także całej Europy, ze szczególnym uwzględnieniem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Moderatorem pierwszej sesji była prof. zw. dr hab. Maria Królikowska-Olczak. Pierwszy referat pt. „Globalna reforma prawa energetycznego i doświadczenia krajowe" wygłosił zaś prof. Raphaela Heffrona (Uniwersytet w Dundee, Wielka Brytania). Na wstępie prelegent zobrazował jak duży jest sektor energetyczny, wskazując, że do 2040 roku inwestycje w tym sektorze w skali światowej pochłoną 44 tryliony dolarów. Ponadto podkreślił, że 1,8 z każdych 10 dolarów jest przeznaczanych na sektor energetyczny, co też przekłada się na wpływ tego sektora na światową gospodarkę jako całość. R. Heffron wskazał, że tak duże pieniądze w sektorze energetycznym biorą się z olbrzymiego rozwoju infrastrukturalnego sektora, który idzie w parze z negatywnym czynnikiem – zanieczyszczeniem środowiska. Zanieczyszczenie środowiska, niesłusznie spychane na dalszy plan, stało się globalnym zagrożeniem, które znajduje odzwierciedlenie w badaniach – obecnie każdy z krajów świata przeznacza średnio 6% produktu krajowego brutto na konieczne działania związane z zanieczyszczeniem środowiska, natomiast 16% wszystkich zgonów ma związek z zanieczyszczeniami. Zdaniem R. Heffrona, m.in. w związku z tymi badaniami należy dużo większy nacisk położyć na konieczne zmiany w globalnym prawie energetycznym. Jako główne siły napędowe do wprowadzenia tych zmian R. Heffron wskazał m.in. mechanizmy ekonomiczne, rozwój technologii oraz infrastruktury, bezpieczeństwo wewnętrzne, a także strukturę właścicielską przedsiębiorstw energetycznych. Jako przejaw świadomości konieczności skonsolidowania tych sił napędowych R. Heffron wskazał fakt, że tak wiele państw świata podpisało porozumienie paryskie. Profesor Heffron upatruje w rezultatach płynących z zawarcia tego aktu bezpośrednich efektów w postaci powstawania nowych instytucji prawnych popychających rządy poszczególnych państw do stymulowania ewolucji gospodarek zarówno krajowych, jak i globalnej w kierunku niskoemisyjności.

Kolejnym z prelegentów był prof. Daniele Senzani (Uniwersytet w Bolonii, Włochy), który zaprezentował temat „Prokonkurencyjna regulacja na rynku energetycznym". Na wstępie D. Senzani zaznaczył, że z prawnego punktu widzenia pojęcie „energii" jest związane z szeregiem różnych towarów i usług, które są ze sobą w jakiś sposób wzajemnie powiązane, ale mimo to często różnią się pod względem właściwych rynków określonych zgodnie z produktem i kryteriami geograficznymi przyjętymi przez UE. Prawo europejskie określa dwa główne obszary: rynek energii elektrycznej i rynek gazu ziemnego. Jednak oprócz nich odnaleźć można też przepisy dotyczące odnawialnych źródeł energii, środków w zakresie klimatu i redukcji emisji gazów cieplarnianych, ochrony środowiska i oceny oddziaływania na środowisko. Konsekwencją tak złożonych

ram prawnych jest przecinający się zbiór interesów publicznych oraz prywatnych, które muszą być zrównoważone przez regulatora rynku oraz odpowiednie prawo. Zdaniem D. Senzaniego, regulacja energetyki zależy od segmentów łańcucha dostaw, która nie zawsze jest możliwa przy uwzględnieniu odpowiedniego stopnia efektywności. Głównym problemem w tym zakresie jest fakt, że na rynkach wyższego szczebla w zakresie źródeł energii stosunki negocjacyjne są nadal definiowane poprzez porozumienia polityczne między suwerennymi państwami lub między dużymi przedsiębiorstwami krajowymi reprezentującymi podstawowe interesy poszczególnych państw. D. Senzani wskazał przy tym, że nie jest łatwo zrównoważyć interesy tej wielkości – na przykład między konkurencyjnością rynku a strategicznym położeniem w zakresie bezpieczeństwa dostaw, które często są sobie radykalnie przeciwstawne – w ramach obecnych europejskich ram instytucjonalnych i prawnych, w których kompetencje są rozłożone między UE i państwa członkowskie.

Następnym prelegentem był Rolands Irklis (Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), Łotwa). Wygłosił on referat pt. „Prawne i praktyczne aspekty współpracy europejskich regulatorów w sektorze energetycznym – dlaczego współpraca regulatorów jest ważna dla europejskich rynków energii?". W swoim wystąpieniu skupił się na funkcji, jaką ACER pełni w środowisku europejskich regulatorów w sektorze energetycznym. Wskazał, że w ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat europejscy regulatorzy energetyki odegrali kluczową rolę w tworzeniu konkurencyjnego i zintegrowanego rynku energii. Współpraca, którą zapoczątkowało dobrowolne utworzenie stowarzyszenia, obecnie przybrało formę ściśle określonych i konkretnych zadań realizowanych przez regulatorów w celu zapewnienia skutecznego funkcjonowania europejskich rynków energii. W dalszej części Rolands Irklis rozwinął kwestię współpracy między unijnymi regulatorami energetyki i procesu decyzyjnego, wskazując oraz po krótce charakteryzując organy, które temu służą, tj.: Rada Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER), Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz Forum Regulatorów Energetyki (ERF).

Kolejnym mówcą był prof. Navraj Singh Ghaleigh (Uniwersytet w Edynburgu, Wielka Brytania), który przedstawił temat „Nowe podejścia do finansowania projektów energetycznych". N. Singh Ghaleigh swoje wystąpienie rozpoczął od wskazania, że jeśli chcemy uniknąć raptownego ocieplenia klimatu, konieczne jest natychmiastowe działanie polegające na przejściu na gospodarkę niskoemisyjną, szybsze odejście od konwencjonalnych źródeł energii, maksymalnie ograniczając stosowanie węgla z celem na jego wyeliminowanie z miksu energetycznego po 2030 roku. Zdaniem prof. N. Singh Ghaleigh przy podejmowaniu powyższych działań szczególną uwagę należy poświęcić krajom rozwijającym się, w których próba zrównania się poziomem ekonomicznym z krajami rozwiniętymi często idzie w parze z nadmiernymi emisjami. Podkreślił on, że w krajach tych brakuje środków na ograniczenie emisji, a sam rozwój wysokoemisyjny finansowany jest w dużej mierze ze źródeł europejskich. Na przykładzie Wielkiej Brytanii wskazał, że z jednej strony na ograniczenie emisji w krajach rozwijających się w latach 2016–2021 przez UK International Climate Finance (ICF) przeznaczone zostanie 5,8 mld funtów, podczas gdy w niedawnej przeszłości Wielka Brytania zainwestowała bardzo podobne sumy, poprzez agencję rządową UKEF, w działania promujące działalność związaną z paliwami kopalnymi na dużą skalę. Według badań prof. N. Singh Ghaleigh'a. W latach 2010–2018 UKEF wspierała projekty energetyczne o wartości

3,86 miliarda funtów, z czego 95%+ przypada na paliwa kopalne. W związku z powyższym należy podjąć kroki w celu zapewnienia, aby wszystkie polityki, programy i decyzje inwestycyjne uwzględniały możliwy zakres zmian klimatycznych.

Ostatni referat w tym panelu – „Elektromobilność jako sposób na realizację celów zrównoważonego rozwoju" – przedstawił dr hab. Adam Szafrański (Uniwersytet Warszawski). Na wstępie prelegent podkreślił, że na zasadę zrównoważonego rozwoju jako zasadę pojemną znaczeniowo wskazuje *Agenda 2030 na rzecz zrównoważonego rozwoju* przyjęta przez Zgromadzenie Ogólne ONZ w 2015 roku. Dokument określił 17 podstawowych celów zrównoważonego rozwoju, których realizacji mają się podjąć państwa członkowskie ONZ. Polska wykonując swoje zobowiązanie przygotowała raport „Realizacja Celów Zrównoważonego Rozwoju w Polsce", w którym elektromobilność została wskazana wprost w dwóch miejscach. Najpierw w celu nr 7 wskazano „Program Rozwoju Elektromobilności" jako ten, który ma służyć skoncentrowaniu środków publicznych na rozwoju sektora pojazdów elektrycznych w Polsce oraz budowie infrastruktury dla paliw alternatywnych w 32 polskich aglomeracjach. Następnie w celu nr 11, którego realizacji ma służyć działanie polegające na tworzeniu warunków do rozwoju elektromobilności. Zdaniem A. Szafańskiego, w Agendzie 2030 unijny ustawodawca nie dołożył należytych starań by promować elektromobilność, wobec czego konieczne są działania legislacyjne państw członkowskich. Polski ustawodawca, w oparciu o dwa wyraźne powiązania elektromobilności z celami Agendy 2030 wskazanymi powyżej opracował w 2017 roku „Plan Rozwoju Elektromobilności" zakładający między innymi wprowadzenie pojazdów elektrycznych do floty administracji rządowej i samorządowej oraz rozwój infrastruktury służącej ładowaniu pojazdów elektrycznych, który następnie znalazł swoje odzwierciedlenie w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych. W ostatnim fragmencie wystąpienia A. Szafrański wskazał na kluczowe aspekty ustawy o elektromobilności, a wśród nich uregulowanie czynności, jaką jest ładowanie pojazdu elektrycznego na stacji ładowania. Autor wskazał, że wówczas nie dochodzi do sprzedaży energii, co byłoby problematyczne, gdyż handel energią jest reglamentowany, ale do realizacji usługi ładowania pojazdu.

Moderatorem drugiego panelu była dr Anna Górczyńska (Uniwersytet Łódzki). Panel rozpoczął się od wystąpienia prof. Tiny Hunter (Uniwersytetu w Aberdeen, Wielka Brytania). T. Hunter podjęła tematykę zmieniającej się roli państwowych przedsiębiorstw naftowych oraz zmieniającego się wpływu tychże na międzynarodowe rynki energetyczne. Prezentacja rozpoczęła się od krótkiego scharakteryzowania działalności państwowych koncernów naftowych oraz wskazania największych producentów na rynku. Autorka posługiwała się szczegółowymi diagramami, obrazującymi poziom produkcji paliw, a także poziom rezerwy oraz uwarunkowania geopolityczne związane z państwowymi koncernami naftowymi. W dalszej kolejności prelegentka skupiła się na potencjalnym wpływie na rynek energii państwowych koncernów naftowych oraz nakreśliła fundamentalne różnice w funkcjonowaniu koncernów prywatnych i państwowych. W dalszej części wystąpienia autorka dokonała prawnej analizy postępowań z zakresu przedstawionej przez nią tematyki. Omówione zostały m.in. sprawy: *Statoil/Equinor*, *Mexico i Pemex* oraz *Saudi Aramaco*. Po dokonaniu analizy każdego z przypadków, popartego danymi widocznymi na diagramach, miało miejsce podsumowanie prezentacji, które spotkało się z dużym zainteresowaniem publiczności.

Jako drugi – na temat „Tworzenia narodowych czempionów na rynku energetycznym" – głos zabrał prof. nadzw. dr hab. Mariusz Golecki (Uniwersytet Łódzki, Członek Rady Nadzorczej Grupy LOTOS S.A.). Prezentację rozpoczęły określone przez prelegenta „Wielkie narracje". Narracja końca historii w zestawieniu z końcem wolnego rynku przedstawiła historyczne tło dla omawianego zagadnienia. W dalszej kolejności, mówca skupił się na scharakteryzowaniu i odniesieniu do tematyki efektu pandemii oraz prywatnych i publicznych zachęt jako problemu dotyczącego wielu instytucji, występujących na rynku energetycznym. Profesor Golecki zwrócił również uwagę na ciągłą ewolucję przepisów w kierunku bardziej elastycznych regulacji. Powiedział on o regulacjach dotyczących własności, a także tych dotyczących bezpieczeństwa energetycznego. Jasno wskazał na bezcenny udział regulacji w tworzeniu wolnego rynku europejskiego. Poruszył również tematykę aktywów strategicznych. Na zakończenie prelegent dokonał podsumowania i przedstawił swoje konkluzje związane z tworzeniem narodowych czempionów na rynku energetycznym.

Kolejną prelegentką była dr hab. Marzena Czarnecka (Uniwersytet Ekonomiczny, ACC Europe). Podjęła ona tematykę cen regulowanych na rynku energii (stan obecnie i perspektywa przyszłości). W pierwszej kolejności skierowała uwagę słuchaczy na cenę za energię dla odbiorców indywidualnym i w tym kontekście dokonała rozróżnienia na dwa rodzaje rynków – rynek, na którym ceny są z góry regulowane przez państwo oraz rynek wolny od tego typu regulacji. Przedmiotem porównania były polskie przepisy w tym zakresie obowiązujące w latach 2016 i 2017 – największa uwaga została zaś poświęcona ustawie – Prawo energetyczne, a także ustawie o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Kolejną częścią wystąpienia było wskazanie wad i zalet – z przywołaniem licznych przykładów – poszczególnych rozwiązań prawnych. Istotne z punktu widzenia późniejszej dyskusji było pytanie o stosunek i wpływ regulacji cen przez państwo na zjawisko *energy poverty*. W dalszej kolejności prelegentka dokonała analizy decyzji w przedmiocie regulacji cen, zapadłej na obywatelskim forum energetycznym, organizowanym przez Komisję Europejską oraz oświadczenie Komisji Europejskiej w sprawie nowego ładu dla odbiorców energii w kontekście problematyki cen regulowanych na rynku energii. W podsumowaniu M. Czarnecka zgodziła się z zaprezentowanym przez KE stanowiskiem, dotyczącym odgórnego, państwowego ustalania cen na rynku energii, skłaniającym się ku coraz silniejszemu odchodzeniu od regulowania cen energii, przez państwa członkowskie.

Doktor Ignacio Herrera-Anchustegui, LL.M. (Uniwersytet w Bergen, Norwegia) przedstawił problematykę wyłączeń podmiotów działających na rynku energii z zakresu zastosowania dyrektywy 2014/25/EU w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki transportu i usług pocztowych, uchylająca dyrektywę 2004/17/WE. Wystąpienie rozpoczął on od krótkiego wprowadzenia dotyczącego dostarczania i nabywania energii, a następnie scharakteryzował unijne, generalne wymogi dotyczące ustalania cen energii przez państwa członkowskie. Zwrócił szczególną uwagę na koszty wygenerowania, przesyłu oraz dystrybucji. W dalszej części wystąpienia prelegent rozważał zagadnienie konstrukcji zamówień publicznych na rynku energetycznym w konfrontacji z podejściem zliberalizowanym, które odchodzi od stosowania precyzyjnej i mocno sformalizowanej procedury udzielania zamówień publicznych. Swoje wystąpienie, prelegent zakończył przedstawieniem oczekiwań i przewidywań dotyczących

kształtowania się sytuacji w przyszłości, zwracając uwagę na rezultaty coraz powszechniej występującego podejścia liberalnego i opowiadając się za stopniowym odchodzeniem od skomplikowanej procedury udzielania zamówień publicznych.

Kolejną prelegentką była Annette Jantzen (Sekretarz Generalny Stowarzyszenia National Energy Ombudsman Network, Belgia). Temat jej wystąpienia nosił nazwę „Rozwiązywanie sporów konsumenckich w sektorze energetycznym: od mediacji do oceny efektywności polityki". Na wstępie prelegentka, krótko scharakteryzowała National Energy Ombudsman Network. Przedstawiła podstawowe cele oraz mechanizmy działania, a także jej strukturę organizacyjną i zasady członkostwa. Dalsza część wystąpienia dotyczyła regulacji prawa UE w zakresie praw odbiorców energii, a także monitorowanie przez National Energy Ombudsman Network parametrów funkcjonowania rynku i budowanych na tej podstawie wniosków dotyczących funkcjonowania sektora energetycznego przez organizację. A. Jantzen zwróciła także uwagę na pozytywną tendencję zwiększania się świadomości odbiorców energii w zakresie przysługujących im praw.

Ostatnim prelegentem panelu był r.pr. Tobiasz Szychowski (Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A, Ośrodek Mediacji Gospodarczej Izby Gospodarczej Gazownictwa). W swoim wystąpieniu poruszył on temat mediacji jako sposobu rozwiązywania sporów przez przedsiębiorstwa energetyczne. Prelegent scharakteryzował całą procedurę mediacyjną, a także osobę mediatora, którą określił jako *outsider*. Zwrócił następnie wagę na szereg zalet postępowania mediacyjnego, w szczególności szybkość postępowania oraz stosunkowo niskie koszty. Mecenas Szychowski postawił pytanie, czy rozwiązanie proponowane przez kodeks postępowania cywilnego rzeczywiście stanowi zachętę dla stron do podejmowania próby mediacji. Zwrócił uwagę na funkcjonowanie Centrum Mediacji Gospodarczej przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa, a także na występujące w nim podmioty prowadzące działalność w branży naftowej i gazowej.

Trzeci panel poprowadził prof. nadzw. dr hab. Eryk Kosiński (Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu). Jako pierwszy w ramach panelu wystąpił prof. Volkera Roebena (Uniwersytet w Dundee, Wielka Brytania), który swoje wystąpienie poświęcił dywersyfikacji dostaw gazu w UE. Prelegent wskazywał, że jednym z czołowych zadań i celów, które stoją przed UE oraz unią energetyczną jest zwiększanie bezpieczeństwa energetycznego wszystkich państw członkowskich. Cel ten jest realizowany m.in. poprzez współpracę UE z państwami trzecimi oraz organizacjami międzynarodowymi. Zasadniczą uwagę słuchaczy skoncentrował na działaniach zabezpieczających dostawy gazu do państw członkowskich, które pozwalają na ochronę interesów zarówno tych państw, jak i całej UE. Wśród kluczowych działań podejmowanych przez unię energetyczną wskazywał zapewnianie dostaw gazu do państw członkowskich, sposoby tej pomocy, przysługujące narzędzia, organizację pomocy, a także jej zasady. Prelegent wspomniał, że od czasu Traktatu z Lizbony, działania w ramach unii energetycznej mają podstawy prawne, stąd nie jest to projekt tylko i wyłącznie polityczny. Sprawia to również, że unia energetyczna stała się tym samym jedną z zasad funkcjonowania Unii Europejskiej i nie prowadzą jej już samodzielnie poszczególne państwa członkowskie. Wśród działań podejmowanych przez państwa członkowskie wskazywał na ochronę inwestycji i ograniczanie wpływów państw spoza Wspólnoty. Jednocześnie podkreślał również znaczenie sąsiadów Unii, w szczególności Ukrainy, która dąży do tego, by być ważnym ogniwem w transporcie i handlu energią z Unią Europejską.Kolejnym prelegentem była dr Gökce Mete (International Energy Charter, Belgia) z wystąpieniem zatytułowanym „Transformacje

energetyczne i bezpieczeństwo inwestycyjne: funkcje International Energy Charter". W pierwszej części wystąpienia prelegentka wyjaśniała rolę International Energy Charter, charakteryzując jej znaczenie, możliwe do wykorzystania instrumenty prawne i działania. Następnie, scharakteryzowała ona znaczenie i wpływ International Energy Charter jako porozumienia politycznego w zakresie wymiany energii pomiędzy państwami-sygnatariuszami, a także środki ochrony przysługujące w ramach tranzytu energii. Dr Gökce Mete powiedziała, że International Energy Charter w części swoich postanowień jest przestarzała i nieadekwatna do współczesnych realiów sektora energetycznego oraz wskazała na jej propozycje zmian. Zdaniem prelegentki z Brukseli, organizacja winna skupiać swoje działania na ochronie klimatu, na który istotny wpływ ma sektor energetyczny.

Trzeci referat, zatytułowany „Fundamenty transformacji energetycznej – regulacje dla sieci przyszłości" wygłosił r.pr. Michał Motylewski (DENTONS Polska). Prelegent wskazywał na konieczność przedefiniowania i przemyślenia paradygmatów, które powstały w związku z dotychczasowym scentralizowanym funkcjonowaniem sieci energetycznych, co stopniowo będzie ulegać zmianie w związku z rozwojem źródeł odnawialnych i funkcjonowaniem rozproszonych schematów postępowania w sprawach energetycznych. Z uwagi m.in. na zmiany klimatu opracowano reguły, które uzmysłowiły jak nieefektywnie wykorzystywana jest energia. Z czasem okazało się jednak, że reguły te mają tylko i wyłącznie charakter częściowy, z pominięciem całościowej perspektywy ich oddziaływania. Doprowadziło to do licznych problemów, począwszy od nadmiernego rozwoju poszczególnych technologii, aż po ujemne ceny czy zaburzenie przepływów finansowych, co kłóci się z kluczowym założeniem, czyli uzyskiwaniem przychodów. Prelegent podkreślił, że zmiany te w przyszłości dotkną oczekiwania względem sieci energetycznych. Wpłynąć mogą tym samym na oczekiwania względem sieci, zredefiniowanie pojęć „stabilności dostaw energii", „równowagi między kosztem oraz dostępnością". Konieczne będzie opowiedzenie się za tym czy energię elektryczną postrzegamy jako towar, czy poprzez pryzmat dostępu do usług. W związku z powyższym, jak wskazuje r.pr. Motylewski, regulacje dla sieci przyszłości powinno tworzyć się z lepszym zrozumieniem wpływu technologii na społeczeństwo, a także z większym naciskiem na identyfikowanie i definiowanie celów polityki publicznej.

Zuzanna Brocka LL.M. (Uniwersytet Łódzki, Uniwersytet w Pawi, Włochy) wygłosiła referat pt. „Konsumpcja własna w systemach użytkownika energii". Wystąpienie rozpoczęło się od wskazania roli konsumentów w osiąganiu przez UE zamierzonych celów (dekarbonizacja europejskich gospodarek, zwiększenie udziału energii z odnawialnych źródeł energii). Następnie zwróciła ona uwagę na spoczywający na państwach członkowskich obowiązek zapewnienia unijnym konsumentom możliwości wytwarzania energii odnawialnej, jej przechowywania oraz sprzedaży nadwyżki produkcji, instalowania i wykorzystywania systemów magazynowania energii, otrzymywanie wynagrodzenia na wytworzoną energię wprowadzoną do sieci. Avv. Zuzanna Brocka LL.M. omówiła również pojęcie energii stosowanej na własne potrzeby w ujęciu wspólnym wprowadzoną przez dyrektywę 2018/2001. Ponadto podjęta próbę określenia modeli produkcji i konsumpcji energii odnawialnej, jakie zostaną wypracowane w nadchodzących latach, uwzględniając przy tym włoskie doświadczenia w zakresie korzyści czerpanych przez prosumentów w związku ze zwolnieniami taryfowymi.

Następnie głos zabrał Balazs Gyenge (Uniwersytet w Szeged, Węgry). Tematem swojego wystąpienia uczynił on systemy sieci inteligentnych stanowiący alternatywę dla tradycyjnych

sposobów stosowania energii elektrycznej. Prelegent w kontekście strategii „Europa 2020" wskazywał na dwa paradoksalne wymogi, które z jednej strony wymagają od państw członkowskich zwiększenia produkcji energii elektrycznej, jednocześnie kontrolując i możliwie jak najbardziej niwelując negatywny wpływ na środowisko i zrównoważony rozwój. Podniósł on, że analiza danych i obserwacja zachowań prosumentów, nie tylko na szczeblu makroekonomicznym, lecz także w oparciu o gospodarstwa domowe pozwoli na ustalenie faktycznego popytu na energię elektryczną. Inteligentną sieć zdefiniował jako nowoczesny system energii elektrycznej, który wykorzystuje wskaźniki, monitorowanie, komunikację, automatyzację i komputery, aby zwiększyć elastyczność, bezpieczeństwo, wydajność oraz bezpieczeństwo systemów energii elektrycznej. Zdaniem Balazsa Gyenge, inteligentna sieć pozwoli na odpowiednie rozłożenie konsumpcji energii i pozwoli dostosować produkcję energii do potrzeb społeczeństwa. Prelegent zwrócił również uwagę na dwie konsekwencje inteligentnej sieci, pierwszą, pozytywną jest możliwość odpowiedniego dostosowania produkcji energii do popytu, co pozytywnie wpłynie na wydajność produkcji energii i zmniejszy obciążenie systemu. Drugą – zagrożenie może stworzyć jednak fakt, że sieć będzie miała charakter otwarty i opierać się będzie w dużej mierze na generatorach energii innych niż elektrownie.

Ostatni referat w trzeciej sesji wygłoszony przez dr Annę Górczyńską (Uniwersytet Łódzki) dotyczył wspierania odnawialnych źródeł energii przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Prelegentka charakteryzowała działania podejmowane przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w zakresie ochrony środowiska i jej promowania, a także zrównoważonego wykorzystywania źródeł oraz propagowania postaw wpływających pozytywnie na ochronę środowiska. Doktor Górczyńska scharakteryzowała również znaczenie, warunki oraz rolę dotacji i pożyczek udzielanych przez Fundusz, a także wskazywała na programy na rzecz ochrony środowiska prowadzone przez tenże.

Moderatorem ostatniego panelu w dniu międzynarodowym konferencji był mgr Marcin Kraśniewski. Panelistami byli: Noreen Kidunduhu (Uniwersytet w Dundee, Wielka Brytania), mgr Krystian Kowalewski (Akademia Leona Koźmińskiego w Warszawie, Światowa Rada Energetyczna), mgr Kamil Olczak (Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie), Elias Zigah (Uniwersytet w Dundee, Chaire Economie du Climat, Wielka Brytania – Francja).

Panel rozpoczął się od wystąpienia Noreen Kidunduhu (Uniwersytet w Dundee, Wielka Brytania), która postawiła pytanie: dlaczego energia ze źródeł odnawialnych nie stanowi panaceum w zakresie bezpieczeństwa energetycznego? Na wstępie prelegentka rozwinęła definicję bezpieczeństwa energetycznego, po czym wskazała, że dzisiejsze rządy, opracowując swoje polityki energetyczne, wyróżniają dwa wymiary – długoterminowy i krótkoterminowy. Jako cechy długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego autorka wskazała zapewnianie odpowiednich jakościowo, a także przystępnych cenowo dostaw energii tak, aby zaspokajać potrzeby w zakresie rozwoju, jednocześnie chroniąc środowisko. Jako cechy krótkoterminowego bezpieczeństwa energetycznego wskazała zaś utrzymywanie systemu energetycznego, który jest odporny na nieoczekiwane i nagłe zmiany dotyczące równowagi podażowo-popytowej oraz powiązane konsekwencje w zakresie cen. Zdaniem N. Kidunduhu, energia pozyskiwana z odnawialnych źródeł energii nie jest w stanie niezależnie zapewnić bezpieczeństwa energetycznego z kilku przyczyn. Jako pierwszą z tych przyczyn wymieniła ona problemy dystrybucyjne związane z energią

pochodzącą z odnawialnych źródeł, drugą zaś – zmienność warunków pozyskiwania energii związanych z nieprzewidywalnością stopnia zmian pogodowych. Natomiast trzecią i ostatnią z poruszanych przeszkód był problem infrastrukturalny związany z koniecznością budowy kosztownych i materiałochłonnych magazynów energii w pobliżu źródeł OZE.

Krystian Kowalewski wygłosił referat pt. „Pakiet czysta energia dla wszystkich Europejczyków, nowy model rynku, nowe wyzwania". Na wstępie wyjaśnił, że tytułowy pakiet to zbiór ośmiu aktów prawnych dotyczących rynku energii elektrycznej, zarządzania ryzykiem, efektywności energetycznej, odnawialnych źródeł energii, energooszczędności budownictwa, pozycji prawnej i zadań ACER, a także zarządzania unią energetyczną. Główną część referatu stanowiło omówienie celów pakietu. Wskazał on, że cele sprowadzają się w głównej mierze do trzech założeń ideologicznych: zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej oraz wzmocnienia pozycji konsumenta na europejskim rynku energii elektrycznej.

Kolejnym mówcą był Kamil Olczak, który wygłosił referat pt. „Zasada zrównoważonego rozwoju a odnawialne źródła energii". Swoje wystąpienie rozpoczął on od scharakteryzowania przyjętej przez UE koncepcji zrównoważonego rozwoju, wskazując, że prowadzi ona do powstania coraz liczniejszych instrumentów prawnych wymuszających uwzględnienie aspektów środowiskowych w unijnej polityce energetycznej. Zwrócił szczególną uwagę na akty prawne oraz inne dokumenty stanowiące emanację zasady zrównoważonego rozwoju zarówno na szczeblu międzynarodowym, unijnym, jak i krajowym. Wśród nich autor wymienił oraz krótko scharakteryzował m.in. strategię „Europa 2020", postanowienia Światowego Szczytu w Rio de Janeiro, Agendę 2030 przyjętą przez Zgromadzenie Ogólne ONZ w dniu 25 września 2015 r. W podsumowaniu K. Olczak wskazał, że zasada zrównoważonego rozwoju stanowi klauzulę generalną, której wypełnienie zostało pozostawione doktrynie i judykaturze w ramach ogólnie zakreślonych celów.

Elias Zigah w ostatnim referacie dnia międzynarodowego postawił następujące pytanie: „Czy istnieje regionalne podejście do przekształcenia systemu energetycznego w Afryce Subsaharyjskiej?". Na wstępie wskazał on, że choć kraje rozwijające się, zwłaszcza państwa w Afryce Subsaharyjskiej, mają najmniejszy wkład w globalne ocieplenie, wytwarzając zaledwie 1,8% światowej emisji CO_2, to w największym stopniu odczuwają negatywne skutki zmiany klimatu. Następnie omówił najważniejsze postawienia porozumienia paryskiego oraz zwrócił uwagę na obecność wśród jego sygnatariuszy również państwa Afryki Subsaharyjskiej (m.in. Ghana, Kenia, RPA). W kolejnej części wystąpienia E. Zigah omówił zobowiązania państwa Afryki Subsaharyjskiej w zakresie ich przejścia na gospodarkę niskoemisyjną. Ponadto przedstawił konkretne działania podjęte przez te państwa dla realizacji zobowiązań paryskich: utworzenie rynku obrotu jednostkami emisji w Kenii; konkurencyjny cenowo system aukcji odnawialnych źródeł energii w RPA oraz przyjęcie ustawy o energii ze źródeł odnawialnych w Ghanie w celu wsparcia przejścia na czystą energię.

Po ostatnim wystąpieniu głos zabrała prof. M. Królikowska-Olczak, dziękując uczestnikom za wartościowe wystąpienia i zamykając pierwszy dzień obrad. Organizatorzy po części merytorycznej zaprosili prelegentów, moderatorów oraz pozostałych gości na kolację do Pałacu Biedermanna.

Drugi dzień konferencji miał charakter krajowy. Obrady otworzyła prof. M. Królikowska-Olczak. Po powitaniu został odczytany, skierowany do uczestników, list Minister Przedsiębiorczości,

Jadwigi Emilewicz. W liście Pani Minister nadmieniła, że po wielu latach, kiedy tradycyjny scentralizowany model wytwarzania energii był jedynym dostępnym, osiągnęliśmy obecnie poziom, na którym praktycznie każdy może zostać członkiem rynku energetycznego. Minister Emilewicz, kontynuując myśl, wskazała na atuty pozycji prosumenta w rynku, a także obecności takich jednostek na rynku. Atutami tymi są korzyści zarówno dla interesu publicznego, jakim jest promowanie OZE, jak i dla interesu prywatnego, tj. bezpośrednich korzyści finansowych prosumenta odzwierciedlonych w obniżonych rachunkach za zużycie. Następnie podkreśliła rolę, jaką odgrywa Ministerstwo Przedsiębiorczości w umacnianiu pozycji prosumenta na rynku oraz zwalczaniu barier, które napotykają oni w swojej działalności. Zdaniem Pani Minister aktywna działalność kierowanego przez nią resortu sprawiła, że czysta energetyka rozproszona to już nie przyszłość, ale teraźniejszość. Jednocześnie zapewniła, że Ministerstwo Przedsiębiorczości nie będzie ustawało w dalszym rozwijaniu nowoczesnych technologii wykorzystujących OZE oraz polityki prosumenckiej.

Po odczytaniu listu rozpoczął się pierwszy panel mający charakter dyskusyjny. Tematem przewodnim dyskusji był „Sektor energetyczny wobec współczesnych wyzwań". Moderatorami tej sesji byli prof. zw. dr hab. Maria Królikowska-Olczak oraz Marcin Kraśniewski, a panelistami: Piotr Bielarczyk (Dyrektor Zarządzający w Banku Ochrony Środowiska), dr Mateusz A. Bonca (Prezes Zarządu Grupy LOTOS S.A.), prof. n. dr hab. Mariusz Golecki, Łukasz Kroplewski (Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.), Marek Krzysteczko (Członek Zarządu POLENERGIA Obrót S.A.) oraz prof. n. dr hab. Jan Wojtyła (Członek Komisji Nadzoru Finansowego, Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach).

Na wstępie prof. Maria Królikowska-Olczak przypomniała, że problemy, jakimi zajmujemy się podczas konferencji są wynikiem przede wszystkim wdrożenia strategii „Europa 2020", która spowodowała reformę w zakresie tzw. sektorów sieciowych, do których także należy energetyka. Podkreśliła również, że nowoczesna infrastruktura energetyczna oraz efektywnie działający sektor energetyczny sprzyjają wzrostowi gospodarczemu, a także wzmacniają spójność społeczną i przestrzenną. Kolejno głos zabrał drugi z moderatorów – Marcin Kraśniewski, który wskazał, że jednym z głównych wyzwań dla sektora energetycznego obecnie jest dywersyfikacja kierunków dostaw oraz źródeł energii, a także dekarbonizacja węgla. Następnie zwrócił się on do prof. M. Goleckiego z pytaniem o przyszłość i zastosowanie energetyki jądrowej, w szczególności możliwość zastąpienia przez nią węgla.

Profesor Golecki rozpoczął swoje wystąpienie od identyfikacji źródła problemu. W jego opinii, z jednej strony zakładamy, że energetyka jądrowa będzie w przyszłości istotnym elementem tzw. miksu energetycznego w Polsce. Z drugiej zaś – w przypadku niezrealizowania zakładanych inwestycji, nie wiemy w jaki sposób powstała luka zostanie zapełniona. Następnie odniósł się on do Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, który, jego zdaniem, jest programem nazbyt ogólnym. Wskazał, że od strony technologicznej nastąpił znaczący wzrost kosztów budowy nowych siłowni jądrowych ze względu na podniesienie poziomu ich bezpieczeństwa, co jest wynikiem nowych standardów bezpieczeństwa w prowadzonych przez Komisję Europejską *stress test'ach*. Co więcej, w jego opinii obserwujemy obecnie problemy związane z wykonawcami nowych siłowni jądrowych, z którymi zmaga się większość państw członkowskich UE – wiąże się to z dużymi opóźnieniami, a co za tym idzie zwiększeniem kosztów ich budowy. Z drugiej zaś strony obserwujemy rozwój

energetyki jądrowej od strony technologicznej. Nowo tworzone elektrownie odchodzą od dużych reaktorów, na rzecz reaktorów modularnych. Co prawda jest to technologia wciąż niedopracowana, jednak bardzo obiecująca. Mówca zauważył, że obecnie Ministerstwo Energii realizuje program, który dotyczy właśnie takich małych reaktorów. Jego celem jest przede wszystkim zbadanie otoczenia regulacyjnego oraz dostosowanie tegoż do realizacji inwestycji w tym zakresie. W opinii prof. M. Goleckiego jest to program zadowalający, jednak wyczekiwany z dużą dozą niepewności. Wskazał on również, że w obecnie nie jest możliwe całkowite zastąpienie energetyki węglowej energetyką jądrową. Podkreślił jednak, że wprowadzane regulacje uwzględniają energetykę jądrową jako istotny element miksu energetycznego w przyszłości.

Następnie Marcin Kraśniewski zadał pytanie o możliwości wydobycia w Polsce gazu łupkowego oraz jego ewentualnego wpływu na bezpieczeństwo energetyczne Polski. Prof. M. Golecki stwierdził, że niewątpliwie rewolucja łupkowa wpływa na globalny rynek dostaw ropy naftowej oraz gazu. Następnie odniósł się on do przyczyn zaniechania inwestycji w tym zakresie w Polsce. W jego opinii, najistotniejsze znaczenie miały dwa czynniki: koszty wydobycia oraz wielkość zasobów. Podkreślił jednak, że ze względu na zmiany na rynku energii, Polska może skorzystać z rewolucji łupkowej od strony strategicznej jako odbiorca gazu – zaznaczył, że w tym zakresie poczyniono już określone kroki, jakim była chociażby rozbudowa gazoportu w Gdańsku.

O zabranie głosu został następnie poproszony Wiceprezes Łukasz Kroplewski. Na wstępie powiedział on, że PGNiG nie wyklucza w przyszłości powrotu do planu eksploatacji gazu z łupków. Obecnie jednak technologia pozyskiwania gazu łupkowego jest wykorzystywana do wydobywania metanu ze złóż węgla kamiennego. Spółka PGNiG prowadzi obecnie program strategiczny GeoMetan, dzięki któremu wciąż zwiększa wydobycie tego surowca. Podkreślił, że jest to program niezwykle nowatorski i przy jego realizacji PGNiG współpracuje z innymi spółkami węglowymi. Moderator M. Kraśniewski zwrócił uwagę na znaczenie dywersyfikacji dostaw gazu dla bezpieczeństwa energetycznego, a następnie poprosił Łukasza Kroplewskiego o wypowiedź na ten temat. Prezes Kroplewski podkreślił, że Polska nie dysponuje wystarczającą ilością złóż gazu, pozwalającą na pokrycie naszego rocznego zapotrzebowania w wysokości 18 mld m³. Co więcej, polityka energetyczna państwa do roku 2040 zakłada, że zapotrzebowanie to ma wzrosnąć aż do 27 mld m³ rocznie. Niemniej jednak wskazał on, że polskiemu koncernowi gazowemu sprzyja polityka klimatyczna UE, czysty metan jest bowiem paliwem niezmiernie efektywnym i sprzyjającym zmniejszaniu efektu cieplarnianego. Odnosząc się natomiast do dywersyfikacji kierunków dostaw gazu, Ł. Kroplewski powiedział, że ze względu na nieprzewidywalność partnera wschodniego PGNiG stawia na dostawy z kierunków północnych. W tym celu PGNiG uzyskało własne koncesje na wydobycie gazu na norweskim szelfie kontynentalnym, który za pośrednictwem rurociągu Baltic Pipe ma być przesyłany z północy wprost do Polski. Prezes Kroplewski powiedział również, że dzięki kontraktom na dostawy gazu zawartym m.in. z Katarem i Stanami Zjednoczonymi, Grupa Kapitałowa PGNiG po 2022 r. stanie się zupełnie niezależna od dostaw surowca z Rosji.

Marcin Kraśniewski zapytał również Łukasza Kroplewskiego o kroki podejmowane przez PGNiG S.A. w dziedzinie badawczo-rozwojowym oraz o współpracę spółki z start-upami. Wiceprezes Zarządu PGNiG ds. Rozwoju wskazał, że obecnie spółka koncentruje uwagę na działalności w obszarze poszukiwań oraz wydobycia. Zaznaczył on jednak, że PGNiG S.A. podejmuje również szereg aktywności w zakresie prac badawczych. Cała grupa kapitałowa planuje wydać

w przeciągu następnych 5 lat ponad 1 mld zł na rozwój i innowacje. Poinformował on również, że PGNiG posiada obecnie w swoim portfelu inwestycyjnym 99 projektów innowacyjnych oraz 44 projekty badawcze.

Następnie Łukasza Kroplewski zapytano o rolę gazu ziemnego w dekarbonizacji oraz miejsce polityki klimatycznej w strategii GK PGNiG. Odpowiadając, podkreślił, że gaz ziemny należy traktować jako paliwo zielone. Z tego względu GK PGNiG realizuje szereg inwestycji w zakresie jego wykorzystania. Zwróci on również uwagę na konieczność efektywnego wykorzystywać zasobów naturalnych, ale zaznaczył przy tym, że nie jest możliwe natychmiastowe przejście z energetyki o węgiel na wykorzystującą inne źródła energii.

Następne Marcin Kraśniewski skierował pytanie dotyczące dywersyfikacji surowcowej do dr. Mateusza Boncy. Prezes Grupy LOTOS powiedział, że rozmawiając o inwestycjach w zakresie energetyki nie można zapominać ich długofalowości i konieczności prowadzenia rachunków zysków i strat również w sposób długofalowy. Podkreślił on także, że Grupa LOTOS S.A. od wielu lat poszukuje alternatywnych źródeł surowców – innych niż dostawy ze wschodu. Kierowana przez niego spółka importuje ropę z różnych kierunków świata – USA, Afryka, Bliski Wschód. Podkreślał jednak, że dywersyfikacja to nie tylko zakup, ale także zdolność negocjacji, logistyka czy optymalizacja produktów, które pozwalają zachować poczucie bezpieczeństwa w sytuacji, w której bezpieczeństwo dostaw mogłoby być zagrożone.

Moderator zapytał dr. M. Boncę o działania podejmowane przez Grupę LOTOS S.A. w obszarze Morza Bałtyckiego, Litwy oraz w Norwegii. Panelista wskazał, że obecność Grupy LOTOS jest szczególnie widoczna na obszarze Norwegii, gdzie prowadzi ona stałe wydobycie. Podkreślił, że te działania mają przede wszystkim na celu zapewnienie spółce stabilności finansowej i dostaw surowców. Przykładowo wskazał on, że działania te pozwoliły uchronić spółkę i jej klientów przed konsekwencjami wynikającymi z zanieczyszczenia ropy naftowej płynącej z Rosji w kwietniu 2019 roku. Prezes Bonca powiedział, że zamknięcie rurociągu „Przyjaźni" stworzyło sytuację skomplikowaną i poniekąd kryzysową, ale Grupa LOTOS przeszła przez nią w sposób bardzo bezpieczny i niezauważalny w cenie dla klientów – pomimo braku dostaw z Rosji, działania w zakresie dywersyfikacji kierunków pozwoliły Grupie LOTOS zapewnić nieprzerwane dostawy ropy odbiorcom końcowym.

Dalszą część dyskusji poprowadziła prof. Maria Królikowska-Olczak, która pierwsze swoje pytanie skierowała do Marka Krzysteczko o zmiany w ustawie o odnawialnych źródłach energii oraz tzw. ustawę cenową prądu. Na wstępie Prezes Krzysteczko podkreślił, że legislacja jest narzędziem, które odgrywa istotnie ważną rolę w rozwoju odnawialnych źródeł energii. Wskazał, że wprowadzone zmiany pozwoliły m.in. zakontraktować duże ilości energii z energetyki wiatrowej w perspektywie następnych 15 lat. Wspomniał również, że możemy spodziewać się kolejnych zmian w tej ustawie ze względu na konieczność dostosowania jej treści do celów strategicznych przedstawionych w Polityce energetycznej Polski. Zmiany te będą konieczne również po to, aby zwiększyć efektywność dotychczasowych mechanizmów zawartych w ustawie – zapewnić rozwój energetyki z odnawialnych źródeł energii oraz zagwarantować ich wsparcie po najbardziej racjonalnym koszcie. Odnosząc się natomiast do ustawy prądowej stwierdził, że rozwiązanie polegające na obniżeniu podatku akcyzowego oraz opłaty przejściowej mogą uchronić odbiorców końcowych od podwyżki cen energii i należy oceniać je w pełni pozytywnie. Natomiast rozwiązania

zakładające zamrożenie cen energii, w jego opinii są niejasne i wymagają sprecyzowania. Pomimo upływu czasu wciąż brakuje jednak aktów wykonawczych, które konkretyzowałyby regulacje ustawowe. Skutkuje to istnieniem stanu niepewności na rynku energii elektrycznej, nie tylko wśród dostawców energii, lecz także wśród odbiorców końcowych. W jego opinii, koniecznym jest jak najszybsze doprowadzenie do rozwiązań końcowych, które pozwolą na unormowanie sytuacji na rynku.

Prof. Maria Królikowska-Olczak o kierunki rozwoju inwestycji w zakresie ochrony środowiska oraz o wyzwania stojące przed Bankiem Ochrony Środowiska zapytała jego przedstawiciela. Piotr Bielarczyk podkreślał szczególny charakter Banku Ochrony Środowiska na rynku finansowym. Prelegent wskazywał, że jest to bank specjalistyczny, skupiający się przede wszystkim na finansowaniu przedsięwzięć z zakresu szeroko pojętej ekologii i ochrony środowiska – energetyki, termomodernizacji, fotowoltaiki i elektromobilności. Bank Ochrony Środowiska umożliwia ich realizacje przy wykorzystaniu m.in. zielonych certyfikatów, białych certyfikatów, zielonych obligacji czy modelu składanego finansowania. Inaczej niż banki komercyjne, oprócz dostarczania pieniędzy na realizację inwestycji, oferuje także usługi doradcze w zakresie ekologii oraz obsługę dokonywanych transakcji. Natomiast do wyzwań stojących obecnie przez Bankiem Ochrony Środowisk Piotr Bielarczyk zaliczył przede wszystkim finansowanie inwestycji z zakresu termomodernizacji i odnawialnych źródeł energii – przede wszystkim energetyki wiatrowej i fotowoltaiki.

Jako ostatni głos zabrał prof. Jan Wojtyła, który został poproszony przez prof. M. Królikowską-Olczak o przedstawienie skutków transformacji energetyki z węglowej na źródła alternatywne. Na wstępie swojej wypowiedzi, podkreślił on konieczność rozpatrywania zmian w zakresie miksu energetycznego w Polsce zarówno w kontekście ekonomicznym, jak i społecznym. Wskazał, że zgodnie z raportem przedstawionym przez Komisję Europejską, spośród wszystkich państw członkowskich UE, transformacja energetyczna najsilniej uderzy właśnie w Polskę. Polska Grupa Górnicza jest obecnie jednym z największych pracodawców w przemyśle wydobywczym w całej Europie. Co więcej, węgiel wciąż pozostaje surowcem najtańszym. W jego opinii, ewentualna likwidacja polskiego górnictwa będzie miała zatem bardzo daleko idące skutki zarówno ekonomiczne, jak i społeczne. Nie jest więc możliwe rozpatrywanie dekarbonizacji wyłącznie w wymiarze eksperckim. Koniecznym jest bowiem wzięcie pod uwagę wszystkich innych czynników mających znaczenie dla tego procesu, w tym także czynników społecznych. Przede wszystkim dekarbonizacja musi być rozpatrywana jako proces. Nie jest możliwe zastosowanie podejścia rewolucyjnego. Niezbędna jest natomiast strategia długoterminowa. Jej elementem powinien być dialog społeczny, który pozwoli na uniknięcie zbędnych konfliktów oraz wybór właściwego modelu ekonomicznego pozwalającego na stabilną transformację energetyczną.

Kolejnej sesji przewodniczył prof. n. dr hab. Bartłomiej Nowak (Akademia Leona Koźmińskiego w Warszawie). Pierwszym prelegentem była zaś prof. zw. dr hab. Anna Walaszek-Pyzioł (Krakowska Akademii im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego), która przedstawiła referat pt. „Solidarność energetyczna – bezpieczeństwo energetyczne”. W referacie dokonała ona analizy art. 194 ust. 1 TFUE, zgodnie z którym w ramach ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego oraz z uwzględnieniem potrzeby zachowania i poprawy stanu środowiska polityka UE w dziedzinie energetyki ma na celu, w duchu solidarności między państwami członkowskimi, zapewnienie bezpieczeństwa

dostaw energii. Profesor Walaszek-Pyzioł w referacie zadała pytanie, w jaki sposób powinno się interpretować sformułowanie „ducha solidarności" oraz poprzez jakie środki prawne UE może zapewnić urzeczywistnienie współpracy pomiędzy państwami członkowskimi, w celu zapewnienia realizacji jednego z podstawowych celów UE.

Kolejnym prelegentem był dr hab. Michał Domagała (Katolicki Uniwersytet Lubelski im. Jana Pawła II w Lublinie), którego referat dotyczył pokrycia zapotrzebowania na paliwa i energię z punktów widzenia celów regulacji. W referacie przedstawione zostały prawne aspekty kształtowania poziomu cen paliw i energii oraz działania natury regulacyjnej, jakie powinny zostać podjęte, aby możliwe było pokrycie zapotrzebowania na paliwa i energię w sposób ekonomicznie uzasadniony. Profesor Domagała analizie poddał m.in. prawne podstawy działań *stricte* regulacyjnych, takich jak taryfowanie, jak również innych aktywności organów państwa (parlamentu), które posiadają bezpośredni wpływ na poziom cen i stawek opłat oraz inne koszty zużycia paliw energii. W podsumowaniu referatu prelegent postawił tezę, zgodnie z którą pokrycie zapotrzebowania na energię należy traktować jako publiczne prawo podmiotowe w aspektach zarówno pozytywnym, jak i negatywnym. Rozumie on przez to, że odbiorca energii elektrycznej ma prawo do tego, aby cena dostarczanej mu energii była uzasadniona ekonomicznie, czyli oparta na zasadzie kosztów ekonomicznie uzasadnionych.

Ostatnim mówcą w drugiej sesji był dr Zdzisław Muras (Urząd Regulacji Energetyki), który wygłosił referat pt. „»Usługa« na infrastrukturalnych rynkach paliw i energii w świetle swobody przedsiębiorczości i swobody usług". Prelegent w swoim wystąpieniu skupił się na pojęciu „usługi" po czym wskazał, że na energetycznych rynkach infrastrukturalnych podstawę wykonywania działalności przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne stanowi *ex definitione* „świadczenie usług" natomiast przez przedsiębiorstwa wytwórcze – wytwarzanie energii elektrycznej. Doktor Muras podkreślił, że wejście na rynek, pozostawanie na nim oraz wyjście są ograniczone licznymi uwarunkowaniami regulacyjno-reglamentacyjnymi. W podsumowaniu prelegent wskazał, że określenie czym *de facto* jest „usługa" pozostaje aktualnym problemem badawczym, ponieważ jasność podziałów w tym obszarze dodatkowo komplikuje znajdujące dość szerokie zastosowanie na rynkach energetycznych pojęcie „usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym", które nie doczekały się jak dotychczas zdefiniowania ani w literaturze, ani w judykaturze.

W części popołudniowej odbyły się dwie sesje złożone z trzech panelów równoległych – pierwsza sesja: „Finansowanie w sektorze energetycznym"; „Odnawialne źródła energii"; „Sektor energetyczny – między regulacją a konkurencją" i sesja druga: „Ochrona konkurencji i konsumentów w sektorze energetycznym"; „Regulacja w sektorze energetycznym"; „Bezpieczeństwo energetyczne – wybrane zagadnienia".

Panel „Finansowanie w sektorze energetycznym" moderowała prof. Anna Walaszek-Pyzioł. Jako pierwszy głos zabrał r.pr. Paweł Hawranek (HAWRANEK Kancelaria Radców Prawnych), który przedstawił referat pt. „Obrót instrumentami finansowymi w ramach wyłączenia dla działalności dodatkowej w przedsiębiorstwach energetycznych. Uwagi praktyczne o testach działalności dodatkowej". W swojej wypowiedzi przedstawił zasady zarządzania poziomem ryzyka, do czego wykorzystuje się instrumenty finansowe w świetle funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych na rynku energii. Jako najpopularniejsze spośród instrumentów finansowych wskazał on kontrakty *forward*, *futures* oraz opcje i kontrakty wymiany (*swap*). Wskazano także na znaczenie

dyrektywy 2014/65/UE z 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniającą dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (MIFID II) jako środki, które zapobiec mają kolejnym kryzysom finansowym na światową skalę. Mecenas Hawranek powiedział również, że dyrektywy te pomimo niewątpliwych zalet generują również koszty, a także ryzyko regulacyjne i ryzyko zgodności.

Dyrektor Anna Żyła (Banku Ochrony Środowiska) skierowała uwagę uczestników Konferencji na finansowanie inwestycji energetyki odnawialnej. Powiedziała ona, że czynnikiem, który sprawił, że inwestycje w energetykę odnawialną rozwinęły się znacząco na przestrzeni ostatnich lat jest wzrost świadomości inwestorów. Ten wzrost jej zdaniem wynika ze stawianych wymagań formalno-prawnych, w myśl których wprowadzono obowiązkowy udział energii odnawialnej w miksie energetycznym oraz systemom wsparcia. Systemy wsparcia oferowane przez Bank Ochrony Środowiska skierowane są zarówno do osób fizycznych, jak i podmiotów gospodarczych. Podmioty gospodarcze decydują się na systemy wsparcia z dwóch powodów: realizują je albo na potrzeby własne, albo w celu dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców na rynku. Prelegentka wskazała, że różne jest także podejście Banku Ochrony Środowiska do oceny zdolności kredytowej i zabezpieczenia zobowiązań dla poszczególnych jednostek ubiegających się o finansowanie. A. Żyła wskazała także na znaczenie BOŚ dla rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, który na przestrzeni ostatnich lat udzielił kredytów na inwestycje na łączną sumę ponad 4,5 mld złotych.

Ostatni referat pt. „Ustawa o kontroli inwestycji jako mechanizm zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego" wygłosił mgr Michał Bałdowski (Uniwersytet Warszawski). Dokonał on analizy przepisów ustawy o kontroli niektórych inwestycji przyjętej w 2015 r., która wprowadziła specjalny reżim prawny nabywania akcji, udziałów, przedsiębiorstwa lub zorganizowanej części przedsiębiorstwa wpisanych jako podlegających ochronie przed próbami przejęcia przez zagraniczne podmioty. Jego zdaniem ustawa odgrywa szczególną rolę w sektorze energetycznym, gdyż ponad połowę podmiotów podlegających ochronie w myśl ustawy stanowią spółki sektora energetycznego lub blisko z nimi powiązane. Jak wskazywał w swej prelekcji, ma to kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, gdyż za sprawą tej regulacji nadzór nad obrotem udziałami lub akcjami tych spółek sprawuje minister właściwy do spraw energii. Michał Bałdowski wskazał także na wady regulacji wynikające zwłaszcza z nieprecyzyjności oraz zbyt dużych luzów interpretacyjnych przyznany ministrowi właściwemu do spraw energii. Prelegent wśród szczególnie problematycznych pod kątem interpretacji wskazywał przepisy dotyczące milczącego załatwienia sprawy, kwestię charakteru prawnego decyzji, możliwości wydania decyzji aprobującej nabycie istotnego uczestnictwa lub dominacji w podmiocie podlegającym ochronie oraz zagadnienia dotyczące zawiadomienia uprzedniego czy następczego.

Panelowi dotyczącemu odnawialnych źródeł energii przewodniczył prof. n. dr hab. Mirosław Pawełczyk (Uniwersytet Śląski w Katowicach). Jako pierwsi w panelu wystąpili mgr Marcin Trupkiewicz (Uniwersytet im. A. Mickiewicza w Poznaniu) oraz r.pr. Michał Tarka (Uniwersytet im. A. Mickiewicza w Poznaniu). Przedstawili oni temat pt. „Rozwój odnawialnych źródeł energii w sektorze mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw. Możliwość rozwiązań prosumenckich w stanie obecnym oraz w perspektywie ich rozwoju". Celem zaprezentowanego referatu była analiza aktualnego otoczenia prawnego w zakresie statusu prosumenta w polskim prawodawstwie oraz

jego konfrontacja z postulowanymi *de lege ferenda* rozwiązaniami prawnymi umożliwiającymi rozwój odnawialnych źródeł energii w kontekście ich wykorzystania przez prosumentów. Autorzy przybliżyli definicję prosumenta w powszechnym użyciu, jak również w odniesieniu do sektora energetycznego, a następnie omówili unormowania ustawy o OZE, które tworzą instrumenty wsparcia dedykowane prosumentom dysponującym instalacjami OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej do 50 kW. W dalszej części wystąpienia odniesiono się do modeli inwestycyjnych, w których mogą funkcjonować mikro-, mali oraz średni przedsiębiorcy dysponujący mikroinstalacjami. Według prelegentów należy wskazać, że *de lege ferenda* instrumentem upustu należałoby objąć również przedsiębiorców, którzy mieliby w tym zakresie zapewniony wybór między sprzedażą energii elektrycznej a korzystaniem z tzw. instrumentu opustu, natomiast wytwórcom energii elektrycznej z mikroinstalacji należy również umożliwić sprzedaż tej energii na zasadach rynkowych do alternatywnych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną.

Następnym prelegentem w omawianym panelu był dr hab. Łukasz Gacek (Uniwersytet Jagielloński), który zaprezentował referat pod tytułem „Odnawialne źródła energii w polityce energetycznej Chin do 2030 roku". Celem wystąpienia było przedstawienie głównych zmian w strukturze energetycznej w Chinach w perspektywie lat 2020–2030 związane z rozwojem odnawialnych źródeł energii. Profesor Gacek wskazał, że w obecnie dominującą pozycję w bilansie energetycznym Chin odgrywa węgiel, niemniej jednak Chiny dążą do ograniczenia zużycia tego surowca przez przemysł i gospodarstwa domowe. Mając na uwadze powyższe, Chiny ogłosiły plan zmniejszenia emisji CO_2 o 60–65% do 2030 r. w stosunku do 2005 r. oraz zwiększenie udziału paliw niekopalnych w konsumpcji energii pierwotnej do 20% w 2030 r. Prelegent wskazał również, że stały spadek cen technologii podnosi konkurencyjność OZE w stosunku do tradycyjnych źródeł energii. W związku z czym, Chiny w ramach planu pięcioletniego (2016–2020) położyły nacisk na rozwój technologii niskoemisyjnych. W podsumowaniu dr hab. Jacek Gacek podkreślił, że Chiny od kilku lat utrzymują pozycję największego inwestora w OZE na świecie.

Ostatnie wystąpienie Panelu III B pt. „Wpływ zmian w otoczeniu regulacyjnym na realizację umów o dofinansowanie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł" wygłosiła dr Magdalena Porzeżyńska (Uniwersytet Warszawski). Prelegentka podczas swojego wystąpienia przedstawiła, jak zmiany w otoczeniu regulacyjnym mogą wpływać na realizację umów o dofinansowanie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł. Jak wskazała prelegentka, wydawać by się mogło, że o tym czy projekt współfinansowany ze środków unijnych zostanie zrealizowany bez konieczności zwrotu pobranych środków, powinien decydować sam beneficjent – poprzez prawidłowe wykonywanie obowiązków przewidzianych w zawartej umowie o dofinansowanie i obowiązujących przepisach. Jednakże w toku realizacji projektu mogą wystąpić okoliczności niezależne od beneficjenta, które wpłyną na jego sytuację prawną. Taka sytuacja potencjalnie może mieć miejsce na skutek zmiany interpretacji obowiązujących przepisów dokonanej przez właściwe organy czy w wyniku zmiany samej treści regulacji w taki sposób, że realizowane przedsięwzięcie przestanie być rentowne w takim stopniu, jak w chwili składania wniosku o dofinansowanie. M. Porzeżyńska odniosła się zarówno do praktyki organów udzielających wsparcia, jak i stanowiska wyrażanego w orzecznictwie.

W panelu pt. „Sektor energetyczny – między regulacją a konkurencją" w roli moderatora wystąpił dr hab. Tomasz Długosz (Uniwersytet Jagielloński). W tej sesji r.pr. Jarosław Sroczyński przedstawił referat zatytułowany „Współpraca przedsiębiorców energetycznych w zakresie prawa konkurencji – pomiędzy umową a zmową". J. Sroczyński przytoczył sprawę, która miała miejsce w marcu 2019 r., a w której Prezes UOKiK poinformował, o postawieniu zarzutów zawarcia zakazanego porozumienia przedsiębiorcom reprezentującym dwie duże grupy energetyczne i ich menedżerom. Zarzuty postawione przez Prezesa UOKiK dotyczą podziału lokalnego rynku energii cieplnej, za którego przejawy uznano wycofanie się przez jednego z przedsiębiorców w uzgodnieniu z drugim z budowy źródła ciepła, uzgodnienia w zakresie podziału klientów, a także dokonywanie wspólnych ustaleń w zakresie cen ciepła. Na kanwie tej sprawy J. Sroczyński poddał analizie najważniejsze obszary ryzyka prawnego, wiążącego się ze współpracą podejmowaną przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Mecenas Sroczyński wskazał, że przedsiębiorstwa ciepłownicze funkcjonujące w środowisku monopolu naturalnego współpracują ze sobą na wielu płaszczyznach, takich jak budowa sieci i przyłączanie do niej nowych odbiorców, przesyłanie, dystrybucja i sprzedaż ciepła, dostawy wieloletnie itp., w związku z czym Prezes UOKiK, dokonując oceny czynności podejmowanych przez tych przedsiębiorców nie może stosować tej samej miary, co w przypadku innych gałęzi przemysłu. W dalszej części wystąpienia prelegent wskazał, że tak szeroki zakres współpracy przedsiębiorców ciepłowniczych w połączeniu z brakiem uwzględnienia specyfiki rynku przez Prezesa UOKiK może prowadzić do nałożenia przez niego, kar pieniężnych sięgających 10% obrotu rocznego danego przedsiębiorstwa. Dodatkowo sankcje mogą dotknąć także osoby kierujące tymi przedsiębiorstwami, którym grożą kary aż do 2 milionów złotych. W ocenie prelegenta Prezes UOKiK nie jest odpowiednim organem do stosowania tak dotkliwych sankcji w sektorze, którego funkcjonowanie tak znacząco odbiega od typowych mechanizmów wolnorynkowych.

Kolejnym z prelegentów był mgr Michał Karpiński (Uniwersytet Śląski w Katowicach), który przedstawił temat: „Relacja kompetencji Prezesa URE oraz Prezesa UOKiK na wybranych przykładach – konkurencja czy synergia?". W swoim wystąpieniu M. Karpiński położył nacisk na konieczność zagwarantowania ochrony praw poszczególnych odbiorców, która nie ogranicza się wyłącznie do sfery stanowienia prawa, ale również aktywności organów administracji publicznej, których celem jest zapewnienie właściwego funkcjonowania rynku energetycznego w oparciu o przyznane im kompetencje. Referent wskazał różnice pomiędzy kompetencjami Prezesów URE a UOKiK, a następnie na potencjalne ryzyko wystąpienia sporu kompetencyjnego zarówno o charakterze negatywnym, jak i pozytywnym. M. Karpiński podkreślił, że taka sytuacja, w której oba organy są bądź uważają się za uprawnione do działania nie będzie *per se* oznaczać, że powstanie spór kompetencyjny. W podsumowaniu Michał Karpiński podkreślił, że niewykluczone są sytuacje, w których rozstrzygnięcie w tym samym stanie faktycznym będzie mogło być dokonane w oparciu o dwie różne grupy norm niezależnie od siebie, a co za tym idzie – jeden stan faktyczny może wiązać się z wydaniem przez wspomniane organy rozstrzygnięć, które w swojej istocie odrębnie interpretują taki stan faktyczny przez pryzmat norm prawa antymonopolowego oraz prawa energetycznego.

W drugiej sesji równoległej odbył się panel dotyczący ochrony konkurencji i konsumentów w sektorze energetycznym. Panelowi przewodniczyła prof. n. dr hab. Monika Namysłowska

(Uniwersytet Łódzki). Panelistami byli: mgr Marcin Kamiński (Uniwersytet Warszawski), Michał Pater (Uniwersytet Łódzki), mgr Paweł K. Domagała (Uniwersytet Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie),

Referat Marcina Kamińskiego dotyczył najnowszych działań KE z zakresu prawa ochrony konkurencji w sektorze energetycznym. W pierwszej kolejności prelegent przytoczył istotne rozstrzygnięcie KE, dotyczące zobowiązań przyjętych przez Gazprom w ramach postępowania w sprawie potencjalnego nadużywania pozycji dominującej przez tę spółkę. Prelegent przytoczył także przykład postępowania przeciwko *Bulgarian Energy Holding*, dotyczącego zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa, które według Komisji, nadużywało pozycji dominującej. Następnie przedstawił postępowanie w sprawie działań Transgazu – rumuńskiego przedsiębiorstwa będącego operatorem systemu przesyłowego. W ostatniej części referatu Marcin Kamiński omówił komunikat KE w sprawie *Bulgarian Energy Holding – KE* i stwierdził, że przyjęcie wskazanej decyzji to przykład wsparcia przez zastosowanie regulacji prawa ochrony konkurencji mających na celu zapewnienie funkcjonowania konkurencyjnego rynku gazu w UE.

Kolejnym prelegentem był Michał Pater z referatem zatytułowanym: „Szczególna podatność sektora ciepłowniczego, na tle pozostałych sektorów energetycznych, na powstawanie monopoli, oraz wykorzystywanie przez przedsiębiorstwa pozycji dominującej". Na wstępie przedstawił on zwięźle charakterystyczne cechy sektora ciepłowniczego. Następnie wskazał na występujący monopol naturalny w sektorze ciepłowniczym. M. Pater omówił również przejawy działań konkurencyjnych na rynku ciepła, wymienił wśród nich m.in. zasadę TPA, rozszerzanie zakresu usług przez przedsiębiorców oraz działania przedsiębiorców mające na celu przeprowadzanie klientów przez proces przyłączania do sieci. Ostatnią i najbardziej rozbudowaną częścią wystąpienia było omówienie przez prelegenta działalności Prezesa UOKIK w zakresie praktyk antymonopolowych. Poddał on pod rozwagę cztery decyzje, wydane przez UOKiK na przestrzeni ostatnich lat, oraz ocenił działania Prezesa UOKiK pod kątem ich zasadności i wpływu na rozwój rynku.

Następnie Paweł K. Domagała przedstawiał temat: „(NIE)Bezpieczeństwa odbiorców końcowych energii elektrycznej, w przypadku uruchomienia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej". Prelegent dokonał oceny wprowadzenia możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz wskazał na zagrożenia płynące z tej możliwości. Przedstawił również możliwości nadużyć, jakich dopuszczają się sprzedawcy w trakcie procesu zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej. P. Domagała omówił kwestie uregulowania okresów wypowiedzenia przy umowie sprzedaży rezerwowej, którą ocenił jako niekorzystną dla odbiorców końcowych – wydłużony czas, przez jaki odbiorca energii opłacał kilkukrotnie wyższe rachunki za zakup energii elektrycznej. W ostatniej części referatu dokonał on porównania uregulowania sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej przewidzianej obecnie i przed nowelizacją w ustawie – Prawo energetyczne.

Równoległy panel – pt. „Bezpieczeństwo energetyczne – wybrane zagadnienia" moderował dr Rafał Zgorzelski (Agencja Rozwoju Przemysłu). Pierwszą prelegentką tego panelu była mgr Anna Mathews (Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu). Zaprezentowała ona referat pt. „Bezpieczeństwa dostaw jako jeden z wymiarów unii energetycznej. Kompetencja organów UE i państw członkowskich do regulowania tego obszaru". Omówiła w nim założenia unii energetycznej oraz wpływ UE poprzez przyznane unijnym organom kompetencje na pogłębianie współpracy państw członkowskich w ramach tego projektu. Zdaniem A. Mathews, współpraca między

państwami członkowskimi w ramach unii energetycznej jest pożądana, ale winna być lepiej skoordynowana na szczeblu unijnym – nieścisłość kompetencji UE i państw członkowskich w obszarze energetyki.

Następnie Michał Maruszak (Kancelaria Linklaters) zwrócił uwagę słuchaczy na systemy wsparcia dla jednostek kogeneracji. Poddał on analizie trzy ustawy, które mogą stanowić źródło pomocy dla wytwórców prowadzących jednostki kogeneracji – ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Michał Maruszak w swoim wystąpieniu dokonał również oceny nowych rozwiązań ustawowych pod kątem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa i zrównoważonego rozwoju gospodarki.

Następne zagadnienie dotyczące współzależności Federacji Rosyjskiej i państw regionu Morza Kaspijskiego w sferze bezpieczeństwa energetycznego zostało zaprezentowane przez mgr Ewelinę Morawską (Uniwersytet Jagielloński). W referacie wyjaśniła ona na czym polega tytułowa współzależność, a także omówiła znaczenie regionu Morza Kaspijskiego i jego postrzeganie przez Federację Rosyjską przez pryzmat sektora energetycznego. Wskazała również na zmiany polityczne w tej części świata i ich wpływ na realizację projektów energetycznych. E. Morawska przedstawiła również najistotniejsze wyzwania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państw regionu oraz samej Rosji.

Ostatnim prelegentem w tej części konferencji był mgr Łukasz Rabiasz (Uniwersytet Jagielloński), który przedstawił znaczenie dywersyfikacji eksportu surowców energetycznych na przykładzie Turkmenistanu. Zasadniczą część referatu stanowiła prezentacja zagrożeń wynikających z braku zdywersyfikowanych dróg zbytu surowców energetycznych dla krajów-eksporterów – zagrożenia zostały omówione na przykładzie Turkmenistanu. Prelegent wskazał, że gospodarka tego kraju jest uzależniona od eksportu surowców energetycznych do tego stopnia, że nawet chwilowe zakłócenia w jego sprzedaży mogą postawić go w kryzysowej sytuacji. Autor wskazał, że takie uzależnienie negatywnie wpływa na pozycję rynkową Turkmenistanu, którego głównym kontrahentem ze względów infrastrukturalnych oraz politycznych jest Rosja. Rosja, skupując gaz ziemny, narzuca własne ceny, co przyczyniło się m.in. do kryzysu walutowego. Na zakończenie autor podkreślił, że samo dysponowanie bogatymi źródłami surowców energetycznych ma niewielkie znaczenie, gdy na rynku jego zbytu nie ma żadnej konkurencji.

W panelu pt. „Regulacja w sektorze energetycznym", któremu przewodniczył dr Łukasz Grzejdziak (Uniwersytet Łódzki) wystąpili studenci czwartego roku prawa na WPiA UŁ: Michał Pytkowski, Maciej Groblewski, Mateusz Czuba, Michał Wielec.

Referat zatytułowany „Konsekwencje prawne emisji do powietrza dokonywanych z naruszeniem pozwolenia zintegrowanego i konkluzji dotyczących najlepszych dostępnych technik (BAT)" wygłosił Michał Pytkowski. Dokonał on analizy sankcji prawnych grożących podmiotom prowadzącym instalację, które przekraczają poziom emisji określony w pozwoleniu. Przedmiotem dokonanej przez niego analizy były przekroczenia formalne, tj. emisje dokonywane z przekroczeniem norm niepowodujących szkód w środowisku, bezpośredniego zagrożenia wystąpienia tego rodzaju szkód lub zagrożenia dla zdrowia lub życia.

Maciej Groblewski wygłosił referat pt. „Przepisy ustawy o elektromobilności w świetle unijnych reguł pomocy państwa", w którym dokonał analizy rozwiązań prawnych wprowadzonych

przez ustawę o elektromobilności i paliwach kopalnych pod kątem ich zgodności z polityką oraz ustawodawstwem UE. Wskazywał on, że ustawa ta dokonała szeregu zmian m.in. w ustawie o podatku akcyzowym poprzez wprowadzenie zwolnienia od podatku akcyzowego samochodu osobowego stanowiącego pojazd elektryczny i pojazd napędzany wodorem, jak również samochodu osobowego stanowiącego pojazd hybrydowy. W dalszej części referatu M. Groblewski podjął się omówienia i oceny stanowiska KE z grudnia 2018 roku w zakresie polskiej ustawy dot. elektromobilności – dozwolona pomoc publiczna.

Następnie Mateusz Czuba wygłosił referat poświęcony uregulowaniom prawnym funkcjonowania małych pojazdów elektrycznych w wybranych krajach UE. Prelegent wskazywał na różne modele funkcjonowania tych pojazdów w wybranych państwach członkowskich UE, w tym pozycji organów nadzorujących transport. M. Czuba dokonał zestawienia oraz porównania uregulowań prawnych obowiązujących w Polsce, Szwajcarii, Austrii, Francji oraz Niemczech. Zwrócił także uwagę na niedoskonałości polskiego systemu prawnego w tym zakresie oraz podkreślał konieczność jak najszybszego wypełnienia powstałych luk prawnych – wprowadzenie definicji legalnej małego pojazdu elektrycznego oraz uregulowań dotyczących jego prędkości maksymalnej oraz wskazanie wymogów, jakim musi sprostać użytkownik takiego pojazdu.

Ostatni referat wygłosił Michał Wielec, którego przedmiotem uczynił opodatkowanie farm wiatrowych podatkiem od nieruchomości. Wskazał on na niestabilność legislacyjną oraz niejednolitą linię orzeczniczą w zakresie podatku od nieruchomości w latach 2017–2018. Wskazał najistotniejsze problemy interpretacyjne, jakie pojawiły się na gruncie ustawy o opłatach i podatkach lokalnych na skutek uchwalenia w maju 2016 roku ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Michał Wielec przybliżył słuchaczom dwie linie interpretacyjn, jakie wykształciły się na skutek rozbieżnego stosowania wskazanych powyżej przepisów. W ostatniej części referatu wyraził swoją opinię na temat niestabilność legislacyjnej oraz orzeczniczej w zakresie przedmiotu opodatkowania (farm wiatrowych).

Konferencję podsumowała prof. Maria Królikowska-Olczak. Zwróciła ona uwagę na wieloaspektowość podjętej tematyki oraz jej praktyczne znaczenie dla wielu podmiotów sektora energetycznego. Uznała, że cele postawione przez Organizatorów zostały w całości zrealizowane. Wyraziła nadzieję, że podjęte rozważania znajdą kontynuację w kolejnych spotkaniach przedstawicieli nauki, administracji państwowej i samorządowej oraz branży energetycznej. Następnie prof. M. Królikowska-Olczak skierowała słowa podziękowania na ręce prof. Mirosława Pawełczyka, dr hab. Marzeny Czarneckiej oraz mgr Marcina Kraśniewskiego za wspólną pracę merytoryczną i organizacyjną nad konferencją. Słowa podziękowania skierowała również do każdego z członków NKPEIiSI, doceniając pracę włożoną w techniczną obsługę wydarzenia.

Materiały konferencyjne dostępne są na stronie: https://www.wpia.uni.lodz.pl/energylawconference.

Bibliografia

Czuba, M., Modzelewski, W. i Pytkowski, M. (2018). Bezpieczeństwo, regulacja i konkurencja na rynku energetycznym" – II Ogólnopolska Konferencja Naukowa Łódź, 26 kwietnia 2018 r. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, *5*(7), 111–129.

Kraśniewski, M., Modzelewski, W. i Sokół, M. (2017). Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym" – I Ogólnopolska Konferencja Naukowa z okazji pięciolecia działalności Naukowego Koła Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź, 24 maja 2017 r. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, *6*(6), 118–131.

Maciej Groblewski
Naukowe Koło Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych
Uniwersytetu Łódzkiego
e-mail: maciejhgroblewski@gmail.com

Michał Pater
Naukowe Koło Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych
Uniwersytetu Łódzkiego
e-mail: michalpater1996@gmail.com

Wiktoria Pogorzała
Naukowe Koło Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych
Uniwersytetu Łódzkiego
e-mail: wiktoria.pogorzala@gmail.com

Michał Pytkowski
Prezes Naukowego Koła Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych
Uniwersytetu Łódzkiego
e-mail: michalpytkowski89@gmail.com

Michał Wielec
Naukowe Koło Prawa Energetycznego i Innych Sektorów Infrastrukturalnych
Uniwersytetu Łódzkiego
e-mail: wielec.michal@o2.pl

Regulation and security of the energy market
(*from the Volume Editors*)

Marzena Czarnecka – recipient of the CARS Regulatory Award 2019

ARTICLES

Mariusz J. Golecki, **In Search of the Optimal Lawmaker. Some Dilemmas of Regulation and Deregulation from the Perspective of Law and Economics**
Table of contents:
I. Instead of introduction
II. Within the thicket of theories of regulation
III. In search of the optimal lawmaker – neo-institutional theory of optimal regulation
IV. Instead of conclusions
Summary: This paper presents various concepts of regulation, presented within the broad stream of neo-institutional economics. The purpose of the article is to attempt to answer the question why and how contemporary regulatory theory can and should take into account the characteristics of institutions involved in the process of law-making and applying the law. Such an analysis may constitute a starting point to outline of an integral model of regulation and deregulation, taking into account the complementary nature of legislative, executive and judicial powers
Key words: theory of regulation, externality costs, transaction costs.
JEL: K20, K23, L51

Rafał Dzikowski, Władysław Mielczarski, **Improvement of supply security by regional energy systems**
Table of contents:
I. Introduction
II. Security of energy supply
III. Balancing production and demand
IV. Main functions of regional energy systems
V. Black-outs and possible measures
VI. Local balancing areas
VII. Autonomic energy regions
VIII. Social functions of energy
IX. Operation of regional energy systems
X. Summary
Summary: The power supply systems used to operate as centralized systems where large power stations supplied electric energy via high voltage transmission networks and middle voltage distribution grids to final energy users. Emerging of new technologies, in particular, renewable energy plants, and the activation of energy customers, who are able not only to shape their power

profiles but also to produce electricity, have radically changed the *modus operandi* of power supply systems, allowing for the improvement of power supply security. The paper is focused on presenting existing power systems pointing out the new rules of power system operation that have to come into play in the nearest future.

Key words: energy security, distributed energy, local power balancing, prosumers, energy clusters.
JEL: K230, Q420, Q280

Zdzisław Muras, **'Service' on infrastructural markets of fuel and energy in the light of the freedom of establishment and the freedom to provide services**

Table of contents:

I. Introduction
II. The scope of European regulations
III. National legal framework
IV. The essence of energy infrastructure markets
V. 'Service' in the context of general economic interest
VI. Conclusions

Summary: The aim of this paper is to provide an insight into doubts arising in the practice of applying the law related to the scope of the concept of 'service' in energy infrastructure markets with regard to European and national regulations. The concept of services in the context of the general economic interest was also considered. The author, having conducted a broad query on the subject literature and case law, attempted to develop the most explicit approach to the outlined study subject. Proper classification of a given activity as a service or business activity is not only of a theoretical nature. Indeed it has far-reaching economic implications for the performance of a given activity, especially in the context of European legislation and case-law.

Key words: service, business activity, service in the context of general economic interest.
JEL: K20, K23

Paweł Hawranek, Dariusz Michalski, Daniel Borkowski, **Impact of the MiFID II Directive on the risk of operation of energy sector companies in Poland**

Table of contents:

I. Introduction
II. Potential impact of the MiFID II Directive on the operational activity of Polish energy companies
III Investment activity under MiFID II
IV. Exceptions from the MiFID II regime that may be used by enterprises operating on the wholesale energy market
V. Regulatory risk under MiFID II
VI. MiFID II compliance risk analysis for Polish energy companies
VII. Final remarks

Summary: The introduction of the MiFID II Directive required the implementation of this EU act into the Polish legal order, taking into account some of its specifics. However, the Directive was not implemented before of transposition date. Lack of implementation caused the occurrence of regulatory risk on the side of energy companies involved in the wholesale market, related to the

lack of certainty as to the final shape of the implementation. The time of the *vacatio legis* of the directive, instead of adapting the structure of enterprises, was used to wait for the introduction of implementing regulations. As a result, energy companies received very little time to adapt their structures to the new regulatory requirements. At the same time, they were obliged to conduct their activities based on the unchanged provisions of the PL Financial Instruments Act, with full awareness of the inevitable introduction of significant changes, including the imposition of regulatory duties, with a short date of their entry into force. All of the above meant that conscious energy companies, until the full development of the post-MiFID order and good practice, and especially the regulator's approach to the new requirements, took a number of steps to prepare for the application of the new regulation.
Key words: forward; futures; MIFID II; energy trading; wholesale market; compliance risk of contracts equivalent.
JEL: G140, L510

Jarosław Sroczyński, Agnieszka Staszek, **Network connection agreements in the heating sector: competition and consumer law issues**

Table of contents:

I. Introduction
II. Conclusion of a connection agreement based on Art. 7 Sec. 1 of the Energy Law
III. Contract for the connection to the heating network in the absence of economic conditions for such connection
IV. Problems with the performance of a concluded contract under the originally agreed conditions
V. Dominant position and potential risk of its abuse
VI. Transformations on the side of the connected entity and the related risk of violation of collective consumer interests
VII. Summary.

Summary: The article presents the issue of concluding contracts for the connection to the heating network from the perspective of competition and consumer protection law. The obligations of heating enterprises were discussed, primarily the obligation to connect new customers to the heating network. The key issue presented in the article is risk distribution between the heating company and the connected entity, if the original intentions of the investor, in particular the developer, prove to be impracticable. Excessive protection of the heating enterprise against such a circumstance may result in an allegation of abuse of a dominant position; an attempt to transfer the risks to consumers might cause an allegation of a violation of collective consumer interests. On the other hand, it is difficult to expect a heating company to take over the entire investment risk associated with new connections. The right balance between conflicting interests of the parties should be shaped by developing the case law of competition and consumer protection authorities.
Key words: network connection agreement, heating sector, investment risk, consumer, President of the Office of Competition and Consumer Protection, OCCP.
JEL: K21

Marcin Kraśniewski, **Application for certification of a capacity market entity for the main auction and additional auctions**

Table of contents:

I. Introductory remarks
II. Personal scope of the application
III. Substantive scope of the application
1. Legal basis
2. Individual elements (content of the application)
a) Identification information
b) Factual information
c) Technical and economic information
d) Environmental information
e) Representations
f) Additional information
IV. Independent expert report
V. Formal shortcomings of the application
VI. Legal consequences of submitting the application
VII. Final remarks

Summary: The subject matter of this paper is the application for certification of a capacity market entity for the main auction and additional auctions referred to in the Act on the capacity market. First of all, the personal scope of the application is discussed. Presented next is the substantive scope of the application. This part includes an analysis of the legal nature of the Capacity Market Regulations, and their position in the hierarchy of legal acts, as well as a presentation of individual elements of the application for certification (content). Furthermore, particular attention is paid to the issue of an independent expert report, which is required for the application, and the criteria regarding the expert's independence. The final part of the paper deals with the procedure of correcting the formal shortcomings and legal effects of submitting the application for an energy enterprise. The paper ends with final remarks, which summarise earlier deliberations and answer the aforementioned questions.

Key words: capacity market, capacity market entity, application for certification, capacity supplier, main auction, additional auction.

JEL: K23, K32, K33

Jarosław Greser, **Obligations of electricity and gas distribution system operators with respect to the development of public road transport recharging infrastructure**

Table of contents:

I. Introduction
II. Localization plan of publicly accessible recharging stations and natural gas stations
III. Localization plan of liquefied natural gas (LNG) bunkering points and shore-side electricity supply points for vessels
IV. Natural gas stations' construction programme
V. Construction plan of publicly accessible recharging stations

Summary: The article regards the issue of the construction of an infrastructure indispensable for increasing the number of vehicles using alternative fuels. Pursuant to the lawmaker's decision, the key role in the fulfillment of this duty will be played by electricity and gas distribution system operators, who will be responsible for the construction of the number of points indicated in the bill. Simultaneously, the localization of these points will be decided by other entities, such as municipalities, the General Director for National Roads and Motorways or harbor administrators. The obligations of DSO with respect to the preparation of plans and programmes for the constructions of stations and charging points in all cases envisaged in the Electro-mobility and Alternative Fuels Act are discussed in the article.
Key words: electro-mobility, DSO, recharging infrastructure, gas stations, CNG, LNG.
JEL: K20, K32

Marcin Trupkiewicz, **The new support instruments of electricity generation based on a fixed purchase price-selected issues**

Table of contents:

I. Introduction
II. Subject and scope of support instruments based on a fixed purchase price
III. The essence of support instruments based on a fixed purchase price
IV. Accession rules, duration and amount of support instruments based on a fixed purchase price
V. Proposed changes in the scope of instruments based on a fixed purchase price
VI. Summary – advantages and disadvantages of support instruments based on a fixed purchase price

Summary: The legal analysis conducted in this article of Polish provisions under the Renewable Energy Sources Act makes it possible to indicate that the legislator predicted the new instruments of support the RES. These instruments are addressed only to entrepreneurs who produce electricity from certain types of RES (agricultural biogas, landfill biogas, biogas from sewage treatment plants, other biogas and hydropower). The essence of these instruments is to base them on the use of a fixed purchase price, which creates two independent and separate mechanisms enabling the transfer of public aid for the production of electricity from RES. The first one is based on using a fixed purchase price as a guaranteed rate (feed-in tariff), which is paid directly by the obligated seller on the basis of an appropriate contract for the sale of electricity generated from RES installations. This agreement in the package also includes commercial balancing of electricity and related costs. The second instrument assumes the sale of energy on the market and additional compensation for the entrepreneurs, which are calculated by the difference between medium market prices of electricity and the level of a fixed purchase price. This compensation is paid in the form of the right to cover the negative balance. In this context, the level of the fixed purchase price is the basis for the calculation of the guaranteed premium to the market price of electricity (feed-in premium), which is transferred to entrepreneurs as support for the production of electricity from RES. The applicability of these instruments are preceded by appropriate proceedings before the National Regulatory Authorities and may also be limited by appropriate executive regulations issued by the Council of Ministers, which are pursuing the RES policy of the state, which became

fundamentally responsible for the realization of objectives of the EU climatic-energy policy which legally binds Poland.

Key words: renewable energy sources, RES support system, feed-in tariff.
JEL: K230, Q420, Q280

Michał Bałdowski, **The Control of Certain Investment Act as a mechanism ensuring energy safety**

Table of contents:

I. Introduction
II. Energy safety and the Act on Control
III. Basis mechanisms under the Act on Control
1. Subject of the Act on Control
2. *Ex-ante* notification
3. *Ex-post* notification
4. Initiation and nature of administrative proceedings regarding the decisions issued under the Act on Control
5. Objection
6. Decision asserting the rights attached to shares held in a protected entity to be impermissible
7. Decision imposing a mandatory sale of shares held in a protected entity
IV. Summary

Summary: In 2015 the Polish Parliament enacted the Control of Certain Investment Act (the Act), which introduces a special legal regime regulating the acquisition of shares, enterprise or organized parts of an enterprise, of businesses entered on the list of protected companies. The main goal of this regulation is to introduce administrative law mechanisms which protect companies of a strategic importance to national safety against hostile takeovers conducted by foreign entities. In the current legislative status, half of the protected companies pursuant to the Act are companies operating in the energy sector or closely related sectors. Therefore, the supervision over the trading in *inter alia* shares of such companies, conducted by the minister competent in the matters of energy, constitutes a material element aiming to guarantee the protection of broadly defined energy safety. However, the Act in the current state is imprecise and gives to the minister competent in the matters of energy a very broad level of interpretational margin through instruments, which in practice, allow the minister to oppose any transaction resulting in the acquisition of a material interest or a dominant position in energy companies protected under the Act. Furthermore, an analysis of the most important instruments regulated under the Act, such as *ex ante* and *ex post* notifications, as well as administrative decisions regulated under the Act, indicates numerous interpretational problems occurring under this regulation. In particular, key material doubts concern the application of the rules on a silent disposal of a case to proceedings regulated under the Act, the legal nature of the administrative decision issued under the Act, as well as selected issues regarding *ex ante* and *ex post* notifications. Taking into consideration the importance of the Act for national energy safety, and the implications of the Act with regard to energy law, the Act in the current state should be judged negatively.

Key words: control of investments, energy safety, notification, objection.
JEL: K23, K32

Paweł K. Domagała, **GDPR and the process of changing the electricity seller and irregularities associated with it**

Table of contents:

I. Introduction
II. Liberalization of the energy market
III. The procedure of changing the electricity seller
IV. Incorrectness of changing the electricity seller
V. Basic terms in the context of GDPR
VI. Principles relating to processing of personal data in the context of GDPR
VII. Summary

Summary: The subject of the study presents the procedure of changing the electricity seller in Poland. Since 2007, permanent increases in the number of changes of electricity sellers have been observed. The abovementioned is both an opportunity and a threat for consumers. Therefore, this study will describe the practices of electricity sellers, which breach collective interests of consumers. The second part of the study presents solutions contained in the General Data Protection Regulation (GDPR) in the context of the conclusion and performance of the contract for the sale of electricity. The way in which EU regulation can contribute to the increase of the security level of energy recipients will be covered next. In summary, it will be indicated what issue is posing the greatest threat in the case of a change of the electricity seller, as well as what action might be taken in order to limit it.

Key words: energy law; energy sector; change of the electricity seller; electricity sales; consumer; personal data, GDPR.
JEL: K12, K21, K23, K32, K33

LEGISLATION AND CASE LAW REVIEW

Ignacio Herrera-Anchustegui, Marcin Kraśniewski, **Exemption from the Utilities Directive – brief overview of EU law and case law**[1]

Table of contents:

I. Instead of introduction – obligation to use and exemption from public contracts
II. Material basis of an exemption from the Utilities Directive
III. The European Commission's decision-making practice regarding the granting of exemptions from the Utilities Directive in the energy sector.
IV. Conclusions

Summary: This paper presents the existing practice regarding the granting of exemptions from Directive 2014/25/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014 on

[1] This paper was prepared based on a speech by dr. Ignacio Herrera-Anchustegui, delivered during the International Academic Conference 'Security and Regulation of the Energy Market' (Łódź 23–24.05.2019). The speech was prepared under the programme 'Regulating energy markets, a perspective from EEA/EU Competition and Public Procurement Law' financed by the University of Bergen and Equinor ASA.

procurement by entities operating in the water, energy, transport and postal services sectors and repealing Directive 2004/17/EC in relation to entities from the energy sector. In that regard, there is a noticeable growth in the number of positive decisions of the Commission. The authors anticipate that over time individual exemptions from the Utilities Directive will lead to the exemption of the entire energy sector or its significant part from the EU's public procurement rules. The paper analyses the legal basis of exemptions granted and related decisions of the European Commission for entities that act in the energy sector.

Key words: procurement, energy, exposure to competition, utilities.

JEL: K23, K32, K33

FROM STUDENT WORKSHOPS

Wiktioria Pogorzała, Michał Pytkowski, **Decision to suspend the use of a large combustion plant – weighing of public and private interest**

Table of contents:

I. Introduction
II. Suspension of installation use – general comments
III. Integrated permit
IV. Limitation of ownership by suspending the use of an installation
V. Restriction of the freedom of economic activity by suspending the use of an installation
VI. Summary

Summary: The purpose of the article is to analyze to what extent and whose interest should the environmental protection inspection body be guided by when deciding to suspend the use of a large combustion plant installation. Only proceedings based on Article 367 EPL, due to the fact that the optional nature of this proceeding, combined with the possibility of setting an additional deadline to remove violations only at the request of a party, raises doubts of the authors of this article regarding the weighing of public and private interests. In the analyzed proceedings, the public interest manifested in the obligation to protect the environment included in Article 5 and 74 of the Polish Constitution is opposed to private interests, expressed mainly in Article 20–22 and 31 of the Polish Constitution, namely the principles of private ownership and freedom of economic activity. The environmental protection inspection body must always make a thorough analysis by applying the facts of the case to the guidelines contained in the abovementioned articles of the Polish Constitution, which pull the decision in opposite directions. The authors of this article indicate that, in particular in the case of large combustion plants, the interest of the users of these installations suffers unjustified damage manifested in the specificity of the procedure for the proceeding to suspend the use of installations based on Article 367 EPL.

Key words: Suspension of installation use, public interest, private interest, environmental protection, integrated permit, a call to remove violations.

JEL: K23, K32

Mateusz Czuba, Michał Wielec, **Imposing taxes on wind farms**

Table of contents:

I. Introduction
II. Imposing the excise tax on energy from wind farms
III. Imposing the excise tax on energy from micro-installation in the opus system
IV. Imposing the property tax on wind farms

Summary: The main goal of the paper is to show all of the tax duties connected with the production of energy from wind in Poland. Producing electricity from wind is one of the most popular ways to produce energy from renewable sources of energy in Poland. Tax law linked to this kind of energy manufacturing is elaborate and still changing. The article is an attempt to describe all tax duties which are imposed on wind farm owners. The paper concentrates mainly on three of the most often appearing taxes: the excise tax, the property tax, and electricity taxation from micro-installation.

Key words: renewable energy, taxes.

JEL: K34

Maciej Groblewski, Michał Pater, **Legal status of electric scooters and their users – proposed solutions and models abroad**

Table of contents:

I. Introduction
II. Aspects of the development of the electric scooter market
    1. The social aspect
    2. Technological aspect
    3. The ecological aspect
    4. Insurance aspect
III. National proposal of the electric scooters market regulation
IV. Foreign regulations of the electric scooter market
V. Summary

Summary: The growing popularity of electric scooters and other personal means of transport, as well as their progressive and massive impact, means that the law must regulate the condition of electric scooters, their users, rules of use and safety problems. This issue has not yet been regulated in Polish law. Social and technological requirements as well as the increasing scale of investment in electromobility have contributed to legislative action. In pursuit of the expectations of modern business trading and social behavior, the Ministry of Infrastructure has developed a draft act of 30 July 2019 amending the act on road traffic as well as the act on electromobility and alternative fuels, whose main objectives are to regulate the use of electric scooters. This publication conducts an analysis and evaluation of solutions proposed in the draft provisions in terms of obtaining answers to such questions as: Has the status of scooter use been determined adequately to the needs of business transactions? Have the scooter rights and obligations been correctly defined? What is the status of an electric scooter? Are the proposed solutions in line with trends appearing in the legislation of other countries? What regulatory model should the Polish legislator adopt? Does the draft act contain any loopholes? In this paper, the authors present the

reasons that led to the need to undertake legislative work and how might the legislator prevent the recurrence of these problems in the future.

Key words: electric scooters, electromobility, road traffic act, personal transport equipment.
JEL: K34

REPORTS

Security and regulation of the energy market – The International Academic Conference, Łódź, 23–34.05.2019 (Maciej Groblewski, Michał Pater, Wiktoria Pogorzała, Michał Pytkowski, Michał Wielec)

Contents, Summaries and Key Words

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 prawniczych 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.

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

Prawa autorskie

iKAR jest dostępny dla każdego czytelnika na podstawie nieodpłatnej licencji Creative Commons 3.0 Polska (http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/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.

CARS
Centre for Antitrust and Regulatory Studies
Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych

UNIWERSYTET WARSZAWSKI · WYDZIAŁ 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)