

Subsydia: Motor czy hamulec polskiej transformacji energetycznej?

Warszawa, grudzień 2019

Sugerowany sposób cytowania:

M. Stoczkiewicz, A. Śniegocki (red.), Subsydia: Motor czy hamulec polskiej transformacji energetycznej? Analiza pomocy publicznej dla elektroenergetyki w Polsce, ClientEarth 2019

Autorzy:

Juliette Delarue (ClientEarth): pkt 1.4

Julia Kozakiewicz (ClientEarth): pkt 2.7.1-2.7.2; 2.8.1-2.8.2; 2.9.1; 4.2.1

Wojciech Kukuła (ClientEarth): pkt 1.3; 2.1.1-2.1.2; 2.2.1-2.2.2; 2.3.1-2.3.2; 2.4.1-2.4.2; 2.5.1-2.5.2; 2.6.1-2.6.2; 2.10.1-2.10.2; 4.3.1; 5.1-5.2

Dr Marcin Stoczkiewicz (ClientEarth): pkt 1.1-1.2; 2.9.2

Zespół WiseEuropa (Michał Karpiuk, Karolina Marszał, Piotr Micuła, Aleksander Śniegocki): pkt 2.1.3-2.1.4; 2.2.3-2.2.4; 2.3.3-2.3.4; 2.4.3.-2.4.4; 2.5.3-2.5.4; 2.6.3-2.6.4; 2.7.3-2.7.4; 2.8.3-2.8.4; 2.9.3-2.9.4; 2.10.3-4.1; 4.2.2-4.2.3; 5.3-5.4

Współpraca: Anna Frączyk, Ranja Łuszczek (ClientEarth); Zofia Wetmańska (WiseEuropa)

Opracowanie graficzne: Sylwia Nidaszkowska

Zdjęcie na okładce: Juan Davila (Unsplash)

Zdjęcia: Bartek Banaszak, Wojtek Kukuła, Unsplash, Pexels

Wydawca:

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi
ul. Żurawia 45, 00-680 Warszawa

Kopiowanie i rozpowszechnianie może być dokonane za podaniem źródła

© Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

© WiseEuropa – Fundacja Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych i Europejskich

ISBN: 978-83-953040-3-3

Niniejsza publikacja nie stanowi porady prawnej ani innej usługi doradczej, a jej treści nie należy traktować jako podstawy jakichkolwiek działań lub zaniechań.

Subsydia:
Motor czy hamulec
polskiej transformacji
energetycznej?

ANALIZA POMOCY PUBLICZNEJ
DLA ELEKTROENERGETYKI W POLSCE

Warszawa, grudzień 2019

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie.....	5
Główne wnioski.....	6
1. Pomoc państwa dla elektroenergetyki	8
1.1. Pomoc dla przedsiębiorstw energetycznych	8
1.1.1. Uwagi wprowadzające.....	8
1.1.2. Przypisanie pomocy państwu.....	9
1.1.3. Interwencja przy użyciu zasobów państwowych	10
1.1.4. Selektywna korzyść.....	10
1.1.5. Zakłócenie konkurencji i wpływ na handel między państwami członkowskimi.....	11
1.1.6. Uwagi podsumowujące.....	12
1.2. Możliwość przyznawania pomocy przedsiębiorstwom energetycznym.....	12
1.2.1. Uwagi wprowadzające	12
1.2.2. Podstawy prawne zgodności pomocy państwa dla przedsiębiorstw energetycznych z rynkiem wewnętrznym.....	13
1.2.3. Zgodność pomocy państwa dla przedsiębiorstw energetycznych z rynkiem wewnętrznym.....	18
1.2.4. Kompetencje Komisji Europejskiej w zakresie uznania pomocy państwa za zgodną z rynkiem wewnętrznym	19
1.2.5. Zasada kompensacyjnego uzasadnienia a pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych.....	20
1.2.6. Uwagi podsumowujące.....	24
1.3. Transparentność przyznawania pomocy w Polsce	24
1.4. Zmiana zasad przyznawania pomocy dla elektroenergetyki po 2020 r.....	25
2. Systemy wsparcia elektroenergetyki w Polsce	28
2.1. Pomoc w ramach EU ETS	28
2.1.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia.....	28
2.1.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	30
2.1.3. Oszacowanie wartości wsparcia	31
2.1.4. Ocena efektywności wsparcia	32
2.2. Kontrakty długoterminowe i koszty osierococone	33
2.2.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	33
2.2.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	35
2.2.3. Oszacowanie wartości wsparcia	36
2.2.4. Ocena efektywności wsparcia	37
2.3. Istniejące mechanizmy mocowe: ORM i IRZ.....	38
2.3.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	38
2.3.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	40

2.3.3. Oszacowanie wartości wsparcia	43
2.3.4. Ocena efektywności wsparcia	44
2.4. Rynek mocy	45
2.4.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	45
2.4.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	46
2.4.3. Oszacowanie wartości wsparcia	47
2.4.4. Ocena efektywności wsparcia	48
2.5. Systemy wsparcia OZE	50
2.5.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	50
2.5.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	52
2.5.3. Oszacowanie wartości wsparcia	53
2.5.4. Ocena efektywności wsparcia	55
2.6. Systemy wsparcia kogeneracji	56
2.6.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	56
2.6.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	58
2.6.3. Oszacowanie wartości wsparcia w formie kolorowych certyfikatów	59
2.6.4. Ocena efektywności wsparcia	60
2.7. Dotacje z funduszy unijnych	60
2.7.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	60
2.7.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	62
2.7.3 Oszacowanie łącznej wartości wsparcia	62
2.7.4 Ocena efektywności wsparcia	67
2.8. Pomoc na podniesienie poziomu ochrony środowiska w elektroenergetyce	68
2.8.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	68
2.8.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	70
2.8.3 Oszacowanie wartości wsparcia	70
2.8.4 Ocena efektywności wsparcia	71
2.9. Wsparcie z BGK i PFR	73
2.9.1 Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	73
2.9.2 Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	75
2.9.3 Oszacowanie wartości wsparcia	76
2.9.4 Ocena efektywności wsparcia	77
2.10. Wsparcie w ramach tzw. ustawy o cenach energii	78
2.10.1. Charakterystyka i uzasadnienie wsparcia	78
2.10.2. Czy wsparcie stanowi pomoc państwa?	81
2.10.3. Oszacowanie wartości wsparcia	85
2.10.4. Ocena efektywności wsparcia	86
3. Case study: pomoc dla Elektrowni Bełchatów	87
3.1. Źródła wsparcia Elektrowni Bełchatów	87
3.2. Oszacowanie wartości publicznych subsydiów	88
3.2.1. Wsparcie w ramach EU ETS	88

3.2.2. Rynek mocy.....	89
3.2.3. Dotacje z funduszy unijnych i krajowych	89
3.2.4. Współspalanie biomasy.....	90
3.2.5. Instalacja demonstracyjna CCS	90
3.3. Wpływ subsydiów na działanie elektrowni oraz efekty ekologiczne wsparcia.....	91
3.4. Podsumowanie	92
4. Wpływ publicznych subsydiów na transformację energetyczną w Polsce.....	94
4.1. Łączna wartość subsydiów dla polskiej elektroenergetyki.....	94
4.2. Wpływ wsparcia dla górnictwa na sektor elektroenergetyczny	97
4.2.1. Aspekty prawne.....	97
4.2.2. Aspekty ekonomiczne	100
4.3. Podsumowanie	102
4.3.1. Aspekty prawne	102
4.3.2. Aspekty ekonomiczne.....	103
5. Polska na tle innych państw UE	106
5.1. Główne systemy wsparcia elektroenergetyki w Niemczech	106
5.2. Główne systemy wsparcia elektroenergetyki w Wielkiej Brytanii	108
5.3. Ocena wielkości i efektywności wsparcia elektroenergetyki w Niemczech oraz Wielkiej Brytanii.....	111
5.4. Efekty pomocy dla elektroenergetyki na Zachodzie Europy – wnioski dla Polski.....	113

WPROWADZENIE

Energetyka jest sektorem gospodarki o wyjątkowo wysokim poziomie interwencji państwa. Specyfika rynku energii zachęca decydentów do przyjmowania coraz to nowych, często niezbyt przemyślanych regulacji. Wiele interwencji zmienia reguły funkcjonowania rynku na tyle dalece, że faworyzują one niektórych graczy względem innych uczestników. Praktyka pokazuje, że w takich przypadkach mamy najczęściej do czynienia z pomocą państwa (zwaną też pomocą publiczną).

Energetyka znajduje się zresztą na czele zestawienia działań gospodarki, którym władze pomagają najhojniej. Jednocześnie w Polsce sektor ten odpowiada za około połowę emisji gazów cieplarnianych. W kontekście konieczności redukcji emisji tych gazów wynikających z międzynarodowych zobowiązań Polski oraz polityki unijnej kluczowe jest postawienie pytania o wpływ publicznych subsydiów na polską transformację energetyczną. Odpowiedzi na to pytanie służy niniejszy raport.

Celem publikacji jest kompleksowe przedstawienie funkcjonujących w Polsce mechanizmów publicznych subsydiów dla sektora elektroenergetycznego oraz ocena efektywności ich działania. Subsidia te w olbrzymiej większości stanowią pomoc państwa w rozumieniu Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. W raporcie zostały również zaproponowane zmiany w podejściu do państwowego interwencjonizmu w energetyce.

Publikacja przeplata ze sobą części prawne, przygotowane przez ClientEarth, oraz ekonomiczne, opracowane przez WiseEuropa. Autorstwo poszczególnych sekcji zostało wskazane na drugiej okładce.

Raport składa się z pięciu rozdziałów. Pierwszy przedstawia prawne podstawy pomocy państwa dla przedsiębiorstw energetycznych. W drugiej części analizujemy poszczególne systemy wsparcia dla krajowej elektroenergetyki. Trzeci rozdział zawiera studium przypadku dotyczące Elektrowni Bełchatów – największej instalacji energetycznej w kraju i jednocześnie beneficjenta wielu mechanizmów pomocy. Ogólne wnioski z analizy znajdują się w rozdziale czwartym. W tym miejscu został też poruszony związek energetyki z górnictwem. Ostatnia, piąta część opracowania zestawia krajowe środki z mechanizmami funkcjonującymi na zachodzie Europy.

Raport uwzględnia stan prawny i faktyczny na dzień 1 grudnia 2019 r.

GLÓWNE WNIOSKI

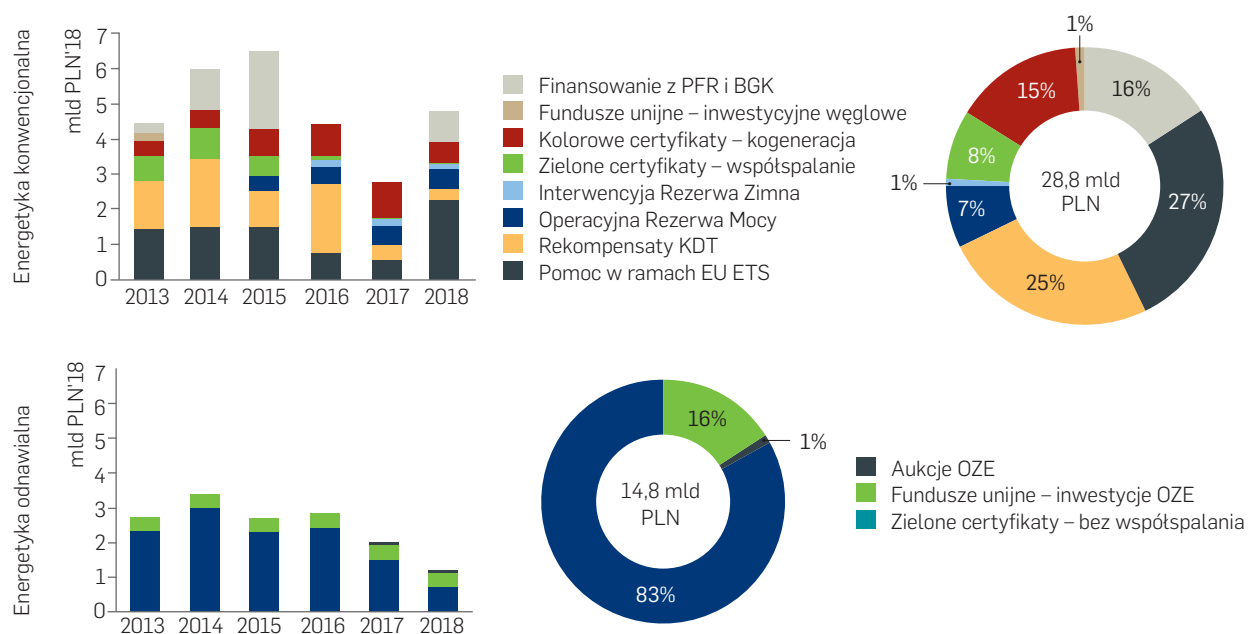
- W latach 2013-2018 Polska przeznaczyła dwukrotnie więcej publicznych środków na pomoc energetyce konwencjonalnej (w przeważającej części – węglowej) niż odnawialnej¹. Taka dystrybucja subsydiów powoduje wzajemne znoszenie się efektów pomocy, konserwując polski sektor elektroenergetyczny i hamując jego transformację w kierunku niskoemisyjnych technologii. Transformację tę spowalnia również postępujące powiązanie energetyki z górnictwem.
- Znakomitą większość dotychczasowych systemów wsparcia dla polskiej elektroenergetyki należy uznać za nieefektywną kosztowo oraz środowiskowo, zwłaszcza w porównaniu do państw Europy Zachodniej. Dotyczy to zarówno systemów wsparcia energetyki konwencjonalnej (w szczególności bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ oraz mechanizmów mocowych), jak i odnawialnej (system tzw. zielonych certyfikatów przez lata wspierający współspalanie biomasy z węglem, które nie przyniosło żadnych trwałych efektów ekologicznych).
- Również pomoc państwa dla Elektrowni Bełchatów okazuje się nieefektywna w kontekście długoterminowej transformacji energetycznej. Średnioroczną wartość wsparcia dla tej elektrowni szacujemy na około 9-10 proc. jej całkowitych przychodów. W szczególności, w latach 2013-2019 Elektrownia Bełchatów otrzymała około 2,5 mld zł z tytułu bezpłatnych uprawnień do emisji, a na lata 2021-2025 państwo zagwarantowało jej drugie tyle wsparcia w ramach rynku mocy.
- Jako skrajnie nieefektywne wyróżniają się antyrynkowe mechanizmy zawarte w tzw. ustawie o cenach energii, która dodatkowo, w odniesieniu do pierwszego półrocza 2019 r., jest niezgodna z wymogami unijnego prawa o pomocy państwa. Przeznaczone na rekompensaty środki z systemu EU ETS nie powinny ukrywać rzeczywistych kosztów konsumpcji wysokoemisyjnej energii, ale wspierać technologie niskoemisyjnej produkcji i oszczędzania energii.
- Wielomiliardowe zaangażowanie państwowych instytucji, takich jak Polski Fundusz Rozwoju (PFR) i Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK), w projekty węglowe wiąże się z kosztem alternatywnym w postaci ograniczenia dostępnego finansowania, które mogłoby zostać przeznaczone na niskoemisyjne inwestycje. PFR i BGK mogą i powinny wspierać zieloną transformację.
- Pozytywnymi przykładami, przekładającymi się na stymulowanie polskiej transformacji energetycznej, są fundusze unijne (około 6 mld zł wsparcia dla energetyki odnawialnej w perspektywie 2007-2020) oraz nowy system aukcji OZE. W długiej perspektywie oszczędności netto z kontraktów w ramach aukcji OZE przeważają nad kosztami, przekładając się na zmniejszenie się rachunków odbiorców energii.
- Jeżeli chodzi o zakontraktowaną już pomoc, która będzie przyznawana w kolejnej dekadzie, wsparcie jednostek konwencjonalnych w ramach rynku mocy będzie generować dla odbiorców wielokrotnie wyższe koszty niż pomoc dla nowych instalacji OZE. W latach 2021-2023 szacunkowy koszt netto rynku mocy wyniesie około 11 mld zł, podczas gdy koszt netto aukcyjnego systemu wsparcia OZE – zaledwie 0,3 mld zł.
- Zasadnicza większość przedstawionych w raporcie mechanizmów wsparcia stanowi pomoc państwa w rozumieniu prawa UE. Brak pomocy został stwierdzony jedynie w odniesieniu do dwóch mniejszych mechanizmów, które zresztą już nie

1 Co do szczegółowej struktury pomocy, zob. rysunek poniżej.

obowiązują². Poważne wątpliwości co do spełniania przesłanek pomocy państwa budzą, co najmniej, cztery środki, które nie zostały oficjalnie notyfikowane Komisji Europejskiej (KE): istniejące mechanizmy mocowe, w tym interwencyjna rezerwa zimna (IRZ) i operacyjna rezerwa mocy (ORM); możliwość dokapitalizowywania spółek energetycznych z nadwyżek przychodów Zarządcy Rozliczeń; a także system rekompensat z tzw. ustawy o cenach energii (przynajmniej w odniesieniu do pierwszego półrocza 2019 r.). Wątpliwości w tym zakresie budzi też charakter angażowania się w sektor energetyczny przez PFR i BGK.

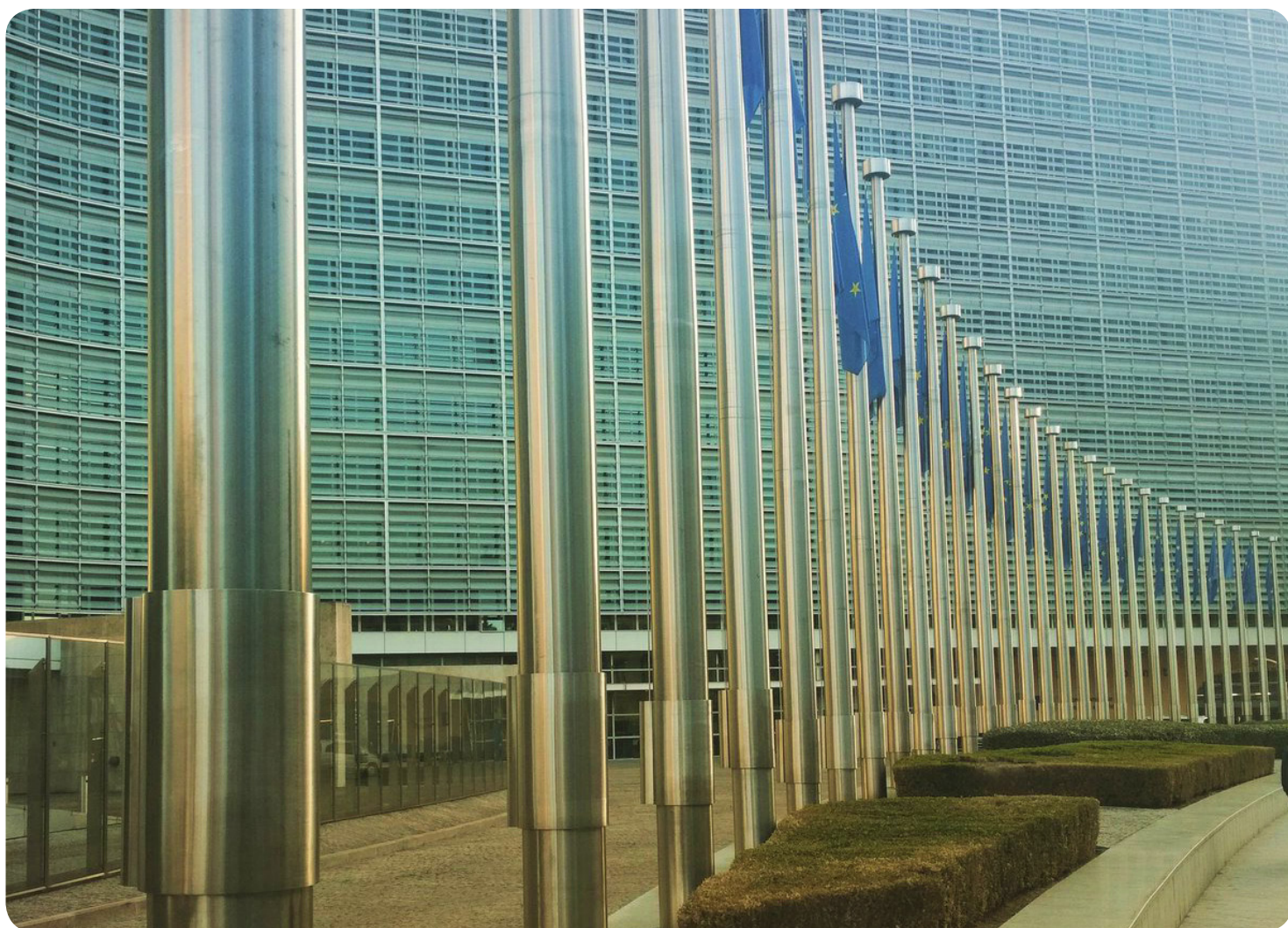
- Pomimo zauważalnej poprawy na przestrzeni kilku ostatnich lat, polskie władze w dalszym ciągu nie notyfikują KE wszystkich mechanizmów mogących stanowić pomoc państwa. Polska nadal odstaje od państw Europy Zachodniej, które zgłaszały Komisji systemy bliźniacze do rozwiązań krajowych, a KE uznawała je ostatecznie za pomoc. Polskie władze powinny oficjalnie zgłaszać Komisji wszystkie interwencje w sektor energetyczny, które chociażby potencjalnie mogą stanowić korzyść gospodarczą dla uczestników rynku.
- W związku z bardzo dobrymi rezultatami dotychczas przeprowadzonych aukcji OZE, zasadne jest wydłużenie obowiązywania tego systemu wsparcia, tak aby aukcje mogły być przeprowadzane także po 2021 r. Zgodnie z obowiązującym brzmieniem ustawy o OZE, system ten wygasa z końcem czerwca 2021 r.
- W naszej ocenie transformacja energetyczna w coraz większym stopniu może być przeprowadzana poprzez rynkowe sygnały cenowe. Państwowy interwencjonizm w sektorze energii powinien zaś służyć osiągnięciu dodatkowych korzyści środowiskowych, w szczególności poprzez promowanie rozwiązań znacznie ograniczających emisję dwutlenku węgla.

Wartość wsparcia polskiej energetyki w latach 2013-2018 w ujęciu realnym (mld PLN '18)



Źródło: Opracowanie własne WiseEuropa

2 Chodzi o obowiązek zakupu energii elektrycznej z kogeneracji oraz OZE.



1. POMOC PAŃSTWA DLA ELEKTROENERGETYKI

1.1. POMOC DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

1.1.1. UWAGI WPROWADZAJĄCE

Nie wszystkie subsydia publiczne dla przedsiębiorstw energetycznych w znaczeniu ekonomicznym stanowią pomoc państwa w ujęciu prawnym. Kategoria „pomoc państwa” to pojęcie określone przez prawo Unii Europejskiej (UE). Z kolei „pomoc publiczna” to występujący w prawie polskim odpowiednik europejskiego pojęcia „pomoc państwa”. Kategoria „pomoc państwa” jest określona wyłącznie w prawie UE. Szczegółowa analiza cech pomocy państwa i ich aplikacji do pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych zawarta jest w monografii: „Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych”³. Z tego powodu poniżej przedstawiono tylko ich ogólną charakterystykę.

3 M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych w prawie Unii Europejskiej, Warszawa 2011.

Pomocą państwa jest tylko środek, który spełnia wszystkie cechy określone w art. 107 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (dalej: „TFUE”)⁴. Są to następujące cechy: po pierwsze, musi istnieć interwencja państwa lub przy użyciu zasobów państwowych; po drugie, interwencja ta musi być w stanie wpłynąć na wymianę handlową między państwami członkowskimi; po trzecie, musi przyznawać beneficjentowi korzyść poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów; po czwarte, musi zakłócać lub grozić zakłóceniem konkurencji⁵. Wyłączną kompetencję w zakresie akceptacji pomocy przyznawanej przez państwa członkowskie posiadają instytucje Unii⁶.

Według Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej (dalej: „TSUE”): „możliwość przypisania pomocy danemu państwu jest kwestią odrębną od tego, czy pomoc została przyznana przy użyciu zasobów państwowych. Z orzecznictwa wynika, że chodzi tu o przesłanki odrębne i kumulatywne”⁷. W wyroku w sprawie *Stardust Marine* TSUE stwierdził, że aby określone korzyści mogły zostać zakwalifikowane jako pomoc w rozumieniu obecnego art. 107 ust. 1 TFUE, muszą one, po pierwsze, być przyznane bezpośrednio lub pośrednio z zasobów państwowych i, po drugie, być przypisane państwu⁸. Wymaga podkreślenia, że orzecznictwo TSUE dotyczące poszczególnych cech pomocy państwa liczy sobie kilkadziesiąt lat i jest w zasadniczym zakresie ustalone i utrwalone. Nie mniej jednak, na skutek rozwoju rynku i stosunków handlowych, także to orzecznictwo ulega pewnej ewolucji.

1.1.2. PRZYPISANIE POMOCY PAŃSTWU

Aby stwierdzić, czy państwo członkowskie przyznało pomoc w rozumieniu TFUE konieczne jest sprawdzenie, czy organy publiczne były zaangażowane w taki czy inny sposób (*ang. in one way or another*) w przyjęcie danego środka⁹.

Komisja Europejska (dalej także jako: „KE” lub „Komisja”) w decyzji w sprawie pomocy przeznaczonej na nowe moce wytwórcze na Łotwie¹⁰ orzekła, że skoro środek pomocowy jest finansowany z opłaty parafiskalnej nałożonej na konsumentów przez kontrolowanego przez państwo operatora systemu przesyłowego (OSP), to środek ten spełnia cechę przyznania pomocy przez państwo¹¹. Rozstrzygające znaczenie miał tu fakt, że łotewski OSP był w stu procentach własnością państwa. Co więcej, zarówno cały system płatności uwzględnianych w taryfie przesyłowej obciążającej konsumentów, jak i system płatności na rzecz beneficjentów środka, były określone przez państwo¹².

W decyzji w sprawie pomocy dla planowanej elektrowni jądrowej *Hinkley Point C* Komisja dostrzegła z kolei przypisanie pomocy państwu w postaci kontaktów różnicowych, wynikające z tego, że kontrakty te zostały zawarte z podmiotem publicznym¹³. Z kolei w decyzji w sprawie brytyjskiego rynku mocy, Komisja stwierdziła, że płatności mocowe (*ang. capacity payments*) są pod kontrolą państwa i przez to pomoc należy przypisać państwu.

4 Dz.U. z 2004 r. nr 90, poz. 864/2, z późn. zm.

5 Zob. wyrok TSUE ws. C-280/00, *Altmark Trans*, Zb. Orz. 2003, s. I-7747, pkt 75.

6 Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych*, op. cit., s. 383-385.

7 Zob. wyrok Sądu UE (dalej: „Sąd”) ws. T-351/02, *Deutsche Bahn AG przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2006, s. II-1047, pkt 103.

8 Zob. wyrok TSUE ws. C-482/99, *Francja przeciwko Komisji (Stardust Marine)*, Zb. Orz. 2002, s. I-04397, pkt 24.

9 *Ibidem*, pkt 52.

10 Zob. D. Lagzdina, *Support measure to address Shortage in Electricity Supply in Latvia*, *EStAL*, 1/2011, s. 12-14.

11 Zob. decyzję KE sygn. C(2010) 4146.

12 *Ibidem*, pkt 18.

13 Zob. decyzję KE sygn. C(2014) 7142 final cor, pkt 325.

1.1.3. INTERWENCJA PRZY UŻYCIU ZASOBÓW PAŃSTWOWYCH

Środek może być zakwalifikowany jako pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE tylko wtedy, gdy pochodzi bezpośrednio lub pośrednio z zasobów państwa. TSUE orzekając w sprawie *Van Tiggele* stwierdził, że tam, gdzie nie ma transferu zasobów państwa, reguły pomocy państwa nie znajdują zastosowania¹⁴. Podobnie, w sprawie *Sloman Neptun* TSUE orzekł, że korzyści przyznane z zasobów innych niż zasoby państwa nie są objęte zakresem przedmiotowych przepisów¹⁵ (tj. obecnych art. 107 ust. 1 oraz 108 TFUE).

Ta linia orzecznictwa została utrwalona w sprawach: *Kirsammer-Hack*¹⁶, *Viscido*¹⁷, *Ecotrade*¹⁸, a także w sprawie *PreussenElektra*¹⁹. Czynnikiem determinującym spełnienie tej cechy jest kryterium kontroli, w znaczeniu możliwości wpływania w taki lub inny sposób, na gospodarowanie zasobami. Czynnikiem wykluczającym spełnienie tej cechy (determinantem niespełnienia) jest brak możliwości kontroli (wpływu) ze strony państwa członkowskiego na gospodarowanie określonymi zasobami²⁰. Zarówno korzyści, które są przyznane bezpośrednio z zasobów państwa, jak i te które są przyznane przez podmioty publiczne lub prywatne ustanowione lub wyznaczone przez państwo zawierają się w pojęciu zasobów państwa w znaczeniu art. 107 ust. 1 TFUE²¹. W tym sensie przepis ten obejmuje wszelkie środki finansowe, przez które organy publiczne mogą rzeczywiście wspierać przedsiębiorstwa, niezależnie od tego, czy środki te są stałymi aktywami sektora publicznego²².

1.1.4. SELEKTYWNA KORZYŚĆ

Orzecznictwo TSUE ujmuje cechę selektywnej korzyści niezwykle szeroko. Przesłanka selektywności jest spełniona w przypadku każdego środka, który nie ma zastosowania do wszystkich właściwych przedsiębiorstw w państwie członkowskim²³. Dla zastosowania art. 107 ust. 1 TFUE konieczne jest określenie, czy środek pochodzący od państwa uprzywilejowuje pewne przedsiębiorstwa lub produkcję pewnych towarów w porównaniu do innych, które w świetle celów systemu są w porównywalnej sytuacji faktycznej i prawnej²⁴.

Jak wskazują D. Grespan i S. Santamato, każdy instrument ingerencji państwa, którego skutkiem jest polepszenie sytuacji finansowej przedsiębiorstwa,



Przesłanka selektywności jest spełniona w przypadku każdego środka, który nie ma zastosowania do wszystkich właściwych przedsiębiorstw w państwie członkowskim

14 Zob. wyrok TSUE ws. 82/77, *Openbaar Ministerie of Netherlands przeciwko Van Tiggele*, Zb. Orz. 1978, s. 25, pkt 23-25.

15 Zob. wyrok TSUE w połączonych sprawach C-72/91 i C-73/91, *Firma Sloman Neptun Schiffahrts AG przeciwko Seebetriebsrat Bodo Ziesmer der Sloman Neptun Schiffahrts AG*, Zb. Orz. 1993, s. I-887, pkt 19.

16 Zob. wyrok TSUE ws. C-189/91, *Petra Kirsammer-Hack przeciwko Nurhan Sidal*, Zb. Orz. 1993, s. I-6185, pkt 16.

17 Zob. wyrok TSUE w połączonych sprawach C-52/97, C-53/97 i C-54/97, *Epifanio Viscido i inni przeciwko Ente Poste Italiane*, Zb. Orz. 1998, s. I-2629, pkt 13.

18 Zob. wyrok TSUE ws. C-200/97, *Ecotrade*, Zb. Orz. 1998, s. I-7907, pkt 35.

19 Zob. wyrok TSUE ws. C-379/98, *PreussenElektra AG przeciwko Schleswig AG*, Zb. Orz. 2001, s. I-02099, pkt 58.

20 Zob. szerzej w: M. Stoczek, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych*, op. cit., s. 93-141.

21 Zob. wyrok TSUE ws. 76/78 *Steinike i Weiling przeciwko Niemcom*, Zb. Orz. 1997, s. 595, pkt 21; C-379/98, op. cit., pkt 58; oraz C-262/12, *Vent De Colere*, ECLI:EU:C:2013:851, pkt 19, 20, 21, 25, 33 i 37.

22 Zob. wyrok TSUE ws. C-677/11, *Doux Elevage*, ECLI:EU:C:2013:348, pkt 34; oraz wyrok Sądu ws. T-139/09, *Francja przeciwko Komisji*, pkt 36.

23 Zob. wyroki TSUE ws. C-66/02, *Włochy przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2005, s. I-10901, pkt 99; oraz C-222/04, *Minister dell'Economia e delle Finanze przeciwko Cassa di Risparmio di Firenze SpA*, Zb. Orz. 2006, s. I-289, pkt 135.

24 Zob. wyroki TSUE ws. C-143/99, *Adria-Wien Pipeline*, Zb. Orz. 1999, s. I-8365, pkt 41; C-409/00, *Hipszpania przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2003, s. I-1487, pkt 47; C-126/01, *Ministre de l'Economie przeciwko GEMO*, Zb. Orz. 2003, s. I-13769, pkt 35; C-308/01, *GIL Insurance Ltd. przeciwko Commissioners of Customs and Excise*, Zb. Orz. 2004, s. I-4777, pkt 68; C-172/03, *Heiser przeciwko Finanzamt Innsbruck*, Zb. Orz. 2005, s. I-1627, pkt 40; C-182/03 i C-217/03, *Belgium and Forum 187 ASBL przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2006, s. I-5479, pkt 119; C-88/03, *Portugalia przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2006, s. I-7115, pkt 119; C-428/06 do C-434/06, *UGT-Roja i inni przeciwko Juntas Generales del Territorio Historico de Vizcaya i innym*, Zb. Orz. 2008, s. I-6747, pkt 46; C-487/06 P, *British Aggregates Association przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2008, s. I-10505, pkt 82; oraz wyroki Sądu ws. T-233/04, *Holandia przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2008, s. I-591, pkt 86; T-211/04 i T-215/04, *Rząd Gibraltaru przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2008, s. II-03745, pkt 78; oraz T-461/12, *Lubeck Airport*, pkt 46 i pkt 55.

stanowi dla niego korzyść gospodarczą²⁵. To samo dotyczy sytuacji, w której w wyniku ingerencji państwa nie dochodzi do polepszenia sytuacji finansowej przedsiębiorstwa, lecz ulega ona pogorszeniu, choć pogorszeniu uległa także sytuacja innych przedsiębiorstw.

Kryterium selektywnej korzyści gospodarczej zostało dość dokładnie przeanalizowane w literaturze przedmiotu²⁶. Cecha selektywnej korzyści gospodarczej została też wielokrotnie stwierdzona w przypadku instrumentów pomocowych skierowanych do przedsiębiorstw energetycznych²⁷. Brak spełnienia tej cechy w odniesieniu do wprowadzanych przez państwa członkowskie środków skierowanych do przedsiębiorstw energetycznych może mieć miejsce tylko w szczególnych okolicznościach, tj. w szczególności: (i) w przypadku rekompensowania przedsiębiorstwom energetycznym kosztów świadczenia usług w ogólnym interesie gospodarczym (dalej także jako: „UOIG”), przy spełnieniu tzw. warunków *Altmark*; oraz (ii) w przypadku dokonywania transferów zasobów państwa z uwzględnieniem zasady inwestora rynkowego lub reguł odpowiedzialności prywatnoprawnej²⁸.

1.1.5. ZAKŁÓCENIE KONKURENCJI I WPŁYW NA HANDEL MIĘDZY PAŃSTWAMI CZŁONKOWSKIMI

W literaturze przedmiotu podkreśla się, że z orzecznictwa wynika, że warunki dotyczące zakłócania konkurencji są „z natury” (ang. *intrinsically*) i „wzajemnie” (ang. *mutually*) powiązane²⁹. Sąd UE w wyroku w sprawie *Alzetta* stwierdził, że „warunki, zgodnie z którymi istnieje wpływ na handel między państwami członkowskimi i konkurencja jest zakłócona, są co do zasady nierozzerwalnie związane”³⁰.

W orzecznictwie TSUE oraz praktyce decyzyjnej KE przesłanka zakłócenia lub zagrożenia zakłóceniem konkurencji jest rozumiana bardzo szeroko. Według TSUE, konkurencja jest zakłócona lub istnieje groźba jej zakłócenia, gdy środek udzielony przez państwo wzmacnia pozycję odbiorcy pomocy w stosunku do innych przedsiębiorców z nim konkurujących w wymianie handlowej na rynku wewnętrznym. TSUE w sprawie *Philip Morris* stwierdził, że: „w przypadku, gdy pomoc finansowa ze strony państwa wzmacnia pozycję przedsiębiorstwa w porównaniu z innymi przedsiębiorstwami konkurującymi w wewnątrzspółnotowej wymianie handlowej, te inne przedsiębiorstwa muszą zostać uznane za podlegające wpływowi tej pomocy”³¹.

Do uznania selektywnego środka udzielonego przedsiębiorstwu, które uczestniczy w wymianie handlowej na rynku wewnętrznym, za spełniający przesłankę zakłócenia lub zagrożenia konkurencji wystarczające jest,

”

Każdy instrument ingerencji państwa, którego skutkiem jest polepszenie sytuacji finansowej przedsiębiorstwa, stanowi dla niego korzyść gospodarczą

25 Zob. D. Grespan, S. Santamato, *Favouring certain undertakings or the production of certain goods: Advantage (w:) EU Competition Law*, t. IV, State aid, Leuven 2008, s. 273.

26 Zob. np. L. Hancher, T. Ottervanger, P.J. Slot, *EC State Aids*, Londyn 2006, s. 52–68; R. Plender, *Definition of Aid (w:) A. Biondi, P. Eeckhout, J. Flynn (red.), The Law of State Aid in the European Union*, Oxford 2005, s. 20–30; C. Quigley, *European State Aid Law and Policy*, Second Edition, Hart Publishing 2009, s. 41–51; D. Grespan, S. Santamato, *Favouring certain undertakings*, op. cit.; S. Santamato, *Advantage in the context of services of general economic interest under Altmark (w:) EU Competition Law*, op. cit., t. IV, s. 273–388; oraz M. Ebner, E. Gambaro, *The Notion of Aid (w:) A. Santa Maria (red.), Competition and State Aid. An Analysis of the EC Practice*, Kluwer Law International 2007, s. 23–30.

27 Zob. M. Stoczkiewicz, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych*, op. cit., s. 176–264 oraz analizowane tam orzecznictwo TSUE.

28 Zob. D. Grespan, S. Santamato, *Favouring certain undertakings*, op. cit., s. 303–306 oraz 339; P. Anestis, S. Mavroghenis, *The Market Investor Test (w:) M. Sánchez-Rydelski (red.), The EC State Aid Regime. Distortive Effects of State Aid on Competition and Trade*, Londyn 2006, s. 109–127.

29 Tak M. Ebner, E. Gambaro, *The Notion of Aid*, op. cit., s. 30.

30 Zob. wyrok Sądu w połączonych sprawach: T-298/97, T-312/97, T-313/97, T-315/97, T-600–607/97, T-1/98, T-3-6/98, T-23/98, *Alzetta Mauro* i inni przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2000, s. II-2319, pkt 81.

31 Sprawy: 730/79, op. cit., pkt 11; 295/85, *Francja przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 1987, s. 4393, pkt 24; C-53/00, *Ferring*, Zb. Orz. 2001, s. I-9067, pkt 21; C-372/97, *Włochy przeciwko Komisji*, Zb. Orz. 2004, s. I-3679, pkt 52.

by w okolicznościach danego przypadku nie można było wykluczyć możliwości zakłócenia konkurencji. Natomiast cecha wpływu na handel między państwami członkowskimi rozumiana jest w orzecznictwie TSUE jako „wpływ na wymianę lub jedynie możliwość takiego wpływu”³². Rynek elektroenergetyczny w UE jest zliberalizowany, a przedsiębiorstwa energetyczne uczestniczą w wymianie handlowej i, co do zasady, podlegają regułom konkurencji.

Tylko w wyjątkowych przypadkach możliwe jest więc, że środki skierowane do sektora elektroenergetycznego nie będą spełniać cech zakłócenia lub zagrożenia zakłócenia konkurencji i wpływu na handel między państwami członkowskimi.

1.1.6. UWAGI PODSUMOWUJĄCE

W niniejszym opracowaniu przez pomoc państwa rozumie się pomoc w ujęciu prawnym. Analizując, czy dany mechanizm stanowi albo nie stanowi pomocy państwa, bada się, czy są spełnione ww. przesłanki wywodzone z art. 107 ust. 1 TFUE, tj.:

- Czy wsparcie jest przyznawane przedsiębiorstwom?;
- Czy wsparcie jest przyznawane przez państwo członkowskie oraz przy użyciu zasobów państwowych?;
- Czy wsparcie przyznaje selektywną korzyść?;
- Czy wsparcie zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji?; oraz
- Czy wsparcie może wpływać na wymianę handlową pomiędzy państwami członkowskimi UE?³³

Jeżeli nie jest spełniona którakolwiek z ww. przesłanek, wówczas dana interwencja w rynek energetyczny nie stanowi pomocy państwa.

1.2. MOŻLIWOŚĆ PRYZNAWANIA POMOCY PRZEDSIĘBIORSTWOM ENERGETYCZNYM

1.2.1. UWAGI WPROWADZAJĄCE

Według art. 107 ust. 1 TFUE pomoc państwa jest, w zasadzie, niezgodna z rynkiem wewnętrznym UE. W praktyce oznacza to, że jest ona prawnie zakazana, jeżeli nie została zgłoszona i zaakceptowana lub uznana za zaakceptowaną przez Komisję lub Radę³⁴. Jak wynika z brzmienia art. 107 ust. 1 TFUE, który wskazuje na zakaz „z zastrzeżeniem innych postanowień przewidzianych w Traktatach”, zakaz ten nie jest ani absolutny, ani bezwarunkowy³⁵. TFUE zawiera derogacje (wyłączenia) od tego ogólnego zakazu. W sytuacji, gdy dany środek stanowi pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE, istnieje konieczność określe-

”

Tylko w wyjątkowych przypadkach możliwe jest, że środki skierowane do sektora elektroenergetycznego nie będą spełniać cech zagrożenia zakłócenia konkurencji i wpływu na handel

32 Zob. M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych, op. cit., s. 323-370.

33 W teorii i praktyce prawa o pomocy państwa domniemywa się, że jeżeli są spełnione wcześniejsze przesłanki, to środek automatycznie może wpływać na wymianę handlową pomiędzy państwami członkowskimi. Zob. szerzej ibidem, s. 336-337.

34 Zob. wyrok Sądu ws. T-384/04, SIDE przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2008, s. I-nyr, pkt 58.

35 Zob. wyroki TSUE ws. 78/75, op. cit., pkt 8; C-301-87, Komisja przeciwko Francji, Zb. Orz. I-307, pkt 15; oraz C-39/94, SFEL przeciwko La Poste, Zb. Orz. 1996, s. I-3547, pkt 36.

nia, do jakiego stopnia mają do niego zastosowanie wyłączenia, przy czym ciężar dowodu, że spełnione są warunki określonego wyłączenia spoczywa na zainteresowanym państwie członkowskim³⁶. Gdy pomoc państwa jest objęta wyłączeniem, to jest w zasadzie od początku niezgodna ze wspólnym rynkiem i może być uznana za zgodną z nim tylko pod warunkiem, że spełni wszystkie kryteria wyłączeniowe³⁷. Wyjątki od ogólnej zasady niezgodności pomocy państwa z rynkiem wewnętrznym muszą być interpretowane zawężająco³⁸.

1.2.2. PODSTAWY PRAWNE ZGODNOŚCI POMOCY PAŃSTWA DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH Z RYNKIEM WEWNĘTRZNYM

Pomoc państwa może być zgodna z rynkiem wewnętrznym na podstawie różnych podstaw prawnych. Można wyróżnić cztery rodzaje prawnych podstaw wyłączenia od ogólnego zakazu pomocy państwa. Pierwszy to art. 107 ust. 2 TFUE, który mówi o pomocy określonej jako „zgodna z rynkiem wewnętrznym”. Drugą jest art. 107 ust. 3 lit. a-d TFUE, stanowiąca o pomocy, która „może zostać uznana” za zgodną z rynkiem wewnętrznym przez Komisję. Trzecią podstawą derogacji jest art. 107 ust. 3 lit. e TFUE, który stanowi o pomocy, która „może zostać uznana” za zgodną z rynkiem wewnętrznym przez Radę, na wniosek Komisji. Czwartą podstawą prawną wyłączenia od reguły niezgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym jest art. 108 ust. 2 TFUE. Traktat mówi w tym przepisie o pomocy, która „jest uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym” w drodze jednogłośnej decyzji Rady, na wniosek państwa członkowskiego, jeśli wyjątkowe okoliczności uzasadniają taką decyzję. Poniżej zostało przedstawione ogólne zastosowanie tych wyłączeń do pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych.

Pomoc państwa zgodna z rynkiem wewnętrznym *ex lege*

Art. 107 ust. 2 TFUE ustanawia kategorie pomocy państwa zgodnej z rynkiem wewnętrznym *ex lege*. Artykuł ten określa trzy kategorie pomocy, która jest zgodna z rynkiem wewnętrznym. Do tych kategorii zalicza się:

- pomoc o charakterze socjalnym przyznawaną indywidualnym konsumentom, pod warunkiem, że jest przyznawana bez dyskryminacji związanej z pochodzeniem produktów;
- pomoc mającą na celu naprawienie szkód spowodowanych klęskami żywiołowymi lub innymi zdarzeniami nadzwyczajnymi; oraz
- pomoc przyznawaną gospodarce niektórych regionów Republiki Federalnej Niemiec (RFN) dotkniętych podziałem Niemiec, w zakresie w jakim jest niezbędna do skompensowania niekorzystnych skutków gospodarczych spowodowanych tym podziałem³⁹.

”

Wyjątki od zasady niezgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym muszą być interpretowane zawężająco

36 Zob. wyrok Sądu ws. T-68/03, Olympiaki Aeroporia Ypiresies AE przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2007, s. II-2911, pkt 34.

37 Zob. wyroki TSUE ws. C-356/90 oraz C-180/91, Belgia przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1993, s. I-2323, pkt 30 i 33; C-400/92, Niemcy przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1994, s. I-4701, pkt 15; C-36/00, Hiszpania przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2002, s. I-3243, pkt 47; oraz C-71/04, Administración del Estado przeciwko Xunta de Galicia, Zb. Orz. 2005, s. I-7419, pkt 34.

38 Zob. wyroki Sądu ws. T-318/00, Freistaat Thüringen przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2005, II-4179, pkt 176; oraz T-384/04, op. cit., pkt 62. Zob. także L. Hancher, T. Ottervanger, P.J. Slot, EC State Aids, Londyn 2006, s. 104.

39 Zob. C. Quigley, European State Aid Law, op. cit., s. 127-132; L. Hancher, T. Ottervanger, P.J. Slot, EC State Aids, op. cit., s. 104; I. Postuła, A. Werner, Pomoc publiczna, Warszawa 2006, s. 122-125; A. Werner, Przepisy Komisji Europejskiej dotyczące pomocy publicznej i ich transpozycja do regulacji polskich, PUG 2/2002, s. 4-5; oraz P. Marquardt, Pomoc publiczna dla małych i średnich przedsiębiorców, Warszawa 2007, s. 80-84.

Komisja nie dysponuje władzą uznaniową w zakresie zastosowania tych wyjątków. Jej zadaniem jest zapewnienie, że warunki ich zastosowania zostały spełnione⁴⁰. Wyłączenia te nie mają większego znaczenia z punktu widzenia pomocy państwa dla przedsiębiorstw energetycznych. W szczególności, derogacja dla pomocy przyznawanej gospodarce niektórych regionów RFN dotkniętych podziałem Niemiec nie może mieć zastosowania do pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych (działających na terenie Niemiec)⁴¹. Pomoc związana z podziałem Niemiec nie była autoryzowana od wielu lat⁴². Jeśli chodzi o pomoc o charakterze socjalnym przyznawaną indywidualnym konsumentom, to warto zauważyć, że nie może ona powodować dyskryminacji związanej z pochodzeniem towarów. W przypadku pomocy o charakterze socjalnym dla indywidualnych konsumentów na instalację inteligentnych liczników, ułatwiających zmianę dostawcy energii elektrycznej, jeśli konsumenci mogliby nabywać liczniki tylko od lokalnych sprzedawców lub instalatorów, art. 107 ust. 2 lit. a nie miałby zastosowania⁴³.

Pomoc państwa, która może być uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym przez Komisję

Zasadnicze znaczenie dla pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych mają podstawy derogacji od ogólnego zakazu pomocy państwa określone w art. 107 ust. 3 lit. a-c TFUE. Warto je przytoczyć *in extenso*:

„Za zgodną z rynkiem wewnętrznym może zostać uznana:

- pomoc przeznaczona na sprzyjanie rozwojowi gospodarczemu regionów, w których poziom życia jest nienormalnie niski lub regionów, w których istnieje poważny stan niedostatecznego zatrudnienia, jak również regionów, o których mowa w artykule 349, z uwzględnieniem ich sytuacji strukturalnej, gospodarczej i społecznej;
- pomoc przeznaczona na wspieranie realizacji ważnych projektów stanowiących przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania lub mająca na celu zaradzenie poważnym zaburzeniom w gospodarce państwa członkowskiego;
- pomoc przeznaczona na ułatwianie rozwoju niektórych działań gospodarczych lub niektórych regionów gospodarczych, o ile nie zmienia warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem(...).”

W tych bardzo ogólnych kategoriach brak jest bezpośrednich odniesień do celów związanych z działalnością przedsiębiorstw energetycznych oraz bezpośrednich odniesień do europejskiej polityki energetycznej. Komisja w ramach takich ogólnych celów jak „sprzyjanie rozwojowi gospodarczemu regionów” czy „ułatwianie rozwoju niektórych działań gospodarczych” odnajduje jednak treści związane z ochroną środowiska, zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii lub rozwojem wewnętrznego rynku energii, które bezpośrednio korelu-

40 Zob. L. Hancher, F. Salerno, The application of EU state aid law to the Energy sector (w:) Ch. Jones (red.), EU Energy Law, Volume II, EU Competition Law and Energy Markets, Claeys & Casteels 2016, s. 727.

41 Zob. B. Kurcz, Komentarz do art. 87-89 TWE (w:) A. Wróbel (red.), Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, Tom II, Warszawa 2009, s. 561.

42 Zob. P. Nikolaidis, M. Kekelekis, P. Buyskes, State Aid Policy in the European Community: A Guide for Practitioners, Haga 2005, s. 33. Zob. też wyrok TSUE ws. C-57/00 oraz C-61/100, Freistaat i Volkswagen przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2003, s. I-9975.

43 Zob. L. Hancher, F. Salerno, The application of EU state aid law, op. cit., s. 727. Autorzy ci przytaczają wyrok Sądu w potoczonych sprawach T-116/01 oraz T-118/01 P–O Ferries (Vizcaya) przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2003, s. II-2957, pkt. 163.

ją z działalnością przedsiębiorstw energetycznych. Wskazane podstawy derogacji zostaną poniżej poddane szczegółowej analizie.

Dla pomocy w sektorze energetycznym nie ma natomiast znaczenia podstawa wyłączenia określona w art. 107 ust. 3 lit. d TFUE, według którego za zgodną ze wspólnym rynkiem może zostać uznana „pomoc przeznaczona na wspieranie kultury i zachowanie dziedzictwa kulturowego”.

Ogólna charakterystyka kategorii pomocy, która może być uznana przez Komisję za zgodną z rynkiem wewnętrznym została w pełni sposob przedstawiona w literaturze przedmiotu⁴⁴.

Ww. kategorie celów pomocy są interpretowane przez KE, która na podstawie swojej praktyki decyzyjnej w tym zakresie wydaje wytyczne, zasady ramowe i inne akty o charakterze tzw. miękkiego prawa (z ang. *soft law*). Tego typu akty, które mogą mieć znaczenie dla oceny zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych, to:

- Komunikat Komisji, Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (dalej: „Wytyczne EEAG”, od ang. *Environmental and Energy Aid Guidelines*)⁴⁵;
- Komunikat Komisji, Kryteria analizy zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy państwa na wspieranie realizacji ważnych projektów stanowiących przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania⁴⁶;
- Komunikat Komisji, Wytyczne w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2012 r.⁴⁷;
- Komunikat Komisji dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi⁴⁸;
- Komunikat Komisji, Wytyczne w sprawie pomocy regionalnej na lata 2014-2020⁴⁹;
- Komunikat Komisji, Wytyczne dotyczące pomocy państwa na ratowanie i restrukturyzację przedsiębiorstw niefinansowych znajdujących się w trudnej sytuacji⁵⁰;
- Komunikat Komisji, Zasady ramowe dotyczące pomocy państwa na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną⁵¹.

Pomoc państwa, która może być określona jako zgodną z rynkiem wewnętrznym przez Radę

Art. 107 ust. 3 lit. e oraz art. 108 ust. 2 TFUE przyznają Radzie kompetencje do określenia innych niż wymienione w art. 107 ust. 3 lit. a-d kategorii pomocy jako pomocy zgodnej z rynkiem wewnętrznym. Są to jednak znacznie różniące się normy kompetencyjne i zostały wykorzystane przez Radę w różny sposób.

44 Zob. np. L. Hancher, T. Ottervanger, P.J. Slot, *EC State Aids*, op. cit., s. 109-121; C. Quigley, *European State Aid Law*, op. cit., s. 133-144; P. Vesterdorf, M. Uhd Nielsen, *State aid law of the European Union*, Sweet & Maxwell 2008, s. 30-38; A. Santa Maria (red.), *Competition and State Aid, An Analysis of the EC Practice*, Kluwer Law International 2007, s. 50-87; I. Postuła, A. Werner, *Pomoc publiczna*, op. cit., s. 115-186; B. Kurcz, *Komentarz do art. 87-89 TWE*, op. cit., s. 561-568.

45 Dz.U. UE C 200 z 2014 r., s. 1, z późn. zm.

46 Dz.U. UE C 188 z 2014 r., s. 4.

47 Dz.U. UE C 158 z 2012 r., s. 4.

48 Komunikat Komisji dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi z 26 lipca 2001 r.: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_en.pdf (dostęp 29.11.2019).

49 Dz.U. UE C 209 z 2013 r., s. 1.

50 Dz.U. UE C 249 z 2014 r., s. 1.

51 Dz.U. UE C 198 z 2014 r., s. 1.

Art. 107 ust. 3 lit. e TFUE stanowi, że za zgodną z rynkiem wewnętrznym mogą zostać uznane inne niż określone w ust. 3 lit. a-d tego artykułu kategorie pomocy – w drodze decyzji Rady, podjętej na wniosek KE. Ta norma przyznaje Radzie kompetencje do uznania za zgodne z rynkiem wewnętrznym abstrakcyjnych kategorii pomocy. Nie zwalnia ona Komisji z oceny, czy określona pomoc mieści się w kategoriach określonych przez Radę⁵². Na tej podstawie Rada przyjęła np. w 2010 r. decyzję w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń węgla (dalej także jako: „decyzja węglowa”)⁵³.

Inaczej jest w przypadku kompetencji określonej w art. 108 ust. 2 TFUE. Norma ta stanowi podstawę kompetencji Rady do podejmowania decyzji w zakresie uznania, z uwagi na wyjątkowe okoliczności, za zgodną z rynkiem wewnętrznym pomocy państwa, którą państwo członkowskie przyznaje lub zamierza przyznać. Istotne jest, że Rada może podjąć taką decyzję tylko na wniosek państwa członkowskiego. Inicjatywa nie przysługuje w tym przypadku Komisji. Konieczna jest przy tym jednomyślność w Radzie.

Należy także zwrócić uwagę na przyznane przez art. 109 TFUE kompetencje Rady do wydawania, na wniosek Komisji i po konsultacji z Parlamentem Europejskim, rozporządzeń mających na celu zastosowania artykułów 107 i 108, a w szczególności do określenia warunków stosowania art. 108 ust. 3 (zgłoszenia pomocy) i kategorii pomocy zwolnionej z tej procedury. Z tą kompetencją Rady związana jest kompetencja wykonawcza Komisji, określona w art. 108 ust. 4 TFUE. Według tej normy, Komisja może przyjąć rozporządzenia dotyczące kategorii pomocy państwa, w odniesieniu do których Rada postanowiła, zgodnie z art. 109, że mogą one zostać zwolnione z procedury zgłoszenia. Rozporządzenie Rady 994/98⁵⁴ zmienione rozporządzeniem Rady 733/2013⁵⁵ upoważniło Komisję do uznania, że zwolnione z obowiązku zgłoszenia, w określonych warunkach, mogą być następujące kategorie:

- pomoc dla małych i średnich przedsiębiorstw („MŚP”);
- pomoc na działalność badawczo-rozwojową;
- pomoc na ochronę środowiska;
- pomoc szkoleniowa i na zatrudnienie;
- pomoc zgodna z zatwierdzoną przez Komisję dla każdego państwa członkowskiego mapą pomocy regionalnej;
- pomoc przeznaczona na naprawę szkód spowodowanych przez niektóre klęski żywiołowe;
- pomoc społeczna na transport dla mieszkańców regionów najbardziej oddalonych;
- pomoc na rzecz infrastruktury szerokopasmowej;
- pomoc na innowacje;
- pomoc na wspieranie kultury i zachowanie dziedzictwa kulturowego;
- pomoc na infrastrukturę sportową i wielofunkcyjną infrastrukturę rekreacyjną.

52 Zob. wyrok ws. C-400/92, op. cit.; oraz dotyczącą tej sprawy opinię Rzecznika Generalnego Darmon'a.

53 Dz.U. UE L 336 z 2010 r., s. 24.

54 Rozporządzenie z 7 maja 1998 r. dotyczące stosowania art. 92 i 93 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską do niektórych kategorii horyzontalnej pomocy państwa (Dz.U. UE L 142 z 1998 r., s. 1).

55 Dz.U. UE L 204 z 2013 r., s. 11.

Na podstawie ww. upoważnienia przyjęto, w szczególności, Rozporządzenie Komisji 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (dalej: „GBER”, od ang. *General Block Exemption Regulation*)⁵⁶. Rozporządzenie to ma znaczenie dla pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych, w szczególności, w zakresie regulacji pomocy na ochronę środowiska, która poza klasycznymi rodzajami pomocy na odnawialne źródła energii (OZE) czy efektywność energetyczną, czy też wcześniejsze dostosowanie się do unijnych norm ochrony środowiska, obejmuje także w tym wypadku pomoc na infrastrukturę energetyczną oraz na inwestycje w układy wysokosprawnej kogeneracji⁵⁷.

Pomoc państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych

Szczególną podstawą kompetencyjną wyłączenia ogólnego zakazu pomocy państwa jest norma art. 106 ust. 3 TFUE⁵⁸. Artykuł ten dotyczy stosowania przepisów Traktatów, w tym przepisów o pomocy państwa, w odniesieniu do przedsiębiorstw publicznych i przedsiębiorstw, którym przyznano prawa specjalne lub wyłączne, w tym w zakresie zarządzania usługami w ogólnym interesie gospodarczym. Rekompensaty dla przedsiębiorstw energetycznych zobowiązanych do zarządzania UOIG (w tym z tytułu świadczenia usług publicznych) w pewnym zakresie stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE⁵⁹. W przypadku, gdy rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych stanowią pomoc państwa, Komisja musi ocenić ich zgodność z rynkiem wewnętrznym na podstawie art. 107 ust. 2 lub ust. 3 TFUE. Jeżeli nie jest możliwe stwierdzenie zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym na podstawie ww. norm Traktatu, Komisja ocenia zgodność pomocy stosując art. 106 ust. 2 TFUE⁶⁰.

W odniesieniu do tego zakresu Komisja przyjęła szereg aktów prawnych dotyczących wymagań co do zgodności z rynkiem wewnętrznym oraz zagadnień proceduralnych związanych z tą kategorią pomocy, tj.:

- Decyzję w sprawie stosowania art. 106 ust. 2 TFUE do pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych, przyznawanej przedsiębiorstwom zobowiązanym do wykonywania usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym⁶¹;
- Komunikat Komisji w sprawie stosowania reguł Unii Europejskiej w dziedzinie pomocy państwa w odniesieniu do rekompensaty z tytułu usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym⁶²;
- Komunikat Komisji, Zasady ramowe Unii Europejskiej dotyczące pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych⁶³;

56 Rozporządzenie z 17 czerwca 2014 r. (Dz.U. UE L 187 z 2014 r., s. 1, z późn. zm.)

57 Zob. art. 36-49 rozporządzenia GBER.

58 Zob. L. Hancher (w:) *EC State Aids*, op. cit., s. 103.

59 Zob. M. Stoczkiewicz, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych*, op. cit. s. 204-231.

60 Tak w szczególności L. Hancher, F. Salerno, *The application of EU state aid law*, op. cit., s. 774.

61 Dz.U. UE L 7 z 2012 r., s. 3.

62 Dz.U. UE C 8 z 2012 r., s. 4.

63 Dz.U. UE C 8 z 2012 r., s. 15.

- Rozporządzenie Komisji 360/2012 w sprawie stosowania art. 107 i 108 TFUE do pomocy *de minimis* przyznawanej przedsiębiorstwom wykonującym usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym⁶⁴.

1.2.3. ZGODNOŚĆ POMOCY PAŃSTWA DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH Z RYNKIEM WEWNĘTRZNYM

Pojęcie „zgodność pomocy z rynkiem wewnętrznym”

Traktat nie zawiera zakazu pomocy państwa wprost, lecz wskazuje, w art. 107 ust. 1 TFUE, na jej „niezgodność z rynkiem wewnętrznym”⁶⁵. TSUE interpretuje jednak normę art. 107 ust. 1 TFUE w ten sposób, że niezgodność pomocy z rynkiem wewnętrznym implikuje jej niedopuszczalność⁶⁶. Proste rozumowanie *a contrario* wskazuje więc, że zgodność pomocy z rynkiem wewnętrznym pociąga jako konieczną konsekwencję jej dopuszczalność⁶⁷.

Aplikacja pojęcia „zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym” do przedsiębiorstw energetycznych

Poza przypadkiem określonym w art. 107 ust. 2 TFUE, który określa przypadki „pomocy zgodnej z rynkiem wewnętrznym” inne normy odwołują się do „możliwości uznania” lub „uznania” pomocy za zgodną z tym rynkiem. Art. 107 ust. 2 TFUE nie ma większego znaczenia z punktu widzenia pomocy państwa dla przedsiębiorstw energetycznych. Oznacza to, że dla dopuszczalności pomocy państwa dla przedsiębiorstw energetycznych kluczowe znaczenie ma korzystanie przez KE z przysługującej jej kompetencji do „uznania” pomocy za zgodną z rynkiem wewnętrznym. W zasadzie⁶⁸ można więc skonstatować, że pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych zgodna z rynkiem wewnętrznym, a przez to dopuszczalna, to pomoc, która została uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym przez Komisję.

Komisja korzysta ze swojej kompetencji do oceny pomocy państwa w trzech rodzajach aktów. Po pierwsze, Komisja ocenia zgodność pomocy w zakresie oceny indywidualnych przypadków pomocy państwa (pomocy indywidualnej i programów pomocowych), wydając decyzje na podstawie art. 108 TFUE. Po drugie, Komisja korzysta z tej kompetencji wydając wytyczne, zasady ramowe i inne akty tzw. *soft law*, w których określa warunki, przy spełnieniu których określoną pomoc uznaje za zgodną z rynkiem wewnętrznym. Po trzecie, Komisja określa warunki zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym w rozporządzeniach w sprawie stosowania art. 107 i 108 TFUE. Przykładem zastosowania uznania KE w rozporządzeniach jest art. 3 rozporządzenia GBER. Przepis ten stanowi, że programy pomocy, pomoc indywidualna przyznana w ramach programów pomocy oraz pomoc *ad hoc*, są zgodne z rynkiem wewnętrznym w rozumieniu art. 107 ust. 2 lub 3 TFUE i wyłączone z obowiązku zgłoszenia, jeżeli odnośna pomoc spełnia wszystkie warunki określone w tym rozporządzeniu.

”

Niezgodność pomocy z rynkiem wewnętrznym UE oznacza jej niedopuszczalność

64 Dz.U. UE L 114 z 2012 r., s. 8.

65 Zob. A. Sinnaeve, *State Aid Control: Objectives and Procedures* (w:) S. Bilal, P. Nicolaidis (red.) *Understanding State Aid Policy in the European Community. Perspectives on Rules and Practice*, Kluwer Law International, Haga 1999, s. 15.

66 Zob. wyroki TSUE ws. 74/76, *Ianelli i Volpi*, Zb. Orz. 1977, s. 557; 78/76, *op. cit.*; oraz C-17/91, *Lornoy*, Zb. Orz. 1992, I-6523.

67 Tak C. Quigley, *European State Aid Law*, *op. cit.*, s. 124.

68 Z zastrzeżeniem wyżej wskazanych kompetencji Rady.

1.2.4. KOMPETENCJE KOMISJI EUROPEJSKIEJ W ZAKRESIE UZNANIA POMOCY PAŃSTWA ZA ZGODNĄ Z RYNKIEM WEWNĘTRZNYM

Zakres władzy uznaniowej Komisji

Ocena zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym należy do wyłącznych kompetencji KE⁶⁹. Nawet TSUE, kontrolując legalność wykonywania tego uprawnienia, nie może zastąpić oceny Komisji oceną własną, ale może jedynie zbadać, czy ta ocena nie jest obciążona oczywistym błędem lub nie stanowi nadużycia władzy⁷⁰. Organy krajowe nie mają kompetencji w zakresie kontroli decyzji KE. Nie jest możliwa także sądowa kontrola decyzji Komisji przez sądy krajowe, nawet w zakresie zbadania ewentualnego oczywistego błędu lub nadużycia władzy⁷¹.

Kompetencja Komisji do oceny pomocy państwa wynika z literalnego brzmienia art. 107 ust. 3 TFUE, który wskazuje, że „za zgodną z rynkiem wewnętrznym może zostać uznana” określona pomoc, zaś szeroki zakres tej władzy wynika wprost z niezwykle ogólnego sformułowania kategorii tej pomocy⁷². Określenie „może zostać uznana” wskazuje na władzę uznaniową Komisji⁷³. Według ustalonego orzecznictwa TSUE jest to „szeroki zakres uznania”⁷⁴. W zakresie tej oceny KE jest upoważniona do wzięcia pod uwagę wszelkich mających znaczenie okoliczności społecznych i ekonomicznych, ale musi je ocenić w kontekście wspólnotowym (unijnym)⁷⁵.

Charakter prawny aktów tzw. miękkiego prawa Komisji

Choć władza uznaniowa KE w zakresie oceny pomocy państwa jest szeroka, to nie jest nieograniczona. Jak już wyżej stwierdzono, granicę dla władzy uznaniowej Komisji stanowią nadużycie władzy oraz oczywisty błąd (ang. *manifest error*)⁷⁶. Jako nadużycie władzy ze strony KE, TSUE traktuje przyjęcie przez Komisję decyzji określającej pomoc jako zgodną z rynkiem wewnętrznym, gdy jakkolwiek z warunków tej pomocy pozostaje w sprzeczności z innymi przepisami TFUE⁷⁷.

Władza uznaniowa KE obejmuje także określanie warunków zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym w wytycznych i innych aktach typu *soft law*⁷⁸. W tych aktach Komisja ogranicza swoje uprawnienia uznaniowe do oceny pomocy za zgodną z rynkiem wewnętrznym poprzez wskazanie na kryteria, które bierze pod uwagę przy tej ocenie. Tego typu dokumenty Komisji nie są prawnymi podstawami zgodności pomocy państwa z rynkiem wewnętrznym. Są dokumentami, w których KE precyzuje kryteria, według których „uznaje” pomoc państwa za zgodną z rynkiem wewnętrznym. TSUE potwierdził, że KE może przyjmować szczegółowe wytyczne określające, w jaki sposób będzie



Ocena legalności pomocy należy do wyłącznych kompetencji KE

69 Zob. wyrok TSUE ws. C-368/04, Transalpine Ölleitung in Österreich, Zb. Orz. 2006, s. I-9957, pkt 38.

70 Zob. wyrok TSUE ws. C-456/00, Francja przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2002, s. I-11949, pkt 41;

71 Zob. B. Kurcz, Komentarz do art. 87-89 TWE, op. cit., s. 566.

72 Podobnie A. Sinnaeve, State Aid Control, op. cit., s. 15.

73 Tak L. Hancher (w): EC State Aids, op. cit., s. 109.

74 Zob. wyrok TSUE ws. 730/79, Philip Morris przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1980, s. 2671, pkt 17; wyrok w połączonych sprawach 62 i 72/87, Exécutif Régional Wallon przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1980, s. 1573, pkt 21; wyrok Sądu ws. T-152/99, Hijos de Andrés Molina SA przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2002, s. II-3049, pkt 48; oraz wyroki TSUE ws. C-142/87, Belgia przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1990, s. I-950, pkt 56; C-39/94, op. cit., pkt 36; 78/76, op. cit., pkt 8; C-156/98, Niemcy przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2000, s. I-6857, pkt 67; oraz wyrok ws. C-303/88, Włochy przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1991, s. I-1433, pkt 34.

75 Zob. wyrok TSUE ws. C-261/89, Niemcy przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1991, s. I-1437, pkt 20.

76 Zob. wyrok TSUE ws. C-456/00, op. cit., pkt 41.

77 Zob. wyrok TSUE w połączonych sprawach C-134/91 i C-135/91, Kerafina, Zb. Orz. 1991, s. I-5721, pkt 20; oraz wyroki ws. C-156/98, op. cit., pkt 78; C-204/97, Portugalia przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2001, s. I-3175, pkt 41; oraz C-113/00, Hiszpania przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2002, s. I-7601, pkt 78.

78 Zob. szerzej: P. Vesterdorf, M. Uhd Nielsen, State aid law, op. cit., s. 305-306.

ona wykorzystywała swą władzę uznaniową w zakresie oceny zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym, jednak nie mogą one odbiegać od zasad Traktatu⁷⁹. Wytyczne i zasady ramowe nie mają podstawy prawnej ani w TFUE, ani w aktach przyjętych na jego podstawie⁸⁰.

Wytyczne nie wiążą Trybunału. Wiążą one, co do zasady, Komisję. W sytuacji, gdy Komisja przyjęła wytyczne mające na celu doprecyzowanie przysługującego jej swobodnego uznania, wynika z nich samoograniczenie władzy polegające na tym, że winna ona stosować się do reguł, które sama sobie narzuciła⁸¹. Warto jednak podkreślić, że pomoc państwa nieobjęta zakresem wytycznych może być zaaprobowana przez Komisję, jeśli spełnia warunki określone w art. 107 ust. 3 TFUE⁸².

1.2.5. ZASADA KOMPENSACYJNEGO UZASADNIENIA A POMOC PAŃSTWA DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Zasada kompensacyjnego uzasadnienia

Jednym z najogólniejszych i najważniejszych imperatywów określonych przez TSUE, które dotyczą zakresu uznania KE w sprawach kontroli pomocy państwa, jest stwierdzenie zawarte w wyroku w sprawie *Philip Morris*. Trybunał stwierdził w tym orzeczeniu, że „Komisja ma prawo rozstrzygać według jej uznania, a ocena sytuacji ekonomicznej i społecznej musi być dokonana w kontekście wspólnotowym”⁸³. TSUE tym wyrokiem oddalił skargę na decyzję Komisji w sprawie planowanej pomocy rządu Holandii w celu zwiększenia zdolności produkcyjnych przedsiębiorstwa Philip Morris Holland⁸⁴. W tej decyzji Komisja po raz pierwszy zastosowała tzw. tekst kompensacyjnego uzasadnienia (z ang. *compensatory justification test*)⁸⁵. W decyzji stwierdzono, że „pomoc może być udzielona tylko wtedy, gdy Komisja ustali, że będzie ona przyczyniać się do osiągnięcia celów wyszczególnionych w wyłączeniu, których beneficjent nie mógłby osiągnąć w normalnych warunkach rynkowych przez swe własne działania”⁸⁶.

Ta rozwijana od lat 70-tych XX wieku zasada oznacza, że KE nie będzie zgłaszała zastrzeżeń do projektowanej pomocy, o ile pomoc ta posiada kompensacyjne uzasadnienie. Oznacza to, że beneficjent pomocy dzięki uzyskanemu wsparciu ze strony państwa przyczynia się do osiągnięcia celów Unii określonych w art. 107 ust. 3 TFUE w stopniu większym niż wynikałoby to z normalnego działania sił rynkowych⁸⁷.

Pomoc państwa może mieć kompensacyjne uzasadnienie, gdy: (i) zwiększa działanie mechanizmu rynkowego, lub (ii) uzupełnia, lub (iii) zastępuje działanie rynku, w sytuacji gdy rynek (sam) nie jest w stanie doprowadzić do osiągnię-

79 Zob. wyroki TSUE ws. 310/85, *Deufil* przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1987, s. 901, pkt 22; C-351/98, *Hiszpania* przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2002, s. I-8031, pkt 53; C-182/03 i C-217/03, *Belgia i Forum 187* przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2006, s. I-5479, pkt 72; oraz wyrok Sądu ws. T-17/03, *Schmitz-Gotha Fahrzeugwerke GmbH* przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2006, s. II-1139, pkt 42.

80 Zob. B. Kurcz, *Komentarz do art. 87-89 TWE*, op. cit., s. 566.

81 Zob. wyroki Sądu ws. T-27/02, *Kronofrance* przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2004, s. II-4177, pkt 79; oraz T-349/03, *Corsica Ferries France* przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2005 r., s. II-2197, pkt 79.

82 Zob. wyrok Sądu ws. T-137/02, *Pollymeier Malchow GmbH* przeciwko Komisji, Zb. Orz. 2004, s. II-3541, pkt 63.

83 Zob. wyrok TSUE ws. 730/79, op. cit., pkt 24.

84 Decyzja KE 79/743/EWG z 27 lipca 1979 w sprawie zamierzonej pomocy rządu Holandii w celu zwiększenia zdolności produkcyjnych przedsiębiorstwa Philip Morris Holland, Dz.U. UE L 217 z 1979 r., s. 17.

85 Zob. K. Mortelmans, *The Compensatory Justification Criterion in the Practice of the Commission in Decisions on State Aids*, CMLRev 1984, vol. 21, s. 406.

86 Zob. ww decyzję 79/743/EWG.

87 Zob. S. Dudzik, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw publicznych w prawie Wspólnoty Europejskiej. Między neutralnością a zaangażowaniem*, Kraków 2002, s. 57.

cia określonego celu Unii (tzw. niedoskonałość rynku, z ang. *market failure*). L. Hancher ujmuje to w ten sposób, że pomoc musi mieć kompensacyjne uzasadnienie w formie wkładu przez beneficjenta ponad normalne działanie sił rynkowych w osiągnięciu celów UE⁸⁸.

Zasada kompensacyjnego uzasadnienia w praktyce jest implementowana przez test składający się z trzech kryteriów, które powinna spełniać pomoc, obejmujących:

- interes Unii jako całości;
- konieczność; oraz
- proporcjonalność⁸⁹.

Według Komisji zaakceptowanie środka pomocowego jest uzależnione od spełnienia następujących kryteriów:

- pomoc promuje rozwój, który jest w interesie UE jako całości;
- pomoc jest konieczna do osiągnięcia tego celu, tj. innymi słowy: odbiorca pomocy nie jest w stanie osiągnąć określonych rezultatów w normalnych warunkach rynkowych;
- warunki udzielania pomocy, jak np. intensywność, czas trwania, ryzyko przeniesienia problemów z jednego państwa członkowskiego, skala zakłócenia konkurencji itp., są w uzasadnionej relacji do tego celu⁹⁰.

Cel leżący we wspólnym interesie

Najistotniejszym elementem zasady kompensacyjnego uzasadnienia jest cel, którego realizacja dzięki pomocy kompensuje zakłócenie konkurencji na rynku wewnętrznym. Obecnie cele Unii są określone w art. 3 Traktatu o Unii Europejskiej⁹¹. Komisja, analizując, czy pomoc służy realizacji celu leżącego we wspólnym interesie, dookreśla cele wskazane w podstawach derogacji poprzez odwołanie się do celów ogólnych Unii, a także do celów poszczególnych polityk UE (w tym polityki ochrony środowiska i polityki energetycznej).

Kluczową podstawą derogacji od ogólnego zakazu pomocy państwa w przypadku pomocy skierowanej do przedsiębiorstw energetycznych jest art. 107 ust. 3 TFUE. Derogacja ta ma zastosowanie bezpośrednio, gdyż w szczególności stanowi podstawę udzielania pomocy dla niektórych regionów gospodarczych, niektórych działań gospodarczych oraz dla ważnych projektów stanowiących przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania. Jednak derogacja ta stanowi także punkt wyjścia do określenia warunków zgodności pomocy państwa z rynkiem wewnętrznym w aktach *soft law*, mających znaczenie dla pomocy dla sektora energetycznego. Odwołania do art. 107 ust. 3 TFUE jako podstawy wyłączenia zakazu udzielania pomocy znajdują się, w szczególności, w:

- Wytycznych EEAG;
- Kryteriach analizy zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy państwa na wspieranie realizacji ważnych projektów stanowiących przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania⁹²;

88 L. Hancher, The application of EC state aid law to the energy sector (w:) Ch. Jones (red.) EU Energy Law. Volume II. EU Competition Law and Energy Markets, Claeys & Casteels, September 2007, s. 627.

89 A. Sinnaeve, State Aid Control, op. cit., s. 16.

90 Twelfth Report on Competition Policy, s. 110-111, pkt 160. Zob. też L. Hancher (w:) EC State Aids, s. 110.

91 Dz.U. z 2004 r. nr 90, poz. 864/30, z późn. zm.

92 Dz.U.UE C 188 z 2014 r., s. 4, pkt 6-8.

- Wytycznych w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2012 r.⁹³;
- Metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconym⁹⁴;
- Wytycznych w sprawie pomocy regionalnej na lata 2014-2020⁹⁵;
- Wytycznych dotyczących pomocy państwa na ratowanie i restrukturyzację przedsiębiorstw niefinansowych znajdujących się w trudnej sytuacji⁹⁶; oraz
- Zasadach ramowych dotyczących pomocy państwa na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną⁹⁷.

Odwołanie do art. 107 ust. 2 oraz ust. 3 TFUE znajduje się ponadto w rozporządzeniu GBER. Na takiej derogacji jest oparta także decyzja Rady w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń węgla. Decyzja ta została wydana przez Radę na wniosek KE na podstawie art. 107 ust. 3 lit. e TFUE i wprowadza ogólną zasadę, według której pomoc dla przemysłu węglowego „może zostać uznana” za zgodną z właściwym funkcjonowaniem rynku wewnętrznego, jeśli jest zgodna z jej przepisami.

Samo brzmienie art. 107 ust. 3 TFUE, zwłaszcza w zakresie, jaki może mieć zastosowanie do oceny pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych (czyli art. 107 ust. 3 lit. b, lit. c i lit. e), bardzo ogólnie określa cele stanowiące uzasadnienie derogacji. W szczególności, kategorie „ułatwianie rozwoju niektórych działań gospodarczych lub niektórych regionów gospodarczych” lub „ważny projekt” mają bardzo szeroki i niedomknięty zakres znaczeniowy. Takie sformułowania Traktatu służą zapewnieniu Komisji dużego zakresu uznania.

Powstaje w związku z tym pytanie o granice tego uznania w odniesieniu do oceny konkretnych celów uzasadniających derogację. Poza wskazanymi wyżej granicami uznania, takimi jak nadużycie władzy czy oczywisty błąd, granice te są zawarte w samym art. 107 ust. 3 Traktatu. TFUE stanowi o wspieraniu ważnych projektów stanowiących przedmiot „wspólnego europejskiego zainteresowania” (art. 107 ust. 3 lit. b), a także o tym, że pomoc nie może zmieniać warunków wymiany handlowej „w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem” (art. 107 ust. 3 lit. c). Granicą uznania Komisji w zakresie wyboru (oceny) konkretnych celów, do realizacji których ma się przyczyniać pomoc, aby kompensować zakłócenie konkurencji, jest „wspólny interes”. Mają to więc być „cele leżące we wspólnym interesie”. Zdaniem Komisji „cel leżący we wspólnym interesie to cel uznany przez UE za leżący we wspólnym interesie państw członkowskich”⁹⁸. Obecnie Komisja wymaga, aby ten cel leżący we wspólnym interesie był „wyraźnie określony”⁹⁹.

Istotne jest odróżnienie „wspólnego interesu” od interesu indywidualnego poszczególnych państw członkowskich czy przedsiębiorstw. TSUE wielokrotnie stwierdzał, że interes państwa członkowskiego lub korzyści osiągnięte

93 Dz.U. UE C 158 z 2012 r., s. 4, pkt 3.

94 Komunikat Komisji dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi, op. cit., pkt 4, ak. 5.

95 Dz.U. UE C 209 z 2013 r., s. 1, pkt 1-2 i 4-5.

96 Dz.U. UE C 249 z 2014 r., s. 1, pkt 1 i 36.

97 Dz.U. UE C 198 z 2014 r., s. 1, pkt 5.

98 Decyzja KE sygn. K(2010)1718, pkt 47.

99 Ibidem, pkt 46. Zob. także Wytyczne wspólnotowe dotyczące pomocy państwa w celu ratowania i restrukturyzacji zagrożonych przedsiębiorstw (Dz.U. UE C 244 z 2004 r., s. 2), pkt 16.

przez odbiorców pomocy wspierające interes narodowy same w sobie nie uzasadniają zaakceptowania przez KE pomocy w ramach jej władzy uznaniowej¹⁰⁰. Komisja w swojej praktyce decyzyjnej wielokrotnie zajmowała stanowisko, że derogacje określone w art. 107 ust. 3 TFUE uszczegółwiają wspólny interes a nie interesy indywidualnych odbiorców pomocy, określonych regionów lub określonych sektorów gospodarki narodowej¹⁰¹.

Zarówno uzasadnieniem dopuszczalności pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych na podstawie derogacji określonej w art. 107 ust. 3 TFUE, jak i jedną z granic władzy uznaniowej KE jest przyczynianie się tej pomocy do realizacji celu leżącego we wspólnym interesie.

Konieczność pomocy

W ramach kryterium konieczności pomocy dla realizacji celu leżącego we wspólnym interesie wyróżnia się kryteria: odpowiedniego instrumentu, efektu zachęty i proporcjonalności *sensu stricto*. Aby kryterium było spełnione, pomoc musi być konieczna do realizacji celu leżącego we wspólnym interesie. Innymi słowy, jeśli cel ten może być osiągnięty dzięki normalnemu działaniu rynku, to pomoc nie może być zaakceptowana¹⁰².

Pomoc państwa może być zaakceptowana tylko wtedy, gdy nie istnieją inne adekwatnie skuteczne instrumenty, które mogą doprowadzić do realizacji celu leżącego we wspólnym interesie.

Pomoc powinna też wywierać tzw. efekt zachęty. Celem tego kryterium jest uniknięcie przyznawania pomocy na działania, które przedsiębiorstwo i tak podjęłoby w takim samym zakresie, nawet bez uzyskania pomocy. Kryterium efektu zachęty jest zoperacjonalizowane w szczególowy sposób w wielu aktach typu *soft law*¹⁰³.

Proporcjonalność pomocy

Pomoc może zostać zaakceptowana tylko wówczas, gdy środek pomocowy jest proporcjonalny (proporcjonalność *sensu stricto*). Komisja uznaje pomoc za proporcjonalną tylko wtedy, gdy takiego samego wyniku nie udałoby się osiągnąć przy wykorzystaniu mniejszej pomocy. Proporcjonalność środka jest oceniana biorąc pod uwagę kwoty dofinansowania, intensywność pomocy oraz kategorię tzw. kosztów kwalifikowanych. Istota proporcjonalności środka sprowadza się do zapewnienia, że beneficjent nie uzyska nadmiernych korzyści w stosunku do realizowanego celu. Kryterium proporcjonalności jest szczegółowo zoperacjonalizowane przez Komisję w wielu aktach miękkiego prawa¹⁰⁴.

Kryterium proporcjonalności *sensu largo* dotyczy relacji między celem realizowanym dzięki pomocy i zakłóceniem konkurencji oraz wpływem na wymianę handlową¹⁰⁵. Środek pomocowy powinien zakłócać konkurencję i wymianę handlową w stopniu najmniejszym z możliwych, przy założeniu, że cel ma zo-

”

Pomoc państwa może być zaakceptowana tylko wtedy, gdy nie istnieją inne skuteczne instrumenty mogące realizować cel leżący we wspólnym interesie

100 Zob. wyroki TSUE ws. 730/79, op. cit., pkt 17; 310/85, op. cit., pkt 18; Case C-400/92 op. cit., pkt 21; oraz C-390/06, Nuova Agricast Srl przeciwko Ministero delle Attività Produttive, Zb. Orz. 2008, s. I-2577, pkt 68.

101 Zob. K. Mortelmans, The Compensatory Justification Criterion, op. cit., s. 428; oraz L. Hancher (w:) EC State Aids, op. cit., s. 110.

102 Zob. wyrok TSUE ws. 323/82, SA Intermills przeciwko Komisji, Zb. Orz. 1984, s. 3809, pkt 39; oraz decyzję KE sygn. C(2001)4512fin, pkt 48.

103 Zob. np. ww. Wytyczne w sprawie pomocy regionalnej na lata 2014-2020, pkt 60-63.

104 Zob. np. Wytyczne EEAG, w zakresie intensywności pomocy oraz określenia kosztów kwalifikowanych, które muszą ograniczać się np. do dodatkowych kosztów inwestycji niezbędnych do osiągnięcia określonego poziomu ochrony środowiska (np. pkt 27 lit. e oraz pkt 77-80); oraz komunikat Komisji dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osierocznymi – w zakresie szczegółowego określenia kategorii kosztów, które mogą być pokryte w ramach tej pomocy (pkt 3).

105 Zob. np. ww. decyzję K(2010)1718, pkt 70-75 (zakłócenie konkurencji i test bilansujący); decyzję KE sygn. K(2009) 5500 wersja ostateczna, pkt 48-52; oraz decyzję KE sygn. K (2009) 5075 wersja ostateczna, pkt 47-52.

stać osiągnięty. Skutki negatywne powinny być równoważone przez możliwe do zidentyfikowania pozytywne skutki pomocy. Aby zminimalizować negatywny wpływ pomocy na konkurencję i wymianę handlową, stosowane są, rozmaite zależne od rodzaju pomocy i sektora, do którego przynależy beneficjent, warunki.

1.2.6. UWAGI PODSUMOWUJĄCE

Ogólnie można stwierdzić, że pomoc dla przedsiębiorstw energetycznych może być uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym (dopuszczalną) jeśli spełnia test kompensacyjnego uzasadnienia. Ten test w przypadku pomocy dla przedsiębiorstw energetycznych będzie spełniony, jeżeli pomoc będzie:

- przyczyniać się do interesu Unii w zakresie polityki energetycznej;
- konieczna dla realizacji tego interesu; oraz
- spełniać cechę proporcjonalności.

Biorąc pod uwagę art. 194 ust. 1 TFUE oraz dokumenty Komisji, Parlamentu Europejskiego i Rady, można w pewnym uproszczeniu stwierdzić, że polityka energetyczna UE opiera się na następujących filarach:

- zachowanie i poprawa środowiska naturalnego;
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw; oraz
- zapewnienie funkcjonowania rynku energii.

Szczegółowe cele tej polityki najlepiej wyrażają się w aktach prawa wtórnego przyjmowanego dla jej realizacji. Szczegółowe warunki spełniania testu kompensacyjnego uzasadnienia są natomiast określone w unijnych aktach typu *soft law*.

1.3. TRANSPARENTNOŚĆ PRYZNAWANIA POMOCY W POLSCE

Publiczne pieniądze powinny być wydawane w sposób możliwie najbardziej transparentny. Niestety, w Polsce przejrzystość transferowania zasobów państwowych do sektora energetycznego pozostawia wiele do życzenia. Dotyczy to zarówno energetyki konwencjonalnej (w tym górnictwa), jak i odnawialnej. Przykłady z Europy Zachodniej pokazują, że informacje dotyczące bliźniaczych systemów wsparcia można przedstawiać społeczeństwu w zdecydowanie bardziej czytelny sposób.

Tytułem przykładu, w przypadku flagowego rządowego mechanizmu pomocy państwa dla elektroenergetyki, rynku mocy, na podstawie publicznych dostępnych danych trudno jest jednoznacznie stwierdzić, w odniesieniu do których konkretnie instalacji energetycznych ma być przyznawane wsparcie¹⁰⁶. Dla porównania, w przypadku brytyjskiego odpowiednika polskiego mechanizmu, miejscowy operator systemu elektroenergetycznego, National Grid, już

”

W Polsce przejrzystość transferowania zasobów państwowych do sektora energetycznego pozostawia wiele do życzenia

106 W publikowanych wynikach aukcji rynku mocy bloki nie są dokładnie podpisane, a kontraktowany wolumen mocy jest korygowany odpowiednim współczynnikiem dyspozycyjności i jest inny (niższy) niż nominalna moc zainstalowana, co utrudnia jednoznaczną identyfikację zwycięskich jednostek. Zob. np. Informację Prezesa URE nr 99/2018 w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7899,Informacja-nr-992018.html> (dostęp 29.11.2019).

po kilku godzinach od rozstrzygnięcia aukcji publikuje szczegółowy raport, obejmujący także te jednostki, które złożyły oferty wyższe niż cena zamknięcia przetargu i nie uzyskały wsparcia¹⁰⁷.

Jeszcze gorzej wygląda sytuacja w przypadku systemów wsparcia OZE: np. w odniesieniu do nowego mechanizmu aukcyjnego¹⁰⁸ ustawowym obowiązkiem Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „URE”) jest jedynie publikacja nazw wytwórców, liczby zwycięskich ofert, maksymalnej i minimalnej ceny sprzedawanej energii oraz zagregowanych danych w zakresie ilości i wartości sprzedawanej energii¹⁰⁹. Większa transparentność w tym zakresie jest uzasadniona chociażby z uwagi na możliwość kumulacji różnych źródeł pomocy i pożądaną, szerszą kontrolę społeczną w zakresie zapobiegania ewentualnemu nadwsparceniu. Co więcej, w upublicznianych wersjach decyzji KE dotyczących pomocy na zamykanie kopalń węgla kamiennego, polskie władze nie zgadzały się na publikację konkretnych danych liczbowych odnoszących się do poszczególnych beneficjentów pomocy¹¹⁰ (w tym zakresie podobne praktyki stosują też inne państwa członkowskie¹¹¹).

Informacje o majątku publicznym, w tym w szczególności o pomocy publicznej, stanowią informację publiczną w rozumieniu polskiej ustawy o dostępie do informacji publicznej („UDIP”)¹¹². Prawo do uzyskania informacji publicznej podlega jednak licznym ograniczeniom, spośród których w kontekście pomocy państwa należy wskazać, w szczególności, na tajemnicę przedsiębiorcy¹¹³. W praktyce często uniemożliwia to poznanie szczegółowych zasad funkcjonowania poszczególnych mechanizmów, zwłaszcza jeżeli państwowe podmioty udzielające finansowania stoją na stanowisku, że wsparcie jest udzielane na zasadach rynkowych.

Minimalne wymogi dotyczące przejrzystości programów pomocowych w zakresie energetyki i ochrony środowiska zostały zawarte w Wytycznych EEAG¹¹⁴. Dotyczą one jednak wyłącznie zatwierdzonych już programów, co do których nie ma wątpliwości, że stanowią one pomoc państwa.

1.4. ZMIANA ZASAD PRYZNAWANIA POMOCY DLA ELEKTROENERGETYKI PO 2020 R.

Ochrona środowiska i energetyka są sektorami o najwyższych poziomach przyznawanej pomocy państwa w UE¹¹⁵. Wytyczne EEAG są od połowy 2014 r. bardzo szeroko stosowane przez KE, która w tym czasie nie wydała niemal żadnej negatywnej decyzji w zakresie pomocy objętej tymi wytycznymi. Świadczy to o użyteczności Wytycznych EEAG jako narzędzia, w oparciu o które jest zatwierdzana pomoc dla elektroenergetyki. Jednak nie wszystkie środki pomocy

107 Zob. np. [https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20T-4%20Results%20\(Delivery%20Year%2021-22\)%2020.02.2018.pdf](https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20T-4%20Results%20(Delivery%20Year%2021-22)%2020.02.2018.pdf) (dostęp 29.11.2019).

108 Zob. szerzej pkt 2.5.1, poniżej.

109 Zob. np. Informację Prezesa URE nr 96/2018 w sprawie ogłoszenia wyników aukcji zwykłej nr AZ/9/2018: <https://www.ure.gov.pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7892.Informacja-nr-962018.html> (dostęp 29.11.2019).

110 Zob. zwłaszcza ostatnią decyzję KE sygn. C(2019) 5395 final.

111 Zob. np. decyzję KE sygn. C(2016) 3029 final dotyczącą Hiszpanii.

112 Dz.U. z 2019 r., poz. 1429. Zob. art. 6 ust. 1 pkt 5 lit. g UDIP.

113 Zob. art. 5 ust. 2 UDIP.

114 Zob. sekcję 3.2.7 tych wytycznych.

115 Zob. State aid scoreboard 2018: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/scoreboard/index_en.html (dostęp 29.11.2019).

państwa zatwierdzone przez KE w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego przyczyniają się do osiągnięcia unijnych celów klimatyczno-energetycznych na 2020 r. Ponadto, w swojej obecnej formie, Wytyczne EEAG nie są w stanie pomóc państwom członkowskim w osiągnięciu nowych celów na 2030 r., wynikających z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. pakietu zimowego)¹¹⁶.

Od maja 2019 r. Wytyczne EEAG i odpowiednie przepisy rozporządzenia GBER, wraz z innymi unijnymi regulacjami w zakresie pomocy państwa, przechodzą przegląd pod kątem ich adekwatności, dotychczasowej praktyki stosowania oraz zmian, jakie należałoby wprowadzić na przyszłość. Pierwsze konsultacje publiczne w tym zakresie, obejmujące uwagi zarówno państw członkowskich, jak i innych interesariuszy (w tym organizacji pozarządowych), zakończyły się 19 lipca 2019 r. KE zapowiedziała, że opublikuje zgłoszone uwagi, wraz z własnym roboczym dokumentem, w pierwszym kwartale 2020 r. Następnie powinny odbyć się kolejne konsultacje publiczne, dotyczące już samego projektu nowelizacji Wytycznych EEAG.

W międzyczasie dalej zastosowanie będą miały obecne Wytyczne EEAG, które mogą obowiązywać dłużej niż pierwotnie zakładano. Pomimo że formalnie wygasają one 31 grudnia 2020 r., KE przedstawiła zamiar przedłużenia ich obowiązywania, bez żadnych istotnych zmian, aż do końca 2022 r., uzasadniając to czasem potrzebnym na wypracowanie zmian prawnych¹¹⁷. Nie została jednak jeszcze wydana żadna oficjalna decyzja dotycząca przedłużenia obowiązywania Wytycznych EEAG. Obecnie nie jest też jasne, jak daleko idące zmiany KE rozważy w kontekście nowej wersji wytycznych. Gruntowna rewizja niektórych sekcji Wytycznych EEAG wydaje się jednak być zarówno pożądana, jak i niezbędna, z uwagi na znaczne zmiany w sektorze energetycznym i regulującym go otoczeniu prawnym, które zaszły od 2014 r.

Bezpośredni wpływ, tak na nowe regulacje w zakresie pomocy państwa, jak i na stosowanie obecnych Wytycznych EEAG ma tzw. pakiet zimowy, który zawiera wiele postanowień istotnych dla dopuszczalnego kształtu środków pomocowych dotyczących sektora energetycznego. Sposób interpretowania Wytycznych EEAG musi być nie tylko spójny z postanowieniami pakietu, ale także faktycznie wprowadzać te postanowienia w życie.

Jest to szczególnie istotne w przypadku pomocy na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych (w formie tzw. mechanizmów mocowych)¹¹⁸, zasad utrzymania wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz potwierdzenia, że mogą być organizowane odrębne aukcje dla różnych technologii OZE, rozwoju środków w zakresie efektywności energetycznej i należytej implementacji zasady *energy efficiency first* (efektywność energetyczna „przede wszystkim”), tj. uznania środków poprawy efektywności energetycznej za mechanizmy przyczyniające się do zapewniania bezpieczeństwa dostaw oraz mające kluczowe znaczenie dla realizacji unijnych celów klimatyczno-energetycznych na 2030 r. Znowelizowane wytyczne powinny także uwzględniać, dokonane przepisami pakietu zimowego, postawienie konsumenta w centrum

116 Zob. szerzej na stronie: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans> (dostęp 29.11.2019).

117 Przebieg konsultacji jest dostępny na stronie: https://ec.europa.eu/competition/consultations/2019_gber_deminimis/index_en.html; uwagi zgłoszone przez ClientEarth można przeczytać na stronie: <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2019-05-16-clientearth-response-to-the-european-commissions-consultation-on-the-prolongation-of-state-aid-rules-ce-en.pdf> (dostęp 29.11.2019).

118 KE zobowiązuje się zapewnić, żeby mechanizmy mocowe, które zostaną jej notyfikowane przed wejściem w życie nowego rozporządzenia elektroenergetycznego (zob. poniżej) były już zgodne z jego wymogami. Dotyczy to np. planowanych, ogólnorynkowych mechanizmów mocowych w Grecji i Belgii.

transformacji energetycznej, przewidując uproszczone ramy prawne, umożliwiające szerszy rozwój energetyki prosumenckiej i lokalnych wspólnot energetycznych¹¹⁹.

Istotne implikacje z punktu widzenia pomocy państwa ma też coraz szersze odchodzenie od energetyki węglowej i związany z tym proces tzw. sprawiedliwej transformacji (z ang. *just transition*). Można się spodziewać, że nowe wytyczne nie będą już przewidywać możliwości przyznawania pomocy w odniesieniu do energetyki węglowej, w szczególności z uwagi na wspieranie przez KE strategii zmniejszania wytwarzania energii w istniejących jednostkach zasilanych węglem i innymi stałymi paliwami kopalnymi, a także zmniejszania zdolności wydobywczych, „z wykorzystaniem wszelkich dostępnych środków”, o czym mowa w znowelizowanym unijnym rozporządzeniu 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej: „rozporządzenie elektroenergetyczne”)¹²⁰. Bardzo istotną zmianę mógłby stanowić zakaz przyznawania pomocy operacyjnej sektorowi energetyki węglowej. Nie jest jednak jasne, czy KE zdecyduje się na tak dalece idący zabieg regulacyjny, ze względu na zagwarantowane w TFUE prawo państw członkowskich do wyboru swojego miksu energetycznego¹²¹.

Z drugiej strony można oczekiwać, że przynajmniej niektóre państwa członkowskie będą próbowały rekompensować (lub nawet nadmiernie rekompensować) sektorowi węglowemu straty finansowe wynikające z kosztów zamykania instalacji, zbywania nierentownych aktywów, płatności dla pracowników itd. W opinii ClientEarth, w tym zakresie konieczne są jednoznaczne i przejrzyste ramy prawne na poziomie UE¹²².

Łączenie sektorów (z ang. *sector coupling*), zakładające stopniową elektryfikację transportu oraz ciepłownictwa i chłodnictwa, zaczyna stanowić kolejny wyraźny trend, który nowe wytyczne powinny należycie adresować i ułatwiać wdrażanie odnośnych rozwiązań technologicznych. Pomocne w rozwoju nowych technologii byłoby także dodanie do Wytycznych EEAG sekcji dedykowanych wspieraniu budowy i adaptacji infrastruktury energetycznej (sieci i stacji ładowania) do antycypowanych realiów rynkowych. Kolejne wytyczne powinny być więc zgodne nie tylko z ramami prawnymi pakietu zimowego, ale także z szerszą wizją rozwoju transformacji energetycznej w UE.

”

Nowe Wytyczne EEAG mogą nie przewidywać już możliwości przyznawania pomocy energetyce węglowej

119 Istnieje tutaj wiele opcji, w szczególności odrębne aukcje dla instalacji, w których udziały mają obywatele lub podniesienie górnego progu mocy projektów rozumianych jako przedsięwzięcia na małą skalę w odniesieniu do takich inwestycji.

120 Dz.U. UE L z 2019 r., poz. 158, s. 54. Zob. art. 4 tego rozporządzenia.

121 Zob. art. 194 TFUE.

122 ClientEarth opowiada się za regulacjami dopuszczającymi przyznawanie pomocy państwa w odniesieniu do operatorów elektrowni węglowych (w przypadku instalacji opalanych węglem brunatnym – łącznie z powiązаныmi kopalniami), pod warunkiem, że zobowiążą się oni zamknąć swoje instalacje przed 1 stycznia 2030 r. Taka regulacja mogłaby mieć formę decyzji Rady, opartej o art. 107 ust. 3 lit. e TFUE i mogłaby być inspirowana przepisami ww. decyzji 2010/787 w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń węgla. Taka pomoc powinna być dopuszczalna jedynie w zakresie kosztów związanych z zamknięciem instalacji i wymogami sprawiedliwej transformacji, które musiałyby zostać ściśle określone w treści decyzji (w grę wchodziłyby tutaj zwłaszcza wcześniejsze emerytury, przekwalifikowanie pracowników, rekultywacja terenów pozakładowych).



2. SYSTEMY WSPARCIA ELEKTROENERGETYKI W POLSCE

Poniżej zostały przeanalizowane główne mechanizmy publicznego wsparcia krajowej elektroenergetyki. Skupiono się na środkach skierowanych do energetyki zawodowej, które funkcjonowały lub funkcjonują od momentu wejścia Polski do UE. W niektórych przypadkach konieczne było jednak przedstawienie sytuacji sprzed tej akcesji (dotyczy to zwłaszcza tzw. kontraktów długoterminowych). Uwzględniono też zakontraktowane już wsparcie, które będzie wypłacane w przyszłości (w szczególności w ramach rynku mocy i aukcji OZE). Zbiorcza ocena legalności i efektywności przedstawionych poniżej form zaangażowania szeroko rozumianego państwa w sektor energetyczny została przedstawiona w rozdziale czwartym raportu (zob. pkt 4.1 i 4.3 opracowania).

2.1. POMOC W RAMACH EU ETS

2.1.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

Elektrownie i elektrociepłownie w UE oraz państwach EFTA uczestniczą w systemie EU ETS (z ang. *Emissions Trading Scheme*), regulowanym dyrektywą

2003/87 ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych (dalej: „dyrektywa ETS”)¹²³. Od 2013 r., tj. początku trzeciego okresu rozliczeniowego EU ETS, zasadą jest, że operatorzy instalacji objętych systemem kupują uprawnienia do emisji (z ang. *European Emmission Allowances, EUA*) na aukcji. Cena jednego uprawnienia, odpowiadającego emisji jednej tony dwutlenku węgla, jest ustalana w drodze gry podaży i popytu (w ramach wyznaczonych dyrektywą ETS)¹²⁴.

W odniesieniu do biedniejszych państw członkowskich UE, w tym Polski, dyrektywa ETS, w art. 10c, umożliwia jednak, na zasadzie wyjątku, przyznawanie elektrowniom i elektrociepłowniom części uprawnień EUA bezpłatnie. Celem tej derogacji jest modernizacja sektora elektroenergetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Polskie władze skorzystały z derogacji z art. 10c dyrektywy ETS i przyznają krajowym elektrowniom uprawnienia EUA, z pominięciem reguł aukcyjnych.

Do przydziału bezpłatnych uprawnień EUA dla elektroenergetyki w trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS (lata 2013-2020) kwalifikują się instalacje ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 41 ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (dalej: „ustawa o ETS”)¹²⁵. Bezpłatne uprawnienia są przyznawane w zamian za realizację planowanych przedsięwzięć wskazanych w Krajowym planie inwestycyjnym (dalej: „KPI”), o którym mowa w art. 30 ustawy o ETS. KPI zawiera listę 347 zadań inwestycyjnych¹²⁶. Około 70 proc. tych zadań obejmuje budowę lub modernizację infrastruktury dotyczącej energetyki węglowej¹²⁷. Niemal połowa zadań objętych KPI nie jest jednak realizowana¹²⁸.

Ponieważ dotychczasowe reguły funkcjonowania omawianej derogacji nie spełniają dobrze swojej roli¹²⁹, prawodawca unijny, nowelizując w 2018 r. dyrektywę ETS¹³⁰, bardzo zaostrzył reguły przyznawania przez państwa członkowskie wsparcia z art. 10c. Wspierane inwestycje, co do zasady, muszą być wybierane w drodze konkurencyjnych przetargów, z udziału w których wykluczone są moce węglowe.

Polskie władze zdecydowały się nie kontynuować korzystania z art. 10c po 2020 r. Zgodnie z rządowym komunikatem¹³¹, całość odnośnych uprawnień ma zostać sprzedana na aukcjach, a dochody z ich sprzedaży mają zasilić nowy krajowy fundusz celowy na modernizację sektora energetycznego, zarządzany przez ministra ds. energii¹³². Najprawdopodobniej zatem całość dostępnych w ramach omawianej derogacji na lata 2021-2030 środków trafi do sektora elektroenergetycznego, ale w innej formie (tj. już nie uprawnień, ale np. bezpośrednich dotacji).

123 Dz.U. UE L 275 z 2003 r., s. 32, z późn. zm.

124 Np. na początku sierpnia 2019 r. rynkowa cena uprawnień wynosiła niecałe 30 euro. Aktualne notowania są dostępne np. na stronie: <https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer/> (dostęp 29.11.2019).

125 Dz.U. z 2018 r., poz. 1201, z późn. zm.

126 Zob. M.P. z 2016 r., poz. 167.

127 Zob. szerzej: M. Stoczkiewicz, A. Warszo-Buchanan (red.), *Derogacje od transformacji. Bezpłatne uprawnienia EU ETS dla elektroenergetyki w Polsce*, ClientEarth 2015, s. 37.

128 Zob. szerzej: M. Gałczyński, H. Koenig, W. Kukuta, F. Piasecki, J. Schiele, M. Stoczkiewicz, R. Zajdler, *Reforma EU ETS: Jak nie zmarnować kolejnej szansy na dekarbonizację polskiej gospodarki*, ClientEarth 2019, s. 11-13.

129 Zob. szerzej pkt 4.1.4, poniżej.

130 Dz.U. UE L 76 z 2018 r., s. 3.

131 Zob. <https://www.premier.gov.pl/wydarzenia/decyzje-rzadu/dokument-system-eu-ets-po-2020-r-rekomendacje.html> (dostęp 29.11.2019).

132 Na chwilę obecną nie jest jasne, kto miałby zarządzać takim funduszem: Minister Aktywów Państwowych, czy Minister Klimatu.

2.1.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Mechanizm przydziału bezpłatnych uprawnień EUA w trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS stanowi pomoc państwa w rozumieniu TFUE¹³³. Przedmiotowy program pomocowy został przez polskie władze notyfikowany KE i, po dokonaniu w nich pewnych zmian (np. w zakresie instalacji kwalifikujących się do przydziału uprawnień), z początkiem 2014 r. został ostatecznie zatwierdzony decyzją Komisji, jako pomoc zgodna z rynkiem wewnętrznym UE¹³⁴. Mechanizm ten dobiega obecnie końca – jest już przesądzone, że 2019 r. jest ostatnim rokiem, w odniesieniu do którego Polska będzie wydawać elektrowniom bezpłatne uprawnienia EUA.

W tym miejscu należy wskazać, że decyzja KE zatwierdzająca pomoc państwa, o której mowa w art. 10c dyrektywy ETS nie została wydana bezwzględnie. Komisja nie zgłosiła wobec tej pomocy sprzeciwu, w szczególności, w związku z wyjaśnieniami polskich władz, dotyczącymi:

- spadku poziomu mocy zainstalowanej w elektrowniach węglowych do 2020 r. (z ówczesnych 31 375 MW do 28 854 MW)¹³⁵; oraz
- dekonsolidacji krajowego rynku wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności poprzez „dążenie do zapewnienia, żeby udział głównego wytwórcy energii elektrycznej w rynku, grupy PGE, nie wzrósł, a nawet nieznacznie się zmniejszył z 37,7 proc. (w 2011 r.) do 33,4 proc. (w 2020 r.)”¹³⁶.

Polskie władze nie realizują ww. elementów decyzji KE¹³⁷. Ostatnie dane pokazują, że na koniec 2019 r. wolumen mocy zainstalowanej w krajowych elektrowniach węglowych będzie nawet wyższy niż w chwili zatwierdzenia przez Komisję pomocy państwa z art. 10c dyrektywy ETS. Ponadto, na polskim rynku energii elektrycznej mamy do czynienia z postępującą konsolidacją oraz wzmacnianiem pozycji rynkowej głównych beneficjentów mechanizmu przydziału bezpłatnych uprawnień, a rynek ten funkcjonuje obecnie w warunkach faktycznego oligopolu, z dominującą pozycją grupy PGE. W szczególności, w wyniku nabycia aktywów francuskiego koncernu EDF – w 2011 r. był to trzeci największy wytwórca energii elektrycznej w Polsce – w 2018 r. udział PGE w krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej wzrósł rok do roku o 6 punktów procentowych (dalej: „p.p.”) i wyniósł 43 proc., a wynikający ze strategii PGE cel grupy na 2020 r. to „ponad 40 proc.”¹³⁸. Choć w tym zakresie nie ma ryzyka wzruszenia decyzji KE lub zwrotu udzielonej pomocy państwa, sytuacja ta będzie z pewnością negatywnie rzutować na przyszłe negocjacje polskich władz z Komisją w obszarze klimatu i energii.

Po 2020 r. zasady dystrybucji przysługujących Polsce w ramach EU ETS środków finansowych ulegną zmianie. Nie są jednak jeszcze znane szczegółowe postanowienia w tym zakresie. Jeżeli, zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami, powstanie krajowy fundusz celowy na modernizację sektora

”

2019 r. jest ostatnim rokiem, za który Polska będzie wydawać elektrowniom bezpłatne uprawnienia do emisji

133 Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, Bezpłatne uprawnienia do emisji gazów dla polskiej energetyki w świetle przepisów o pomocy państwa (w): Derogacje od transformacji, op. cit., s. 38 i nast.

134 Sygn. C(2013) 6648 final.

135 Ibidem, pkt 40.

136 Ibidem, pkt 37.

137 Zob. szerzej w: Reforma EU ETS: Jak nie zmarnować kolejnej szansy, op. cit., s. 17-19.

138 Zob. Polska Grupa Energetyczna, Sprawozdanie Zarządu z działalności PGE S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE w 2018 r., s. 13.

energetycznego, należy domniemywać, że przyznawane z niego wsparcie będzie stanowić pomoc państwa. Natomiast inny (w tym przypadku obligatoryjny) strumień dystrybucji środków, ustanowiony na mocy samej dyrektywy ETS, Fundusz modernizacyjny, raczej nie stanowi pomocy państwa w rozumieniu TFUE, z uwagi na charakter zaangażowania w proces decyzyjny instytucji ponadnarodowych, a w związku z tym – brak spełniania przesłanki przyznawania wsparcia przez państwo lub przy użyciu zasobów państwowych¹³⁹.

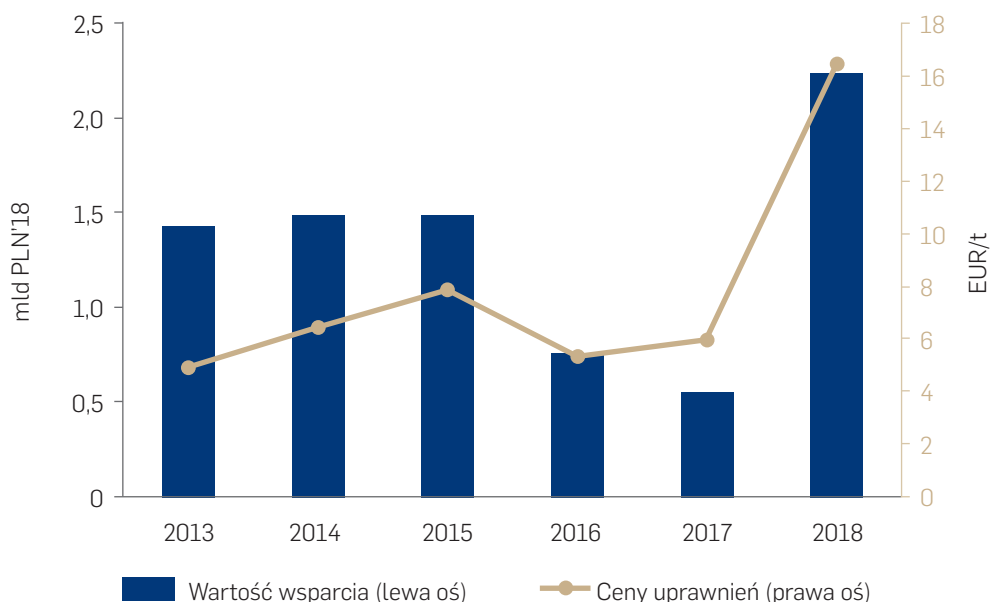
2.1.3 OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA

Wartość wsparcia w ramach mechanizmu przewidzianego w art. 10c była pochodną, z jednej strony, liczby przyznanych uprawnień, a z drugiej – ich ceny. W latach 2013-2015 stopniowy spadek liczby przyznanych uprawnień był równoważony przez wzrost ich ceny, co przekładało się na utrzymanie wartości wsparcia w granicach 1,4-1,5 mld PLN (w cenach z 2018 r.). Istotny spadek cen uprawnień w 2016 r. oraz dalsze ograniczenie puli przydzielanych uprawnień doprowadziło do spadku wartości wsparcia do ok. 760 mln PLN w 2016 r. i nieco ponad 550 mln PLN w 2017 r. Niemal trzykrotny wzrost średniej ceny uprawnień w 2018 r., który nastąpił po przyjęciu reformy EU ETS, był głównym czynnikiem, który zwiększył wartość wsparcia dla polskiej energetyki w 2018 r. Istotną rolę odegrał też wzrost puli przyznanych uprawnień względem 2017 r. (zob. rys. 2 w następnej sekcji). Ogółem, polska energetyka otrzymała w latach 2013-2018 niemal 8 mld PLN w ramach mechanizmu derogacyjnego.



Na polskim rynku energii mamy do czynienia z postępującą konsolidacją oraz wzmocnieniem pozycji głównych beneficjentów bezpłatnych uprawnień

Rysunek 1. Wartość wsparcia polskiej energetyki w ramach bezpłatnych uprawnień EUA w latach 2013-2018 w ujęciu realnym (mld PLN '18)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Europejskiej Agencji Środowiska (EEA), NBP, Eurostatu oraz KOBiZE.

139 Zob. szerzej w: Reforma EU ETS: Jak nie zmarnować kolejnej szansy, op. cit., s. 33-35.

2.1.4. OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

Od 2013 r. warunkiem przyznania bezpłatnych uprawnień podmiotom energetycznym jest wykazanie, że poniosły one nakłady finansowe na realizację zadań inwestycyjnych zgłoszonych w KPI. Co za tym idzie, efektywność wsparcia sektora energetycznego w ramach EU ETS można ocenić porównując zaplanowane w KPI inwestycje z ich rzeczywistą realizacją (podmioty realizujące zadania inwestycyjne są zobowiązane do składania corocznych sprawozdań z ich realizacji). Inwestycje są prowadzone w pięciu obszarach: doposażenie infrastruktury, modernizacja infrastruktury, czyste technologie, dywersyfikacja struktury energetycznej oraz dywersyfikacja źródeł dostaw.

”
Inwestycje
zawarte
w KPI są mało
efektywne

Tabela 1. Założone w Krajowym Planie Inwestycyjnym zadania inwestycyjne względem ich realizacji (liczba zadań)

Typ inwestycji	Założenia Krajowego Planu Inwestycyjnego	Realizacja inwestycji między 2014 a 2017 r.	Odsetek zrealizowanych inwestycji (%)
Modernizacja infrastruktury (np. modernizacja bloków energetycznych)	214	111	51,9%
Doposażenie infrastruktury (np. budowa nowych instalacji energetycznych węglowych, czy gazowych)	42	13	31,0%
Doposażenie infrastruktury / dywersyfikacja struktury energetycznej	46	12	26,1%
Dywersyfikacja struktury energetycznej (np. modernizacja kotłów na biomasę, budowa instalacji na podawanie biomasy)	35	3	8,6%
Czyste technologie (budowa inteligentnych sieci)	1	1	100,0%
Dywersyfikacja źródeł dostaw (np. budowa, czy rozbudowa tłoczni)	7	1	14,3%
Doposażenie / modernizacja infrastruktury	2	0	0,0%
ŁĄCZNIE	347	141	40,6%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KOBiZE.

Jak pokazują raporty z realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w KPI, skala realizowanych działań inwestycyjnych jest niewielka w porównaniu do pierwotnych założeń. Między 2014 a 2017 rokiem podmioty energetyczne przedstawiły sprawozdania z około 40% założonych w KPI inwestycji. W każdym kolejnym roku liczba realizowanych inwestycji malała – w ostatnim raporcie podmioty wykazały, że realizowały już jedynie 69 zadań (tj. 20% pierwotnego planu). Jest to bezpośredni wynik niskich cen uprawnień EUA (niższa wartość wsparcia przekłada się na mniejszą zdolność inwestycyjną podmiotów energetycznych).

Z punktu widzenia dostosowania polskiej energetyki do ram europejskiej polityki energetyczno-klimatycznej, inwestycje zawarte w KPI są mało efektywne. Zdecydowana większość projektów dotyczyła modernizacji, czy dpo-

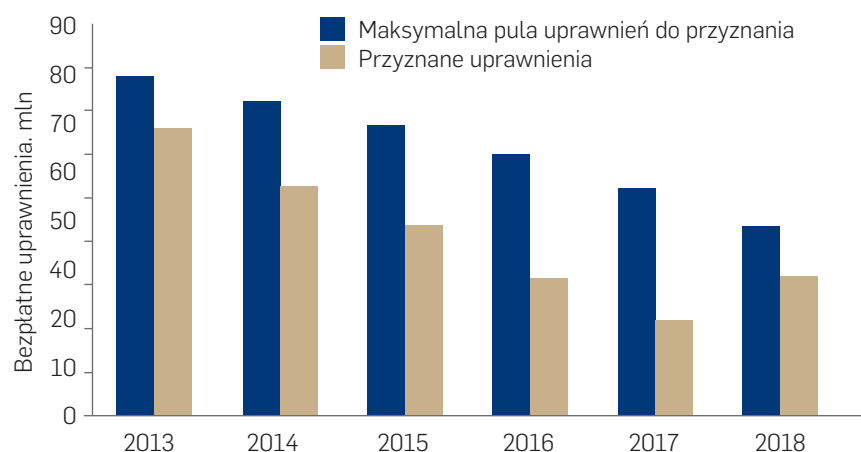
sażenia istniejących bloków węglowych, a tylko jedno zadanie inwestycyjne dotyczyło czystych technologii. Zwiększenie efektywności bloków węglowych nie zapewni Polsce osiągnięcia długoterminowych celów klimatycznych, a elektrownie węglowe tak czy inaczej będą musiały ponosić koszty emisji CO₂.

Niekorzystne otoczenie rynkowe oraz długoterminowe ryzyko dla inwestycji w emisyjne moce wytwórcze zapisane w KPI przełożyły się na rezygnację przez część podmiotów z planowanych projektów. Z tego powodu faktyczna alokacja bezpłatnych uprawnień była znacznie niższa niż maksymalny pułap przewidziany przez unijne regulacje, co dodatkowo potwierdza niską efektywność tego rozwiązania jako narzędzia modernizacji polskiej energetyki.

”

Poprawa efektywności bloków węglowych nie zapewni Polsce osiągnięcia celów klimatycznych

Rysunek 2. Maksymalna pula bezpłatnych uprawnień do przyznania w Polsce zgodnie z art. 10c oraz faktycznie przyznane uprawnienia w latach 2013-2018



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Komisji Europejskiej.

2.2. KONTRAKTY DŁUGOTERMINOWE I KOSZTY OSIEROCONE

2.2.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

W latach 90. XX wieku w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, w tym w Polsce, istniały duże potrzeby inwestycyjne w zakresie modernizacji sektora elektroenergetycznego, przy jednoczesnym braku wystarczającego kapitału na realizację koniecznych inwestycji po stronie przedsiębiorstw energetycznych¹⁴⁰. Sytuacja ta doprowadziła do zawierania z operatorami elektrowni i elektrociepłowni umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (tzw. kontraktów długoterminowych, KDT), po ustalonej cenie (w praktyce wyższej niż średnie ceny rynkowe)¹⁴¹. W Polsce KDT były zawie-

¹⁴⁰ Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych op. cit., s. 154 i nast.

¹⁴¹ Zob. <https://www.zrsa.pl/kdt/historia/> (dostęp 29.11.2019).

rane z państwowym operatorem systemu przesyłowego – Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi (dalej: „PSE”).

KDT miały umożliwić wytwórcom pozyskanie niezbędnych środków na inwestycje. Wynikające z KDT przyszłe wierzytelności przedsiębiorstw energetycznych wobec PSE posłużyły do zabezpieczenia spłaty zadłużenia zaciągniętego na realizację przedsięwzięć inwestycyjnych. KDT były zawierane w latach 1994–1998 z większością ówczesnych krajowych przedsiębiorstw energetycznych, na okres dochodzący do 21 lat. W zależności od przedsiębiorstwa, KDT miały wygasać od 2005 do 2027 r.¹⁴² Skala KDT była ogromna: pod koniec lat 90. kontrakty te stanowiły około 75 proc. krajowego rynku energetycznego, a jeszcze w 2005 r. – około 45 proc.¹⁴³

Przystępując w 2005 r. do UE, Polska musiała dostosować się do unijnych regulacji w zakresie konkurencji i energetyki. Ponieważ KDT budziły poważne wątpliwości co do zgodności ze zliberalizowanym rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej, polskie władze przygotowały i notyfikowały KE projekt ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (dalej: „ustawa o KDT”)¹⁴⁴, zawierający propozycję mechanizmu o charakterze kompensacyjnym, mającego obejmować przedsiębiorstwa, które wcześniej w dobrej wierze zawarły z PSE KDT.

Rozwiązanie KDT wiązało się z powstaniem tzw. kosztów osieroconych, tj. kosztów, które przedsiębiorstwa poniosły przed zmianą prawa, a których ze względu na skutki tej zmiany nie mogą odzyskać. Ostatecznie KDT uległy rozwiązaniu 1 kwietnia 2008 r., a przyjęta w 2007 r. ustawa o KDT przewiduje szczególną opłatę – opłatę przejściową, będącą jedną z pozycji na rachunku za energię elektryczną każdego odbiorcy końcowego w Polsce. Wpływy z tej opłaty są w przeważającej mierze przeznaczane na pokrycie wytwórcom powstałych kosztów osieroconych¹⁴⁵. Ustawa zawiera też szczególne postanowienia w zakresie tzw. kosztów gazu, czyli kosztów powstałych w wyniku rozwiązania długoterminowych umów na dostawę gazu ziemnego z przedsiębiorstwami wytwarzającymi energię z wykorzystaniem tego paliwa¹⁴⁶.

System rekompensat z ustawy o KDT objął ostatecznie dwunastu wytwórców¹⁴⁷ (część KDT wygasła już wcześniej). Obsługą finansową systemu zajmuje się specjalnie powołana do tego na mocy ustawy o KDT państwowa spółka – Zarządca Rozliczeń. Od początku 2019 r. opłata przejściowa ma już niewielkie znaczenie – jej stawki dla wszystkich odbiorców zostały obniżone o około 95 proc. (rok do roku)¹⁴⁸. Było to jednak możliwe dzięki wcześniejszemu, znacznemu (w przypadku typowych gospodarstw domowych – ponad dwukrotnie) podwyższeniu stawek opłaty na lata 2017-2018, dokonaniem nowelizacją ustawy o KDT z połowy 2016 r.¹⁴⁹

Przedmiotowa nowelizacja dodała też do ustawy wątpliwy mechanizm umożliwiający Zarządcy Rozliczeń lokowanie środków z opłaty przejściowej w certyfikatach inwestycyjnych państwowych funduszy inwestycyjnych, któ-

”

Skala KDT była ogromna: pod koniec lat 90. kontrakty te stanowiły około 75 proc. krajowego rynku energetycznego

142 Zob. M. Stoczkiewicz, Rzyzka prawne związane z rynkiem mocy w Polsce, ClientEarth 2017, s. 13.

143 Zob. M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych, op. cit., s. 155.

144 Dz.U. z 2018 r., poz. 1571, z późn. zm.

145 Zob. art. 2 pkt 8 ustawy o KDT.

146 Zob. art. 44 i nast. ustawy o KDT.

147 Zob. zał. 1 do ustawy o KDT.

148 Zob. <https://www.gov.pl/web/energia/ceny-energii-elektrycznej-w-2019-r-nie-wzrosna-ustawa-przyjeta-przez-parlament-rp> (dostęp 29.11.2019).

149 Dz.U. z 2016 r., poz. 925.

re to certyfikaty mogą następnie zostać wymienione na akcje przedsiębiorstw energetycznych (już niekoniecznie państwowych). W kolejnym kroku akcje te mogą zostać nieodpłatnie przekazane na rzecz Skarbu Państwa¹⁵⁰.

Zarządca Rozliczeń lokował już środki w ww. certyfikatach inwestycyjnych. Ani spółka, ani polskie władze nie upubliczniają jednak informacji, który konkretnie państwowy fundusz / fundusze zostały w ten sposób dokapitalizowane, zastaniając się tajemnicą handlową oraz tajemnicą przedsiębiorstwa¹⁵¹. Brak transparentności w tym zakresie jest bardzo wątpliwy, mając na uwadze, że obydwie strony takiej transakcji są podmiotami państwowymi, a środki z optyty przejściowej stanowią zasoby publiczne, pochodzące od odbiorców energii.

”

Komisja uznała KDT za pomoc przyznaną bezprawnie oraz niezgodną z rynkiem wewnętrznym

2.2.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Zarówno KDT, jak i mechanizm rekompensat za ich rozwiązanie były przedmiotem formalnego badania przez KE. Ostatecznie, w decyzji z września 2007 r.¹⁵², Komisja uznała KDT za pomoc przyznaną bezprawnie oraz niezgodną z rynkiem wewnętrznym¹⁵³. W konsekwencji, KE nakazała rozwiązanie wszystkich pozostałych KDT, najpóźniej z dniem 1 kwietnia 2008 r.¹⁵⁴ Komisja nie orzekła jednak zwrotu wsparcia przyznanego na mocy KDT. Natomiast przyjęty w zamian system rekompensat został zatwierdzony przez KE jako pomoc państwa zgodna z rynkiem wewnętrznym¹⁵⁵.

W kontekście pomocy państwa, znowelizowana ustawa o KDT budzi wątpliwości w odniesieniu do ww. mechanizmu obejmującego możliwość:

- lokowania przez Zarządcę Rozliczeń środków finansowych w certyfikatach inwestycyjnych państwowych funduszy; oraz
- wymiany tych certyfikatów na akcje przedsiębiorstw energetycznych.

W praktyce, docelowo, chodzi tutaj o nic innego, jak o dokapitalizowanie przedsiębiorstw energetycznych. Zgodnie z ostatnimi informacjami, Zarządca Rozliczeń nie wymienił jednak jeszcze żadnych certyfikatów inwestycyjnych na akcje takich przedsiębiorstw¹⁵⁶. Teoretycznie konstrukcja tego mechanizmu może wypełniać przesłanki pomocy państwa z art. 107 ust. 1 TFUE, ponieważ:

- środki mają być przyznawane przedsiębiorstwom energetycznym;
- środki te pochodzą i mogą być przyznawane wyłącznie przez podmioty państwowe, a przedmiotowy mechanizm ich redystrybucji został wprowadzony w drodze ustawy;
- mechanizm przyznaje selektywną korzyść, gdyż jego docelowymi beneficjentami mogą być wyłącznie przedsiębiorstwa energetyczne; i
- w związku z powyższym – mechanizm ten może grozić zakłóceniem konkurencji i wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE.

150 Zob. art. 54 ust. 3-5 ustawy o KDT.

151 Zob. <http://orka2.sejm.gov.pl/INT8.nsf/klucz/ATTB75JTP/%24FILE/i26917-o1.pdf> (dostęp 29.11.2019).

152 Sygn. K (2007) 4319 wersja ostateczna.

153 Zob. art. 1 ust. 2 tej decyzji.

154 Zob. art. 2 ust. 2 tej decyzji.

155 Zob. art. 4 ust. 2 tej decyzji. Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, Koszty osierocone w energetyce a pomoc państwa (w:) Przegląd Prawa Publicznego, nr 6/2008, s. 27.

156 Informacja udzielona ClientEarth przez Zarządcę Rozliczeń 19 listopada 2019 r.

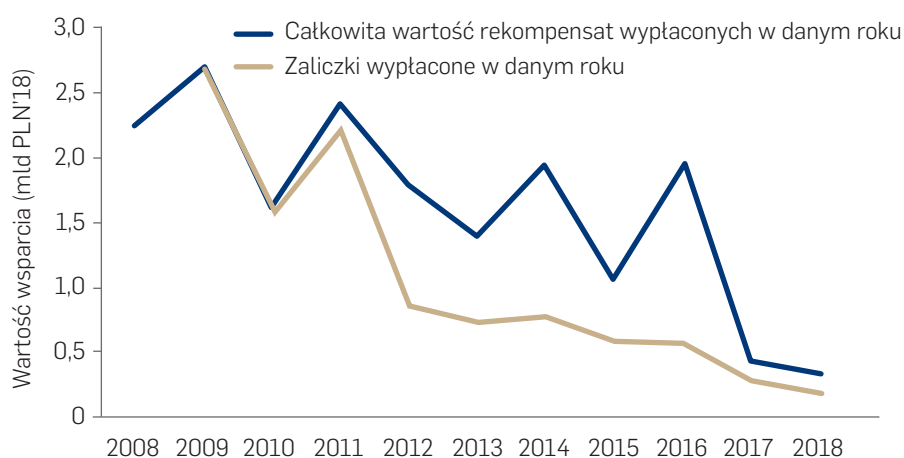
Analizowana zmiana ustawy o KDT powinna zatem być zostać notyfikowana KE, w celu uzyskania pewności prawnej co do statusu i legalności wprowadzenia takiego mechanizmu redystrybucji środków będących w dyspozycji państwowego Zarządcy Rozliczeń.

Samo, zaistniałe już w praktyce, lokowanie środków w funduszach inwestycyjnych pozostaje poza zakresem niniejszego opracowania, ponieważ – przynajmniej bezpośrednio – beneficjentami mechanizmu nie mogą być przedsiębiorstwa energetyczne (ustawowe kryteria w tym zakresie wydają się natomiast spełniać chociażby fundusze inwestycyjne funkcjonujące w ramach grupy PFR – szerzej na ten temat zob. pkt 2.9, poniżej). Lista konkretnych beneficjentów tych środków nie jest publicznie dostępna.

2.2.3. OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA

Zgodnie z raportami Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (dalej: „UOKiK”) rekompensata za rozwiązanie długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej stanowiła w latach 2008-2016 wydatek rządu 1,0-2,5 mld zł rocznie. Jej wysokość jest corocznie ustalana przez Prezesa URE, przy czym od 2012 r. ostateczna wartość wsparcia jest regularnie znacznie wyższa od zaliczek wypłacanych spółkom przez Zarządcę Rozliczeń. Każdego roku do końca lipca Prezes URE przedstawia informację dotyczącą korekt wysokości rekompensat, jednak ostateczne rozliczenie wsparcia następuje dopiero 31 sierpnia kolejnego roku. Sprawia to, że informacje o ostatecznej wartości rekompensat są publikowane przez UOKiK z około dwuletnim opóźnieniem, gdyż urząd w danym roku podaje jedynie wartość zaliczek wypłaconych przez Zarządcę Rozliczeń, korygując jednocześnie wartości z roku poprzedniego. Z tego powodu ostateczna wysokość wsparcia udzielonego energetyce w 2017 roku będzie znana dopiero pod koniec 2019 r.

Rysunek 3. Wartość wsparcia polskiej energetyki w ramach wypłat rekompensat za rozwiązanie kontraktów długoterminowych w latach 2008-2018 w ujęciu realnym



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych UOKiK dla lat 2008-2016 oraz URE dla lat 2017-2018

Tym niemniej, na podstawie dostępnych informacji dot. maksymalnego poziomu wsparcia oraz historycznych wypłat można stwierdzić, że zdecydowana większość środków w ramach programu rekompensat została już przekazana spółkom energetycznym. Przykładowo, wg Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2017 r., do grudnia 2016 r. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.¹⁵⁷ (oraz jej poprzednikom prawnym) wypłacono łącznie środki odpowiadające 98% maksymalnej kwoty rekompensat. Z tego powodu w latach 2017-2025 rekompensaty będą odgrywały znacznie bardziej ograniczoną rolę niż w latach 2008-2016.

2.2.4. OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

Efektywność obecnego mechanizmu rekompensat należy oceniać całościowo, uwzględniając kontekst, w jakim został on wprowadzony. Same KDT pojawiły się w latach 90. XX w., przed liberalizacją rynku energii, i służyły zapewnieniu finansowania inwestycji w modernizację infrastruktury energetycznej (elektrowni), w szczególności w zakresie redukcji emisji zanieczyszczeń. Cel ten został osiągnięty, jednak sama konstrukcja kontraktów miała szereg wad z punktu widzenia efektywności ekonomicznej: bardzo długi okres funkcjonowania, brak redukcji intensywności wsparcia oraz powiązanie nie tylko z parametrami zewnętrznymi, ale też kosztami wewnętrznymi przedsiębiorstwa. Do tego doszło ograniczanie możliwości rozwoju tańszych alternatywnych źródeł w miksie energetycznym ze względu na gwarancję odbioru energii, nietransparentne kształtowanie cen na rynku oraz brak dostatecznych bodźców do poprawy efektywności.

To wszystko spowodowało, że likwidacja KDT była konieczna, gdyż ich konstrukcja była niekompatybilna z założeniami liberalizacji rynku energii. Rozwiązanie KDT miało więc skutek proefektywnościowy, otwierając energetykę na zmiany poprzez zmuszenie wszystkich producentów energii do uwzględniania otoczenia rynkowego, wprowadzenie bodźców do ciągłej poprawy efektywności i brak gwarancji zachowania *status quo* w systemie energetycznym. Trzeba przy tym zaznaczyć, że negatywne cechy KDT były rozwiązaniami o naturze systemowej, obejmującymi większość produkcji energii w Polsce – w przeciwieństwie np. do systemów wsparcia OZE, które skierowane są do nowych technologii o ograniczonym udziale rynkowym i które, co do zasady, mają służyć przyspieszeniu ich rozwoju na początkowym etapie ekspansji rynkowej.

Należy jednak podkreślić, że w czasie wprowadzania KDT nie było możliwości wdrożenia alternatywnego rozwiązania bez gruntownej reformy całego systemu zarządzania energetyką w kierunku rynkowym, a więc np. rezygnacji ze wsparcia i zgody na to, aby wzrost cen spowodowany wypadnięciem części mocy z systemu umożliwił spłacenie nowych inwestycji w sektorze energetycznym. W tym kontekście kontrakty długoterminowe pozwalając na sfinansowanie inwestycji modernizacyjnych osiągnęły zamierzony efekt, w tym także ekologiczny, przy jednoczesnym występowaniu wielu nieefektywności będących konsekwencją ówczesnego podejścia do regulacji sektora energetycznego. Z tego punktu widzenia przyznanie rekompensat za rozwią-

”

Konstrukcja kontraktów miała szereg wad z punktu widzenia efektywności ekonomicznej

157 Dalej: PGE GiEK.

zanie KDT można oceniać jako kompromis, który pozwolił na przeprowadzenie niezbędnej reformy rynkowej przy utrzymaniu zaufania przedsiębiorców do otoczenia regulacyjnego w energetyce, w myśl zasady *pacta sunt servanda*.

Kluczowa wątpliwość dotyczy natomiast mechanizmu, który pojawił się w 2016 r., czyli dokapitalizowywania spółek z nadwyżek przychodów Zarządcy Rozliczeń, wynikających z podwyżki opłaty zastępczej. Mechanizm ten działa de facto jak podatek przeznaczony na wykup aktywów energetycznych przez sektor publiczny. Jego funkcjonowanie budzi szereg wątpliwości, do których zaliczyć należy przede wszystkim regresywny charakter tego mechanizmu, oderwanie ceny energii od faktycznych kosztów jej produkcji (dla porównania, same rekompensaty można powiązać ze spłacaniem inwestycji kapitałowych z ubiegłych lat), a także zasadność finansowania przez odbiorców energii dalszej konsolidacji sektora elektroenergetycznego wokół spółek Skarbu Państwa.

”

Kluczowa wątpliwość dotyczy możliwości dokapitalizowywania spółek energetycznych z nadwyżek przychodów Zarządcy Rozliczeń

2.3. ISTNIEJĄCE MECHANIZMY MOCOWE: ORM I IRZ

2.3.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

W Polsce funkcjonuje obecnie kilka mechanizmów mocowych. Takie mechanizmy mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez zagwarantowanie odpowiedniego wolumenu sterowalnych rezerw mocy, na wypadek zagrożenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁵⁸. Wprowadzanie mechanizmów mocowych stało się coraz bardziej powszechne wraz ze wzrostem mocy instalowanej w pogodozależnych źródłach OZE. Instytucje UE podkreślają, że publiczne wsparcie dla dostawców mocy stanowi pomoc państwa, która stwarza ryzyko zakłócenia konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej¹⁵⁹. Możliwość przyjmowania przez państwa członkowskie mechanizmów mocowych jest od 2014 r. regulowana Wytycznymi EEAG – w wytycznych poświęcono im osobny rozdział 3.9.

Najistotniejszymi z funkcjonujących (tj. takich, gdzie mamy już do czynienia z fizyczną dostawą mocy do systemu energetycznego) mechanizmów mocowych są operacyjna rezerwa mocy (dalej: „ORM”) oraz interwencyjna rezerwa zimna (dalej: „IRZ”), które są dedykowane przede wszystkim konwencjonalnym blokom energetycznym (w ORM mogą także uczestniczyć elektrownie szczytowo-pompowe¹⁶⁰). Ponadto, w Polsce od 2017 r. działa, dedykowany odbiorcom energii, system przetargów na świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną (z ang. *demand side response*, DSR) na polecenie operatora systemu przesyłowego – PSE¹⁶¹. Formę mechanizmu mocowego stanowi także realizowana na rzecz PSE usługa – praca interwencyjna, którą świadczą przede wszystkim elektrownie szczytowo-pompowe¹⁶². Zgodnie z decyzją KE zatwierdzającą polski rynek mocy (o tym mechanizmie szerzej w pkt 2.4, poniżej), wszystkie ww. mechanizmy muszą zostać uchylone

158 Szerzej na temat tego typu mechanizmów zob. w: L. Hancher, A. De Hauteclocque, M. Sadowska, *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market. Law, Policy and Economics*, Oxford 2015.

159 Zob. raport KE dotyczący badania sektorowego w zakresie mechanizmów mocowych: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf (dostęp 29.11.2019), s. 2.

160 Tj. wodne magazyny energii.

161 Więcej informacji o programach DSR na stronie PSE: <https://www.pse.pl/uslugi-dsr-informacje-ogolne> (dostęp 29.11.2019).

162 Usługę tę mogą świadczyć również bloki gazowe. Zob. pkt 2.1.11.3 IRIESP.

najpóźniej z końcem 2020 r.¹⁶³ i od 2021 r. zostaną łącznie zastąpione właśnie rynkiem mocy.

Zarówno mechanizm ORM, jak i IRZ (podobnie jak pozostałe ww. programy) nie zostały przyjęte bezpośrednio w drodze ustawy, ale na mocy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej: „IRiESP”)¹⁶⁴, będącej dokumentem technicznym przyjmowanym przez PSE i zatwierdzanym przez Prezesa URE¹⁶⁵. Zakres przedmiotowy IRiESP wyznacza jednak art. 9g ustawy – Prawo energetyczne (dalej: „Prawo energetyczne”)¹⁶⁶. W trakcie swojego obowiązywania w mechanizmach tych zaszyły pewne zmiany prawne: niniejsze opracowanie odnosi się do ich ostatnich wersji.

ORM jest formą tzw. ukierunkowanych opłat za zdolność wytwórczą (z ang. *targeted capacity payments*), które obejmują ograniczony fragment rynku energetycznego. Zgodnie z IRiESP, ORM stanowią aktywne jednostki wytwórcze, które w danym momencie pracują albo są w postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte na ogólnych zasadach rynku energetycznego (w tym na rynku bilansującym)¹⁶⁷. PSE, obligatoryjnie, dokonują zakupu tej rezerwy w dni robocze, dla godzin 7-22. ORM jest traktowana w IRiESP jako podstawowa regulacyjna usługa systemowa, mająca na celu pomoc w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego. Cena rozliczeniowa za świadczenie usługi ORM w danej godzinie jest wyznaczana dla wszystkich jednostek w taki sam sposób, na podstawie wzoru zawartego w IRiESP¹⁶⁸.

Także IRZ jest w IRiESP definiowana jako regulacyjna usługa systemowa, ale o nadzwyczajnym charakterze. W przeciwieństwie do ORM, IRZ jest mechanizmem o charakterze fakultatywnym: IRiESP pozostawia decyzję o kontraktowaniu albo nie tej dodatkowej rezerwy w gestii PSE¹⁶⁹. IRZ stanowi postać rezerwy strategicznej, obejmującej konwencjonalne bloki energetyczne, które nie spełniają wymogów emisyjnych z unijnej dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych¹⁷⁰ (z ang. *industrial emissions directive*, IED) i korzystają z ograniczonego odstępstwa w okresie eksploatacji, o którym mowa w art. 33 tej dyrektywy^{171,172}. Jednostki świadczące usługę IRZ funkcjonują poza rynkiem i są w wyłącznej dyspozycji PSE¹⁷³. W jej ramach PSE dysponują od 2016 r. 5 blokami o łącznej mocy 830 MW¹⁷⁴. Wszystkie te jednostki są przewidziane do trwałego wyłączenia wraz z końcem 2019 r.¹⁷⁵

IRZ może być wykorzystywana jedynie w sytuacji przewidywanych problemów ze zbilansowaniem systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z IRiESP, PSE mogą uwzględniać w swoich planach bloki objęte IRZ tylko wtedy, gdy bez tych jednostek nie jest możliwe zbilansowanie zapotrzebowania na energię i moc elektryczną¹⁷⁶. Szczegółowe warunki dysponowania przez PSE blo-



Publiczne wsparcie dla dostawców mocy stanowi pomoc państwa, która stwarza ryzyko zakłócenia konkurencji na rynku wewnętrznym UE

163 Zob. pkt 16 lit. g decyzji C(2018) 601 final.

164 Obowiązujący tekst IRiESP jest dostępny na stronie PSE: <https://www.pse.pl/dokumenty> (dostęp 29.11.2019).

165 Zob. szerzej w: R. Gawin, K. Smagiel, R. Trypens, Komentarz do art. 9g (w): Z. Muras, M. Swora (red.), Prawo energetyczne, Tom II, Komentarz do art. 12-72, Warszawa 2016, s. 693 i nast.

166 Dz.U. z 2019 r., poz. 755, z późn. zm.

167 Zob. pkt 2.1.10.1 IRiESP.

168 Zob. pkt 5.3.2.1.3 (1) IRiESP.

169 Zob. pkt 2.1.11.1 IRiESP.

170 Dz.U. UE L 334 z 2010 r., s. 17.

171 Derogacja ta pozwala, co do zasady, na pracę przez co najwyżej 17 500 godzin, w okresie od 1 stycznia 2016 do, najpóźniej, 31 grudnia 2023 r.

172 Zob. 2.1.11.3 IRiESP.

173 Zob. pkt 2.1.11.5 (1) IRiESP.

174 Dwoma w Elektrowni Dolna Odra, dwoma w Elektrowni Siersza oraz jednym w Elektrowni Stalowa Wola.

175 Zob. <https://www.pse.pl/dokumenty?safeargs=666f6c64657249643d3333393139> (dostęp 29.11.2019).

176 Zob. pkt 4.1.4.6 IRiESP.

kami świadczącymi usługę IRZ określa umowa pomiędzy PSE a operatorem bloku¹⁷⁷. W ramach IRZ wsparcie jest udzielane w formule pay-as-bid, tj. każda uczestnicząca w mechanizmie jednostka otrzymuje indywidualne wynagrodzenie za świadczenie przedmiotowej usługi, w wysokości przedstawionej w zgłoszonej PSE ofercie¹⁷⁸. Podobnie jak w przypadku wdrażanego obecnie rynku mocy, w ramach IRZ PSE dokonują w istocie zakupu dwóch usług, tj. gotowości do świadczenia interwencyjnej generacji mocy oraz fizyczne dostarczanie mocy do systemu na polecenie operatora¹⁷⁹.

Kontraktowanie jednostek świadczących wszystkie regulacyjne usługi systemowe (w tym ORM i IRZ) następuje zgodnie z przepisami o zamówieniach publicznych¹⁸⁰. W przypadku IRZ PSE mają prawo zawierać umowy wieloletnie (z czego w praktyce skorzystano)¹⁸¹. PSE dokonują płatności za usługi systemowe na podstawie faktur przedstawianych przez operatorów świadczących je jednostek¹⁸². Koszty zakupu przez PSE wszystkich usług systemowych są pokrywane z opłaty przesyłowej (według stawki jakościowej)¹⁸³, która stanowi składową rachunku za energię elektryczną każdego odbiorcy końcowego w Polsce (w części dotyczącej dystrybucji energii). Na takich samych zasadach są pokrywane koszty utrzymania wymaganych rezerw mocy w KSE¹⁸⁴. Energia elektryczna związana ze świadczeniem wszystkich regulacyjnych usług systemowych jest rozliczana na rynku bilansującym¹⁸⁵.

2.3.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Na gruncie IRiESP, zarówno ORM, jak i IRZ są zaliczane do regulacyjnych usług systemowych i jak do tej pory nie były formalnie badane pod kątem wypełnienia przesłanek pomocy państwa z art. 107 ust. 1 TFUE. Nie ulega wątpliwości, że obydwie te usługi stanowią mechanizmy mocowe: tak ORM, jak i IRZ zostały w ten sposób sklasyfikowane przez KE w toku przeprowadzonego przez nią badania sektorowego dotyczącego funkcjonujących w UE mechanizmów zapewniających moce wytwórcze¹⁸⁶. Jak wskazano w pkt 2.3.1 powyżej, takie mechanizmy zawsze stwarzają ryzyko zakłócenia konkurencji na rynku energii elektrycznej i mogą wiązać się z przyznawaniem pomocy państwa. Jeżeli dany mechanizm mocowy wypełnia przesłanki z art. 107 ust. 1 TFUE, to, od 2014 r., wzorcem porównawczym w zakresie jego zgodności z unijnym prawem o pomocy państwa są Wytyczne EEAG (w szczególności ich sekcja 3.9). Należy wskazać, że zarówno ORM, jak i IRZ zaczęły funkcjonować już po wejściu w życie tych wytycznych (tj. odpowiednio w 2015 oraz 2016 r.).

Mechanizm IRZ konstrukcyjnie bardzo przypomina rezerwy strategiczne działające w innych państwach członkowskich UE, w szczególności niemiecką rezerwę mocy (ang. nazwa: *capacity reserve*)¹⁸⁷ oraz belgijską rezerwę strategiczną (ang. nazwa: *strategic reserve*). Obydwa te mechanizmy zostały uzna-

”

IRZ bardzo przypomina rezerwy strategiczne działające w innych państwach UE

177 Zob. pkt 2.1.11.7 IRiESP.

178 Zob. KE, Commission Staff Working Document, sygn. SWD(2016) 119 final, s. 95-96: https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_swd_en.pdf (dostęp 29.11.2019).

179 Zob. pkt 2.1.11.6 IRiESP.

180 Zob. pkt 2.2.2.3 IRiESP.

181 Ibidem.

182 Zob. pkt 5.4.3.1-5.4.3.2 IRiESP.

183 Zob. pkt 2.2.2.5 IRiESP.

184 Zob. pkt 4.1.4.4.4.5 IRiESP.

185 Zob. pkt 5.3.2.4.1 IRiESP.

186 Zob. SWD(2016) 119 final.

187 Szerzej na temat tego mechanizmu zob. w pkt 5.1, poniżej.

ne przez KE za pomoc państwa zgodną z rynkiem wewnętrznym¹⁸⁸. Co istotne, początkowo niemieckie władze argumentowały przed KE, że proponowana rezerwa mocy stanowi nie pomoc państwa, ale usługę w ogólnym interesie gospodarczym (UOIG)¹⁸⁹ – Komisja nie podzieliła jednak tej opinii¹⁹⁰.

Z punktu widzenia prawa o pomocy państwa, istotne różnice pomiędzy polską IRZ a ww. rezerwami z zachodniej Europy, to, w zasadzie, wyłącznie¹⁹¹:

- okoliczność wprowadzenia IRZ nie bezpośrednio w drodze powszechnie obowiązującej regulacji, takiej jak ustawa, ale dopiero na jej podstawie – tj. na mocy IRiESP (należy przy tym wskazać, że szczegółowe zasady funkcjonowania rezerwy belgijskiej również są uregulowane dopiero w dokumencie przyjmowanym przez miejscowego operatora systemu przesyłowego i zatwierdzanym przez krajowy organ regulacyjny)¹⁹²;
- brak zaangażowania polskich władz w proces wyznaczania szczegółowych parametrów funkcjonowania mechanizmu IRZ (np. w Belgii poziom kontraktowanego wolumenu mocy jest określamy przez ministra ds. energii)¹⁹³;
- kontraktowanie IRZ na podstawie przepisów o zamówieniach publicznych, a nie w drodze dedykowanego mechanizmu aukcyjnego; oraz
- fakultatywność IRZ – zakontraktowanie tej usługi nie jest obowiązkowe, ale zależy od decyzji PSE.

Pomimo tego, że koszty IRZ i ORM nie są pokrywane ze specjalnie wyodrębnionej do tego celu opłaty (jak w przypadku opłaty mocowej lub opłaty OZE), to są one przenoszone na wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej w Polsce, w dystrybucyjnej części rachunku za energię. Koszty funkcjonowania ww. mechanizmów mocowych w Niemczech i w Belgii również są jednak przenoszone za pośrednictwem ogólnej opłaty sieciowej¹⁹⁴. Brak istnienia dedykowanej opłaty funkcjonuje też chociażby w przypadku krajowych systemów wsparcia w postaci kolorowych certyfikatów (OZE, kogeneracyjnych), których koszty zakupu są uwzględniane przez sprzedawców energii w cenie sprzedawanej odbiorcom energii (w ramach widniejącej na rachunku pozycji „energia czynna”).

W ocenie PSE, IRZ, ze względu na swoją charakterystykę, nie ma wpływu na funkcjonowanie podstawowego rynku energii¹⁹⁵. Podobnie jest jednak w przypadku ww. rezerw niemieckiej oraz belgijskiej, które KE uznała za pomoc państwa. Wpływ na zakres pracy poszczególnych jednostek na podstawowym rynku energii elektrycznej może mieć natomiast ORM: PSE wprost uwzględniają w swoich planach ograniczenia wynikające z konieczności zapewnienia wymaganej wartości ORM na przewidzianych do pracy jednostkach wytwórczych¹⁹⁶. Innymi słowy, w przeciwieństwie do IRZ, ORM jest mechani-

188 Zob. odpowiednio decyzje KE sygn.: C(2018) 612 final oraz C(2018) 589 final.

189 Szerzej na temat UOIG zob. w pkt 2.10 poniżej, odnoszącym się do tzw. ustawy o cenach energii.

190 Zob. pkt 88 i 97 decyzji C(2018) 612 final.

191 Opracowano na podstawie ww. decyzji KE.

192 Zob. pkt 4 decyzji C(2018) 589 final.

193 Ibidem, pkt 37.

194 Zob. odpowiednio pkt 22 decyzji C(2018) 612 final oraz pkt 79 decyzji C(2018) 589 final.

195 Zob. <https://www.pse.pl/-/komunikat-osp-dot-wykorzystywania-przez-osp-zrodel-wytworczych-swiadczacych-uslug-interwencyjna-rezerwa-zimna-irz-?safeargs=696e686572697452656469726563743d74727565> (dostęp 29.11.2019).

196 Zob. pkt 4.1.4.4.1.2 (3) IRiESP.

zmem funkcjonującym w ramach szeroko rozumianego rynku energetycznego, a nie poza nim.

Porównując IRZ z Wytycznymi EEAG, wątpliwości musi budzić w szczególności fakt, że IRiESP bardzo mocno ogranicza możliwość udziału w tym mechanizmie mocowym – do uczestnictwa w IRZ kwalifikują się wyłącznie jednostki wytwórcze ciepłone (w praktyce węglowe), korzystające z ww. derogacji emisyjnej w ramach dyrektywy IED¹⁹⁷. Dla porównania, w niemieckiej rezerwie mocy mogą ostatecznie uczestniczyć także jednostki DSR.

Mechanizm IRZ może zostać uznany za pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE, ponieważ wynagrodzenie za realizację przedmiotowej usługi:

- jest, bez wątpienia, przyznawane przedsiębiorstwom energetycznym;
- jest przyznawane przez szeroko rozumiane państwo lub przy użyciu zasobów państwa, ponieważ:
 - mechanizm ten został przyjęty na podstawie upoważnienia ustawowego, przez PSE, które są podmiotem w stu procentach kontrolowanym przez państwo¹⁹⁸,
 - środki na pokrycie kosztów jego funkcjonowania pochodzą z opłaty przesyłowej, płaconej przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej, oraz
 - ww. środki pozostają pod kontrolą PSE;
- przyznaje selektywną korzyść, w szczególności z uwagi na bardzo ograniczony katalog potencjalnych beneficjentów, sprowadzający się do operatorów starych bloków węglowych, objętych derogacją emisyjną z dyrektywy IED;
- grozi zakłóceniem konkurencji, ponieważ IRZ nie stanowi naturalnego elementu rynku energii elektrycznej, a wynagrodzenie za realizację tej usługi otrzymuje jedynie część konkurentów obecnych na tym rynku; oraz
- wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE, ponieważ energia elektryczna jest przedmiotem obrotu na rynku wewnętrznym.

Podobne, podstawowe elementy konstrukcyjne cechują ORM, z zastrzeżeniem, że w tym mechanizmie może uczestniczyć znacznie szerszy katalog usługodawców.

Dla tezy, że IRZ lub ORM stanowią pomoc państwa można oczywiście znaleźć kontrargumenty. Podnosi się chociażby, że procedura przetargowa, zgodna z unijnymi zasadami zamówień publicznych i przez to odpowiednia do osiągnięcia rynkowej ceny, kreuje domniemanie braku korzyści ekonomicznej¹⁹⁹, a zatem wyklucza spełnienie przesłanki „selektywnej korzyści”, o której mowa w art. 107 ust. 1 TFUE. Z drugiej strony, produkty dostarczane w ramach usług IRZ i ORM zostały wykreowane przez kontrolowany przez państwo podmiot – PSE, i, jako takie, nie istniałyby na w pełni zliberalizowanym rynku energii elektrycznej.

”

Mechanizm IRZ może zostać uznany za pomoc państwa

197 Zob. pkt 2.1.11.3 (2.1) IRiESP.

198 Zob. art. 9k Prawa energetycznego.

199 Zob. M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych, op. cit., s. 197 oraz przywołane tam orzecznictwo.

Okoliczność spełniania przez IRZ lub ORM wszystkich konstytutywnych cech pomocy państwa nie oznacza też, że mechanizmy te zostałyby uznane przez KE za pomoc niezgodną z rynkiem wewnętrznym UE (mając zwłaszcza na uwadze, że Komisja pozytywnie zatwierdziła już bardzo zbliżone mechanizmy, po dokonaniu w nich stosunkowo niewielkich korekt).

Rozważane w tej sekcji wątpliwości obrazują, że wprowadzanie mechanizmów mocowych typu IRZ lub ORM powinno być każdorazowo poprzedzone notyfikacją ich założeń KE, w celu uzyskania pewności prawnej co do zgodności planowanych środków z prawem UE. Dotyczy to także mechanizmów mocowych dedykowanych jednostkom DSR: bardzo podobny konstrukcyjnie do polskich przetargów dotyczących tego segmentu rynku system wsparcia, który jest wdrażany w Niemczech, został niedawno uznany przez KE za pomoc państwa (zgodną z rynkiem wewnętrznym)²⁰⁰. Jest to ważne w szczególności z uwagi na samych beneficjentów takich regulacji, zwłaszcza że badaniu przez KE może podlegać także mechanizm, który przestał już obowiązywać. W czerwcu 2019 r. Komisja otworzyła procedurę pogłębionego badania w stosunku do litewskiej strategicznej rezerwy mocy, która funkcjonowała w latach 2013-2018 i nie została nigdy oficjalnie notyfikowana KE²⁰¹.

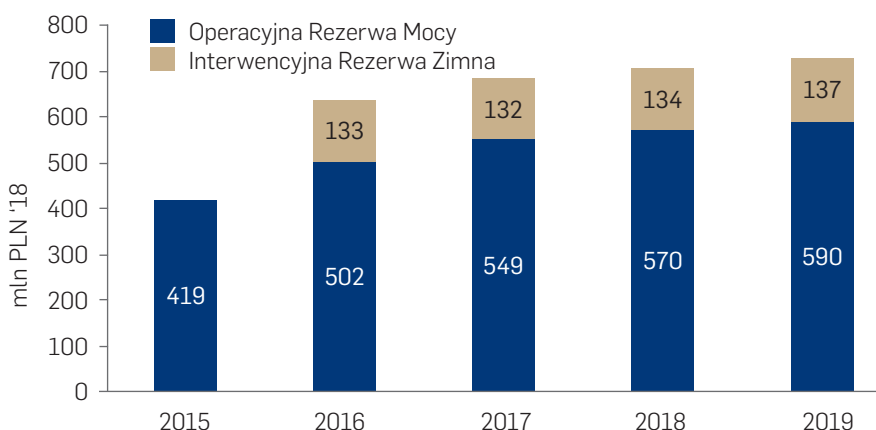
”

Badaniu przez KE może podlegać także mechanizm, który przestał już obowiązywać

2.3.3. OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA

Z racji tego, że mechanizmem ORM objętych jest więcej jednostek wytwórczych, wspiera on sektor energii elektrycznej w większym stopniu niż IRZ. W 2019 r. wsparcie to wyniesie niemal 600 mln zł, czyli prawie o 50 proc. więcej niż w pierwszym roku funkcjonowania tego mechanizmu (2015). Natomiast łącznie z racji funkcjonowania ORM w latach 2015-2019 udzielono wsparcia w wysokości ponad 2,6 mld zł. Jednocześnie w ramach IRZ do sektora energetycznego wpłynęło w latach 2016-2019 ok. 536 mln zł. W samym 2019 r. wartość wsparcia wyniesie prawie 140 mln zł, czyli niemal cztery razy mniej w porównaniu ze środkami wynikającymi z funkcjonowania ORM.

Rysunek 4. Wartość wsparcia polskiej energetyki w ramach ORM i IRZ w latach 2015-2019 w ujęciu realnym (mld PLN '18)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie parametrów modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy publikowanych przez PSE.

200 Zob. szerzej w pkt 5.1, poniżej.
201 Zob. decyzję KE sygn. C(2019)3949 final.

Zarówno w przypadku ORM, jak i IRZ, wartość wsparcia rokrocznie wzrasta. Łączna wartość dla obu mechanizmów wsparcia w 2019 r. wyniesie około 730 mln zł. Natomiast całkowite wsparcie dla sektora elektroenergetycznego w latach 2015-2019 z racji działania mechanizmów ORM oraz IRZ można oszacować na poziomie ponad 3,6 mld zł.

2.3.4. OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

Już w 2015 r., czyli w momencie wprowadzenia mechanizmu mocowego, ORM została wystawiona na próbę. W związku z sierpniową falą upałów polska sieć elektroenergetyczna i urządzenia wytwórcze pracowały w pogorszonych warunkach, co z kolei doprowadziło do ograniczeń dostaw energii do odbiorców przemysłowych (tzw. dwudziesty stopień zasilania). ORM nie rozwiązała problemu niedoboru mocy, ponieważ do rezerwy przesyłane są rezydualne części mocy bloków energetycznych. Trudne warunki pogodowe (wysoka temperatura) w pierwszej kolejności doprowadziły do stanu braku wolnych mocy, zatem producenci energii nie mogli wprowadzić nic do systemu ORM. Mechanizm ten nie nakładał na producentów gwarancji udostępnienia zakontraktowanych zasobów. Co za tym idzie, środki wydane na ORM nie zapewniły poprawy funkcjonowania polskiego systemu elektroenergetycznego.

Zasadniczym problemem zarówno mechanizmu ORM, jak i IRZ, jest to, że pogarszają one sytuację jednostek wytwórczych, które nie są objęte wsparciem. Ma to związek z ryzykiem osłabienia sygnałów cenowych, które służą strukturalnemu rozwiązywaniu problemu niedoboru mocy w systemie (wysokie ceny przy niedoborach). Rozwiązanie tego problemu jest możliwe przy odpowiednim dostosowaniu parametrów działania IRZ – uruchamianej jedynie w sytuacjach bardzo wysokich cen, odpowiadającym kosztom niedostarczenia energii elektrycznej (obecnie mechanizm ten działa w oderwaniu od poziomu cen na rynku). Do czynników ograniczających efektywność funkcjonowania obu mechanizmów w Polsce należy niewątpliwie zaliczyć brak uwzględnienia zarówno strony popytowej, jak i jednostek zagranicznych.

Pomiędzy ORM oraz IRZ zauważalne są również istotne różnice na korzyść tej drugiej, do których zaliczyć należy przede wszystkim: 1) ustalenie ceny w wyniku przetargu, a nie decyzji administracyjnej; oraz 2) brak bezpośredniego oddziaływania na rynek energii elektrycznej. Wymienione wyżej czynniki sprawiają, że instrumenty takie jak ORM (czyli targeted capacity payments) Komisja Europejska uznała za najmniej efektywne mechanizmy mocowe²⁰². Natomiast rezerwy strategiczne, takie jak IRZ, uznano za rozwiązanie pozwalające, co do zasady, na przejściowe rozwiązanie problemu bezpieczeństwa dostaw w czasie wdrażania reform mających na celu wyeliminowanie tzw. problemu missing money (strukturalny niedobór przychodów z jednotowarowego rynku energii uniemożliwiający utrzymanie mocy wytwórczych zapewniających stabilną pracę systemu elektroenergetycznego). Warto jednak zaznaczyć, że rezerwa strategiczna może stanowić trwały element rynku energii jako relatywnie efektywny mechanizm, który pozwala na podniesienie rezerw w systemie powyżej poziomu wskazywanego przez rynek energii. Może to być pożądane z powodów pozaekonomicznych – np. w związku z występowaniem wysokich, niefinansowych kosztów utraty zasil-

”

Całkowite wsparcie w latach 2015–2019 z mechanizmów ORM i IRZ można szacować na ponad 3,6 mld zł

202 Zob. SWD(2016) 119 final.

lania, czy też brakiem możliwości pokrycia kosztów utrzymania stabilności sieci przez odbiorców wrażliwych.

2.4. RYNEK MOCY

2.4.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

Rynek mocy jest formą mechanizmu mocowego. Polski rynek mocy, przyjęty w drodze dedykowanej ustawy z grudnia 2017 r.²⁰³, jest mechanizmem ogólnorynkowym oraz opartym na zadanym wolumenie mocy, zamawianym na scentralizowanych aukcjach, przeprowadzanych przez państwowego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE. Oficjalnym uzasadnieniem ustawy jest zapewnienie średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju²⁰⁴.

Zwycięzcy aukcji są zobowiązani do świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia. Dostawca mocy otrzymuje w zamian wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego. Poziom wynagrodzenia za kW oferowanej mocy jest dla każdego dostawcy taki sam i jest on wyznaczany przez najdroższą zwycięską jednostkę (z ang. *model pay-as-clear*). Obowiązek mocowy może stanowić przedmiot obrotu na rynku wtórnym. Nierealizacja obowiązku zagrożona jest karami mającymi charakter cywilnoprawny.

Uczestnictwa w rynku mocy nie można łączyć z korzystaniem z systemu wsparcia OZE, kogeneracji lub uczestnictwem w ewentualnym innym mechanizmie mocowym (w tym zagranicą). Ustawa o rynku mocy wymaga też, aby w przypadku nowego lub modernizowanego bloku energetycznego wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego było pomniejszane o wielkość pomocy państwa „o charakterze inwestycyjnym” przeznaczoną na jego budowę lub modernizację²⁰⁵ (przyznaną np. w formie bezpłatnych uprawnień EUA w ramach EU ETS)²⁰⁶.

Rynek mocy będzie finansowany ze specjalnej opłaty mocowej, która od października 2020 r. będzie stanowić nową pozycję na rachunku za energię elektryczną każdego odbiorcy końcowego w Polsce. Dostawy mocy w ramach nowego mechanizmu rozpoczną się 1 stycznia 2021 r. i najpóźniej z tą datą w kraju muszą przestać obowiązywać inne funkcjonujące obecnie mechanizmy mocowe²⁰⁷. Choć w polskim rynku mocy mogą uczestniczyć nie tylko elektrownie, ale także aktywni odbiorcy energii (jednostki DSR) oraz bezpośrednio jednostki zagraniczne, w praktyce mechanizm wspiera głównie istniejące bloki węglowe²⁰⁸, pomimo tego, że „na papierze” preferuje on niskoemisyjnych dostawców mocy²⁰⁹.

203 Dz.U. z 2018 r., poz. 9, z późn. zm.

204 Zob. art. 1 ust. 2 ustawy o rynku mocy.

205 Zob. art. 62 ust. 1 ustawy o rynku mocy.

206 Zob. przypis 36 na s. 37 decyzji KE C(2018) 601 final.

207 Zob. pkt 16 lit. g decyzji KE C(2018) 601 final.

208 Zob. szerzej w pkt 2.4.3, poniżej.

209 Co do kształtu polskiego rynku mocy zob. szerzej w: W. Kukuła, M. Stoczkiewicz, Poland Introduces a Market-wide Capacity Remuneration Mechanism, EStAL 1/2018, s. 133-135.

2.4.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Polski rynek mocy został opracowany w oparciu o model brytyjski, który był pierwszym mechanizmem mocowym zatwierdzonym przez KE na podstawie Wytycznych EEAG²¹⁰. Brytyjski rynek mocy został skutecznie zaskarżony do Sądu UE (z powodów formalnych, odnoszących się przede wszystkim do dyskryminacji jednostek DSR)²¹¹ w następstwie czego mechanizm został zawieszony przez brytyjskie władze (w obrocie brak było podstawy prawnej umożliwiającej dokonywanie płatności mocowych)²¹². W październiku 2019 r. został on jednak ponownie zatwierdzony przez KE²¹³. Choć polski rynek mocy w wielu miejscach modyfikuje swój brytyjski pierwowzór²¹⁴, to od początku nie ulegało większym wątpliwościom, że stanowi on pomoc państwa.

Polski mechanizm spełnia wszystkie przesłanki wywodzone z art. 107 ust 1 TFUE, ponieważ wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego:

- jest przyznawane dostawcom mocy, będącym przedsiębiorstwami energetycznymi;
- jest przyznawane przez państwo lub przy użyciu zasobów państwa, ponieważ środki pochodzą z nałożonej na odbiorców energii elektrycznej opłaty mocowej i środki te są kontrolowane przez państwowego Zarządcę Rozliczeń²¹⁵, a ponadto mechanizm redystrybucji środków jest regulowany w formie ustawy;
- przyznaje selektywną korzyść, np. z uwagi na próg możliwości ubiegania się o pomoc, wynoszący 2 MW;
- zakłóca konkurencję lub grozi zakłóceniem konkurencji, ponieważ rynek mocy stanowi wykreowaną przez państwo „nakładkę” na podstawowy rynek energii, a wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego otrzymuje jedynie część konkurentów na tym rynku; oraz
- wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE, ponieważ energia elektryczna jest przedmiotem obrotu na rynku wewnętrznym²¹⁶.

Polska notyfikowała KE rynek mocy jako mechanizm stanowiący pomoc państwa, a KE w decyzji z lutego 2018 r. uznała go za pomoc zgodną z rynkiem wewnętrznym²¹⁷. Polski rynek mocy także został zaskarżony do Sądu UE, przez to samo przedsiębiorstwo i w oparciu o podobne zarzuty, co w przypadku mechanizmu brytyjskiego²¹⁸. Skarga oczekuje obecnie na rozpatrzenie. Polskie władze kontynuują wdrażanie rynku mocy w kształcie zatwierdzonym obowiązującą decyzją KE²¹⁹. Jednak już od 2020 r. Polska będzie musiała zmodyfikować zakres tego mechanizmu, z uwagi na przepisy nowego unijnego rozporządzenia elektroenergetycznego, co do zasady uniemożliwiające przy-

”

W praktyce rynek mocy wspiera głównie istniejące bloki węglowe

210 Zob. decyzję KE sygn. C (2014) 5083 final (dostęp 29.11.2019).

211 Zob. wyrok Sądu ws. T-793/14.

212 Aktualny status mechanizmu jest dostępny na stronie: <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market> (dostęp 29.11.2019).

213 Decyzja KE sygn. C(2019) 7610 final.

214 Zob. szerzej w: W. Kukuła, Assessment of the Polish Act on the Capacity Market, ClientEarth 2018.

215 Zob. <https://www.zrsa.pl/> (dostęp 29.11.2019).

216 Zob. szerzej w: W. Kukuła, M. Stoczkiewicz, Projekt ustawy o rynku mocy a prawo Unii Europejskiej, ClientEarth 2016.

217 Sygn. C(2018) 601 final.

218 Sprawa T-167/19.

219 Najnowsze informacje w tym zakresie są dostępne na stronie: <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy> (dostęp 29.11.2019).

znawanie po 30 czerwca 2025 r. płatności mocowych jednostkom emitującym 550 lub więcej gramów CO₂ na kWh wytwarzanej energii elektrycznej²²⁰, co w praktyce wyklucza z rynku mocy elektrownie węglowe.

2.4.3. OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA

Pierwsze aukcje odbyły się w 2018 r. i dotyczyły lat 2021-2023. W latach 2019-2025 organizowane mają być co roku kolejne aukcje na okresy przypadające odpowiednio na lata 2024-2030. Jednostki, które wygrały aukcje podzielono na: istniejące jednostki rynku mocy, nowe jednostki rynku mocy (planowane), modernizowane jednostki rynku mocy oraz jednostki redukcji zapotrzebowania (DSR). Jednostki te mogą na aukcjach zakontraktować moc dyspozycyjną na rok, bądź na dłuższy okres.

Tabela 2. Łączny obowiązek mocowy jednostek, które wygrały aukcję główną na lata dostaw 2021-2023 w podziale na typ inwestycji (MW)

	2021	2022	2023
Istniejące jednostki	10274	10614	9903
Nowe jednostki	4022	4022	4875
Modernizowane jednostki	7516	7636	7636
Jednostki redukcji zapotrzebowania (DSR)	615	766	801
ŁĄCZNIE	22427	23039	23215

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Liczba jednostek, które wygrały aukcje rokrocznie maleje, ponieważ już podczas pierwszej aukcji (na rok 2021) aż 60 jednostek mocy zawarło umowy na więcej niż rok. W ramach rynku mocy w gotowości do dostarczania lub redukowania mocy pozostawać ma co roku około 160-180 jednostek wytwórczych, z czego największy udział przypada istniejącym jednostkom, a najmniejszy nowym.

Tabela 3. Obowiązek mocowy przypadający na jednostkę mocy, która zobowiązała się do utrzymywania obowiązku mocowego w latach 2021-2023 (MW/jednostkę)

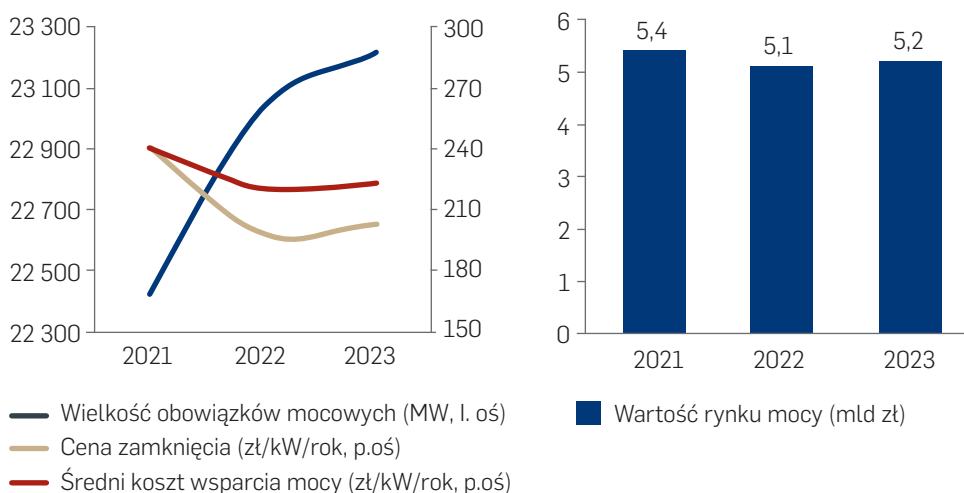
	2021	2022	2023
Istniejące jednostki	122	107	138
Nowe jednostki	366	366	406
Modernizowane jednostki	160	80	80
Jednostki redukcji zapotrzebowania (DSR)	34	35	33
ŁĄCZNIE	160	180	156

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

²²⁰ Zob. art. 22 ust. 4 rozporządzenia 2019/943. W ramach polskiego rynku mocy aukcje główne są przeprowadzane na pięć lat przed okresem dostawy, czyli aukcja na dostawę mocy w 2025 r. będzie odbywać się w 2020 r.

Łączna wielkość obowiązków mocowych w poszczególnych latach wyniosła ok. 22-23 tys. MW. Przy cenie za kW w granicach 200-240 zł, wynikająca z przeprowadzonych dotychczas aukcji głównych²²¹ całkowita wartość polskiego rynku mocy to ok. 5,4 mld zł w 2021 r., ok. 4,6 mld zł w 2022 r. i ok. 4,7 mld zł w 2023 r. Polski rynek mocy będzie znacznie droższy niż jego odpowiednik brytyjski, czy francuski, gdzie przy podobnym koszcie wolumen zakontraktowanych mocy jest dwu-, a nawet czterokrotnie wyższy²²².

Rysunek 5. Wielkość rynku mocy w latach 2021-2023 (tylko aukcje główne)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

2.4.4. OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

Dokonując oceny efektywności rynku mocy należy wyróżnić dwa elementy, które powinny się na nią składać: ocenę obejmującą zasady działania samego rynku mocy oraz ocenę jego dopasowania do potrzeb transformacji systemu energetycznego w Polsce.

W przypadku zasad działania rynku mocy, należy przede wszystkim podkreślić daleko idące zmiany, które pojawiły się na etapie konsultacji z Komisją Europejską i które zwiększyły konkurencyjność tego mechanizmu²²³. Należą do nich: rezygnacja z odrębnych tzw. koszyków aukcyjnych (brak możliwości sterowania wynikiem aukcji przez określanie preferowanego podziału koszyków oraz konkurencja między nowymi i istniejącymi jednostkami) oraz włączenie strony popytowej i jednostek zagranicznych. Istotnymi zmianami z punktu widzenia dynamicznej efektywności rynku mocy były również: wprowadzenie preferencji dla niskoemisyjnych źródeł, a także – wynikające z regulacji europejskich – wycofanie możliwości wsparcia emisyjnych bloków węglowych od połowy 2025 r.

”
Polski rynek mocy będzie znacznie droższy niż rynek brytyjski, czy francuski

221 W latach bezpośrednio poprzedzających okres dostawy PSE będą jeszcze przeprowadzały aukcje dodatkowe, na których będzie kontraktowany dodatkowy, brakujący do pokrycia prognozowanego szczytowego zapotrzebowania, wolumen mocy.

222 Zob. W. Kukuła, Assessment of the Polish Act, op. cit., s. 3.

223 Ibidem.

Z punktu widzenia efektywności ekonomicznej, wątpliwą cechą polskiego rynku mocy jest natomiast sklasyfikowanie jako „nowych” jednostek już oddanych do użytku (nowy blok B11 w Elektrowni Kozienice) lub będących na zaawansowanym etapie inwestycji (np. nowe bloki w Elektrowni Opole) w momencie organizowania aukcji. Biorąc pod uwagę, że 15-letni okres kontraktu dla nowych jednostek ma w założeniu stanowić zachętę dla inwestorów, przyznawanie tego rodzaju kontraktu projektom, co do których decyzja została już podjęta, nie znajduje uzasadnienia z punktu widzenia tworzenia efektu zachęty. W tym przypadku wskazane byłoby dostosowanie kontraktów do faktycznego, pozostałego kosztu realizacji inwestycji, wobec czego większość „nowych” bloków mogłaby liczyć na kontrakty roczne lub 5-letnie. Innymi słowy, system wsparcia nie powinien uwzględniać tzw. kosztów utopionych, wynikających z decyzji przedsiębiorstw energetycznych podjętych przed wprowadzeniem nowych rozwiązań do systemu.

Z punktu widzenia faktycznego wdrożenia mechanizmu rynku mocy i jego dopasowania do potrzeb transformacji energetycznej w Polsce, należy wskazać na dwa istotne problemy. Po pierwsze, relatywnie wysoki koszt funkcjonowania mechanizmu, wynikający z niewystarczającej podaży nowych, konkurencyjnych kosztowo projektów. W połączeniu z brakiem koszyków aukcyjnych (wynikającym z wymogów unijnych Wytycznych EEAG), przekłada się to na wysoki ogólny koszt funkcjonowania rynku mocy. W tym miejscu warto zaznaczyć, że nie musi to świadczyć o tym, że brak wykorzystania koszyków aukcyjnych jest nieefektywny: przejściowy, wyższy koszt tego rozwiązania może zostać zrównoważony przez poprawę efektywności wykorzystania środków w długim okresie, tj. przez uniknięcie przeinwestowania w nowe źródła przy przewymiarowaniu odpowiadających im koszyków.

Drugim problemem jest funkcjonowanie rynku mocy po 2025 r., przy wycofaniu wsparcia dla większości elektrowni węglowych pozostających w systemie²²⁴. Nie jest jasne, w jaki sposób rynek ten będzie działał w nowej sytuacji: czy wolumen kontraktowanych mocy zostanie ograniczony (przy niepewności dot. utrzymania odpowiednich rezerw w postaci elektrowni węglowych wobec braku mechanizmów zapewniających ich utrzymanie w systemie), czy też nastąpi szybkie wycofanie mocy węglowych z systemu i gwałtowne przesunięcie wsparcia w kierunku mniej emisyjnych źródeł, głównie elektrowni gazowych.

W pierwszym przypadku mechanizm mocowy przestanie gwarantować stabilność dostaw w dłuższym okresie, przy wysokich kosztach do roku 2025. W drugim przypadku istnieje ryzyko nadwsparcia nowych elektrowni gazowych poprzez zawarcie długoterminowych kontraktów dla nowych mocy w systemie. Alternatywnym rozwiązaniem byłoby wycofanie rynku mocy po 2025 roku, przy ewentualnym przywróceniu funkcjonowania mechanizmu rezerwy strategicznej. Wariant ten zapewnia maksymalną elastyczność procesu wymiany sterowalnych mocy wytwórczych w warunkach szybkich zmian technologicznych, a ewentualne wdrożenie rezerwy strategicznej pozwala na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii powyżej poziomów dostarczanych przez sygnały rynkowe. Docelowo należy się spodziewać, że w takiej rezerwie znajdą się przede wszystkim bloki węglowe, które przy wysokich cenach uprawnień do emisji oraz szybkim rozwoju ni-

224 Zob. A. Gawlikowska-Fyk, Rynek mocy do przeglądu. Analiza wyników trzech aukcji, Forum Energii 2019.

skoemisyjnych źródeł energii wypadną z rynku energii już pod koniec lat 30. XXI wieku²²⁵.

2.5. SYSTEMY WSPARCIA OZE

2.5.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

W Polsce funkcjonuje obecnie kilka dużych, operacyjnych (tj. nakierowanych na pokrywanie kosztów funkcjonowania instalacji) systemów wsparcia OZE. Wszystkie z nich są dzisiaj regulowane ustawą o odnawialnych źródłach energii (dalej: „ustawa o OZE”)²²⁶. Ponadto, w kraju obowiązuje wiele rozproszonych systemów wsparcia inwestycyjnego (pokrywających pewną część kosztów budowy instalacji), które, co do zasady, nie są regulowane w drodze ustawy i mają mniejsze znaczenie. W tej sekcji skupiono się na wsparciu operacyjnym. Ponadto, poniżej zostały przedstawione systemy wsparcia dotyczące zawodowych elektrowni wykorzystujących OZE, z pominięciem wsparcia operacyjnego dedykowanego prosumentom, tj. odbiorcom energii instalującym dodatkowe źródło zasilania „za licznikiem”²²⁷.

Najważniejsze operacyjne systemy wsparcia OZE to:

System świadectw pochodzenia, zwanych potocznie „zielonymi certyfikatami”²²⁸

System ten funkcjonuje od 2005 r.²²⁹ i obowiązuje w odniesieniu do instalacji OZE, które zaczęły wytwarzać energię elektryczną przed 1 lipca 2016 r. Obecnie system zielonych certyfikatów jest stopniowo zastępowany systemem aukcyjnym (zob. poniżej). Dzisiaj głównymi beneficjentami systemu są lądowe elektrownie wiatrowe, choć przez długi czas system wspierał głównie współspalanie biomasy w blokach węglowych²³⁰. Obecnie takim instalacjom za MWh energii wytworzonej z biomasy przysługuje 0,5 certyfikatu²³¹. Ponadto, nowa unijna dyrektywa unijna dyrektywa 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: „dyrektywa OZE”)²³² bardzo ogranicza możliwość przyznawania wsparcia współspalaniu²³³.

Istotą systemu jest to, że za każdą MWh energii elektrycznej z OZE wytwórcy przysługuje zielony certyfikat, który posiada określoną przez rynek wartość majątkową i stanowi dodatkowe źródło przychodu (poza przychodami ze sprzedaży samej energii)²³⁴. Popyt na zielone certyfikaty jest regulowany na podstawie przepisów ustawy o OZE – każdy sprzedawca energii elektrycznej jest zobligowany do legitymowania się odpowiednim poziomem certyfikatów,

225 Zob. I. Tatarewicz, M. Lewarski, S. Skwierz, Scenariusze niskoemisyjnego sektora energii w Polsce i UE w perspektywie roku 2050. Podsumowanie, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE), KOBiZE, IOŚ-PIB, Warszawa 2019.

226 Dz.U. z 2018 r., poz. 2389, z późn. zm.

227 Najważniejszym takim systemem jest net-metering, o którym mowa w art. 4 ustawy o OZE.

228 Zob. art. 44 i nast. ustawy o OZE.

229 Przez pierwszą dekadę obowiązywania system zielonych certyfikatów był regulowany przepisami ustawy – Prawo energetyczne.

230 Zob. Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r., Warszawa, kwiecień 2019, s. 151 i nast.

231 Zob. art. 194 ustawy o OZE.

232 Dz.U. UE L z 2018 r., poz. 328, s. 1.

233 Zob. art. 29 ust. 11 dyrektywy OZE.

234 Notowania zielonych certyfikatów są dostępne na stronie: <https://tge.pl/prawa-majatkowe-rpm?dateShow=07-08-2019&dateAction> (dostęp 29.11.2019).

a koszty ich zakupu są uwzględniane w cenie sprzedawanej odbiorcom energii. Wsparcie przysługuje przez okres 15 lat.

Od połowy 2016 r. z systemu został wyodrębniony subrynek świadectw dedykowanych energii wytwarzanej z biogazu rolniczego (tzw. błękitnych certyfikatów)²³⁵, będącej jedną z droższych technologii energetycznych. Część istniejących biogazowni zdecydowała się jednak przejść do nowych systemów wsparcia – aukcyjnego albo taryfowego (zob. poniżej).

System aukcyjny²³⁶

Od połowy 2016 r. system zielonych certyfikatów jest stopniowo zastępowany nowym systemem aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE. Aukcje (przetargi) w imieniu państwa przeprowadza URE. Aukcje są przeprowadzane w kilku odrębnych tzw. „koszykach” technologicznych (jeden z takich koszyków obejmuje lądowe elektrownie wiatrowe i fotowoltaikę (PV)). Aukcje wygrywają uczestnicy, którzy złożyli najniższe oferty.

Zwycięzcy aukcji otrzymują wsparcie w postaci tzw. kontraktu różnicowego, gwarantującego stałą cenę sprzedaży każdej MWh energii, indeksowaną wskaźnikiem inflacji²³⁷, co do zasady przez okres 15 lat. Każdy zwycięzca dostaje indywidualną cenę, którą wylicytował (model pay-as-bid). W przypadku, gdy aktualna cena sprzedaży energii elektrycznej jest niższa niż wylicytowana przez uczestnika aukcji, państwo dopłaca mu różnicę w cenie, natomiast jeżeli cena rynkowa jest wyższa – zwycięzca aukcji zwraca różnicę państwu. Dopłaty dla uczestników systemu są finansowane ze specjalnej opłaty OZE, która od połowy 2016 r. stanowi odrębną pozycję na rachunku za energię elektryczną każdego odbiorcy energii w Polsce²³⁸.

Obowiązujące brzmienie ustawy o OZE stanowi, że ostatnia aukcja w ramach tego systemu musi zostać rozstrzygnięta najpóźniej do 30 czerwca 2021 r. Innymi słowy, jeżeli władze nie postanowią inaczej, system ten wygaśnie już za półtora roku.

Dodatkowo, od połowy 2018 r. ustawa o OZE przewiduje alternatywne w stosunku do systemu aukcyjnego, uproszczone systemy wsparcia dla instalacji OZE działających na mniejszą skalę:

System taryf gwarantowanych (z ang. *feed-in tariff*, FiT)²³⁹

System ten uprawnia do otrzymywania, również w okresie 15 lat, stałej ceny zakupu energii, bez konieczności uczestnictwa w aukcji. Stała cena zakupu wynosi obecnie 95 proc. ceny wywoławczej odpowiedniej aukcji (tzw. ceny referencyjnej). Uczestnicy sprzedają energię poza rynkiem, w związku z czym nie ma tutaj mechanizmu zwrotu różnicy w cenie. System taryf FiT jest ograniczony do instalacji o mocy do 500 kW oraz, technologicznie, do elektrowni wodnych, biogazowych i biomasowych. System jest finansowany z opłaty OZE.

”

Od połowy 2016 r. system zielonych certyfikatów jest stopniowo zastępowany nowym systemem aukcji

235 Zob. art. 44 ust. 1a ustawy o OZE.

236 Zob. art. 71 i nast. ustawy o OZE.

237 Zob. art. 92 ust. 10 ustawy o OZE.

238 Obecnie stawka opłaty OZE wynosi 0 zł/MWh. Zob. <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/7908.Stawka-opłaty-OZE-na-2019-r.html> (dostęp 29.11.2019).

239 Zob. art. 70a ust. 1 ustawy o OZE.

System kontraktów różnicowych, bez konieczności udziału w aukcji (z ang. *feed-in premium*, FiP)²⁴⁰

System dotyczy instalacji o mocy pomiędzy 500 kW a 1 MW, w tych samych technologiach, co w przypadku taryf FiT. Uczestnicy sprzedają energię na rynku, ale nie muszą startować w aukcji. Stała cena zakupu wynosi 90 proc. ceny referencyjnej dla danej technologii w ramach systemu aukcyjnego. System taryf FiP także jest finansowany z opłaty OZE.

2.5.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Pojęcie „systemu wsparcia”, którym posługuje się unijna dyrektywa OZE²⁴¹ jest szersze niż pojęcie pomocy państwa. W praktyce każdy środek stanowiący pomoc państwa będzie stanowił system wsparcia w rozumieniu dyrektywy OZE, ale istnieje możliwość skonstruowania systemu wsparcia OZE w sposób, który nie przyznawałby pomocy państwa. Za taki system należy uznać pierwszy polski system wsparcia energetyki odnawialnej – wprowadzony w 1999 r. obowiązek zakupu energii z OZE²⁴², z uwagi na niespełnianie przesłanki interwencji przy użyciu zasobów państwowych²⁴³.

Nie ulega natomiast wątpliwości, że pomoc państwa stanowią wszystkie przedstawione powyżej operacyjne systemy wsparcia z ustawy o OZE. KE wydała decyzje stwierdzające istnienie pomocy zarówno w odniesieniu do systemu zielonych certyfikatów (w sierpniu 2016 r.)²⁴⁴, jak i systemu aukcyjnego (w grudniu 2017 r.)²⁴⁵. Pierwotnie polskie władze nie notyfikowały jednak KE systemu zielonych certyfikatów, która sama wszczęła postępowanie po uzyskaniu odpowiednich informacji rynkowych. Natomiast system aukcyjny został notyfikowany z opóźnieniem, dopiero po jego uchwaleniu. W obydwu przypadkach polskie władze uchybiły zobowiązaniom wynikającym z prawa UE (art. 108 ust. 3 TFUE). Pomimo że w obydwu przypadkach KE ostatecznie „przytknęła oko” i zatwierdziła mechanizmy pomocowe jako zgodne z rynkiem wewnętrznym, Komisja wymogła na polskich władzach dokonanie pewnych zmian w tych systemach.

Informacje rynkowe dotyczące systemu zielonych certyfikatów podnosiły w szczególności istnienie nadwsparcia w stosunku do współspalania biomasy z węglem. Przyjęta w trakcie postępowania KE ustawa o OZE przewiduje ograniczenia w zakresie rozwoju tej technologii (choćby ww. korygowanie zielonych certyfikatów współczynnikiem 0,5). Informację rynkową w tym zakresie przedstawiła KE m.in. ClientEarth²⁴⁶. W następstwie zastrzeżeń KE, Polska musiała też istotnie zmodyfikować system aukcyjny, m.in. w zakresie reguł kumulacji z inną pomocą, zapewnienia bardziej konkurencyjnego procesu kształtowania się cen, czy też zestawienia koszyków aukcyjnych. Polska zobowiązała się również do uchylecia dyskryminacyjnych zasad naliczania podatku od nieruchomości w przypadku elektrowni wiatrowych²⁴⁷.

240 Zob. art. 70a ust. 2 ustawy o OZE.

241 Dz.U. UE L z 2018 r., poz. 328, s. 1.

242 System ten został wprowadzony na mocy rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz.U. z 1999 r. nr 13, poz. 119).

243 Zob. odpowiednio wyrok TSUE ws. C-329/15 ENEA przeciwko Prezesowi URE (ECLI:EU:C:2017:671), dotyczący obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji. Szerzej o tym wyroku zob. pkt 2.6.2 niniejszego raportu.

244 Sygn. C(2016) 4944 final.

245 Sygn. C(2017) 8334 final.

246 Zob. <https://www.pl.clientearth.org/ke-system-zielonych-certyfikatow-naruszenie-prawa/> (dostęp 29.11.2019).

247 Zmiany te zostały wprowadzone do polskiego prawa nowelizacją ustawy o OZE z czerwca 2018 r. (Dz.U. z 2018 r., poz. 1276).

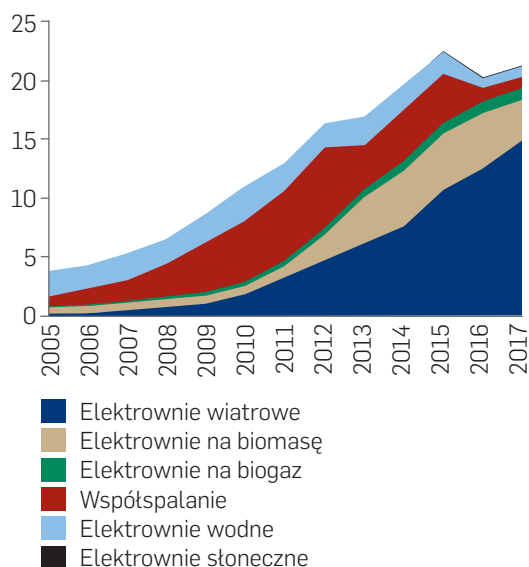
Obydwa te systemy zostały zatwierdzone w oparciu o Wytyczne EEAG, zgodnie z którymi bardziej konkurencyjne systemy aukcyjne stanowią preferowaną formę wsparcia OZE przez państwa członkowskie²⁴⁸. Natomiast systemy taryf FiT i FiP zostały przygotowane w oparciu o przepisy rozporządzenia GBER²⁴⁹, w związku z czym nie musiały one być notyfikowane KE. Komisja powzięła jednak informacje o zasadach funkcjonowania tych uproszczonych systemów wsparcia i odniosła się do nich przy okazji wydawania decyzji zatwierdzającej system aukcyjny, nie przedstawiając zastrzeżeń co do ich konstrukcji²⁵⁰.

2.5.3. OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA

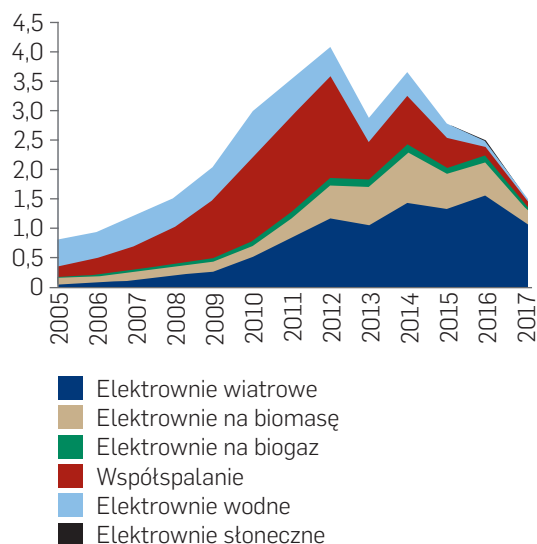
2.5.3.1. Zielone certyfikaty

Rynek zielonych certyfikatów osiągnął szczytową wartość w 2012 r. Wtedy energetyka odnawialna wytworzyła łącznie ponad 16 TWh energii elektrycznej, przy cenie zielonych certyfikatów na poziomie około 250 zł/MWh. W efekcie wartość wsparcia przekroczyła 4 mld zł. W ostatnim analizowanym roku rynek zielonych certyfikatów skurczył się ponad dwukrotnie, pomimo przekroczenia poziomu 20 TWh produkcji energii ze źródeł odnawialnych. W 2017 r. jego wartość szacuje się na 1,5 mld zł.

Rysunek 6. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z OZE w latach 2005 – 2017 (TWh)



Rysunek 7. Wartość wydanych zielonych certyfikatów na polskim rynku OZE w latach 2005-2017 w ujęciu realnym (mld zł '18).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE, TGE i Eurostatu

Spadek wartości wsparcia w ramach systemu zielonych certyfikatów ma związek z trwającą od 2012 r. nadpodażą tych instrumentów, spowodowaną przede wszystkim nadmiarowym wsparciem dla technologii współspalania, która

248 Zob. pkt 124 Wytycznych EEAG.

249 Zob. zwłaszcza art. 42-43 rozporządzenia GBER.

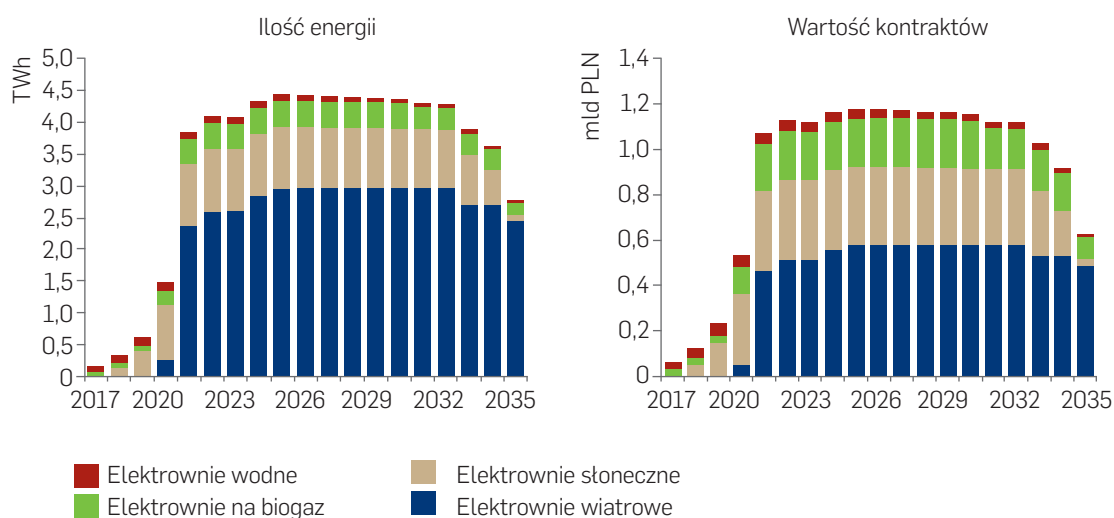
250 Zob. https://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-5261_en.htm (dostęp 29.11.2019).

wcześniej dominowała zarówno w ilości wytworzonej energii, jak i wartości wydanych certyfikatów. Następnie nastąpiło przekierowanie wsparcia w stronę energii wiatrowej, która w 2017 r. odpowiadała już za około 15 TWh. Choć w zdecydowanie mniejszym stopniu, doszło również do zwiększenia udziału produkcji energii z biomasy, ale jej udział w wartości wydanych certyfikatów w ostatnich latach zdecydowanie zmalał.

2.5.3.2. System aukcyjny

W latach 2016-2018 doszło do rozstrzygnięcia jedenastu aukcji OZE, w których wytwórcy złożyli łącznie 1159 ofert. Obejmowały one wytworzenie w latach 2017-2035 ponad 64 TWh energii elektrycznej o łącznej wartości wynoszącej około 17,2 mld PLN. Najwięcej energii (zarówno pod względem ilości, jak i wartości kontraktów) zakontraktowano z wiatru, na drugim miejscu uplasowała się fotowoltaika, dopiero dalej instalacje na biogaz oraz elektrownie wodne.

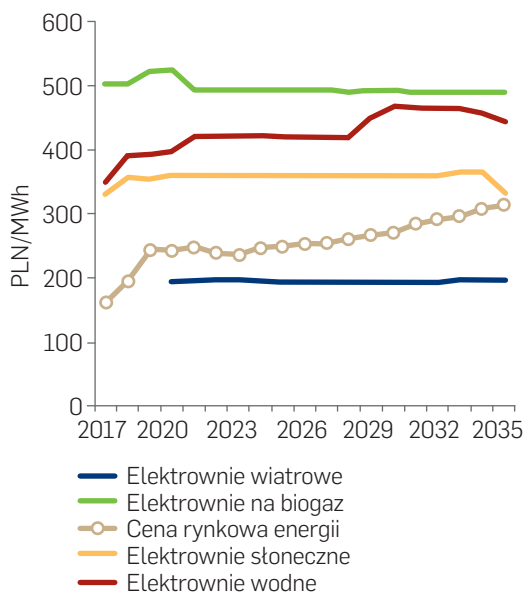
Rysunek 8. Ilość oraz wartość energii elektrycznej zakontraktowanej na aukcjach OZE w latach 2016-2018



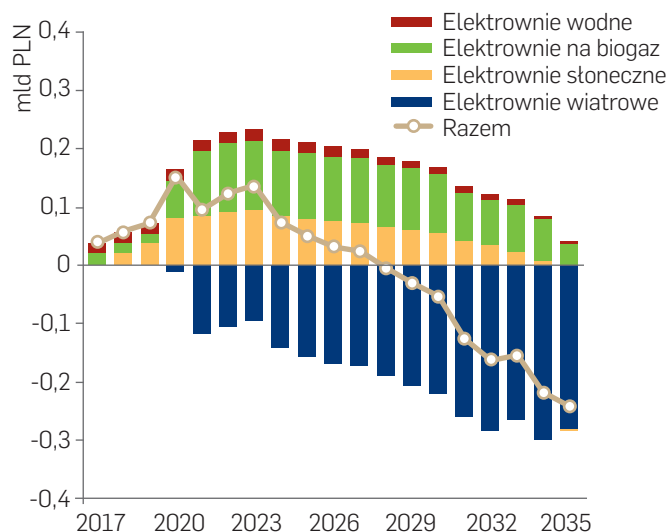
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Wartość netto obrazuje różnicę pomiędzy zakontraktowanymi w aukcji OZE cenami sprzedaży energii a prognozowaną ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym. Do 2035 r. przeciętny kontrakt na sprzedaż energii elektrycznej z instalacji wiatrowych będzie przynosił oszczędności dla odbiorców dzięki niskim zakontraktowanym cenom. Z kolei energia ze źródeł fotowoltaicznych będzie generowała relatywnie niewielki i spadający z czasem koszt (bądź oszczędności w razie większego niż prognozowany wzrostu hurtowych cen energii). Do roku 2035 największe wsparcie netto otrzymają instalacje na biogaz. Ogółem, w drugiej połowie lat 20-tych oszczędności netto z kontraktów w ramach aukcji OZE przeważą nad kosztami, przekładając się na zmniejszenie się rachunków odbiorców końcowych energii.

Rysunek 9. Średnie ceny energii elektrycznej za-kontraktowanej na aukcjach OZE w latach 2016-2018



Rysunek 10. Wartość netto wsparcia dla produkcji energii elektrycznej zakontraktowanej na aukcjach OZE w latach 2016-2018



Uwaga: wartość netto obliczona jako różnica między ceną energii z aukcji OZE a prognozowaną ceną na hurtowym rynku energii. Prognoza cen energii do 2022 roku wg kontraktów terminowych TGE, dla lat 2023-2035 – zgodnie z projektem PEP2040 z listopada 2018 r. W przypadku elektrowni słonecznych cenę rynkową skorygowano (+11%), by uwzględnić profil produkcji instalacji fotowoltaicznych.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE, TGE i Ministerstwa Energii

2.5.4. OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

System zielonych certyfikatów w Polsce cechował się niską efektywnością przez cały okres jego funkcjonowania. Wynikało to zarówno z cech strukturalnych tego rodzaju wsparcia, jak również sposobu, w jaki zostało ono wdrożone w Polsce.

Systemy kolorowych certyfikatów cechuje wysoki poziom niepewności co do wysokości wsparcia, wynikający zarówno ze zmian rynkowych (wpływających na podaż certyfikatów), jak i decyzji politycznych (popyt na certyfikaty jest określany w rozporządzeniu ministra właściwego ds. energii). Chociaż taka konstrukcja pozwala na ograniczenie krótkoterminowych kosztów osiągnięcia założonego celu OZE, odbywa się to kosztem wzrostu ryzyka inwestycji, a co za tym idzie, również kosztu kapitału wymaganego do ich realizacji. Prowadzi to do pogorszenia konkurencyjności kapitałochłonnych technologii, takich jak farmy wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne. Zapewnienie stabilnego wsparcia producentom OZE poprzez przeciwdziałanie nadpodaży na rynku certyfikatów wymaga narzucania bardzo wysokich obowiązków ich umarzenia (lub też ciągłego dostosowywania poziomu obowiązku), co z kolei pogarsza sytuację odbiorców energii.

W polskim otoczeniu regulacyjnym doszło do ujawnienia wszystkich słabości systemu zielonych certyfikatów. Brak długookresowej wizji rozwoju OZE, zmienne regulacje, dopuszczenie do systemu wsparcia dużych wolumenów energii pochodzących ze współspalania biomasy w elektrowniach węglowych,

”

Oszczędności netto z kontraktów w ramach aukcji OZE przeważają nad kosztami, przekładając się na zmniejszenie się rachunków odbiorców energii

a także brak reakcji na nasilający się problem nadpodaży certyfikatów sprawiły, że zielone certyfikaty nie były efektywnym narzędziem wsparcia długoterminowej modernizacji polskiej energetyki. Finansowanie instalacji współspalania nie doprowadziło do trwałego wzrostu potencjału OZE w polskim sektorze energetycznym, zamiast tego stanowiło pośrednie wsparcie dla funkcjonowania starych bloków węglowych. Z kolei w przypadku energetyki wiatrowej fluktuacje na rynku certyfikatów doprowadziły do boomu inwestycyjnego, po którym nastąpiło załamanie i kilkuletnia stagnacja w sektorze.

Aukcje OZE pozwalają z jednej strony na ograniczenie krótkoterminowych kosztów dla odbiorców energii, a z drugiej – na utrzymanie konkurencji pomiędzy wytwórcami, zapewnienie długoterminowej pewności inwestycyjnej oraz ograniczenie kosztów finansowania inwestycji. Inwestorzy otrzymują więc gwarancję stabilnych przychodów jeszcze przed zrealizowaniem inwestycji, muszą jednak konkurować z innymi producentami energii z instalacji tego samego rodzaju. Jednocześnie spadek kosztów technologii oraz obniżenie ryzyka projektowego (a co za tym idzie – spadek kosztów finansowania inwestycji) powodują, że jednostkowy koszt energii zakontraktowanej w wyniku aukcji OZE jest relatywnie niski i w wielu przypadkach będzie kształtował się poniżej ceny energii na rynku hurtowym, co przełoży się na oszczędności dla odbiorców końcowych. Ma to już obecnie miejsce w przypadku energetyki wiatrowej, a w nieodległej przyszłości – również w przypadku instalacji fotowoltaicznych. Oznacza to, że aukcje OZE w coraz większym stopniu przestają funkcjonować jak system wsparcia, a stają się sposobem na konkurencyjne kosztowo kontraktowanie dużych wolumenów energii na potrzeby polskich konsumentów.

”

Zielone certyfikaty nie były efektywnym narzędziem wsparcia długoterminowej modernizacji polskiej energetyki

2.6. SYSTEMY WSPARCIA KOGENERACJI

2.6.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

Kogeneracja (ang. *combined heat and power*, CHP) to jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii energetycznej. CHP stanowi jedną z głównych metod poprawy efektywności energetycznej (z takiej samej wartości energii pierwotnej otrzymujemy więcej energii finalnej, co przekłada się na niższą jednostkową emisję CO₂), a technologia ta jest od lat 90. promowana przez prawo unijne (wspólnotowe). Pierwszym polskim systemem wsparcia CHP był nałożony na sprzedawców energii obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, który został wprowadzony z początkiem 2003 r.

Następnie, wsparcie było przyznawane w formie świadectw pochodzenia z kogeneracji, zwanych potocznie kolorowymi certyfikatami. System ten funkcjonował od 2007 r. i działał analogicznie do ww. systemu zielonych certyfikatów, przysługujących w odniesieniu do energii elektrycznej wytwarzanej z OZE. Co więcej, uczestnictwo w obydwu systemach można było łączyć. System różnicował certyfikaty, w zależności od technologii lub mocy instalacji, na tzw.:

- żółte certyfikaty, przysługujące jednostkom gazowym oraz instalacjom o mocy poniżej 1 MW (niezależnie od technologii);
- fioletowe certyfikaty, dla jednostek wykorzystujących gaz kopalniany lub biogaz; oraz
- czerwone certyfikaty – dla pozostałych źródeł kogeneracyjnych (w tym w szczególności jednostek węglowych).

System kolorowych certyfikatów był okresowo zawieszony w 2013 oraz na początku 2014 r., a, po jego prolongowaniu, wygasł ostatecznie z końcem 2018 r. Zarówno obowiązek zakupu, jak i system certyfikatów był regulowany przepisami Prawa energetycznego²⁵¹. Od stycznia 2019 r. w Polsce obowiązuje nowa, dedykowana ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (dalej: „ustawa o CHP”)²⁵², która przewiduje szereg nowych systemów wsparcia, odnoszących się tak do nowych, modernizowanych, jak i planowanych instalacji CHP²⁵³. Ustawa dzieli też instalacje ze względu na stosowaną technologię oraz moc elektryczną (trzy „koszyki”: do 1 MW, pomiędzy 1 a 50 MW oraz powyżej 50 MW).

Wsparcie w ramach przewidzianych ustawą systemów przysługuje, co do zasady, przez okres 15 lat i jest przyznawane w odniesieniu do energii elektrycznej wprowadzanej do sieci. Pomoc przysługuje tylko instalacjom dostarczającym ciepło do publicznej sieci ciepłowniczej oraz jednostkom emitującym nie więcej niż 450 g CO₂ na kWh wytwarzanej energii (łącznie elektrycznej i cieplnej, w związku z czym z pomocy mogą korzystać także jednostki węglowe)²⁵⁴. W przypadku istniejących instalacji wsparcie obejmuje wyłącznie jednostki opalane paliwami gazowymi (nie tylko gazem ziemnym).

Wsparcie w ramach ustawy o CHP jest przyznawane w postaci premii stanowiącej dopłatę do ceny sprzedaży energii elektrycznej, która ma pokryć lukę pomiędzy faktycznymi kosztami wytwarzania energii w jednostkach kogeneracyjnych, a cenami tej energii na rynku. Wysokość premii jest, co do zasady, odpowiednio pomniejszana o wartość wcześniej przyznanej pomocy inwestycyjnej²⁵⁵. W przypadku jednostek o mocy powyżej 1 MW uzyskiwanie premii jest warunkowane zwycięstwem w aukcji albo w naborze, organizowanym przez URE. W ramach procedury naboru, dedykowanej największym jednostkom CHP, jest premiowana jak najkorzystniejsza lokalizacja oraz jak najmniejsza emisyjność instalacji.

Wsparcie jest przyznawane w formule *pay-as-bid*, w odniesieniu do każdej MWh wprowadzonej do sieci. Premie są wypłacane przez państwowego Zarządcę Rozliczeń i są finansowane ze specjalnej opłaty kogeneracyjnej, która od 2019 r. stanowi odrębną pozycję na rachunku za energię elektryczną każdego odbiorcy energii w Polsce.

Na ten moment wsparcie w ramach ustawy o CHP to kwestia przyszłości. Ministerstwo Energii dopiero we wrześniu 2019 r. wydało komplet rozporządzeń niezbędnych do wdrożenia przepisów ustawowych²⁵⁶, a w 2019 r. jest planowane przeprowadzenie jedynie testowych aukcji, o małym wolumenie. Zdaniem polskich władz, ustawa o CHP ma w ciągu najbliższej dekady pozwolić na powstanie około 5 GW nowej mocy elektrycznych w segmencie kogeneracji²⁵⁷.

”

Aukcje OZE w coraz większym stopniu przestają funkcjonować jak system wsparcia, a stają się sposobem na konkurencyjne kosztowo kontraktowanie dużych wolumenów energii na potrzeby polskich konsumentów

251 Dz.U. z 2019 r., poz. 755, z późn. zm.

252 Dz.U. z 2019 r., poz. 42, z późn. zm.

253 Opracowano na podstawie przepisów ustawy o CHP oraz decyzji KE sygn. C(2019) 2790 final.

254 Zob. pkt 15 decyzji C(2019) 2790.

255 Zob. art. 14 ust. 1 ustawy o CHP.

256 Zob. <https://www.gov.pl/web/energia/rozporzadzenia-ws-parametrow-nowego-mechanizmu-wsparcia-wysokosprawnej-kogeneracji-opublikowane> (dostęp 29.11.2019).

257 Ibidem, pkt 28.

2.6.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Większość przedstawionych powyżej systemów wsparcia kogeneracji została uznana przez KE za pomoc państwa. System kolorowych certyfikatów, pomimo tego, że został przez polskie władze notyfikowany z wieloletnim opóźnieniem (system działał od 2007 r., a został zgłoszony dopiero w 2013 r.), został przez KE zatwierdzony jako pomoc zgodna z rynkiem wewnętrznym. Nastąpiło to jednak dopiero w 2016 r., tj. niedługo przed wygaśnięciem mechanizmu z mocy prawa²⁵⁸. Znacznie szybciej KE zatwierdziła nowe mechanizmy pomocowe przewidziane ustawą o CHP. Polskie władze najpierw prenotyfikowały KE wstępne założenia ustawy, a regulacja została zatwierdzona w kwietniu 2019 r., w ciągu dwóch miesięcy od dokonania formalnej notyfikacji²⁵⁹.

Zarówno system kolorowych certyfikatów, jak i mechanizmy z ustawy o CHP stanowią pomoc o charakterze operacyjnym. W związku z wymogami Wytycznych EEAG, pomoc dla jednostek kogeneracyjnych o mocy przekraczającej 300 MW musi być dodatkowo zgłaszana indywidualnie²⁶⁰. W taki sposób została zatwierdzona np. pomoc w formie żółtych certyfikatów udzielona nowemu kogeneracyjnemu blokowi gazowemu w Płocku²⁶¹.

Wyjątek w tym zakresie stanowi obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, który, w następstwie zadania tzw. pytania prejudycjalnego przez polski Sąd Najwyższy (SN), nie został uznany za pomoc państwa przez TSUE. Trybunał doszedł do wniosku, że mechanizm ten nie spełnia warunku „interwencji państwa lub przy użyciu zasobów państwowych”, w związku z czym regulacja nie wypełnia przesłanek art. 107 ust. 1 TFUE²⁶². TSUE przychylił się tutaj do wątpliwości sygnalizowanych przez SN, rozpatrujący spór pomiędzy URE a przedsiębiorstwem energetycznym Enea. Trybunał nie podzielił natomiast wcześniejszego stanowiska KE, która w toku postępowania badającego system kolorowych certyfikatów stwierdziła, że – stanowiący element również tego systemu obowiązek zakupu energii z kogeneracji – jest interwencją państwa w rozumieniu TFUE²⁶³.

W ocenie TSUE obowiązek zakupu energii z kogeneracji nie stanowił pomocy państwa ze względu na następujące okoliczności:

- sprzedawcy energii realizowali przedmiotowy obowiązek przy użyciu własnych zasobów finansowych (często nabywając energię elektryczną wytworzoną w kogeneracji po cenie wyższej niż cena sprzedaży tej energii odbiorcom końcowym, w tym także w przypadku taryf zatwierdzanych przez URE); w związku z czym
- koszty zakupu energii z kogeneracji nie były w całości przerzucane na odbiorców końcowych (klientów); oraz
- obowiązek obejmował wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne, zarówno publiczne, jak i prywatne, przy czym nawet spółki Skarbu Państwa w zakresie jego realizacji działały tak jak podmioty prywatne.

”

Sam obowiązek zakupu nie spełnia warunku „interwencji państwa lub przy użyciu zasobów państwowych”

258 Zob. decyzję C(2016) 6099 final.

259 Zob. decyzję C(2019) 2790 final.

260 Zob. pkt 20 lit. d Wytycznych EEAG.

261 Zob. decyzję KE sygn. C(2018) 5460 final.

262 Zob. wyrok TSUE ws. C-329/15.

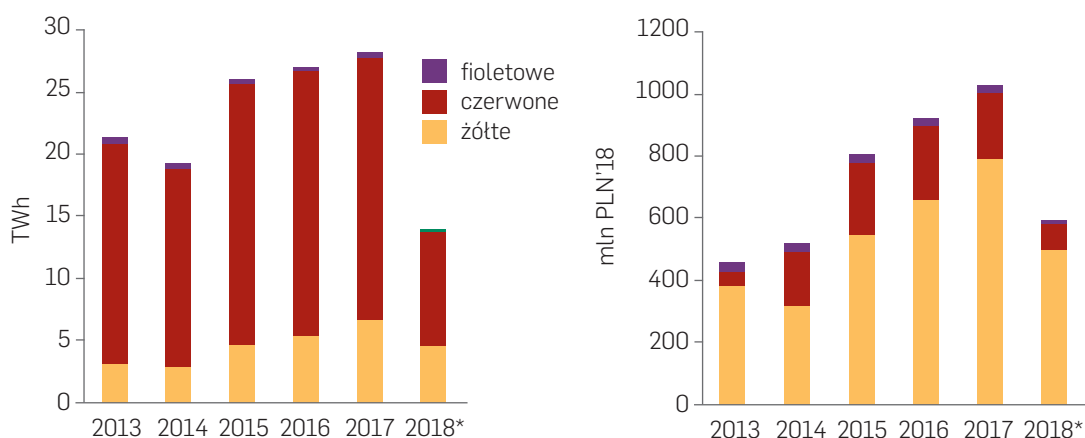
263 Zob. P. Ciołkowski, P. Prawda, Obowiązek zakupu energii z kogeneracji to nie pomoc publiczna: (dostęp 29.11.2019). <https://www.cire.pl/item,151333,14,0,0,0,0,0,tsue-obowiazek-zakupu-energii-z-kogeneracji-to-nie-pomoc-publiczna.html>

W konsekwencji, TSUE stwierdził, że system ten nie był finansowany przy użyciu zasobów państwowych. Wyrok TSUE dotyczący obowiązku zakupu energii z kogeneracji należy uznać za precedensowy, a jednocześnie kontrowersyjny i idący niejako wbrew wcześniejszej linii orzeczniczej (zwłaszcza KE), która z biegiem lat interpretowała przesłanki z art. 107 ust. 1 TFUE w sposób coraz bardziej rozszerzający²⁶⁴.

2.6.3. OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA W FORMIE KOLOROWYCH CERTYFIKATÓW

Analogicznie do sytuacji na rynku zielonych certyfikatów, łączna wartość wsparcia w ramach systemu certyfikatów dla kogeneracji zależy od dwóch czynników – ich ceny rynkowej (zależnej m.in. od ustalonej ustawowo wysokości opłaty zastępczej) oraz wolumenu energii wytworzonej z zastosowaniem poszczególnych technologii. Jak pokazują dane URE, najczęściej energią z kogeneracji wytwarza się w jednostkach o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 1 MW, opalanych paliwami innymi niż gazowe oraz metan (czerwone certyfikaty) – a więc przede wszystkim w elektrociepłowniach węglowych. Niemniej jednak, ze względu na wyższe ceny żółtych certyfikatów, to one miały największy udział w całkowitym wsparciu dla kogeneracji w ramach tego systemu. W 2017 r. całkowita wartość rynku certyfikatów przekroczyła 1 mld zł, z czego ponad 70% dotyczyło produkcji energii wspieranej żółtymi certyfikatami. Należy przy tym oczekiwać, że po zaraportowaniu całkowitego wolumenu wsparcia za 2018 r. jego wartość będzie zbliżona do 2017 r.

Rysunek 11. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z kogeneracji ze wsparciem kolorowych certyfikatów (lewy panel) oraz wartość wsparcia w ujęciu realnym (prawy panel) w latach 2013 - 2018



***Uwaga:** dostępne jedynie cząstkowe wyniki dla 2018 r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ze sprawozdań Prezesa URE, TGE oraz Eurostatu

264 Zob. zwłaszcza wyroki TSUE ws. C-206/06 Essent Netwerk (Zb. Orz. 2008, s. I-05497); oraz C-262/12 Vent de Colere, op. cit.

2.6.4. OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

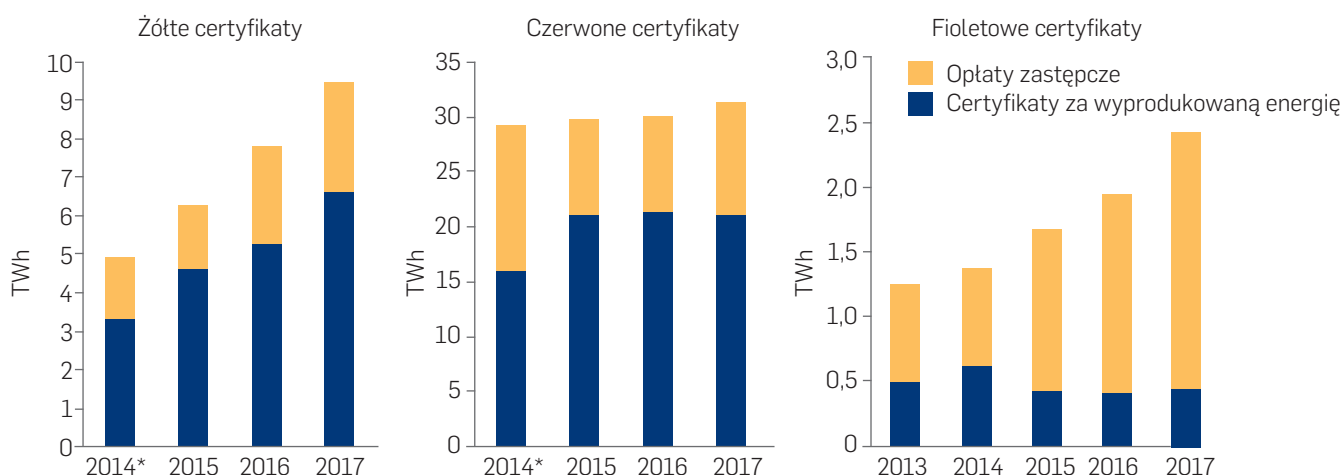
Efektywność poszczególnych rodzajów certyfikatów w stymulowaniu rozwoju przypisanych im technologii była zróżnicowana, na co wskazuje porównanie zmian w sposobie wywiązywania się z obowiązku umarzania kolorowych certyfikatów przez przedsiębiorstwa w ubiegłych latach.

W przypadku żółtych certyfikatów następował dynamiczny wzrost obowiązku ich umarzania, przy jednoczesnym zwiększaniu się produkcji energii elektrycznej z elektrociepłowni gazowych. Większa skala potencjalnego wsparcia przekładała się więc na faktyczny rozwój jednostek objętych żółtymi certyfikatami. W przypadku czerwonych certyfikatów miała miejsce relatywna stabilizacja produkcji energii objętej tym systemem. Najmniejszą efektywnością cechowało się natomiast wsparcie w ramach fioletowych certyfikatów: znaczny wzrost obowiązku ich umarzania przełożył się jedynie na wzrost kosztów opłat zastępczych, nie doprowadził natomiast do realnego wzrostu produkcji energii z technologii kogeneracyjnych objętych wsparciem.

”

Największą efektywnością odznaczały się żółte certyfikaty, dedykowane jednostkom gazowym

Rysunek 12. Realizacja obowiązku umarzania kolorowych certyfikatów w latach 2013-2017



Uwaga: wartości za 2014 r. skorygowane w celu uwzględnienia skróconego okresu

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Sprawozdania Prezesa URE za 2018 r.

2.7. DOTACJE Z FUNDUSZY UNIJNYCH

2.7.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

W Polsce wprowadzono wiele programów pomocowych z zakresu energetyki finansowanych z funduszy unijnych. Pomoc pochodziła z Funduszu Spójności, Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, czy Europejskiego Funduszu Społecznego. Niektóre mechanizmy korzystały jednocześnie z funduszy eu-

ropejskich oraz krajowych²⁶⁵. Wsparcie było przyznawane w formie dotacji, w tym dopłat do oprocentowania kredytów bankowych, lub oprocentowanych pożyczek oraz częściowych umorzeń tych pożyczek.

Na poziomie prawa krajowego, tego typu programy pomocowe były wprowadzane rozporządzeniami²⁶⁶, wydawanymi na podstawie różnych ustaw²⁶⁷. Sektora energetyki dotyczyły też niektóre, finansowane ze środków unijnych, programy pomocy regionalnej²⁶⁸. W większości przypadków wsparcie było udzielane przez dedykowaną państwową instytucję ochrony środowiska – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (dalej: „NFOŚiGW”), samodzielnie lub wspólnie z Wojewódzkimi Funduszami Ochrony Środowiska (dalej: „WFOŚiGW”). W kilku przypadkach podmiotami przyznającymi pomoc byli marszałkowie województwa²⁶⁹.

Fundusze unijne są również dystrybuowane w ramach Polityki Spójności 2014-2020 (wcześniej także na lata 2007-2013), której kluczowym elementem jest Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 („POIiŚ”). POIiŚ to krajowy program, z którego finansowane są projekty o znaczeniu krajowym i międzynarodowym, mający na celu, w szczególności, zmniejszenie emisyjności gospodarki, ochronę środowiska, w tym adaptację do zmian klimatu, oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego²⁷⁰.

W odniesieniu do sektora energetycznego, ze środków unijnych pomoc państwa była przyznawana w szczególności:

- na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wysokosprawnego wytwarzania energii²⁷¹;
- na cele z zakresu ochrony środowiska, w tym m.in. na inwestycje redukujące emisje, służące wytwarzaniu energii z OZE, na dostosowanie do standardów ochrony środowiska UE, zwiększenie efektywności energetycznej oraz inwestycje w infrastrukturę energetyczną²⁷²;

265 Regionalna pomoc publiczna inwestycyjna na cele z zakresu ochrony środowiska (SA.41730(2015/X)); Program horyzontalnej pomocy publicznej na cele z zakresu ochrony środowiska (SA.44685(2016/X)).

266 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 26 stycznia 2009 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wysokosprawnego wytwarzania energii (Dz.U. z 2009 r. nr 21, poz. 111, z późn. zm.); rozporządzenie Ministra Rozwoju Regionalnego z 7 grudnia 2009 r. w sprawie udzielania pomocy na inwestycje w zakresie: energetyki, infrastruktury telekomunikacyjnej, infrastruktury sfery badawczo-rozwojowej, lecznictwa uzdrowiskowego w ramach regionalnych programów operacyjnych (Dz.U. z 2009 r. nr 214, poz. 1661, z późn. zm.); rozporządzenie Ministra Środowiska z 21 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania horyzontalnej pomocy publicznej na cele z zakresu ochrony środowiska (Dz.U. z 2015 r., poz. 2250, z późn. zm.); rozporządzenie Rady Ministrów z 30 czerwca 2014 r. w sprawie ustalenia mapy pomocy regionalnej na lata 2014-2020 (Dz.U. z 2014 r., poz. 878, z późn. zm.); rozporządzenie Ministra Środowiska z 30 marca 2015 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania regionalnej pomocy publicznej inwestycyjnej na cele z zakresu ochrony środowiska (Dz.U. z 2015 r., poz. 540, z późn. zm.); rozporządzenie Ministra Energii z 23 listopada 2016 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na projekty inwestycyjne w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 (Dz.U. z 2016 r., poz. 1941, z późn. zm.); rozporządzenie Ministra Gospodarki z 23 października 2015 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na projekty inwestycyjne w zakresie budowy lub przebudowy jednostek kogeneracji zapewniających wysokosprawną kogenerację w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 (Dz.U. z 2015 r., poz. 1810, z późn. zm.); Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z 3 września 2015 r. w sprawie udzielania pomocy na inwestycje w układy wysokosprawnej kogeneracji oraz na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych w ramach regionalnych programów operacyjnych na lata 2014-2020 (Dz.U. z 2015 r., poz. 1420, z późn. zm.).

267 Ustawa z 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz.U. z 2006 r., nr 227, poz. 1658, z późn. zm.); Prawo ochrony środowiska; ustawa z 11 lipca 2014 r. o zasadach realizacji programów w zakresie polityki spójności finansowanych w perspektywie finansowej 2014-2020 (Dz.U. z 2014 r., poz. 1146, z późn. zm.).

268 SA.41730(2015/X).

269 Program pomocy regionalnej na inwestycje w zakresie energetyki, infrastruktury telekomunikacyjnej, infrastruktury sfery badawczo-rozwojowej i lecznictwa uzdrowiskowego (decyzja KE sygn. C(2009)5363 corr.), przedłożony decyzją KE sygn. C(2013) 9240 final; Pomoc na układy wysokosprawnej kogeneracji oraz na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych w ramach regionalnych programów operacyjnych na lata 2014-2020 (SA.43229 (2015/X)).

270 Zob. więcej na stronie: <https://www.pois.gov.pl/> (dostęp 29.11.2019).

271 Pomoc publiczna na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wysokosprawnego wytwarzania energii (X328/2009).

272 SA.44685(2016/X).

- w ramach POliŚ, na:
 - budowę lub przebudowę jednostek wytwarzających energię z OZE²⁷³,
 - budowę lub przebudowę jednostek kogeneracyjnych²⁷⁴;
- w ramach regionalnych programów operacyjnych na lata 2014-2020, na:
 - układy wysokosprawnej kogeneracji,
 - propagowanie energii ze źródeł odnawialnych²⁷⁵;
- na poziomie regionalnym – na szeroko pojęte inwestycje w zakresie energetyki, w tym na: budowę lub przebudowę infrastruktury i urządzeń służących do produkcji, dystrybucji lub przesyłu energii elektrycznej, w tym z OZE, jak również na zakup i modernizację takich urządzeń²⁷⁶.

”
Wsparcie przyznawane bezpośrednio z funduszy unijnych nie stanowi pomocy państwa w rozumieniu prawa UE

Wiele z ww. programów jest w mocy i obowiązuje jeszcze do 30 czerwca 2021 r.²⁷⁷, a program regionalnej pomocy publicznej inwestycyjnej – do końca 2020 r.²⁷⁸ Dwa z analizowanych programów przestały obowiązywać odpowiednio z końcem 2013 r.²⁷⁹ oraz 30 czerwca 2014 r.²⁸⁰

2.7.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Wszystkie mechanizmy wzięte pod uwagę w pkt 2.7.1 stanowią pomoc państwa zgodną z rynkiem wewnętrznym. Wiele programów pomocowych²⁸¹ zostało wprowadzonych na podstawie uproszczonej procedury, na podstawie rozporządzeń KE uznających niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym²⁸². Jeden z programów, następnie przedłużony, został zatwierdzony, jako dozwolona pomoc państwa, na mocy decyzji KE²⁸³.

W tym miejscu należy wspomnieć, że wsparcie ze środków europejskich jest też często przyznawane bezpośrednio z funduszy unijnych lub za pośrednictwem instytucji UE (np. przez Europejski Bank Inwestycyjny, EBI) – bez dodatkowego zaangażowania podmiotów krajowych. Takie wsparcie nie spełnia przesłanki bycia przyznawanym „przez państwo członkowskie lub przy użyciu zasobów państwowych”, w związku z czym nie stanowi pomocy państwa w rozumieniu TFUE i pozostaje poza zakresem zainteresowania niniejszego opracowania.

2.7.3 OSZACOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI WSPARCIA

Na potrzeby analizy dokonano przeglądu projektów zrealizowanych ze wsparciem funduszy unijnych w latach 2007-2013 oraz 2014-2020, z podziałem na cztery grupy:

273 Pomoc publiczna na projekty inwestycyjne w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 (SA.47030(2016/X)).

274 Pomoc na projekty inwestycyjne w zakresie budowy lub przebudowy jednostek kogeneracji zapewniających wysokosprawną kogenerację w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 (SA.43907(2015/X)).

275 SA.43229 (2015/X).

276 Decyzje KE: C(2009)5363 corr. oraz C(2013) 9240 final.

277 SA.44685(2016/X); SA.47030(2016/X); SA.43907(2015/X); SA.43229 (2015/X).

278 SA.41730(2015/X).

279 X328/2009.

280 Decyzje KE: C(2009)5363 corr. oraz C(2013) 9240 final.

281 X328/2009; SA.44685(2016/X); SA.41730(2015/X); SA.47030(2016/X); SA.43907(2015/X); SA.43229 (2015/X).

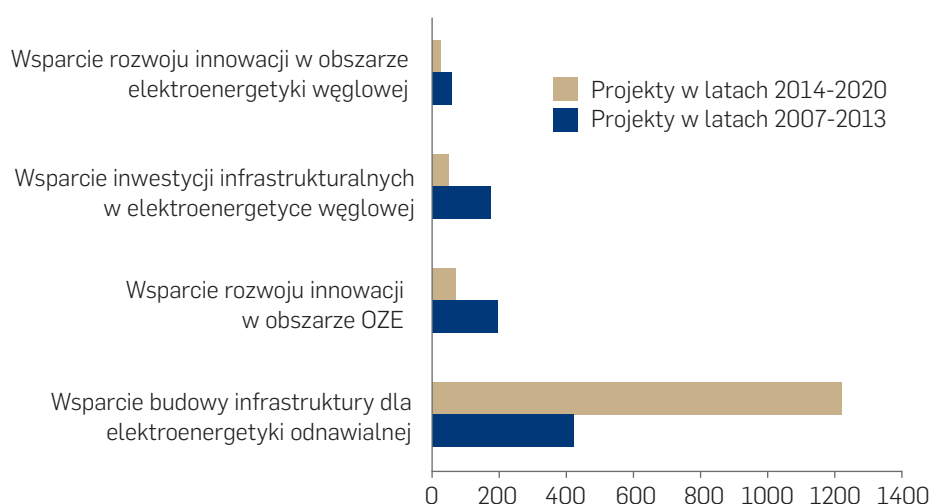
282 Rozporządzenie Komisji nr 800/2008 z 6 sierpnia 2008 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne ze wspólnym rynkiem w zastosowaniu art. 87 i 88 Traktatu (Dz.U. UE L 214 z 2008 r., s. 3, z późn. zm.); rozporządzenie GBER.

283 Decyzje KE: C(2009)5363 corr. oraz C(2013) 9240 final.

- wsparcie inwestycji infrastrukturalnych w elektroenergetyce węglowej, obejmujących przede wszystkim modernizację bloków węglowych, w tym instalacji służących ochronie środowiska (m.in. odsiarczanie i odazotowanie spalin, redukcja emisji pyłów);
- wsparcie rozwoju innowacji w obszarze elektroenergetyki węglowej;
- wsparcie budowy infrastruktury dla elektroenergetyki odnawialnej, z wyróżnieniem kategorii takich jak: wiatr, biomasa, biogaz, fotowoltaika, instalacje fotowoltaiczne i pompy ciepła, elektrownie wodne oraz sieci elektroenergetyczne;
- wsparcie rozwoju innowacji w obszarze OZE.

Analizując strukturę dotacji z funduszy unijnych projektów związanych z energetyką węglową oraz odnawialną, można dostrzec, że po zmianie okresu programowania zmianie uległa nie tylko liczba i wartość projektów, ale też struktura wsparcia w poszczególnych kategoriach. W latach 2007-2013 zidentyfikowano łącznie 858 projektów o wartości około 22 mld zł, z czego 27% (5,9 mld zł) zostało dofinansowanych przez fundusze unijne. Dla porównania, w latach 2014-2020 wyróżniono więcej, bo 1314 projektów, których ogólna wartość jest relatywnie niższa, wynosząc ponad 4 mld zł, z czego aż 53% (2,3 mld zł) zostało dofinansowanych przez UE. Dysproporcja pomiędzy obydwooma okresami generowana jest w głównej mierze przez fakt, że w latach 2014-2020 nie przeznaczono środków na finansowanie budowy infrastruktury w elektroenergetyce węglowej, natomiast większość dotacji przekazano na rozdrobnioną ilość działań w obszarze elektroenergetyki odnawialnej, w szczególności na fotowoltaikę.

Rysunek 13. Liczba analizowanych projektów z podziałem na poszczególne kategorie wsparcia w latach 2007-2013 oraz 2014-2020



Źródło: Opracowanie własne WiseEuropa na podstawie danych MIIR

Na przestrzeni lat udział subsydiów dla elektroenergetyki węglowej konsekwentnie spadał. W latach 2007-2013 tego rodzaju inwestycje infrastrukturalne stanowiły niemal jedną czwartą całości analizowanych dotacji UE, z kolei

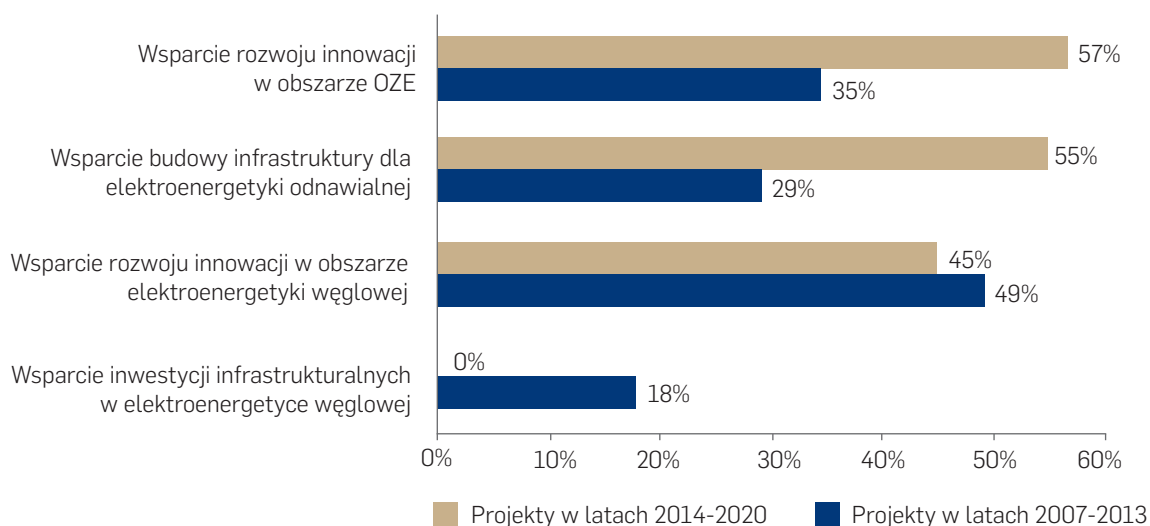
w kolejnym okresie nie został dofinansowany ani jeden taki projekt. Podobna tendencja występuje w przypadku wsparcia innowacji w wysokoemisyjnym obszarze, gdzie udział dofinansowania wyniósł kolejno 9% oraz 2% w latach późniejszych. Warto zauważyć, że niższa intensywność wykorzystania funduszy unijnych do wsparcia projektów węglowych odzwierciedla nie tylko kierunek zmian, ale także rozpoczęty już proces odchodzenia od wysokoemisyjnych źródeł energii na rzecz energetyki odnawialnej. Pokazuje to istotną rolę unijnych mechanizmów w stymulowaniu transformacji energetycznej w Polsce.

Fakt ten potwierdza również poniższy rysunek, z którego wynika, że na przestrzeni lat średnie dofinansowanie dla budowy infrastruktury oraz wsparcie innowacji w elektroenergetyce węglowej spadło kolejno o 18 p.p. oraz 4 p.p., przy wzroście intensywności dotacji dla OZE o ponad 20 p.p.. Porównując intensywność dotacji na poszczególne rodzaje technologii OZE, proporcjonalnie największy wzrost udziału wsparcia w ogólnej wartości projektów odnotowano dla sieci elektroenergetycznych (37 p.p.) oraz biomasy (31 p.p.). Ogółem, instalacje fotowoltaiczne i pompy ciepła w dalszym ciągu są proporcjonalnie najbardziej dofinansowanym obszarem, w którym dotacja sięga 66% w latach 2014-2020, podczas gdy w tym samym okresie najniższy jest średni udział dotacji w ogólnej wartości projektów związanych z wiatrem oraz elektrowniami wodnymi.



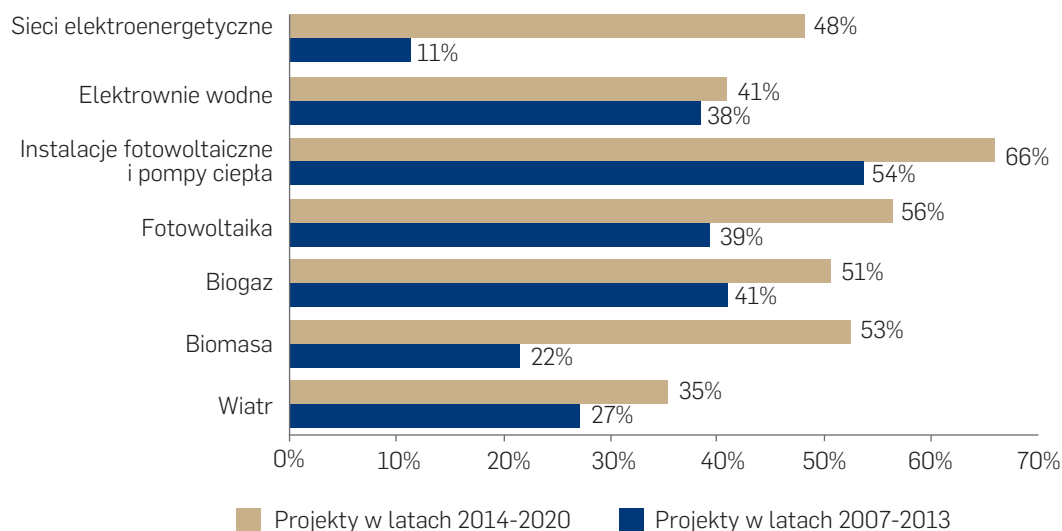
Mechanizmy unijne odgrywają istotną rolę w stymulowaniu transformacji energetycznej w Polsce

Rysunek 14. Średni udział procentowy dotacji z funduszy unijnych w ogólnej wartości projektów w podziale na poszczególne kategorie w latach 2007-2013 oraz 2014-2020



Źródło: Opracowanie własne WiseEuropa na podstawie danych MliR

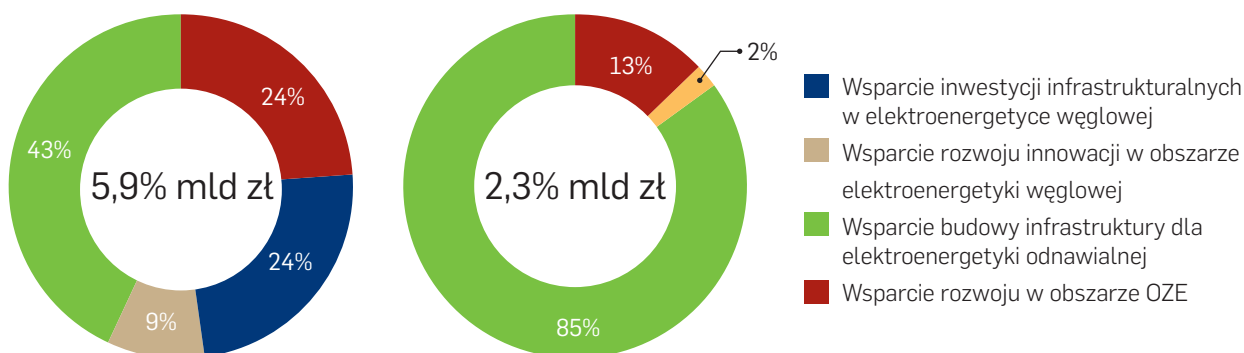
Rysunek 15. Średni udział procentowy dotacji z funduszy unijnych w ogólnej wartości projektów w podziale na rodzaje technologii OZE w latach 2007-2013 oraz 2014-2020



Źródło: Opracowanie własne WiseEuropa na podstawie danych MIIR

Pod względem liczby analizowanych projektów skierowanych na wsparcie budowy infrastruktury w obszarze elektroenergetyki odnawialnej, w pierwszym okresie wyróżniono 424 projekty o łącznej wartości 8,7 mld zł, których średnie wsparcie z funduszy unijnych wynosiło 29%. Z kolei w latach 2014-2020 było to 1229 projektów wartych 3,6 mld zł, dotowanych średnio w 55%. Dysproporcja ta świadczy zarówno o zwiększeniu liczby zakwalifikowanych wniosków posiadających niższą jednostkową wartość oraz wzroście średniego poziomu dotacji, co może wpłynąć na efektywność ich dystrybucji. W porównaniu do wsparcia skierowanego do elektroenergetyki węglowej, udział subsydiów skierowanych na rozwój OZE w Polsce jest coraz wyższy – w latach 2007-2013 67% analizowanych dotacji zostało przeznaczonych na wsparcie budowy tego rodzaju infrastruktury oraz innowacji w obszarze energetyki odnawialnej, podczas gdy w kolejnym okresie poziom ten wzrósł do 98%.

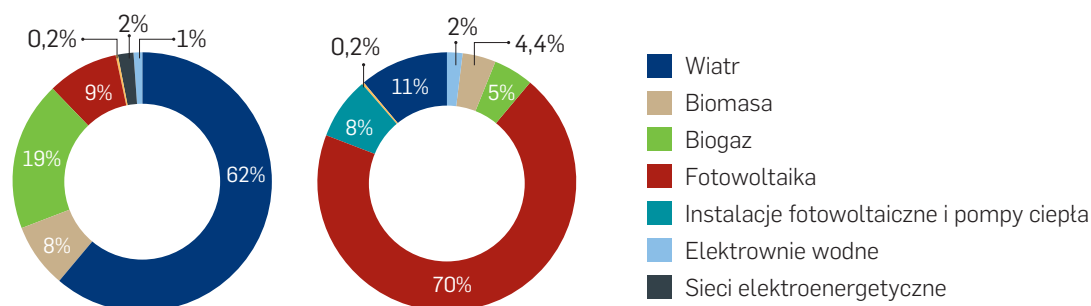
Rysunek 16. Struktura dotacji dla poszczególnych kategorii w latach 2007-2013 (lewy panel) oraz 2014-2020 (prawy panel)



Źródło: Opracowanie własne WiseEuropa na podstawie danych MIIR

W latach 2007-2013, 1,6 mld zł czyli 62% środków związanych ze wsparciem infrastruktury dla energetyki odnawialnej przeznaczonych zostało na projekty dotyczące energetyki wiatrowej, gdzie największy z nich, o wartości całkowitej 289 mln zł oraz z 38 mln zł dofinansowania z UE, dotyczył budowy farmy wiatrowej Karwice o mocy 40 MW. W drugiej kolejności dotowano działania związane z biogazem (19%) i fotowoltaiką (9%). Z kolei w latach 2014-2020, zauważalny jest spadek udziału dotacji działań związanych z energetyką wiatrową (o 60 p.p.) na rzecz fotowoltaiki, której dofinansowanie jest szacowane na 70% środków z kategorii trzeciej (czyli ok. 1,4 mld zł). Największym beneficjentem pod względem ogólnej wartości projektu w tym obszarze jest inicjatywa: „Ekopartnerzy na rzecz słonecznej energii Małopolski” o wartości całkowitej 111 mln zł, który to projekt zakłada instalację 3 108 sztuk instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 15,07 MW, absorbując tym samym ok. 62% budżetu projektu. Oprócz tego, w ramach równoległych działań przewiduje się zamontowanie 2 782 sztuk kolektorów słonecznych. Warto zwrócić uwagę, że w przeciwieństwie do lat 2007-2013, dotacje do sieci elektroenergetycznych wzrosły aż o 10 p.p., podczas gdy skala wsparcia biogazu, biomasy oraz elektrowni wodnych uległa zmniejszeniu.

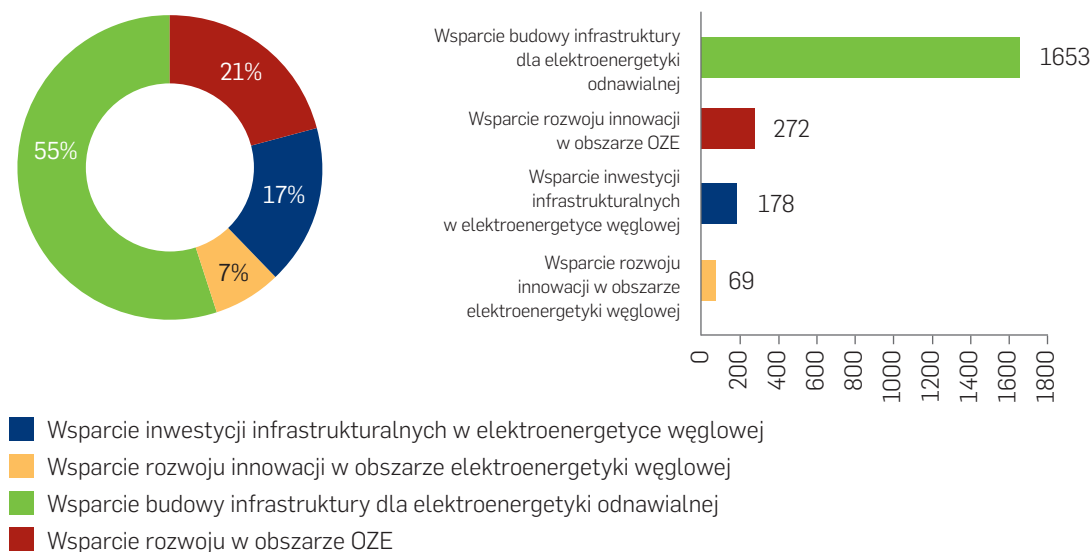
Rysunek 17. Struktura dotacji dla wsparcia budowy infrastruktury dla elektroenergetyki odnawialnej w latach 2007-2013 (lewy panel) oraz 2014-2020 (prawy panel).



Źródło: Opracowanie własne WiseEuropa na podstawie danych MliR

W wyniku tego, sumarycznie w latach 2007-2020 najwięcej, bo aż 1653 projektów, dotyczyło wsparcia budowy infrastruktury dla elektroenergetyki odnawialnej (budowa i przyłączenie do sieci instalacji OZE), z kolei najmniej – 69, wchodziło w zakres wsparcia rozwoju innowacji w obszarze elektroenergetyki węglowej. W konsekwencji, wszystkie środki unijne przeznaczone w latach 2007-2020 na rozwój energetyki odnawialnej w Polsce można szacować na około 6 mld zł, w porównaniu do 2 mld zł w formie dotacji dla wysokoemisyjnych projektów.

Rysunek 18. Struktura dotacji dla poszczególnych kategorii (lewy panel) oraz liczba projektów w podziale na poszczególne kategorie (prawy panel) w latach 2007-2020.



Źródło: Opracowanie własne WiseEuropa na podstawie danych MIIR

2.7.4 OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

Podczas analizowanego okresu skala wykorzystania funduszy unijnych na projekty związane z OZE znacznie przewyższyła dofinansowanie elektroenergetyki węglowej. Ogółem, wielkość rozważanych dotacji wyniosła około 8,2 mld zł, z czego wsparcie inwestycji infrastrukturalnych w kategorii pierwszej wyniosło 1,4 mld zł (17% dotacji europejskich), podczas gdy na analogiczną kategorię wsparcia energetyki odnawialnej przeznaczono łącznie ponad połowę dotacji (55%), czyli prawie 4,5 mld zł. Pod względem innowacji, zarówno dla projektów wysoko i niskoemisyjnych, wielkości te są niższe i wynoszą odpowiednio 589 tys. zł (7% dotacji) dla elektroenergetyki węglowej oraz 1,7 mld zł dla OZE (21% dotacji).

Z uwagi na fakt, że największy procent wsparcia został przeznaczony na budowę infrastruktury dla niskoemisyjnej elektroenergetyki, warto przyjrzeć się bliżej strukturze subsydiowania tego obszaru. Z analizy wynika, że fotowoltaika oraz energetyka wiatrowa to dwa najbardziej dotowane podsektory, otrzymujące w sumie aż 38% rozważanych środków unijnych, czyli ponad 3 mld zł. Kolejną pozycją jest biogaz z siedmioprocentowym wsparciem, podczas gdy najmniej pomocy przeznaczają się na projekty związane z biomasą (4%), sieciami elektroenergetycznymi (3%), instalacjami fotowoltaicznymi i pompami ciepła (2%) oraz na elektrownie wodne (1%).

Szczególne zauważalne są skutki wynikające z różnicy w strukturze wsparcia dla inwestycji energetycznych w perspektywie budżetowej 2007-2013, a następnie 2014-2020. Po 2014 r. nie tylko zrezygnowano z inwestycji w energetykę węglową (dopuszczając jedynie niewielki udział dotacji dla innowacji w tym sektorze), ale też odwróciły się proporcje pomiędzy wsparciem dla energetyki wiatrowej i fotowoltaiki (na korzyść tej drugiej). Choć kierunek zastąpienia wsparcia dla paliw wsparciem dla OZE był kierunkiem pożądanym, pod znakiem zapytania staje jego efektywność z uwagi na istnienie innych systemów wsparcia dla OZE (np. zielonych certyfikatów). W bieżącej perspekty-

” Środki unijne przeznaczone w latach 2007-2020 na rozwój energetyki odnawialnej w Polsce można szacować na około 6 mld zł

wie pozytywnym efektem jest natomiast zwiększenie wsparcia dla instalacji PV, co umożliwiło rozwój małych instalacji (oraz otworzyło drogę do rozwoju energetyki prosumenckiej). W kolejnej perspektywie budżetowej tak wysoki poziom dotacji dla instalacji fotowoltaicznych nie będzie konieczny z uwagi na możliwość uzyskania rynkowego zwrotu z inwestycji w wyniku oczekiwanych wzrostów cen energii oraz spadających kosztów inwestycji.

Podsumowując, z analizy struktury dotacji z funduszy unijnych dla Polski wynika, że w przeciągu ostatniego dziesięciolecia, całkowicie zmienił się strumień pomocy finansowej, ze wsparcia projektów związanych z elektroenergetyką węglową w kierunku budowy infrastruktury oraz – w mniejszym stopniu – innowacji związanych z elektroenergetyką odnawialną. W obszarze OZE konsekwentnie największy nacisk stawia się na energetykę wiatrową oraz instalacje fotowoltaiczne, podczas gdy pozostałe technologie odgrywają znacznie mniejszą rolę. Rozległość wsparcia niskoemisyjnych projektów oraz rezygnacja z dotacji wysokoemisyjnych sektorów świadczą o wdrożeniu działań zmierzających do niskoemisyjnej transformacji, co wynika przede wszystkim z zastrzegającej się polityki klimatycznej UE, przekładającej się na zasady wykorzystania środków z funduszy unijnych.

2.8. POMOC NA PODNIESIENIE POZIOMU OCHRONY ŚRODOWISKA W ELEKTROENERGETYCE

2.8.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

W Polsce obowiązywał szereg programów pomocowych dotyczących ochrony środowiska w sektorze elektroenergetyki. Pierwsze z nich weszły w życie już z dniem uzyskania przez Polskę członkostwa w UE²⁸⁴, a następnie ich obowiązywanie było przedłużane kolejnymi programami notyfikowanymi KE²⁸⁵.

Podstawą prawną obowiązywania programów była przede wszystkim ustawa – Prawo ochrony środowiska (dalej: „Prawo ochrony środowiska”)²⁸⁶ oraz liczne rozporządzenia Rady Ministrów, Ministra Środowiska i Ministra Gospodarki²⁸⁷. Pomoc była przyznawana przez NFOŚiGW, a także WFOŚiGW, w formie:

284 Program pomocy horyzontalnej na ochronę środowiska przeznaczony na inwestycje służące zastosowaniu technologii zapewniających czystsza i energooszczędną produkcję oraz oszczędzanie surowców (PL 23/2004); program pomocy horyzontalnej przeznaczony na inwestycje służące promocji odnawialnych źródeł energii (PL 10/2004); program pomocy horyzontalnej przeznaczony na inwestycje służące dostosowaniu do wymogów najlepszych technik (PL 8/2004).

285 Program pomocy horyzontalnej na ochronę środowiska przeznaczony na inwestycje służące zastosowaniu technologii zapewniających czystsza i energooszczędną produkcję oraz oszczędzanie surowców (decyzja KE sygn. K(2007)4676); program pomocy horyzontalnej przeznaczony na inwestycje służące promocji odnawialnych źródeł energii (decyzja KE sygn. K(2007)4291); program pomocy horyzontalnej przeznaczony na inwestycje służące dostosowaniu do wymogów najlepszych technik (decyzja KE sygn. K(2007)3367); program horyzontalnej pomocy publicznej na niektóre cele z zakresu ochrony środowiska (decyzja KE sygn. C(2014)4024).

286 Dz.U. z 2019 r., poz. 1396, z późn. zm.

287 Rozporządzenia Rady Ministrów z 27 kwietnia 2004 r.:

- w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na inwestycje służące zastosowaniu technologii zapewniających czystsza i energooszczędną produkcję oraz oszczędzanie surowców (Dz.U. z 2004 r. nr 102, poz. 1069, z późn. zm.);
- w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii (Dz.U. z 2004 r. nr 98, poz. 996, z późn. zm.);
- w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na inwestycje służące dostosowaniu do wymogów najlepszych dostępnych technik (Dz.U. z 2004 r. nr 98, poz. 991, z późn. zm.); oraz rozporządzenie Ministra Środowiska z 2 lipca 2014 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania horyzontalnej pomocy publicznej na niektóre cele z zakresu ochrony środowiska (Dz.U. z 2014 r., poz. 908, z późn. zm.); rozporządzenie Ministra Środowiska z 21 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania horyzontalnej pomocy publicznej na cele z zakresu ochrony środowiska (Dz.U. z 2015 r., poz. 2250, z późn. zm.); rozporządzenie Ministra Gospodarki z 26 stycznia 2009 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wysokosprawnego wytwarzania energii (Dz.U. z 2009 r. nr 21, poz. 111, z późn. zm.).

- dotacji;
- pożyczek preferencyjnych udzielanych przez NFOŚiGW/WFOŚiGW;
- preferencyjnych kredytów bankowych udzielanych, ze względów organizacyjnych, przez banki wyłonione w ramach przetargu;
- częściowych umorzeń tych preferencyjnych pożyczek i kredytów; oraz
- do oprocentowania kredytów bankowych wynegocjowanych przez beneficjentów z wybranym bankiem.

Pomoc była i jest przyznawana w zakresie nowych inwestycji:

- służących zastosowaniu technologii zapewniających czystsza i energooszczędną produkcję oraz oszczędzanie surowców²⁸⁸, poprzez:
 - zmiany technologii służące zmniejszeniu zapotrzebowania na energię, wodę oraz surowce, ze szczególnym uwzględnieniem odzysku różnego rodzaju energii oraz ograniczania ilości wytwarzanych odpadów,
 - zastosowanie lub modernizację urządzeń służących eliminowaniu lub ograniczaniu oddziaływań szkodliwych dla środowiska,
 - zmiany technologii służące eliminowaniu lub ograniczaniu oddziaływań szkodliwych dla środowiska,
 - oszczędzanie energii wykorzystywanej w obiektach budowlanych; oraz
- związanych z OZE²⁸⁹.

Do 2010 r.²⁹⁰ wspierane były również inwestycje służące dostosowaniu do najlepszych dostępnych technik (z ang. *best available techniques*, BAT), w zakresie:

- zmian technologii służących eliminowaniu szkodliwych oddziaływań i uciążliwości poprzez zapobieganie emisjom do środowiska;
- zmian technologii służących zmniejszeniu zapotrzebowania na energię, wodę oraz surowce, ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania ciepła odpadowego oraz ograniczenia ilości wytwarzanych odpadów;
- zmian technologii ukierunkowanych na ograniczenie wielkości emisji niektórych substancji i energii do poziomu określonego w przepisach krajowych i w przepisach UE oraz w dokumentach referencyjnych BAT; oraz
- inwestycji w urządzenia lub instalacje ograniczające emisje do środowiska, których zastosowanie jest niezbędne dla dotrzymania zaostrzających się standardów emisyjnych lub granicznych wielkości emisji charakteryzujących najlepsze dostępne techniki, gdy redukcje emisji osiągalne poprzez zmiany technologii i działania operacyjne nie są w tym zakresie wystarczające.

288 Decyzje KE: K(2007)4676 oraz C(2014)4024.

289 Decyzje KE: K(2007)4291 oraz C(2014)4024.

290 Najpierw program pomocy horyzontalnej przeznaczony na inwestycje służące dostosowaniu do wymogów najlepszych technik (PL 8/2004), przedłużony następnie programem pomocy horyzontalnej przeznaczony na inwestycje służące dostosowaniu do wymogów najlepszych technik (decyzja KE sygn. K(2007)3367).

Analogiczne mechanizmy funkcjonowały też w przypadku pomocy regionalnej, jak w przypadku programu pomocowego w zakresie regionalnej pomocy publicznej na niektóre inwestycje w ochronie środowiska²⁹¹, regulowanego przepisami Prawa ochrony środowiska oraz rozporządzeniem Rady Ministrów²⁹², który obowiązywał w latach 2009-2013. Program ten dotyczył inwestycji służących m.in. dostosowaniu istniejących instalacji do wymogów BAT.

2.8.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Wszystkie mechanizmy wzięte pod uwagę w pkt 2.8.1 zostały notyfikowane KE, która odpowiednimi decyzjami stwierdziła, że stanowią one pomoc państwa zgodną z rynkiem wewnętrznym.

Należy nadmienić, że w Polsce funkcjonują też inne mechanizmy finansowania inwestycji w sektorze elektroenergetycznym ze środków krajowych (np. realizowane przez NFOŚiGW), które, zdaniem instytucji udzielających wsparcia, nie stanowią pomocy państwa²⁹³.

2.8.3 OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA

W sprawozdaniach rocznych NFOŚiGW przedsięwzięcia finansowane ze środków własnych funduszu ujęte są razem z przedsięwzięciami realizowanymi jako współfinansowanie z udziałem środków europejskich (Program Infrastruktura i Środowisko 2014-2020). Powoduje to duże trudności z oceną wielkości wsparcia ze środków własnych NFOŚiGW dla konkretnych projektów w sektorze elektroenergetycznym. Z tego powodu zaprezentowane poniżej dane należy traktować poglądowo, jako odpowiadające przede wszystkim na pytanie o to, jakie projekty były dofinansowane, jaka była skala całkowitego wsparcia zarządzanego przez NFOŚiGW oraz jaki był skutek przeznaczenia tych środków dla generowania energii elektrycznej.

Według raportów NFOŚiGW, wsparcie dla instalacji produkujących energię elektryczną w działalności Funduszu obejmuje działania zawarte w obszarze ochrony atmosfery i klimatu. W ramach tego obszaru realizowano szereg programów, które obejmowały przede wszystkim przedsięwzięcia dotyczące poprawy jakości powietrza, wsparcia dla OZE, wysokosprawnej kogeneracji oraz termomodernizacji budynków użyteczności publicznej.

Całkowite środki wydane na program ochrony atmosfery i klimatu, bez udziału środków z UE oraz bez współfinansowania, wyniosły w latach 2012-2018 łącznie ok. 3,8 mld PLN (w cenach z 2018 r.), z czego nieco ponad połowa przypadła na dotacje, a reszta – na pożyczki. Przy tym udział dotacji spadł z niespełna 2/3 w 2012 r. do 35% w 2018 r, wraz z przesuwaniami się Funduszu w kierunku udzielania wsparcia w formie zwrotnej.

”

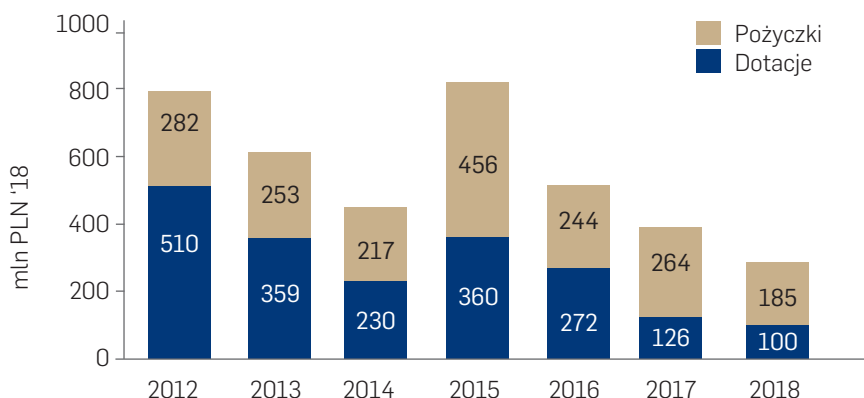
Pomoc udzielana przez NFOŚiGW przesuwa się w kierunku wsparcia w formie zwrotnej

291 Program pomocowy w zakresie regionalnej pomocy publicznej na niektóre inwestycje w ochronie środowiska (XR 18/2007).

292 Rozporządzenie Rady Ministrów z 22 grudnia 2006 r. w sprawie ustanowienia programu pomocowego w zakresie regionalnej pomocy publicznej na niektóre inwestycje w ochronie środowiska (Dz.U. z 2006 r. nr 246, poz. 1795, z późn. zm.).

293 Zob. np. <http://nfosigw.gov.pl/o-nfosigw/aktualnosci/art,1056,oferta-nfosigw-w-kontekscie-nowych-standardow-bat-trwa-nabor-do-programu-e-kumulator.html> (dostęp 29.11.2019).

Rysunek 19. Całkowita wielkość wsparcia NFOŚiGW ze środków własnych (bez współfinansowania projektów europejskich) w obszarze ochrony atmosfery i klimatu w latach 2012-2018 (mln PLN)

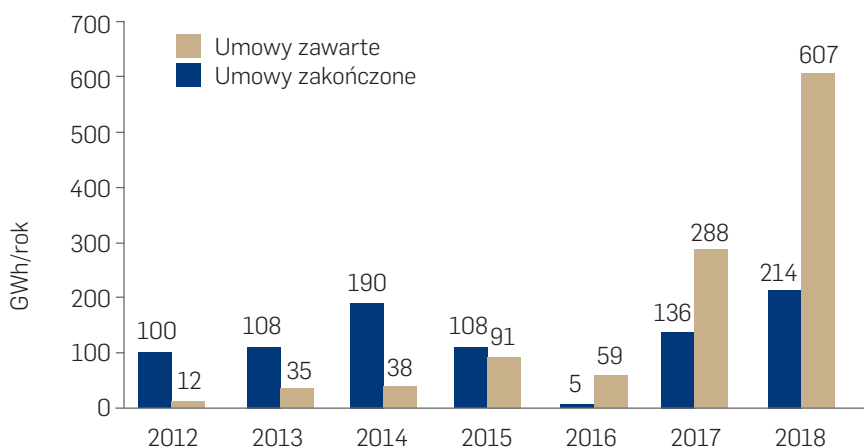


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ze sprawozdań rocznych z działalności NFOŚiGW

2.8.4 OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

Analiza sprawozdań rocznych NFOŚiGW nie wskazuje na to, że projekty realizowane wyłącznie ze środków własnych obejmowały w większej części przedsięwzięcia dotyczące generacji energii elektrycznej. Wręcz przeciwnie – dane przedstawione w raporcie NFOŚiGW za 2018 r. sugerują, że proporcja udziału środków własnych oraz współfinansowania jest zupełnie inna w ocenie efektów wsparcia, tj. ocenie całkowitego zwiększenia produkcji energii elektrycznej i ciepłej w wyniku realizowanych programów. We wskazanym okresie instalacje wsparte z umów zawartych z NFOŚiGW wygenerowały 213,5 tys. MWh, przy czym tylko 2,5 tys. MWh, czyli ok. 1% wygenerowanej energii elektrycznej, pochodziło ze środków własnych bez współfinansowania ze środków UE. Można założyć, że w poprzednich latach udział tych środków także był znikomy (w porównaniu ze współfinansowaniem z udziałem środków europejskich).

Rysunek 20. Zwiększenie produkcji energii elektrycznej i ciepłej²⁹⁴ na podstawie umów zawartych i zakończonych jako efekt ekologiczny wsparcia NFOŚiGW (wraz ze współfinansowaniem) w latach 2012-2018 (GWh/rok)

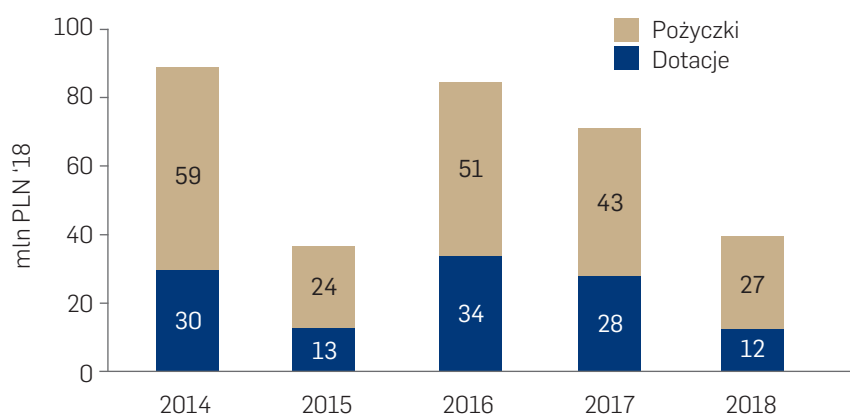


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ze sprawozdań rocznych z działalności NFOŚiGW

294 Z racji dostępności danych w raportach rocznych NFOŚiGW, informacje za lata 2012-2015 obejmują zwiększenie produkcji energii elektrycznej, a za lata 2016-2018 łącznie energii elektrycznej oraz ciepłej.

Projekty NFOŚiGW w zakresie generacji energii elektrycznej wdrażane były w ramach realizacji zadań Funduszu obejmujących działania dotyczące ochrony klimatu i atmosfery. Wśród nich należy wymienić System Zielonych Inwestycji (ang. *Green Investment Scheme*, GIS) w ramach którego inwestowano w m.in. w biogazownie rolnicze (łącznie prawie 82,5 mln PLN dotacji oraz ponad 129 mln PLN pożyczek w latach 2012-2015), elektrociepłownie i ciepłownie na biomasę, a także w budowę i przebudowę sieci elektroenergetycznych w celu podłączenia źródeł energii wiatrowej. Programami finansowanymi ze środków własnych NFOŚiGW i służącymi rozwojowi odnawialnych źródeł energii były natomiast przede wszystkim programy „Prosument” oraz „Bocian”. Na „Prosumenta” obejmującego linię dofinansowania z przeznaczeniem na zakup i montaż mikroinstalacji OZE przeznaczono łącznie w latach 2014-2016 ponad 110 mln PLN dotacji oraz udzielono blisko 200 mln PLN pożyczek. W przypadku „Bociana” skala wsparcia była mniejsza – w latach 2014-2017 wyniosła ona łącznie około 30 mln PLN dotacji.

Rysunek 21. Wysokość dotacji i pożyczek na podstawie umów zawartych i zakończonych w ramach programu „Prosument” (tys. PLN)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ze sprawozdań rocznych z działalności NFOŚiGW

Podsumowując, choć całkowite środki przeznaczane przez NFOŚiGW na wsparcie sektora elektroenergetycznego pozwoliły w latach 2016-2018 na wygenerowanie dodatkowych ponad 950 GWh energii elektrycznej oraz ciepłej rocznie (ponad 1128 GWh rocznie, jeśli dodamy do tego generację energii elektrycznej w latach 2012-2015), było to możliwe przede wszystkim dzięki współfinansowaniu z udziałem środków europejskich z POIiŚ. Uruchomiony przez Fundusz w III kw. 2019 r. program priorytetowy „Mój Prąd” oraz funkcjonujący obecnie ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE wskazuje na to, że w zakresie generacji energii elektrycznej Fundusz swoje środki własne zamierza przekierowywać w stronę energetyki prosumenckiej, a nie wsparcia dla energetyki zawodowej.

2.9. WSPARCIE Z BGK I PFR

2.9.1 CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

Polski Fundusz Rozwoju („PFR”) oraz Bank Gospodarstwa Krajowego („BGK”) są dwoma z sześciu państwowych instytucji rozwoju, w rozumieniu nowej ustawy o systemie instytucji rozwoju²⁹⁵. PFR jest spółką akcyjną należącą do Skarbu Państwa, której przedmiotem działalności jest inwestowanie w zrównoważony rozwój społeczny i gospodarczy szeroko rozumianego państwa, poprzez oferowanie tzw. instrumentów rozwoju²⁹⁶. Szczegółowy zakres działalności PFR został określony w statucie spółki²⁹⁷.

BGK jest państwowym bankiem należącym do Skarbu Państwa. Podstawowym celem działalności BGK jest wspieranie polityki gospodarczej Rady Ministrów, rządowych programów społeczno-gospodarczych, w tym poręczeniowo-gwarancyjnych, oraz programów samorządności lokalnej i rozwoju regionalnego. Zakres działalności BGK jest obecnie regulowany ustawą z 2003 r. o Banku Gospodarstwa Krajowego²⁹⁸ oraz statutem, nadanym przez Ministra Rozwoju w drodze rozporządzenia²⁹⁹.

Zarówno PFR jak i BGK uczestniczą w finansowaniu, w różnych formach, inwestycji z zakresu energetyki. Jednym z takich projektów jest budowa nowego, opalanego węglem kamiennym, bloku energetycznego o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno (dalej: „Elektrownia Jaworzno III”). Inwestorem w tym projekcie jest spółka celowa Nowe Jaworzno, funkcjonująca w ramach grupy energetycznej Tauron, gdzie najwięcej udziałów (około 30 proc.) posiada Skarb Państwa³⁰⁰. Inwestycja jest realizowana przez konsorcjum Rafako. Do spółki Nowe Jaworzno przystąpił PFR, który docelowo ma przeznaczyć na budowę elektrowni 880 mln zł³⁰¹.

Zgodnie z podpisaną umową inwestycyjną, dwa zarządzane przez PFR fundusze inwestycyjne³⁰² mają dokapitalizować spółkę Nowe Jaworzno poprzez objęcie nowo tworzonych udziałów w zamian za wkłady pieniężne (po 440 mln zł każdy). W połowie 2018 r. zgodę na dokonanie takiej koncentracji wydał Prezes UOKiK³⁰³. Zgodnie z informacjami zawartymi w ostatnim sprawozdaniu finansowym Taurona, spełnione zostały wszystkie warunki zawieszające wymagane do przystąpienia funduszy do spółki Nowe Jaworzno³⁰⁴. Udział każdego z funduszy w kapitale zakładowym spółki celowej powinien wynosić około 14 proc. na dzień oddania inwestycji do eksploatacji (planowanego na początek 2020 r.). Co ważne, obydwie fundusze są funduszami zamkniętymi, co oznacza, że nie ma możliwości, aby inwestorami w ramach tych funduszy były podmioty inne niż PFR. Według stanu na luty 2019 r., jeden z funduszy inwestycyjnych dokapitalizował już Nowe Jaworzno w kwocie niemal 300 tys. zł, dzięki czemu w tej dacie posiadał on ponad 7 proc. udziałów w spółce celowej³⁰⁵.

295 Dz.U. z 2019 r., poz. 1572.

296 Zob. w szczególności: <https://pfr.pl/serwis-korporacyjny/> (dostęp 29.11.2019).

297 Załącznik do Uchwały Rady Nadzorczej nr 63/2018 spółki Polski Fundusz Rozwoju S.A. z 26 lipca 2018 r.

298 Dz.U. z 2003 r. nr 65, poz. 594, z późn. zm.

299 Dz.U. z 2016 r., poz. 1527.

300 Zob. Rozszerzony skonsolidowany raport kwartalny Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. za I kwartał 2019 r., Maj 2019, s. 29.

301 Zob. Skonsolidowany raport roczny Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. za 2018 r., 3 kwietnia 2019, s. 2. oraz raport bieżący Taurona nr 11/2018: <https://www.tauron.pl/tauron/relacje-inwestorskie/raporty-biezace/raport-biezacy?id=7580176> (dostęp 29.11.2019).

302 Fundusz Inwestycji Infrastrukturalnych – Kapitałowy Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych oraz Fundusz Inwestycji Infrastrukturalnych – Dłużny Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych.

303 Zob. decyzję nr DKK-115/2018.

304 Zob. Tauron, Sprawozdanie finansowe za rok zakończony dnia 31 grudnia 2018 roku zgodne z MSSF zatwierdzonymi przez UE, s. 84.

305 Zob. Sprawozdanie Zarządu z działalności TAURON Polska Energia S.A. oraz Grupy Kapitałowej TAURON za rok obrotowy 2018, s. 11.

W Elektrownię Jaworzno III zaangażował się również BGK. Nastąpiło to w formie udzielenia gwarancji bankowej zwrotu zaliczki do wysokości kwoty 48 mln zł oraz gwarancji bankowej należytego wykonania umowy głównej dotyczącej budowy bloku – do kwoty około 126 mln zł³⁰⁶. Na takich samych zasadach w przedsięwzięcie zaangażował m.in. bank PKO BP oraz przedsiębiorstwo ubezpieczeniowe PZU. Trzy lata później BGK obniżył wartość gwarancji bankowej zwrotu zaliczki (o 15 mln zł) oraz zwiększył wartość gwarancji bankowej należytego wykonania umowy (o 2 mln zł)³⁰⁷.

Inną formą zaangażowania BGK w inwestycje energetyczne jest udzielanie kredytów, jak w przypadku Elektrowni Puławy. W lipcu 2015 r. BGK oraz Grupa Azoty Puławy i Elektrownia Puławy (w wyniku późniejszego połączenia spółek, prawa i obowiązki tej drugiej w 2018 r. przejęła Grupa Azoty Puławy³⁰⁸) podpisały porozumienie w sprawie sfinansowania nowej inwestycji spółki w Puławach – niskoemisyjnej i bezodpadowej elektrowni gazowej. Wartość umowy przekraczała miliard złotych³⁰⁹. Następnie, na początku 2017 r. zapadła decyzja o zmianie planów i zamiast budowy instalacji gazowej ma nastąpić modernizacja istniejącej elektrociepłowni, zasilanej węglem. Nowa jednostka ma zastąpić dwa dotychczasowe bloki węglowe i zapewnić 100 MW mocy elektrycznej oraz 300 MW mocy cieplnej³¹⁰.

Ponadto, jesienią 2014 r. BGK udzielił należącej do Grupy Azoty spółce Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A. kredytu terminowego do kwoty 256 mln zł. Pozyskane środki spółka przeznaczyła na współfinansowanie budowy nowej elektrociepłowni gazowej³¹¹. W kwietniu 2015 r. BGK wraz z konsorcjum banków udzielił finansowania na realizację programu inwestycyjnego zapisanego w strategii spółki do 2020 r. Początkowo wartość kredytu wynosiła 1,5 mld zł (łącznie wszystkie banki w konsorcjum)³¹², a w 2018 r. została podwyższona do 3 mld zł³¹³.

BGK wspiera również grupę energetyczną Enea. Bank zawarł z tą spółką dwie umowy programowe dotyczące emisji obligacji do wysokości 1 mld zł (w maju 2014 r.³¹⁴) oraz 700 mln zł (w grudniu 2015 r.), z przeznaczeniem na finansowanie potrzeb inwestycyjnych³¹⁵. Umowy są formą współpracy w ramach realizowanego przez BGK programu „Inwestycje polskie”. Środki objęte pierwszą z umów zostały w pełni wykorzystane przed podpisaniem drugiej³¹⁶. Środki z emisji obligacji w ramach tych umów posłużyły Enei do nabycia akcji kopalni węgla kamiennego LW Bogdanka, nabycia od francuskiego przedsiębiorstwa energetycznego ENGIE, opalanej węglem kamiennym i częściowo biomasą Elektrowni Połaniec, jak również finansowania innych inwestycji gru-

306 Zob. raport bieżący Rafako do Komisji Nadzoru Finansowego nr RB 18/2014: https://www.rafako.com.pl/pub/File/raporty_biezace/2014/RB%2018_2014.pdf (dostęp 29.11.2019).

307 Zob. raport bieżący do KNF nr RB 57/2017, s. 2: https://www.rafako.com.pl/pub/File/raporty_biezace/2017/RB_57_2017_Zmiana_umowy_gwarancji_E003B7_Jaworzno.pdf (dostęp 29.11.2019).

308 Zob. <https://pulawy.naszemiasto.pl/blok-weglowy-zamiast-elektrociepowni-pulawy-dalszy-los/ar/c3-4978010> (dostęp 29.11.2019).

309 Zob. Raport roczny BGK za 2015 r.: https://www.bgk.pl/files/public/Pliki/O_Banku/Bank_w_liczbach/Raport_roczny/Raport_roczny_BGK_za_2015_r.pdf (dostęp 29.11.2019), s. 33.

310 Zob. <http://grupaazoty.com/pl/wydarzenia/ruszyla-budowa-nowego-bloku-energetycznego-w-grupie-azoty-pulawy.html> (dostęp 29.11.2019).

311 Zob. <https://www.bgk.pl/aktualnosci/bgk-bedzie-wspolfinansowac-nowa-elektrownie-grupy-azoty-w-pulawach-819/> (dostęp 29.11.2019).

312 Zob. <https://www.bgk.pl/aktualnosci/bgk-bedzie-wspolfinansowac-nowa-elektrownie-grupy-azoty-w-pulawach-819/> (dostęp 29.11.2019).

313 Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Azoty S.A. oraz Grupy Kapitałowej Grupa Azoty za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2018 roku, s.33.

314 Zob. Sprawozdanie Zarządu z działalności Enea S.A. w 2014 r.: https://ir.enea.pl/file/attachment/681219/a9/sprawozdanie_zarzadu_z_dzialalnosci_enea_s.a._w_2014_r.pdf (dostęp 29.11.2019), s. 25.

315 Zob. <https://www.bgk.pl/biuro-prasowe/komunikaty-prasowe-archiwum/enea-skorzystala-z-finansowania-dostarczonego-przez-bank-gospodarstwa-krajowego-przy-nabyciu-elektrowni-polaniec-2024/> (dostęp 29.11.2019).

316 Zob. <https://www.bgk.pl/aktualnosci/enea-ma-od-bgk-kolejne-700-milionow-na-swoj-rozwoj-1687/> (dostęp 29.11.2019).

py Enea³¹⁷. W praktyce pozyskane środki posłużyły więc grupie do sfinansowania inwestycji w infrastrukturę węglową. Wykup obligacji ma następować w ratach, do września 2027 r.

Analogiczną umowę BGK (wraz z Alior Bankiem) zawarł w 2013 r. ze spółką energetyczną „Jastrzębie” (obecnie: PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa SA). Była to umowa programu emisji obligacji do kwoty 420 mln zł, z czego udział BGK wyniósł 280 mln zł. Znaczna część z tych środków finansowała budowę nowego, wielopaliwowego, kogeneracyjnego bloku fluidalnego na terenie Elektrociepłowni Zofiówka, o mocy około 100 MW. BGK pełnił w transakcji rolę organizatora, gwaranta, agenta emisji, agenta zabezpieczenia, agenta ds. płatności i depozytariusza, oraz zapewnia finansowanie w wysokości właśnie 280 mln zł³¹⁸.

W 2015 r. wsparcie od Polskich Inwestycji Rozwojowych (obecnie PFR) przy budowie elektrociepłowni gazowej w Toruniu uzyskała również spółka EDF (obecnie są to aktywa PGE). Instalacja zastąpiła działającą tam wcześniej jednostki węglowe. Zarządzany przez PFR fundusz zainwestował w ten projekt 275 mln zł³¹⁹.

Na uwagę zasługuje również niedawna deklaracja prezesa PFR, Pawła Borysa³²⁰, że PFR mógłby przeznaczyć kilka miliardów zł na współfinansowanie budowy polskiej elektrowni jądrowej.

2.9.2 CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

We wszystkich przedstawionych powyżej sytuacjach państwowe podmioty, PFR i BGK, angażują się w finansowanie inwestycji w sektorze elektroenergetycznym. Często drugą stroną transakcji również jest przedsiębiorstwo kontrolowane przez państwo. Należałoby więc rozważyć traktowanie takiego finansowania projektów energetycznych w kategoriach pomocy państwa – jako transakcji dokonywanych potencjalnie w warunkach odbiegających od warunków rynkowych.

Do oceny tego typu przypadków w praktyce orzeczniczej KE oraz TSUE wykształcił się tzw. test inwestora prywatnego, sprawdzający, czy stosowane w danym mechanizmie zasady można uznać za rynkowe, czy też mamy do czynienia z ingerencją państwa przyznającą selektywną korzyść³²¹. Pomoc państwa może bowiem stanowić jedynie taka korzyść gospodarcza, której nie można otrzymać w normalnych warunkach gospodarki rynkowej³²².

W przywoływanych przypadkach PFR i BGK angażowały się w relacje prywatnoprawne z przedsiębiorstwami energetycznymi nie stosując specjalnych mechanizmów ingerencji, ale działając w oparciu o ogólne instrumenty rynkowe, takie jak kredyt bankowy lub dokapitalizowanie spółki. Państwo nie zmienia tutaj zarówno warunków funkcjonowania rynku jako takiego, jak i reguł odpowiedzialności prywatnoprawnej (ryzyko ekonomiczne co do powodzenia

317 Zob. <https://www.bgk.pl/biuro-prasowe/komunikaty-prasowe-archiwum/enea-skorzystala-z-finansowania-dostarczonego-przez-bank-gospodarstwa-krajowego-przy-nabyciu-elektrowni-polaniec-2024/> (dostęp 29.11.2019).

318 Zob. <https://www.bgk.pl/aktualnosci/archiwum/kolejne-dwie-umowy-w-ramach-programu-inwestycje-polskie-951/> (dostęp 29.11.2019).

319 Zob. <https://www.cire.pl/item,112101,1,7,8,0,265884,0,pir-zainwestuje-275-mln-zl-w-budowe-nowej-elektrociepowni-w-toruniu.html> (dostęp 29.11.2019).

320 Zob. <https://forsal.pl/artykuly/1114333,borys-pfr-moze-przeznaczc-kilka-mln-zl-na-finansowanie-budowy-elektrowni-jadrowej.html> (dostęp 29.11.2019).

321 Zob. szerzej w: Zob. M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych, op. cit., s. 179 i nast.

322 Ibidem, s. 195.

analizowanych projektów wydaje się pozostawać po stronie głównego inwestora)³²³.

Rozstrzygające znaczenie ma ustalenie, czy w przywołanych przypadkach warunki zawarcia i realizacji ww. kontraktów miały charakter rynkowy, czy też odbiegały od warunków rynkowych (np. poprzez preferencyjne oprocentowanie). Istotą testu inwestora prywatnego jest porównanie ewentualnej różnicy pomiędzy warunkami, na jakich podmiot państwowy udostępnia danemu przedsiębiorstwu swoje fundusze, a warunkami możliwymi do przyjęcia przez niezależny podmiot gospodarczy³²⁴. Przesądzenie tych kwestii jest niemożliwe bez dostępu do konkretnych danych finansowych i postanowień poszczególnych kontraktów³²⁵. Wątpliwości w tym zakresie budzi fakt, że na zaangażowanie finansowe w opisane inwestycje węglowe nie zdecydowały się podmioty prywatne, tylko państwowe.

2.9.3 OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA

Na podstawie publicznie dostępnych informacji, skumulowaną wartość zaangażowania BGK oraz całej Grupy PFR w sektor elektroenergetyki w latach 2014-2018 można oszacować na poziomie ponad 4,5 mld PLN. Obejmowało ono inwestycje w energetykę konwencjonalną, w tym w zdecydowanej większości (około 4 mld PLN) w aktywa węglowe. Wyjątkiem był udział we współfinansowaniu budowy elektrociepłowni gazowej na podstawie umowy kredytowej pomiędzy BGK oraz Zakładami Azotowymi Kędzierzyn (Grupa Azoty) oraz zaangażowanie kapitałowe w budowę elektrociepłowni gazowej w Toruniu (EDF, obecnie – Grupa PGE). Zidentyfikowanymi rodzajami wsparcia ze strony Grupy PFR oraz BGK były inwestycje kapitałowe za pośrednictwem zamkniętych funduszy inwestycyjnych (poprzez Fundusze Inwestycji Infrastrukturalnych w ramach PFR TFI), udzielanie kredytów pod inwestycje (również w ramach konsorcjów zawartych z innymi podmiotami sektora finansowego), a także pomoc w ramach programu emisji obligacji.

”

Istotą testu inwestora prywatnego jest porównanie ewentualnej różnicy pomiędzy warunkami, na jakich podmiot państwowy udostępnia danemu przedsiębiorstwu swoje fundusze, a warunkami możliwymi do przyjęcia przez niezależny podmiot gospodarczy

323 Ibidem, s. 203 oraz 232.

324 Zob. S. Dudzik, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw publicznych, op. cit., s. 230-231.

325 Takie dane, nawet jeżeli są zawierane pomiędzy państwowymi podmiotami, stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa lub tajemnicę bankową.

Tabela 4. Wartość wsparcia BGK oraz PFR dla inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej

Beneficjent	Rodzaj inwestycji	Typ wsparcia	Wielkość wsparcia
Tauron (Elektrownia Jaworzno)	Blok energetyczny na węgiel kamienny o mocy 910 MW	Inwestycja kapitałowa funduszy zamkniętych z grupy PFR; gwarancje BGK	Wkład w wysokości łącznie 880 mln PLN (2018)
EDF (Elektrociepłownia Toruń)	Elektrociepłownia gazowa – 106 MW mocy elektrycznej i 358 MW mocy cieplnej	Inwestycja kapitałowa Polskich Inwestycji Rozwojowych (obecnie PFR)	Wkład w wysokości 275 mln PLN (2015) pokrywający 50% kosztów projektu
Grupa Azoty Puławy (Elektrownia Puławy)	Modernizacja elektrociepłowni (blok kogeneracyjny na węgiel kamienny) – 100 MW mocy elektrycznej i 300 MW mocy cieplnej	Udzielenie kredytu przez BGK	Wartość umowy z 2015 r. przekraczała 1 mld PLN
Grupa Azoty (Zakłady Azotowe Kędzierzyn)	Elektrociepłownia gazowa	Udzielenie kredytu przez BGK	Do kwoty 256 mln PLN (2014)
Enea (LW Bogdanka, Elektrownia Połaniec)	Nabycie akcji LW Bogdanka (producent węgla kamiennego); nabycie Elektrowni Połaniec od ENGIE Energia Polska (bloki węglowe z możliwością współspalania biomasy, jeden blok na biomasę)	Umowy z BGK dotyczące programu emisji obligacji	Łącznie 1,7 mld PLN w latach 2014-2015
PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa S.A. (EC Zofiówka)	Budowa nowego bloku kogeneracyjnego o mocy 100 MW na węgiel i inne paliwa stałe (w tym biomasę)	Umowy z BGK dotyczące programu emisji obligacji (razem z Alior Bankiem)	Łącznie 420 mln PLN, w tym 280 mln PLN ze strony BGK oraz 140 mln PLN od Alior Banku (2013)

Źródło: Raporty bieżące i roczne oraz informacje prasowe BGK, Tauron, Grupy Azoty

2.9.4 OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

Dotychczasowe zaangażowanie BGK oraz Grupy PFR w inwestycje w sektor energetyczny w Polsce można oceniać w odniesieniu do celów tych instytucji. Należą do nich m.in. wsparcie rozwoju gospodarczego w obszarach, gdzie rynek nie działa efektywnie, finansowanie projektów o wysokim poziomie ryzyka i istotnym znaczeniu dla gospodarki rynkowej oraz mobilizacja kapitału prywatnego³²⁶.

Szczególne wątpliwości budzą dwie inwestycje: zaangażowanie w budowę nowego bloku na węgiel kamienny w Elektrowni Jaworzno oraz finansowanie inwestycji grupy Enea w aktywa węglowe. W przypadku pierwszej inwestycji trudności z uzyskaniem finansowania oraz ryzyko projektowe wynikają nie z zawodności rynku, lecz kosztów zewnętrznych, związanych z emisjami gazów cieplarnianych. W tym wypadku PFR nie mobilizuje dodatkowego kapitału, lecz zastępuje sektor prywatny w sytuacji braku prywatnych instytucji finansowych zainteresowanych finansowaniem ekonomicznie nieuzasadnio-

326 Zob. <https://www.bgk.pl/o-banku/strategia-2017-2020/> (dostęp 29.11.2019)

nych inwestycji. Zaangażowanie PFR w projekt węglowy wiąże się też z kosztem alternatywnym w postaci ograniczenia dostępnego finansowania, które w innym wypadku mogłoby być przeznaczone na wsparcie niskoemisyjnych inwestycji. Z kolei zaangażowanie BGK w finansowanie węglowych inwestycji grupy Enea (kopalnia Bogdanka oraz elektrownia Połaniec) prowadzi do dalszej koncentracji ryzyka utraty wartości wysokoemisyjnych aktywów w spółkach kontrolowanych przez Skarb Państwa, w związku z unijnymi regulacjami klimatycznymi.

Jako bardziej efektywne należy ocenić zaangażowanie w inwestycje w elektrociepłownie gazowe. Są one najmniej emisyjnymi technologiami konwencjonalnymi, które dobrze współpracują ze źródłami niskoemisyjnymi (uzupełnianie zmiennej generacji energii z farm wiatrowych i fotowoltaiki). Ponadto, w krótkookresowej perspektywie są to inwestycje kluczowe w obliczu obecnego braku alternatywnych technologii umożliwiających zaspokojenie zapotrzebowania na energię ze strony przemysłu (Grupa Azoty) oraz dużych systemów ciepłowniczych (Toruń).

Należy jednak podkreślić, że konieczność osiągnięcia neutralności klimatycznej w perspektywie połowy wieku, bezpośrednio wiążąca się z eliminacją konwencjonalnych technologii opartych o paliwa kopalne, powinna przełożyć się na zmianę strategii Grupy PFR. Instytucja ta przede wszystkim powinna dążyć do rozwoju zeroemisyjnych technologii oraz powiązanej z nimi infrastruktury. Tym samym obecne deklaracje dotyczące zaangażowania w projekty OZE³²⁷ należy oceniać pozytywnie, także z perspektywy realizacji długoterminowych celów funkcjonowania BGK oraz Grupy PFR.

”

Zaangażowanie PFR w projekt węglowy wiąże się z kosztem alternatywnym w postaci ograniczenia dostępnego finansowania, które mogłoby zostać przeznaczone na niskoemisyjne inwestycje

2.10. WSPARCIE W RAMACH TZW. USTAWY O CENACH ENERGII

2.10.1. CHARAKTERYSTYKA I UZASADNIENIE WSPARCIA

Pod koniec 2018 r. polski parlament przyjął tzw. ustawę o cenach energii³²⁸, która w swojej pierwotnej wersji miała zamrozić detaliczne ceny energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców końcowych w Polsce, na poziomie z połowy 2018 r. Uzasadnieniem ustawy była „ochrona odbiorców przed skokowym wzrostem kosztów zaopatrzenia w energię”³²⁹, będącym następstwem wzrostu cen uprawnień EUA oraz węgla, a także coraz niższego poziomu konkurencji na krajowym rynku energii.

Od tego czasu ustawa była już czterokrotnie nowelizowana i jej formuła uległa zmianie. W szczególności, rekompensaty z tytułu wzrostu kosztów zakupu energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców energochłonnych (przemysłowych) zostały wyłączone do odrębnej ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (dalej: „ustawa o systemie rekompensat”)³³⁰. Celem tej drugiej ustawy jest ochrona największych krajowych przedsiębiorstw, tak aby mogły one zachować konkurencyjność

327 Zob. <https://pfr.pl/odnawialne-zrodla-energii.html> (dostęp 29.11.2019).

328 Ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2018 r., poz. 2538, z późn. zm.).

329 Zob. uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (druk sejmowy nr 3112), s. 1.

330 Dz.U. z 2019 r., poz. 1532.

na globalnych rynkach. Także w przypadku tej regulacji projektodawca uzasadniał konieczność jej przyjęcia, przede wszystkim, „wyjątkowo silnym” wpływem rosnących cen uprawnień EUA na ceny energii w warunkach polskiego mixu energetycznego, opartego głównie na wysokoemisyjnych elektrowniach węglowych³³¹.

Ustawa o cenach energii, w zasadniczej części, zaczęła być wdrażana dopiero po kolejnych nowelizacjach. Niniejsze opracowanie odnosi się, co do zasady, do ostatecznej wersji regulacji rekompensujących krajowym odbiorcom wzrost cen energii elektrycznej. W obecnym brzmieniu ustawa o cenach energii dotyczy wyłącznie roku 2019. Niewykluczone jednak, że zamrożenie cen zostanie przedłużone przynajmniej na kolejny rok kalendarzowy³³².

Ustawa o cenach energii zaingerowała w detaliczny rynek energii elektrycznej w Polsce, w szczególności, poprzez:

- zmniejszenie stawki akcyzy na energię elektryczną z 20 do 5 zł za MWh (tj. de facto minimalnej wartości wymaganej przez prawo UE)³³³;
- zmniejszenie stawek opłaty przejściowej dla wszystkich grup odbiorców, np. dla typowych gospodarstw domowych z 6,50 zł do 0,33 zł netto miesięczne³³⁴ (szerzej na temat przyczyn tej obniżki zob. pkt 2.2.1 powyżej); oraz
- wprowadzenie obowiązku stosowania w 2019 r. przez przedsiębiorstwa obrotu (sprzedawców energii) cen i stawek opłat:
 - stosowanych 31 grudnia 2018 r. – w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwie domowym, w przypadku których taryfa jest zatwierdzana przez Prezesa URE, oraz
 - nie wyższych niż stosowane 30 czerwca 2018 r. – w odniesieniu do odbiorców w pozostałych grupach taryfowych³³⁵.

Największe kontrowersje wzbudza obowiązek sprzedaży energii po cenach z 2018 r. Po dokonanych nowelizacjach, zakres tego obowiązku jest różny dla każdego z półroczy 2019 r., i tak:

- za pierwsze półrocze obowiązkiem jest objęta energia elektryczna sprzedawana wszystkim krajowym odbiorcom, od gospodarstw domowych po największe zakłady przemysłowe;
- w drugim półroczu obowiązkiem jest objęta energia sprzedawana odbiorcom, którzy mieszczą się w dodanym do ustawy katalogu, obejmującym:
 - gospodarstwa domowe,
 - mikro- i małych przedsiębiorców,
 - szpitale, oraz
 - różnego rodzaju podmioty państwowe i samorządowe³³⁶

– przedmiotowy obowiązek nie dotyczy już zatem energii sprzedawanej przedsiębiorstwom średnim lub większym.

”

Ustawa o cenach energii miała zamrozić detaliczne ceny energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców w Polsce

331 Zob. uzasadnienie do projektu ustawy o systemie rekompensat (druk sejmowy nr 3572), s. 2.

332 Zob. np. odpowiedź Ministerstwa Energii na interpelację poselską: <http://orka2.sejm.gov.pl/INT8.nsf/klucz/ATTBGMHT4/%24FILE/133635-o1.pdf> (dostęp 29.11.2019).

333 Zob. art. 1 ustawy o cenach energii oraz s. 2 uzasadnienia do projektu tej ustawy.

334 Zob. art. 2 ustawy o cenach energii.

335 Zob. odpowiednio art. 5 ust. 1 ustawy o cenach energii,

336 Zob. art. 5 ust. 1a ustawy o cenach energii.

W związku ze wzrostem hurtowych oraz zamrożeniem detalicznych cen energii elektrycznej, w 2019 r. mamy więc w Polsce do czynienia z sytuacją, w której przedsiębiorstwa obrotu mogą być ustawowo zmuszone do sprzedaży klientom energii elektrycznej po cenie niższej od kosztów jej nabycia. W celu pokrycia powstałej w ten sposób różnicy, ustawa o cenach energii tworzy specjalny system rekompensat, przyznawanych właśnie przedsiębiorstwom obrotu, który również różni się konstrukcyjnie w zależności od półrocza:

- za pierwsze półrocze przedsiębiorstwu obrotu przysługuje zwrot „kwoty różnicy ceny”³³⁷;
- za drugie półrocze przedsiębiorstwo obrotu może uzyskać „rekompensatę finansową”³³⁸.

Ponadto, ustawa o cenach energii wprowadziła możliwość ubiegania się o:

- pokrycie ww. kwoty różnicy ceny przez (w praktyce – największych) odbiorców końcowych, kupujących energię bezpośrednio na giełdzie, w odniesieniu do energii elektrycznej zużytej w pierwszym półroczu 2019 r.³³⁹; oraz
- „dofinansowanie” – w przypadku odbiorców końcowych nieobjętych ww., nowo dodanym katalogiem odbiorców, w stosunku do których stosuje się obowiązek sprzedaży energii po cenach z 2018 r. i którzy nie są jednocześnie odbiorcami przemysłowymi (tj. w praktyce średnich i dużych przedsiębiorców) – w odniesieniu do energii elektrycznej zużytej w drugim półroczu 2019 r.³⁴⁰

Wsparcia z ustawy o cenach energii nie można łączyć z pomocą możliwą do uzyskania na mocy ustawy o systemie rekompensat³⁴¹.

Żaden z przewidzianych ustawą o cenach energii instrumentów wsparcia (kwota różnicy ceny, rekompensata finansowa, dofinansowanie – dalej łącznie jako: „rekompensaty”) nie jest wypłacany automatycznie, lecz na wniosek odpowiedniego przedsiębiorstwa³⁴². Wszystkie rekompensaty wypłaca państwowy Zarządca Rozliczeń, odpowiadający też za rozliczenia dotyczące KDT, OZE, a w przyszłości także rynku mocy. Środki na wypłatę rekompensat pochodzą ze specjalnie w tym celu utworzonego państwowego Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny³⁴³. Funduszem dysponuje minister właściwy ds. energii, zarządza Zarządca Rozliczeń, a jego obsługę bankową prowadzi BGK. Przychodami Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny są przede środki ze sprzedaży przysługującej Polsce puli uprawnień EUA, które nie zostały przydzielone bezpłatnie krajowemu sektorowi elektroenergetycznemu w latach 2013-2017 i zostały skierowane na aukcje w 2019 r.³⁴⁴ Szczegółowe zasady obliczania rekompensat są regulowane rozporządzeniem Ministra Energii³⁴⁵.

337 Zob. art. 7 ust. 1 ustawy o cenach energii.

338 Zob. art. 7 ust. 1b ustawy o cenach energii.

339 Zob. art. 7 ust. 1 pkt 2 ustawy o cenach energii.

340 Zob. art. 7 ust. 4b-4d ustawy o cenach energii.

341 Zob. w szczególności art. 7 ust. 7-9 ustawy o cenach energii.

342 Zob. art. 7 ust. 1 i ust. 4a oraz art. 8 ust. 5 tej ustawy.

343 Zob. art. 11 oraz 13 ustawy o cenach energii.

344 Konkretnie do funduszu ma trafić 80 proc. przychodów ze sprzedaży 55,8 mln uprawnień. Zob. art. 12 ustawy o cenach energii.

345 Rozporządzenie w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia (Dz.U. z 2019 r., poz. 1369).

Przyznawanie rekompensat na wnioski ma też miejsce na gruncie ustawy o systemie rekompensat³⁴⁶. Organem udzielającym pomocy jest w tym przypadku Prezes URE, a wypłaty środków dokonuje BGK³⁴⁷. Rekompensaty są pokrywane z innego państwowego funduszu celowego – Funduszu Rekompensat Pośrednich Kosztów Emisji, będącego w dyspozycji ministra właściwego ds. gospodarki³⁴⁸. Przychodami tego funduszu również są, przede wszystkim, środki ze sprzedaży uprawnień EUA³⁴⁹.

2.10.2. CZY WSPARCIE STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Ogólnie rzecz ujmując, zarówno ustawa o cenach energii, jak i ustawa o systemie rekompensat zakładają dotowanie krajowym odbiorcom kosztów zakupu energii elektrycznej.

Nie ulega wątpliwości, że całość wsparcia przyznawanego odbiorcom przemysłowym na podstawie przepisów nowej ustawy o systemie rekompensat stanowi pomoc państwa. Określa to już sam przedmiot regulacji³⁵⁰ i zostało to jednoznacznie potwierdzone decyzją KE zatwierdzającą odnośną pomoc, jako zgodną z rynkiem wewnętrznym³⁵¹. Taka pomoc jest dopuszczalna ze względu na tzw. ryzyko „ucieczki emisji” poza UE, a możliwość jej przyznawania jest wprost przewidziana przepisami unijnej dyrektywy ETS³⁵². Większych wątpliwości w zakresie pomocy państwa nie budzi też obniżenie stawek akcyzy oraz opłaty przejściowej³⁵³.

Ogromne kontrowersje budzi natomiast kształt systemu rekompensat z ustawy o cenach energii. Początkowo, kiedy miała ona na jednolitych zasadach obejmować wszystkich krajowych odbiorców, Ministerstwo Energii argumentowało, że przyjęty mechanizm nie stanowi pomocy państwa w odniesieniu do żadnego podmiotu gospodarczego, w szczególności z uwagi na brak spełniania cechy selektywności³⁵⁴. Następnie, po wielomiesięcznych rozmowach z KE i zmianie formuły ustawy, ministerstwo przedstawiło stanowisko, zgodnie z którym dofinansowanie dla średnich i dużych przedsiębiorstw stanowi pomoc państwa, w postaci tzw. pomocy de minimis, natomiast mechanizm rekompensat finansowych mieści się w granicach usługi w ogólnym interesie gospodarczym (UOIG), o której mowa w art. 106 ust. 2 TFUE³⁵⁵.

Obydwie konstrukcje prawne stanowią wyjątki od ogólnych zasad dopuszczalności wspierania przedsiębiorstw przez państwo. Pomoc de minimis (inaczej bagatelna) to wsparcie, które ze względu na ograniczoną skalę (maksymalny próg takiej pomocy wynosi, co do zasady, 200 tys. euro rocznie) nie grozi zakłóceniem konkurencji na rynku wewnętrznym UE³⁵⁶. Pomoc de minimis jest zwolniona z obowiązku notyfikacji KE.

346 Zob. art. 10 ust. 1 ustawy o systemie rekompensat.

347 Zob. odpowiednio art. 11 ust. 3 oraz ust. 6 ustawy o systemie rekompensat.

348 Zob. art. 21 ustawy o systemie rekompensat.

349 Zob. art. 21 ustawy o systemie rekompensat.

350 Zob. art. 1 ustawy o systemie rekompensat.

351 Sygn. C(2019) 6371 final.

352 Zob. art. 10a ust. 6 dyrektywy ETS. Szczegółowe warunki dopuszczalności takiej pomocy regulują wytyczne KE w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2012 r. (Dz.U. UE C 158 z 2012 r., s. 4).

353 W zakresie akcyzy zob. jednak: M. Stoczkiewicz, Projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw a pomoc publiczna: <https://www.linkedin.com/pulse/projekt-ustawy-o-zmianie-podatku-akcyzowym-oraz-ustaw-stoczkiewicz> (dostęp 29.11.2019).

354 Zob. <https://www.gov.pl/web/energia/ministerstwo-energii-przygotowuje-rozporzadzenia-do-ustawy-ws-cen-pradu> (dostęp 29.11.2019).

355 Zob. <https://www.gov.pl/web/energia/dialog-z-komisja-europejska-w-sprawie-cen-energii-elektrycznej-w-2019-trwa-pozytywne-zakonczenie-coraz-bliziej> (dostęp 29.11.2019).

356 Zob. M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych, op. cit., s. 359.

Co do drugiego z ww. wyjątków, nie ulega wątpliwości, że działalność przedsiębiorstw energetycznych może stanowić świadczenie UOIG w rozumieniu TFUE³⁵⁷. Dopuszcza to zresztą wprost unijna dyrektywa 2009/72 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej: „dyrektywa elektroenergetyczna”)³⁵⁸. Jej artykuł 3 ust. 2 stanowi, że nałożona przez państwo na przedsiębiorstwo energetyczne UOIG może odnosić się także do „cen dostaw”. Zgodnie z tym przepisem, wszystkie UOIG w sektorze energetycznym muszą jednak być: jasno określone, przejrzyste, niedyskryminacyjne, weryfikowalne i gwarantować wspólnotowym przedsiębiorstwom energetycznym równość dostępu do konsumentów krajowych.

Z orzecznictwa sądów unijnych wynika, że dana UOIG może zostać powierzona wszystkim przedsiębiorstwom funkcjonującym na danym rynku³⁵⁹. Co więcej, w związku z ogólnym brzmieniem art. 106 ust. 2 TFUE, przyjmuje się, że państwa członkowskie mają szeroką władzę uznaniową w zakresie definiowania UOIG³⁶⁰. Z drugiej strony należy jednak pamiętać, że formuła UOIG stanowi wyjątek od zasady, że interwencja państwa w rynek energetyczny, która wiąże się z potencjalną korzyścią dla jego uczestników, stanowi pomoc publiczną. Podobnie jak ma to miejsce w przypadku pomocy państwa, ocena zgodności wprowadzanych przez państwa członkowskie UOIG z unijnym prawem konkurencji należy do KE³⁶¹.

W praktyce, granica pomiędzy pomocą państwa a UOIG została wyznaczona w orzeczeniu TSUE z 2003 r. w sprawie Altmark Trans³⁶². Na potrzeby tego opracowania wyrok ws. Altmark można sprowadzić do syntezy, że korzyści nie stanowi taka rekompensata, która nie przekracza minimalnych kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo, które są konieczne do świadczenia UOIG. Jeżeli zaś przyznawana przez państwo rekompensata przekracza te koszty, wówczas mamy do czynienia z pomocą publiczną³⁶³. Brak korzyści dla przedsiębiorstwa w związku z wykonywaniem UOIG stanowi jednak wyjątek, a nie regułę³⁶⁴. W kontekście rynku energetycznego ważne jest to, że rozgraniczenie ustanowione w wyroku ws. Altmark ma też zapobiegać możliwości powstania pomocy pośredniej, w formie tzw. subsydiowania skrośnego (tj. np. sytuacji, kiedy rekompensata dla przedsiębiorstwa obrotu wiąże się jednocześnie z korzyścią dla segmentu wytwarzania energii, w ramach tej samej grupy kapitałowej), które z definicji jest niezgodne z rynkiem wewnętrznym UE³⁶⁵.

W swojej obowiązującej treści ustawa o cenach energii traktuje o kwestiach pomocy państwa wyłącznie w zakresie dofinansowania, przysługującego średnim i dużym przedsiębiorcom w odniesieniu do energii zużytej w drugim półroczu 2019 r. Ustawa wprost przewiduje, że dofinansowanie to stanowi pomoc de minimis w rozumieniu odpowiednich przepisów prawa UE³⁶⁶. Jeżeli więc potencjalny beneficjent dofinansowania korzystał w ostatnim czasie z innej tego

357 Ibidem, s. 211 oraz 225.

358 Dz.U. UE 211 z 2009 r., s. 55, z późn. zm.

359 Ibidem, s. 212.

360 Ibidem, s. 230.

361 Zob. art. 106 ust. 3 TFUE.

362 Sygn. C-280/00, op. cit.

363 Zob. M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych, op. cit., s. 227.

364 Ibidem, s. 229. Zob. także szerzej w: M. Stoczkiewicz, Przedsiębiorstwo energetyczne jako przedsiębiorstwo świadczące usługi w ogólnym interesie gospodarczym a pomoc państwa (w:) Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego, nr 2 i 3/2010.

365 Ibidem, s. 229. Subsydiowania skrośnego zakazuje unijna dyrektywa elektroenergetyczna.

366 Zob. art. 7 ust. 4d ustawy o cenach energii.

typu pomocy, to może on nie być uprawniony do otrzymania przedmiotowej rekompensaty lub uzyskać ją w ograniczonym zakresie.

Ustawa o cenach energii milczy natomiast w kwestii pomocy państwa w odniesieniu do pozostałych uczestników rynku, tj. zarówno w zakresie subsydiowania konsumpcji energii innym grupom odbiorców (czy to tym mniejszym, objętym obowiązkiem stosowania cen z 2018 r., czy też największym – poprzez możliwość zwrotu kwoty różnicy ceny), jak i w przypadku mechanizmu kwoty różnicy ceny wypłacanej przedsiębiorstwom obrotu energią³⁶⁷. Zmieniona formuła ustawy o cenach energii traktuje subsydiowanie kosztów zakupu energii elektrycznej odbiorcom objętym obowiązkiem stosowania cen z 2018 r. i odnośne rekompensaty finansowe dla przedsiębiorstw obrotu jako UOIG³⁶⁸.

Trzeba jednak podkreślić, że mechanizm rekompensat finansowych dotyczy wyłącznie drugiego półrocza 2019 r. W związku z tym, z punktu widzenia wymogów prawa o pomocy państwa, ustawa o cenach energii w ogóle nie odnosi się do legalności wprowadzonego nią systemu rekompensat za pierwsze półrocze 2019 r., i to w odniesieniu do wszystkich uczestników rynku (zarówno sprzedawców, jak i wszystkich grup odbiorców).

Ostatnia formuła ustawy o cenach energii była przedmiotem opinii Biura Analiz Sejmowych (BAS)³⁶⁹, która analizowała, w szczególności, zgodność ustawy z unijnym prawem o pomocy państwa (dalej: „Opinia”). Opinia ta potwierdza wątpliwości wyrażane przez ekspertów rynku energii, stwierdzając że regulacja „bez wątpienia ingeruje w funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej”³⁷⁰. Dalej stwierdza ona, że nie ma wątpliwości, że przewidziane w niej dofinansowanie stanowi pomoc państwa, w postaci pomocy de minimis³⁷¹.

Co więcej, Opinia stanowi, że rekompensata finansowa dla przedsiębiorstw obrotu „podlega ocenie z punktu widzenia zgodności z art. 107 ust. 1 TFUE(…)” i że, w związku z tym „co do zasady powinna zostać zgłoszona KE w trybie art. 108 ust. 3 TFUE”, tj. jako mechanizm stanowiący, przynajmniej potencjalnie, pomoc państwa, a także, że „projektowany program pomocy nie jest zwolniony(…) z obowiązku notyfikacji KE”³⁷². Podobne stanowisko ClientEarth przedstawiała jeszcze w 2018 r.³⁷³ Opinia konkluduje, że „w zakresie, w jakim (ustawa) przewiduje udzielanie pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia UOIG, projekt ustawy może zostać uznany za projekt przewidujący udzielenie pomocy państwa w rozumieniu prawa UE”³⁷⁴.

Pomimo tego typu wątpliwości, żaden z mechanizmów przewidzianych w ustawie o cenach energii nie został oficjalnie notyfikowany KE, nie przeszedł sformalizowanej procedury badania, ani, tym bardziej, nie został zatwierdzony odpowiednią decyzją Komisji. Należy przy tym pamiętać, że w przeszłości, w toku formalnej procedury oceny, KE kwestionowała już wyjaśnienia polskich władz argumentujące, że dany środek stanowi UOIG. Tak było w przypadku

”

Ustawa o cenach energii w ogóle nie odnosi się do legalności wprowadzonego nią systemu rekompensat za pierwsze półrocze 2019 r

367 Ustawa zastrzega natomiast, że wszystkie przewidziane nią formy rekompensat nie stanowią dotacji, subwencji, ani innych dopłat o podobnym charakterze, w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług (Dz.U. z 2018 r., poz. 2174, z późn. zm.). Zob. art. 8 ust. 11 ustawy o cenach energii.

368 Zob. uzasadnienie do poselskiego projektu ustawy zmieniającej ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę o efektywności energetycznej oraz ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (druk sejmowy nr 3498), s. 4.

369 Warszawa, 10 czerwca 2019 r., sygn. BAS-WAPM-1198/19.

370 Zob. s. 12 Opinii.

371 Zob. s. 13-14 oraz 16 Opinii.

372 Zob. s. 14 Opinii.

373 Zob. M. Stoczkiewicz, Projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym, op. cit.

374 Zob. s. 16 opinii.

KDT³⁷⁵, które ostatecznie zostały uznane za pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE, w dodatku niezgodną z rynkiem wewnętrznym. Jest to ważne zwłaszcza z uwagi na okoliczność, że powyższe rozważania dotyczą nowej formuły ustawy, odnoszącej się do drugiego półrocza 2019 r., podczas gdy zakres obowiązku sprzedaży energii elektrycznej po cenach z 2018 r. połączony z mechanizmem wypłaty kwoty różnicy ceny, już na pierwszy rzut oka, nie spełniał warunków jasności i przejrzystości UOIG, wymaganych przez dyrektywę elektroenergetyczną.

Szersze rozważania dotyczące legalności wsparcia dla samych odbiorców pozostają poza zakresem niniejszego opracowania. Uzasadnienie do projektu nowelizacji ustawy, która nadała regulacji obecną formułę lakonicznie konstataowało, że dokonanie przewidzianych w niej zmian zapewnia zgodność regulacji z prawem UE³⁷⁶. W tym miejscu należy jednak zastanowić się, w jaki sposób wprowadzony ustawą o cenach energii mechanizm rekompensat wpływa na sektor elektroenergetyczny i, szerzej, transformację energetyczną w Polsce, jako taką.

Wiodący think tank energetyczny, Forum Energii, krytykował ustawę o cenach energii w szczególności z uwagi na to, że może ona prowadzić do utrzymania lub nawet wzrostu popytu na energię, oraz że zamiast inwestycji w ograniczanie emisji wspiera ona konsumpcję wysokoemisyjnej energii elektrycznej³⁷⁷.

Te zarzuty mają istotne znaczenie z punktu widzenia sygnalizowanej powyżej możliwości zaistnienia pośredniej pomocy dla segmentu wytwarzania energii elektrycznej, poprzez sztuczne utrzymywanie popytu na sprzedawany przez niego towar. W związku z tym, ustawa o cenach energii może również pośrednio wspierać wysokoemisyjne aktywa wytwórcze, których operatorami są tzw. przedsiębiorstwa zasiedziałe (z ang. *incumbents*): w praktyce, w polskich warunkach, dodatkowy popyt na energię elektryczną pokrywany jest przez, najmniej efektywne kosztowo i środowiskowo, istniejące bloki na węgiel kamienny, których operatorami są państwowe przedsiębiorstwa energetyczne, funkcjonujące w warunkach faktycznego oligopolu. Taka interwencja państwa może osłabiać sygnały cenowe do inwestycji w nowe, mniej emisyjne źródła wytwórcze, zwłaszcza u odbiorców końcowych. Nie można też zapominać, że środki Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny pochodzą głównie z niewykorzystanych środków z systemu EU ETS, które miały finansować modernizację krajowego sektora elektroenergetycznego, a nie przyczyniać się do utrzymywania jego dzisiejszej struktury.

Przeprowadzona na mocy ustawy o cenach energii interwencja państwa budzi zatem szersze wątpliwości co do zgodności z unijnym prawem konkurencji, w związku z czym tym bardziej powinna ona zostać formalnie notyfikowana KE, w celu uzyskania pewności prawnej co do dopuszczalności wprowadzenia przewidzianych w niej rozwiązań regulacyjnych. Pomimo przedstawionych powyżej wyjaśnień polskich władz, na dzień dzisiejszy nie zostało oficjalnie potwierdzone, że ustawa jest zgodna z prawem UE. W praktyce, można odnieść wrażenie, że w wyniku nieformalnych negocjacji KE „przymknęła oko” na kształt i zakres regulacji w odniesieniu do pierwsze-

”

Żaden z mechanizmów przewidzianych w ustawie o cenach energii nie został oficjalnie notyfikowany KE

375 Zob. M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych, op. cit., s. 214.

376 Ibidem, s. 2 i 14.

377 Zob. J. Maćkowiak-Pandera, J. Rączka, Dlaczego ustawa prądowa może wywołać więcej szkody niż pożytku, Forum Energii 2019, s. 6-7.

go półrocza 2019 r., w zamian za dokonanie w niej zmian na drugą połowę roku (wyłączenie spod przepisów ustawy odbiorców przemysłowych, pomoc de minimis dla średnich i dużych przedsiębiorstw, próba oparcia mechanizmu rekompensat w odniesieniu do pozostałego zakresu rynku na mechanizmie UOIG).

Należy też wyrazić ubolewanie co do fatalnej praktyki legislacyjnej w obszarze ustawy o cenach energii oraz jej kolejnych nowelizacji. Wszystkie odnośne projekty były przedłożeniami poselskimi, w związku z czym nie były one przedmiotem żadnych konsultacji publicznych.

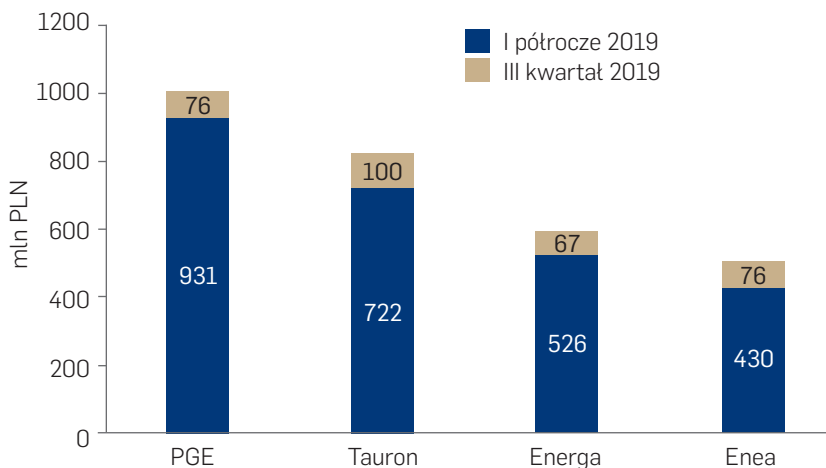
2.10.3. OSZACOWANIE WARTOŚCI WSPARCIA

Zgodnie z przepisami ustawy, do przychodów Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny należą 80% środków uzyskanych w wyniku sprzedaży puli 55,8 mln uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS. Przy notowanych w tym roku cenach rynkowych uprawnień EUA, przychody ze sprzedaży całej puli wyniosą około 6 mld zł. Zestawiając tę wartość z deklaracjami kierownictwa byłego Ministerstwa Energii, całkowitą wartość przychodów Funduszu z tego tytułu oszacować można na ok. 4,2-4,8 mld zł w roku 2019. Kwota ta będzie jednak również zależeć od tego, czy minister właściwy ds. energii zdecyduje się na dokapitalizowanie Funduszu w inny przewidziany przez ustawę sposób, np. w drodze dotacji bądź wpływów z innych tytułów (według stanu na koniec listopada 2019 r. taka decyzja nie została jednak podjęta).

”

Ustawa może osłabiać sygnały cenowe do inwestycji w mniej emisyjne źródła wytwórcze, zwłaszcza u odbiorców końcowych

Rysunek 22. Przychody największych spółek energetycznych z mechanizmów kompensacyjnych przewidzianych w ustawie o cenach energii w pierwszych trzech kwartałach 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów okresowych spółek energetycznych

Informacje zawarte w raportach okresowych największych grup energetycznych (PGE, Tauron, Enea oraz Energa) wskazują, że całkowite środki uzyskane w ramach mechanizmów przewidzianych w ustawie o cenach energii za pierwsze trzy kwartały 2019 r. wynoszą łącznie prawie 3 mld zł (z czego 1 mld przypada na Grupę PGE S.A.). Zdecydowana większość tych środków obejmuje

jednak pierwsze półrocze, czyli okres sprzed nowelizacji ustawy. Jest to o tyle problematyczne, że kształt ustawy w odniesieniu do tego okresu nie odzwierciedla wymogów prawa UE (zob. szerzej w pkt 2.10.2, powyżej).

2.10.4. OCENA EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA

Rozwiązania wprowadzone przez ustawę o cenach energii cechują się wyjątkowo niską efektywnością zarówno z perspektywy wsparcia transformacji polskiej energetyki, jak i ochrony odbiorców wrażliwych.

Zamrożenie cen energii finansowane z przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji osłabia kluczowe instrumenty modernizacji polskiego sektora energetycznego. Po pierwsze, zniwelowane zostają sygnały cenowe zachęcające gospodarstwa domowe i firmy do efektywnych z punktu widzenia całego systemu energetycznego inwestycji w poprawę efektywności wykorzystania energii oraz jej wytwarzania w rozproszonych instalacjach. Po drugie, poprzez zablokowanie konkurencji cenowej na rynku oraz wprowadzenie dodatkowych, skomplikowanych zasad prowadzenia działalności w sektorze, ustawa o cenach energii tworzy nowe bariery dla pojawienia się nowych podmiotów oraz rozwoju innowacyjnych modeli biznesowych, osłabiając tym samym konkurencję w sektorze. Jest to szczególnie widoczne w przypadku podmiotów działających w obszarze optymalizacji sprzedaży energii elektrycznej, gdyż zamrożenie cen osłabia bodźce proefektywnościowe zarówno po stronie sprzedawców, jak i odbiorców energii.

Wyznaczenie sprzedaży uprawnień do emisji EU ETS jako źródła finansowania mechanizmu ustawowego zamrożenia cen oznacza, że środki te nie będą mogły zostać skierowane na wsparcie inwestycji trwale ograniczających emisyjność i poprawiających efektywność energetyczną polskiej gospodarki. Jest to o tyle istotne, że to właśnie przychody ze sprzedaży uprawnień stanowią największe potencjalne źródło bezpośredniego finansowania przez państwo inwestycji służących niskoemisyjnej transformacji energetycznej.

Nieefektywność wsparcia w ramach ustawy o cenach energii dotyczy również jej działania osłonowego dla najbardziej wrażliwych odbiorców. Zamrożenie cen obejmuje wszystkie gospodarstwa domowe, bez rozróżnienia na ich sytuację materialną czy faktyczne narażenie na wahania kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych. Dotyczy to również przedsiębiorstw – wsparcie jest udzielane bez względu na ich energochłonność, a najbardziej wrażliwe przedsiębiorstwa energochłonne są wyłączone z działania systemu i są objęte dedykowanym systemem wsparcia.

Alternatywnym sposobem pozwalającym na rozwiązanie wskazanych problemów byłoby przekierowanie środków przeznaczanych na finansowanie zamrożenia cen energii do kompleksowych programów wsparcia długoterminowych inwestycji w efektywność energetyczną bądź rozproszone źródła energii skierowanych do najbardziej wrażliwych grup odbiorców.

”

Rozwiązania wprowadzone przez ustawę o cenach energii cechują się wyjątkowo niską efektywnością



3. CASE STUDY: POMOC DLA ELEKTROWNI BEŁCHATÓW

3.1. ŹRÓDŁA WSPARCIA ELEKTROWNI BEŁCHATÓW

Elektrownia Bełchatów jest największą elektrownią węglową w Polsce i w Europie, i największą elektrownią na węgiel brunatny na świecie. Od początku funkcjonowania do tej pory instalacja wyemitowała około miliarda ton CO₂ do atmosfery, co stanowi równowartość 3-letniej emisji CO₂ Polski. Ten wynik sprawia, że Elektrownia Bełchatów jest największym pojedynczym emitentem gazów cieplarnianych w Europie. Jest również największą instalacją oddziałującą na klimat w Polsce³⁷⁸.

Elektrownia Bełchatów skorzystała z szeregu mechanizmów wsparcia opisanych w niniejszej publikacji, w szczególności:

- pomocy w ramach EU ETS (przydział bezpłatnych uprawnień w zamian za inwestycje modernizacyjne);
- rynku mocy;

378 Dane za ClientEarth: <https://www.pl.clientearth.org/clientearth-pozywa-elektrownie-belchatow-za-przyczynianie-sie-do-kryzysu-klimatycznego/> (dostęp 29.11.2019).

- dotacji z funduszy unijnych i krajowych; oraz
- zielonych certyfikatów dla współspalania.

Jedynym istotnym instrumentem pomocy publicznej nie obejmującym Elektrowni Bełchatów są rekompensaty za rozwiązanie KDT. Wynika to z wygaśnięcia kontraktu operatora systemu z elektrownią pod koniec 2005 r. Innymi słowy, Elektrownia Bełchatów otrzymała pełne wsparcie w ramach KDT jeszcze przed ich rozwiązaniem. Ponadto, bloki Elektrowni Bełchatów nie należą do Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, jednak podobnie jak inne jednostki systemowe, korzystają na funkcjonowaniu mechanizmu Operacyjnej Rezerwy Mocy.

”

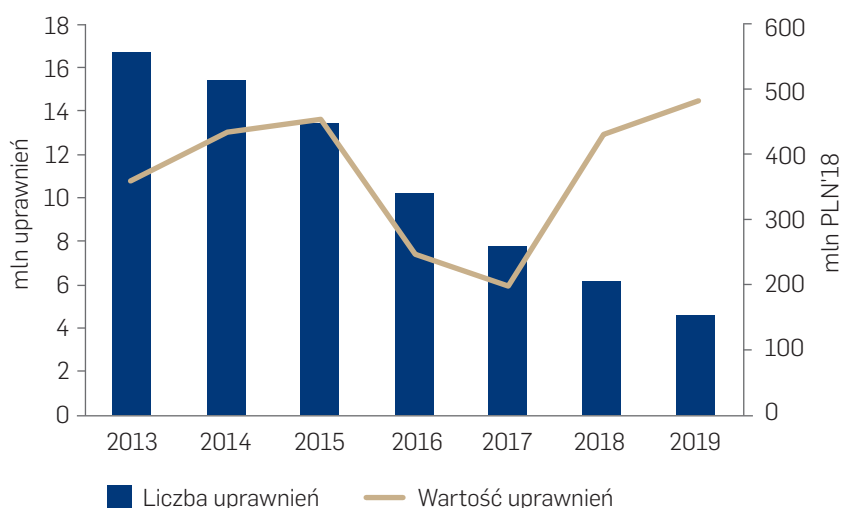
W latach 2013–2018 Elektrownia Bełchatów otrzymała bezpłatnie 70 mln uprawnień EUA o wartości 2,1 mld zł

3.2. OSZACOWANIE WARTOŚCI PUBLICZNYCH SUBSYDIÓW

3.2.1 WSPARCIE W RAMACH EU ETS

W latach 2013-2018 Elektrownia Bełchatów otrzymała bezpłatnie 70 mln uprawnień EUA o wartości rynkowej 2,1 mld PLN'18. Stanowiło to maksymalną alokację uprawnień w ramach derogacji. Uwzględniając prognozowany poziom przydziału uprawnień na 2019 r., łącznie elektrownia będzie mogła liczyć na 74 mln uprawnień o wartości ok. 2,6 mld PLN'18. Ogółem, Elektrownia Bełchatów uzyskała ok. 1/4 ogólnej puli bezpłatnych uprawnień przyznanych w ramach derogacji.

Rysunek 23. Liczba uprawnień do emisji przyznanych instalacjom wytwarzającym energię elektryczną dla Elektrowni Bełchatów w latach 2015-2018



Źródło: Opracowanie WiseEuropa na podstawie informacji Ministerstwa Środowiska

3.2.2. RYNEK MOCY

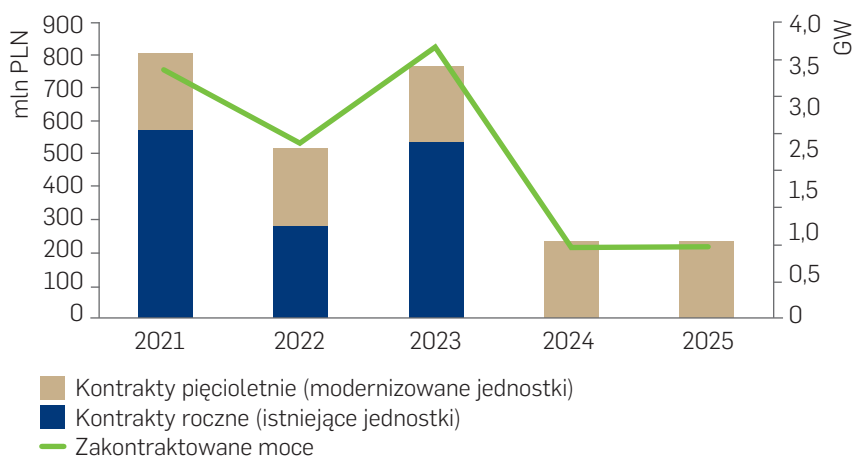
Opublikowane przez Prezesa URE wyniki aukcji w ramach rynku mocy na lata 2021-2023 nie zawierają szczegółowych informacji na temat tego, które bloki wygrały aukcję. Dostępne są jedynie kody poszczególnych jednostek według dostawcy mocy oraz wielkość obowiązku mocowego. Przy tym ze względu na korekcyjne współczynniki dyspozycyjności, wielkość obowiązku mocowego nie jest równa mocy zainstalowanej poszczególnych bloków. Utrudnia to jednoznaczne określenie przychodów, które Elektrownia Bełchatów uzyska z rynku mocy. Tym niemniej, na podstawie zestawienia aktywów wytwórczych Grupy PGE oraz informacji Prezesa URE można stwierdzić, że zarówno nowy blok B14, jak i większość pozostałych bloków B2-12 o mocach 370-390 MW uzyskają wsparcie z rynku mocy.

Na potrzeby oszacowania wielkości wsparcia, bierzemy pod uwagę jedynie jednostki zgłoszone do aukcji przez PGE GiEK. Obejmuje to blok B14 oraz dziewięć bloków o zgłoszonym obowiązku mocowym w przedziale 315-333 MW. Łączne zakontraktowane obecnie wsparcie w ramach rynku mocy na lata 2021-2025 dla wymienionych bloków przekroczy 2,5 mld PLN, przy czym kwota ta ulegnie prawdopodobnie zwiększeniu po rozstrzygnięciu aukcji na rok 2024, która jest planowana na grudzień 2019 r. W roku 2021 Elektrownia Bełchatów otrzyma ponad 800 mln PLN w zamian za zapewnienie ponad 3,3 GW mocy na rzecz systemu energetycznego. W roku 2022 wielkość ta przekroczy 500 mln PLN dla niespełna 2,4 GW, a w 2023 wyniesie ok. 770 mln PLN dla ok. 3,7 GW. Trzy modernizowane bloki o mocy 978 MW, które otrzymały kontrakt pięcioletni, będą mogły liczyć na 235 mln PLN w latach 2024-2025.

”

W wyniku trzech pierwszych aukcji rynku mocy Elektrownia Bełchatów może liczyć na pomoc w wysokości około 2,3 mld zł

Rysunek 24. Szacunkowe przychody z rynku mocy uzyskiwane przez bloki Elektrowni Bełchatów w ramach kontraktowych mocowych na lata 2021-2023



Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji Prezesa URE

3.2.3. DOTACJE Z FUNDUSZY UNIJNYCH I KRAJOWYCH

W latach 2010-2014 podpisano dwie umowy na projekty w Elektrowni Bełchatów współfinansowane ze środków WFOŚiGW w Łodzi. Pierwszym była umowa o dofinansowanie w formie pożyczki obejmująca modernizację instalacji

odsiarczania spalin bloków 5 i 6 – jej wysokość wyniosła 49 mln PLN. Drugim była natomiast budowa instalacji dawkowania kwasu organicznego dla instalacji odsiarczania spalin w blokach B2-B12 – tu wysokość udzielonej na preferencyjnych warunkach pożyczki wyniosła 7,92 mln PLN. Pierwszy projekt zrealizowano w 2016 r., a drugi w 2013 r.

W ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w 2010 r. podpisano umowę z NFOŚiGW na dofinansowanie projektu budowy instalacji odsiarczania spalin dla bloków B1 (wycofany z eksploatacji z końcem maja 2019 r.) oraz B2. Wysokość dofinansowania wyniosła 20 mln PLN, a projekt zakończono zgodnie z harmonogramem w 2012 r. W 2014 r. PGE GiEK zawarła umowę z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej na dofinansowanie w formie dotacji projektu modernizacji instalacji odsiarczania spalin bloków B5 i B6. Środki przeznaczone na ten projekt wyniosły 20 mln PLN (około 14% całkowitych kosztów projektu) i pochodziły z Norweskiego Mechanizmu Finansowego. Miały posłużyć obniżeniu emisji dwutlenku siarki do poziomu wymaganego przez dyrektywę IED (nie wyższego niż 200 mg/m³), a także zmniejszeniu emisji pyłu, chlorowodoru, fluorowodoru oraz metali ciężkich.

3.2.4. WSPÓŁSPALANIE BIOMASY

W latach 2009-2012 Elektrownia Bełchatów korzystała z systemu zielonych certyfikatów poprzez współspalanie biomasy z węglem brunatnym. Zgodnie ze sprawozdaniami Grupy Kapitałowej PGE, produkcję energii elektrycznej ze współspalania rozpoczęto we wrześniu 2009 w blokach B1-B4. Zaprzestanie współspalania w Elektrowni Bełchatów nastąpiło w 2013 r., co przełożyło się na spadek całkowitego zużycia biomasy w ramach Grupy PGE o około 300 tys. ton. Na tej podstawie szacujemy, że w szczytowym okresie korzystania ze współspalania (lata 2010-2012) Elektrownia Bełchatów produkowała około 1% energii (0,3-0,35 TWh) z biomasy, co przekładało się na uzyskiwanie zielonych certyfikatów o wartości 80-100 mln PLN rocznie.

3.2.5. INSTALACJA DEMONSTRACYJNA CCS

Od 2009 r. prowadzono w Bełchatowie prace nad budową instalacji wychwytu i składowania dwutlenku węgla (z ang. *carbon capture and storage*, CCS), o szacowanym koszcie około 600 mln EUR. Projekt ten zakładał ograniczenie emisji CO₂ z nowego bloku energetycznego (B14) o około 1/3 (redukcja o ok. 1,92 mln ton rocznie). Choć projekt w 2010 r. otrzymał 180 mln EUR dofinansowania ze środków UE w ramach Europejskiego Planu Energetycznego na Rzecz Naprawy Gospodarczej (EEPR), to nie został on ostatecznie zrealizowany. Powodem odstąpienia od realizacji było stwierdzenie ekonomicznej nieopłacalności, m.in. w wyniku nieuzyskania niezbędnego poziomu środków publicznych: mimo otrzymania środków z EEPR projektowi CCS w Bełchatowie odmówiono dofinansowania w wysokości 340 mln EUR ze środków unijnego programu NER 300 oraz krajowego mechanizmu wsparcia.

3.3. WPŁYW SUBSYDIÓW NA DZIAŁANIE ELEKTROWNI ORAZ EFEKTY EKOLOGICZNE WSPARCIA

Zgodnie z Krajowym Planem Inwestycyjnym, spółka PGE GiEK zamierzała zrealizować w Elektrowni Bełchatów trzynaście projektów inwestycyjnych, z czego dwanaście miało dotyczyć modernizacji istniejących bloków B1-B12 (sklasyfikowane jako inwestycje typu B – modernizacja infrastruktury na mocy art. 10c dyrektywy ETS, a jeden – budowy nowego, wysokosprawnego bloku B14 na węgiel brunatny, o mocy 858 MW (sklasyfikowane jako typ A – doposażenie infrastruktury).

Ostatecznie w przypadku bloków B1 i B2 podjęto decyzję o wstrzymaniu inwestycji ze względu na nieoptycalność ekonomiczną, ale założono możliwość wznowienia ich realizacji w 2016 r., w przypadku wypracowania nowych założeń technicznych. Od stycznia 2016 r. blok B1 funkcjonował jednak wyłącznie jako jednostka szczytowo-rezerwowa, a z końcem maja 2019 r. został ostatecznie wyłączony z eksploatacji. Natomiast w latach 2016-2017, a następnie po 2018 r., realizowano modernizację bloku B2, zakładającą możliwość wydłużenia okresu jego użytkowania nawet do 2034 r. oraz dostosowanie do wymogów środowiskowych wynikających z tzw. konkluzji BAT.

W przypadku bloków B3-B6 realizowano zadania KPI obejmujące ich modernizację oraz rekonstrukcję techniczną, co miało na celu wydłużenie ich żywotności oraz poprawę sprawności. W wyniku realizacji projektu moc bloków B3-B5 została zwiększona o 10 MW, a bloku B6 – o 24 MW. Całkowity poniesiony koszt modernizacji czterech bloków wyniósł ok. 2,7 mld PLN.

W raportach z realizacji KPI za lata 2015-2017 poinformowano o kosztach kwalifikowanych poniesionych przez PGE GiEK w celu modernizacji bloków B7-B12 (za wyjątkiem bloku B8, który ujęto w roku 2015 i 2016, ale nie ujęto w roku 2017). Informacja o szacunkowym nakładzie na modernizację bloków B7-B12 w Bełchatowie została w raporcie pokontrolnym NIK wyłączona z jawności.

Tabela 5. Status inwestycji modernizacyjnych w blokach Elektrowni Bełchatów pod koniec 2019 r.

Numer bloku	Rok zakończenia inwestycji
1	Wyłączony z użycia w 2019 r.
2	Drugi etap modernizacji od 2018 r.
3	Zakończona w 2012 r.
4	Zakończona w 2012 r.
5	Zakończona w 2012 r.
6	Zakończona w 2012 r.
7	Zakończona w 2013 r.
8	Zakończona w 2013 r.
9	Zakończona w 2016 r.
10	Zakończona w 2016 r.
11	Zakończona w 2015 r.
12	Zakończona w 2015 r.
14	Blok uruchomiony w 2011 r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji rynkowych

3.4. PODSUMOWANIE

Analiza skutków wsparcia dla Elektrowni Bełchatów stawia pod znakiem zapytania efektywność wsparcia publicznego. Realizacja inwestycji ujętych w KPI, uzyskanie wsparcia z funduszy krajowych i zagranicznych, a w latach 90-tych również z KDT, miało na celu przede wszystkim pokrycie kosztów dostosowania elektrowni do zaostrzających się unijnych norm środowiskowych związanych z ochroną jakości powietrza. Otrzymane środki były przede wszystkim wsparciem dla właściciela elektrowni, a nie czynnikiem przesądzającym o uzyskaniu pozytywnego efektu ekologicznego. Spośród wszystkich analizowanych instrumentów, największą skalą cechują się przydział bezpłatnych uprawnień z systemu EU ETS oraz rynek mocy, sięgające w szczytowych okresach odpowiednio niemal 500 mln PLN oraz 800 mln PLN rocznie. Wielkości te mają istotny wpływ na ogólną rentowność elektrowni. Szacujemy, że odpowiadają one 9-10% jej całkowitych przychodów zarówno w przeszłości (derogacje) jak i w przyszłości (rynek mocy).

”

Pomoc była przede wszystkim wsparciem dla właściciela elektrowni, a nie czynnikiem przesądzającym o uzyskaniu pozytywnego efektu ekologicznego

Tabela 6. Szacunkowa wielkość wsparcia dla Elektrowni Bełchatów według mechanizmu wsparcia (mln PLN)

Rodzaj wsparcia	mln PLN'18	Lata
Bezpłatne uprawnienia do emisji CO ₂	2 602	2013-2019
Dotacje z POIŚ	22	2010
Dotacje z Norweskiego Mechanizmu Finansowego	21	2014
Zielone certyfikaty	259 - 324	2010-2012
Rynek mocy	2 305	2021-2025
Preferencyjne kredyty od WFOŚiGW	63	2010

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji Ministerstwa Środowiska, Prezesa URE, NIK, PGE GiEK

Przyjęta logika wsparcia premiuje inwestycje odtworzeniowe, przedłużające funkcjonowanie istniejącej infrastruktury, tj. modernizację bloków węglowych zamiast zastąpienia ich alternatywnymi technologiami. Inwestycje mające na celu dostosowanie Elektrowni Bełchatów musiałyby zostać zrealizowane również bez systemu wsparcia, w przeciwnym razie bloki niespełniające wymogów emisyjnych musiałyby zostać wycofane z systemu. Doprowadziłoby to do wzrostu cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, co pozwoliłoby właścicielom elektrowni na pokrycie kosztów realizacji inwestycji w pozostałych jednostkach wytwórczych. Choć w obu sytuacjach ostateczny koszt modernizacji energetyki ponieśliaby odbiorcy energii, w przypadku opierania się o instrumenty publiczne, zamiast o sygnały rynkowe, rośnie ryzyko wystąpienia nadwsparcia dla części działań modernizacyjnych, przy braku faktycznego efektu zachęty.

Przykład Bełchatowa dobrze obrazuje również nieefektywność wsparcia technologii współspalania. Pomimo wsparcia na poziomie ok. 100 milionów rocznie w ramach systemu zielonych certyfikatów, nie doszło do trwałego efektu ekologicznego w postaci zmiany miksu energetycznego i emisyjności

CO₂ elektrowni (prześciowe pojawienie się biomasy w mieszkaniu paliwowym elektrowni na poziomie około 1% przez 3-4 lata).

W kontekście oceny całości wsparcia przykład Bełchatowa wskazuje jednak, że pod wpływem regulacji unijnych następuje ewolucja w kierunku stosowania bardziej konkurencyjnych mechanizmów przyznawania środków oraz ograniczania wsparcia dla paliw kopalnych. Z przywołanych systemów wsparcia, w latach dwudziestych będzie obowiązywał jedynie rynek mocy, przy czym już obecnie nie wszystkie bloki Elektrowni Bełchatów uzyskują kontrakty w ramach aukcji (co jest szczególnie widoczne dla aukcji na 2022 rok), a od 2025 r. unijny standard emisyjny na poziomie 550 g CO₂/kWh sprawi, że elektrownia pozostanie poza systemem aukcyjnym.

”

Szacujemy, że pomoc dla Elektrowni Bełchatów odpowiada 9-10% jej całkowitych przychodów



4. WPŁYW PUBLICZNYCH SUBSYDIÓW NA TRANSFORMACJĘ ENERGETYCZNĄ W POLSCE

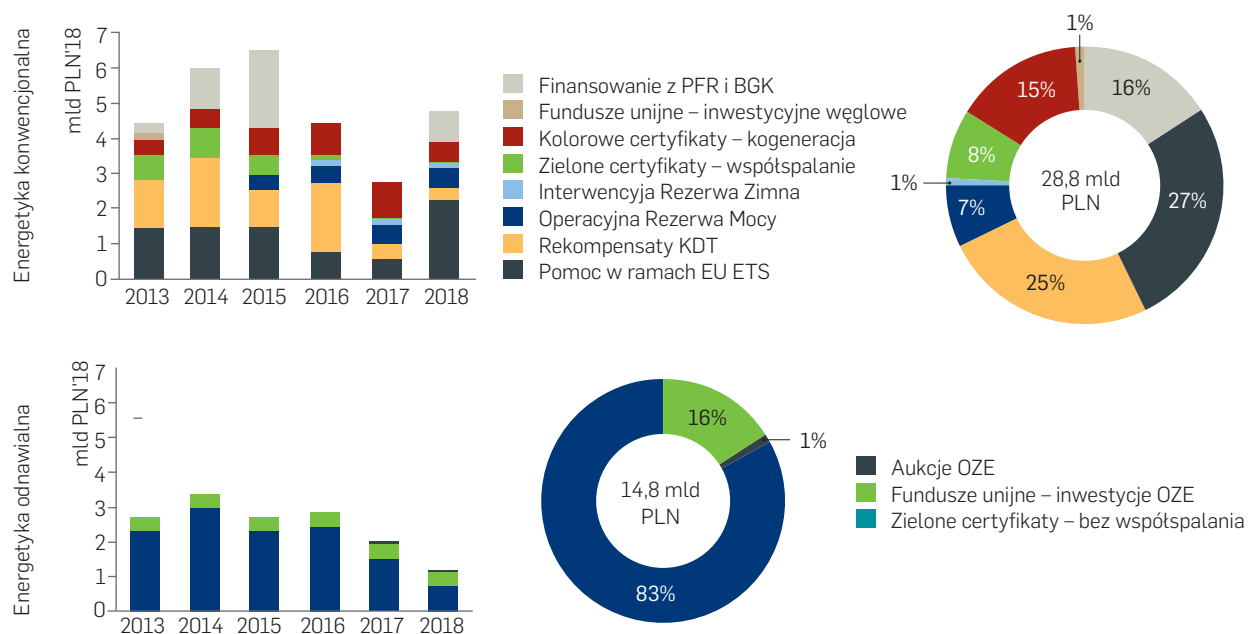
4.1. ŁĄCZNA WARTOŚĆ SUBSYDIÓW DLA POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI

Przedstawione w rozdziale drugim mechanizmy pomocy publicznej cechują się różnym horyzontem czasowym działania, obejmując zarówno dotychczas wypłacone wsparcie, jak i przyszłe wypłaty na podstawie już rozstrzygniętych aukcji rynku mocy lub dla źródeł odnawialnych. Dlatego w celu przedstawienia spójnego obrazu subsydiów dla polskiej elektroenergetyki, pozwalającego na porównanie skali różnych form wsparcia skierowanych do różnych segmentów rynku energetycznego, w niniejszym rozdziale skupiamy się na analizie dwóch okresów:

- lata 2013-2018, które obejmują funkcjonowanie kluczowych mechanizmów wsparcia kształtujących sytuację polskiej energetyki w obecnej dekadzie;
- lata 2021-2023, dla których możliwe jest określenie całkowitej skali wsparcia w ramach rynku mocy i porównanie jej z finansowaniem źródeł odnawialnych w ramach systemu aukcyjnego.

Analiza uwzględnia wszystkie formy wsparcia omówione w rozdziale drugim, z wyłączeniem krajowego wsparcia finansowanego ze środków NFOŚiGW, w przypadku którego nie ma możliwości wyróżnienia dokładnej kwoty przeznaczonej na inwestycje elektroenergetyczne. Przy tym, przyznawane przez Fundusz środki w niewielkim stopniu dotyczyły energetyki systemowej, obejmując przede wszystkim energetykę rozproszoną. Uwzględniając dodatkowo ograniczoną skalę wsparcia, pominięcie tego źródła finansowania nie zmienia więc w istotny sposób wniosków z analizy. W przypadku funduszy unijnych wartości dla poszczególnych lat oszacowano przyjmując założenie o równomiernym rozłożeniu wsparcia w ramach perspektyw finansowych 2007-2013 oraz 2014-2020.

Rysunek 25. Wartość wsparcia polskiej energetyki w latach 2013-2018 w ujęciu realnym (mld PLN '18)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników analiz przedstawionych w rozdziale 2.

W latach 2013-2018 sektor energetyki konwencjonalnej otrzymał łączne wsparcie w wysokości niemal 29 mld PLN, z czego ponad połowa (około 52%) wynikała z pomocy w ramach systemu EU ETS oraz wypłaty rekompensat za rozwiązanie KDT (odpowiednio 27% oraz 25% całkowitej puli wsparcia). Mniejsze znaczenie pod względem wielkości wsparcia, choć także istotne z perspektywy sektora, miało finansowanie zapewnione przez BGK oraz PFR (16%, z czego większość przypadła na lata 2014-2015)³⁷⁹ oraz wsparcie dla kogeneracji w ramach systemu kolorowych certyfikatów (15%). Inne rodzaje wsparcia, takie jak mechanizmy mocowe czy zielone certyfikaty dla współspalania, odpowiadały łącznie za około 17% całkowitego wsparcia. Finansowanie

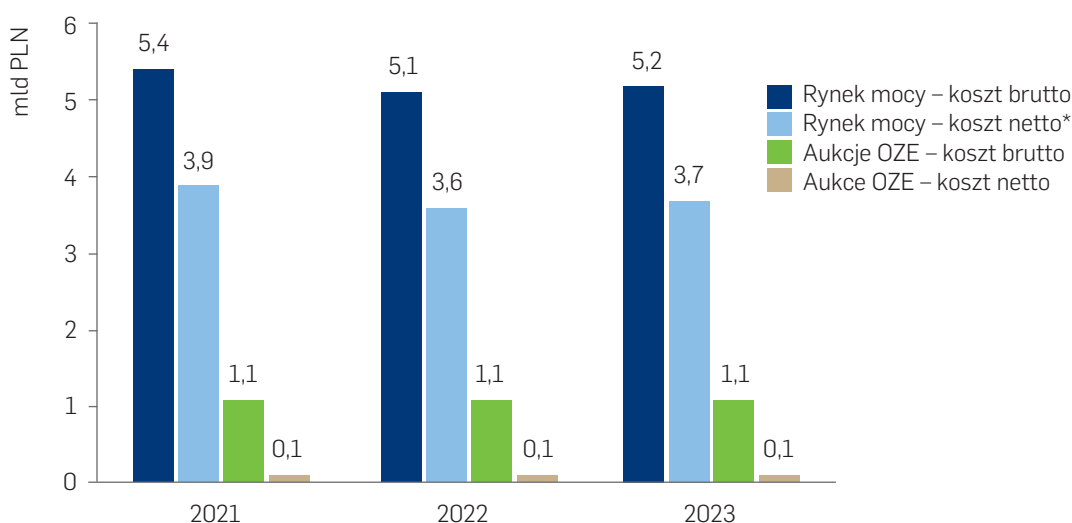
”
W badanym okresie blisko dwa razy mniej niż na energetykę konwencjonalną wydano na wsparcie OZE

379 Przy czym, z perspektywy beneficjentów środków z PFR/BGK, wartość pomocy będzie stanowić jedynie ewentualna różnica pomiędzy warunkami, na jakich podmioty te udostępniały swoje środki przedsiębiorstwom energetycznym, a warunkami możliwymi do uzyskania na wolnym rynku.

z funduszy UE miało marginalne znaczenie i dotyczyło tylko inwestycji realizowanych w ramach poprzedniej unijnej perspektywy budżetowej (2007-2013).

Jednocześnie, w badanym okresie blisko dwa razy mniej niż na energetykę konwencjonalną wydano na wsparcie źródeł odnawialnych. W latach 2013-2018 było to 14,6 mld PLN, z czego zdecydowaną większość stanowiły środki pochodzące z systemu zielonych certyfikatów (z wyłączeniem współspalania biomasy), a w zdecydowanie mniejszym stopniu – z funduszy unijnych (około 16% całkowitej puli).

Rysunek 26. Wartość wsparcia polskiej energetyki w latach 2021-2023 (mld PLN)



***Uwaga:** zakładany spadek cen na rynku energii o 1,5 mld PLN/rok na skutek wprowadzenia rynku mocy

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników analiz przedstawionych w rozdziale 2.

Analizując historyczne wsparcie dla sektora elektroenergetycznego, zasadne wydaje się pytanie o jego kształt w przyszłości. W obszarze wsparcia dla generacji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych kluczowe będzie wygaszenie wsparcia w ramach rekompensat za rozwiązanie KDT oraz dotychczasowej formuły pomocy w ramach EU ETS, odpowiadających dotąd za ponad połowę całkowitego wsparcia dla tego segmentu rynku energetycznego. W ich miejsce dojdzie do przekształcenia systemu rezerw (IRZ oraz ORM) w rynek mocy, którego szacunkowy koszt netto wyniesie w latach 2021-2023 około 11,2 mld PLN³⁸⁰. W tym samym okresie koszt netto wsparcia produkcji ze źródeł OZE zakontraktowanej w ramach systemu aukcyjnego w latach 2016-2018 wyniesie około 0,3 mld PLN.

”

W latach 2021-2023 szacunkowy koszt netto rynku mocy wyniesie około 11 mld zł, a koszt netto aukcyjnego systemu wsparcia OZE – około 0,3 mld zł

380 Koszt ten może ulec zwiększeniu po przeprowadzeniu aukcji dodatkowych. W związku z kolejnymi aukcjami, wzrości może również ulec koszt netto systemu wsparcia OZE.

4.2. WPŁYW WSPARCIA DLA GÓRNICTWA NA SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY

4.2.1. ASPEKTY PRAWNE

Od momentu wstąpienia do UE, w 2004 r., w Polsce wprowadzono wiele programów pomocowych dla górnictwa węgla kamiennego. Do wsparcia kwalifikowały się podmioty wydobywające węgiel wykorzystywany zarówno na cele wytwarzania energii, jak i produkcji koksu oraz opalania pieców hutniczych. Takie programy nie obowiązywały w odniesieniu do wydobycia węgla brunatnego. Żaden z nich nie dotyczył bezpośrednio sektora elektroenergetycznego.

Możliwość przyjęcia programów pomocowych była dopuszczalna najpierw na podstawie przepisów rozporządzenia Rady UE 1407/2002 w sprawie pomocy państwa dla przemysłu węglowego³⁸¹ (dalej: „rozporządzenie węglowe”), a następnie decyzji Rady 2010/787/UE w sprawie pomocy ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń³⁸² (dalej: „decyzja węglowa”). Prowadzeniem likwidacji i gospodarowaniem majątkiem zlikwidowanych kopalń zajmuje się specjalnie powołany w tym celu państwowy podmiot: Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. (SRK)³⁸³.

Rozporządzenie węglowe dopuszczało pomoc państwa w trzech obszarach:

- na ograniczenie działalności;
- na dostęp do zasobów węgla; oraz
- na pokrycie tzw. kosztów nadzwyczajnych.

Pomoc na ograniczenie działalności kopalń mogła być przyznawana tylko wtedy, gdy służyła pokryciu bieżących strat kopalni przeznaczonej do likwidacji, która miała być zamknięta do końca 2007 r. Pomoc na zapewnienie dostępu do zasobów węgla mogła być przyznawana w odniesieniu do bieżącej produkcji, ale wyłącznie jednostkom mającym najlepsze perspektywy ekonomiczne. Pomoc w tym obszarze mogła też dotyczyć tzw. inwestycji początkowych, czyli nowych przedsięwzięć, ale podejmowanych tylko w istniejących kopalniach. W obydwu obszarach wartość przyznawanej pomocy powinna być mieć trend spadkowy³⁸⁴.

Kosztami nadzwyczajnymi w rozumieniu rozporządzenia były natomiast koszty powstałe w wyniku „racjonalizacji i restrukturyzacji” przemysłu węglowego niezwiązane z bieżącą produkcją, takie jak:

- koszty wypłat na świadczenia socjalne wynikające z przejścia na emerytury pracowników przed osiągnięciem ustawowego wieku emerytalnego;
- pokrywane przez przedsiębiorstwo koszty przekwalifikowania pracowników;
- dodatkowe prace zabezpieczające pod ziemią, wynikające z zamknięcia jednostek produkcyjnych; oraz
- koszty związane z rekultywacją terenów pokopalnianych.

381 Dz.U. UE L 205 z 2002 r., s. 1, z późn. zm.

382 Dz.U. UE L 336 z 2010 r., s. 24.

383 Zob. więcej na stronie: <https://srk.com.pl/> (dostęp 29.11.2019).

384 Zob. art. 6 rozporządzenia węglowego.

W czasie obowiązywania rozporządzenia węglowego w Polsce wprowadzono cztery programy pomocowe³⁸⁵. Przewidziane nimi wsparcie było regulowane najpierw ustawą z 2003 r. o restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w latach 2003-2006³⁸⁶, a następnie ustawą z 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego wraz z aktami wykonawczymi regulującymi szczegółowe zasady udzielania pomocy³⁸⁷.

Przyznawane na ich podstawie środki zostały przeznaczone na restrukturyzację finansową przedsiębiorstw górniczych, w tym w szczególności na:

- umorzenia zobowiązań przedsiębiorstw górniczych wobec państwa;
- rozłożenie spłaty zobowiązań na raty;
- zamianę wierzytelności na akcje;
- restrukturyzację zatrudnienia w przedsiębiorstwach górniczych (np. wydatki związane z przekwalifikowaniem zwalnianych pracowników); oraz
- finansowanie likwidacji kopalń.

Polska przyznawała też pomoc inwestycyjną na zachowanie dostępu do rezerw węgla. Środek ten został uregulowany ww. ustawą o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego, a jego celem było zachowanie minimalnego poziomu krajowej produkcji tego surowca³⁸⁸.

Ta pomoc była przyznawana w formie dotacji na pokrycie kosztów inwestycji początkowych i obejmowała:

- udostępnianie złóż z nowych poziomów wydobywczych lub rozbudowę poziomów już istniejących;
- budowę lub modernizację szybów wydobywczych i wentylacyjnych;
- zakup lub modernizację maszyn i urządzeń górniczych niezbędnych w procesie eksploatacji;
- budowę lub modernizację zakładów przeróbki mechanicznej węgla kamiennego; oraz
- budowę centralnych lub lokalnych klimatyzacji.

Środki na realizację wszystkich programów wdrożonych pod rządami unijnego rozporządzenia węglowego pochodziły z ogólnego budżetu państwa³⁸⁹.

Zakres pomocy państwa możliwej do przyznawania w odniesieniu do przemysłu węglowego został znacząco ograniczony ww. decyzją węglową Rady UE. W nowym reżimie prawnym pomoc mogła i może być przeznaczana tylko na zamykanie kopalń (pod warunkiem, że ostateczne zamknięcie nastąpiło najpóźniej do końca 2018 r.) oraz na pokrycie kosztów nadzwyczajnych powstałych w wyniku zamknięcia jednostek produkcyjnych węgla, niezwiązanych z bieżącą produkcją, takich jak:

- koszty wypłat świadczeń socjalnych;
- pokrywane przez przedsiębiorstwo koszty przekwalifikowania pracowników; lub
- szkody górnicze³⁹⁰.

385 Zob. odpowiednio decyzje KE: K(2005) 1796, K(2007) 1943, K(2008)864 oraz K (2010)3063.

386 Dz.U. z 2003 r. nr 210, poz. 2037 z późn. zm.

387 Dz.U. z 2007 r. nr 192 poz. 1379, z późn. zm. (wcześniejsza nazwa ustawy: ustawa o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w latach 2008-2015).

388 Zob. decyzję KE sygn. K(2010)3063.

389 Zob. art. 34 ustawy o restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w latach 2003-2006.

Co ważne, w odróżnieniu od rozporządzenia węglowego, w decyzji wyłączone została możliwość udzielania pomocy na inwestycje początkowe. Decyzja węglowa wygasa z końcem 2027 r. (przy czym regulowana jej przepisami pomoc nie może dotyczyć podmiotów prowadzących działalność produkcyjną po 31 grudnia 2018 r.).

W 2011 r., już pod rządami decyzji węglowej, Polska wydłużyła do 2015 r. funkcjonowanie programu mającego pierwotnie dotyczyć lat 2008-2010³⁹¹. Podstawa prawna została rozszerzona o Prawo ochrony środowiska, na mocy którego NFOŚiGW mógł udzielać dotacji na rekultywację terenów pogórnictwa. Celem programu było pokrycie kosztów dokonanej już restrukturyzacji sektora, a pomoc była udzielona tylko kopalniom postawionym w stan likwidacji przed 1 stycznia 2007 r. Pomoc była przyznawana w formie zaniechania poboru obowiązkowych składek na Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych (PFRON) oraz opłat i kar należnych NFOŚiGW, a także dotacji przeznaczanych na pokrycie kosztów środowiskowych (takich jak rekultywacja powierzchni ziemi na terenach zdegradowanych działalnością górnictwa, czy ujmowanie i uzdatnianie wód kopalnianych lub zasolonych) oraz kosztów społecznych (takich jak np. renty wyrównawcze i prawo do bezpłatnego węgla należne emerytowanym pracownikom zamkniętych kopalń).

Kolejny program pomocowy obejmował lata 2015-2018³⁹². Na poziomie prawa krajowego, poza ustawą o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego, był on regulowany również rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 2015 r. w sprawie dotacji budżetowych przeznaczonych na sfinansowanie odpraw jednorazowych oraz na pokrycie bieżących strat produkcyjnych w przedsiębiorstwie³⁹³, a także Prawem ochrony środowiska. Mechanizm obejmował pokrycie strat produkcyjnych oraz kosztów nadzwyczajnych, związanych z zamknięciem kopalń postawionych w stan likwidacji przed 1 stycznia 2007 r., a także wynikających z procesu zamknięcia jednostek węglowych postawionych w stan likwidacji pomiędzy 1 stycznia 2007 a 1 stycznia 2019 r. Program ten jest dalej kontynuowany – jego obowiązywanie zostało wydłużone o 5 lat, do końca 2023 r.³⁹⁴

Ostatnia modyfikacja przedmiotowego programu pomocowego obejmowała: zmianę listy kopalń przeznaczonych do likwidacji (w ostatniej chwili KWK Sośnica została zastąpiona przez KWK Mysłowice-Wesoła I), aktualizację (zwiększenie) budżetu pomocy oraz zmianę podmiotów udzielających zwolnień z opłat środowiskowych³⁹⁵. Zamykane kopalnie są przenoszone do SRK (stają się oddziałami tej spółki), która jest jedynym beneficjentem pomocy. Również w przypadku programów pomocowych wprowadzonych w oparciu o unijną decyzję węglową, fundusze na ich realizację pochodziły z ogólnego budżetu państwa.

Wszystkie wskazane mechanizmy wsparcia krajowego górnictwa węgla kamiennego zostały notyfikowane KE, która uznawała je za pomoc państwa zgodną z rynkiem wewnętrznym. Od początku 2019 r. możliwość przyznawania pomocy istnieje wyłącznie w odniesieniu do kopalni postawionych w stan

390 Szczegółowy katalog kwalifikujących się kosztów zawiera załącznik do decyzji węglowej.

391 Zob. decyzję KE K(2011) 8280.

392 Decyzja KE C(2016)7510.

393 Dz.U. z 2015 r., poz. 510, z późn. zm.

394 Decyzja KE C(2018)724.

395 Decyzja KE C(2019) 5395.

likwidacji do końca 2018 r. W związku z tym, w obecnie obowiązującym stanie prawnym kopalnie, które zostały lub zostaną zamknięte po tej dacie, nie mogą liczyć na pomoc państwa i muszą ponosić koszty restrukturyzacji na rynkowych zasadach.

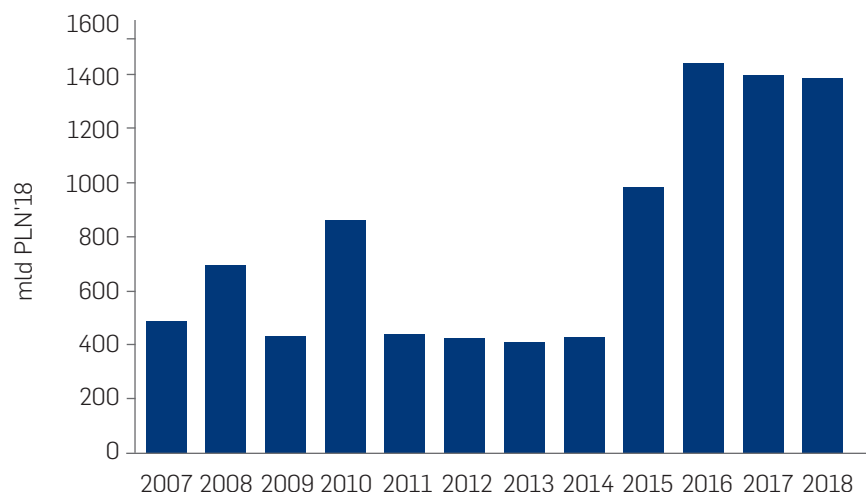
4.2.2. ASPEKTY EKONOMICZNE

Kryzys w górnictwie węgla kamiennego w 2015 r. doprowadził do skokowego, względem ubiegłych lat, wzrostu wielkości wsparcia dla tej branży. Tylko w latach 2016-2018 bezpośrednia pomoc państwa dla całego sektora wyniosła około 4 mld PLN, co oznacza, że wyniosła zaledwie 300 mln PLN mniej niż skumulowana suma dotacji budżetowych za dziewięć lat poprzedzających kryzys w 2015 r. (łącznie około 4,3 mld PLN w latach 2007-2015). Do głównych elementów wsparcia w latach 2016-2018 należało przede wszystkim pokrycie kosztów prac niezbędnych do bezpiecznego wygaszania wydobycia w nierentownych kopalniach (około 2,3 mld PLN) oraz finansowanie roszczeń pracowniczych powstałych na skutek redukcji zatrudnienia (ponad 1 mld PLN, z czego 933 mln PLN przypadało na koszty ośłon socjalnych). Tym samym wsparcie koncentrowało się przede wszystkim na zakładach wydobywczych wycofywanych z rynku oraz na wypłacie świadczeń dla pracowników tracących zatrudnienie. Z punktu widzenia ekonomicznego, taka forma wsparcia, finansowana z budżetu państwa, miała marginalny wpływ na sektor elektroenergetyczny. Nie wpływała ona bowiem ani na ceny sprzedaży energii elektrycznej, ani na ceny zakupu paliw, ani też na ogólne wyniki finansowe spółek energetycznych.

”

Kopalnie, które nie zostały zamknięte do końca 2018 r. nie mogą liczyć na pomoc państwa i muszą ponosić koszty restrukturyzacji na rynkowych zasadach

Rysunek 27. Pomoc państwa dla sektora górnictwa węgla kamiennego w latach 2007-2018



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energii

Zdecydowanie większy wpływ na funkcjonowanie elektroenergetyki ma natomiast pośrednie wsparcie dla górnictwa węgla kamiennego i brunatnego w formie preferencyjnych zasad naliczania emerytur dla pracowników tego sektora. Preferencje te oznaczają, że kopalnie, bez ponoszenia dodatkowych kosztów, mogą oferować bardziej atrakcyjne warunki zatrudnienia w sektorze, który charakteryzuje się wykonywaniem pracy w trudnych warunkach. Według szacunków WiseEuropa, obecnie wartość tej formy wsparcia przekracza 3 mld zł rocznie³⁹⁶. Spadek kosztów pozyskania i utrzymania pracowników sektora wydobywczego może przekładać się na obniżenie ceny węgla, na czym skorzystają elektrownie kupujące ten surowiec. W praktyce efekt ten ma znaczenie przede wszystkim dla elektrowni opartych o węgiel brunatny, odbierających surowiec wprost z kopalni odkrywkowych w ramach zintegrowanych spółek górnictwo-energetycznych.

Specyficzną formą wsparcia dla sektora górnictwa było zaangażowanie spółek energetycznych w restrukturyzację poprzez dofinansowanie w latach 2016-2017 nowo powstałej Polskiej Grupy Górniczej (PGG). W tym przypadku sektor energetyczny okazał się nie beneficjentem wsparcia, lecz jego płatnikiem netto: zasoby spółek energetycznych zostały przekierowane do sektora wydobywczego przy wysokim ryzyku ujemnego zwrotu z inwestycji i braku zaangażowania prywatnych inwestorów³⁹⁷. W przypadku PGG stopień zaangażowania spółek energetycznych był ograniczony do poziomu bezpośredniego dokapitalizowania Grupy (łącznie 2,3 mld PLN w latach 2016-2017 ze strony Energi, PGE, Enei oraz PGNiG Termika).

Większą ekspozycją na ryzyko niepowodzenia restrukturyzacji cechowało się bezpośrednie przejęcie Kopalni Brzeszcze przez Tauron. W tym drugim wypadku brak powodzenia sanacji ekonomicznej aktywów wydobywczych przekłada się obecnie na pogorszenie sytuacji całej grupy: w 2018 r. wskaźnik EBITDA Tauron Wydobywanie wyniósł -207 mln PLN (przy łącznym wyniku całej grupy na poziomie 3,5 mld PLN), natomiast w pierwszych trzech kwartałach 2019 r. wielkości te wyniosły odpowiednio -261 mln PLN i 3,05 mld PLN³⁹⁸.

Warto zauważyć, że integracja kapitałowa sektora wydobywczego i elektroenergetycznego doprowadziła do pośredniego powiązania wsparcia dla elektroenergetyki i górnictwa: dofinansowanie inwestycji spółek energetycznych zwiększyło ich możliwości zaangażowania w wątpliwy ekonomicznie program restrukturyzacji, który nie przyniósł trwałej poprawy rentowności ani konkurencyjności kosztowej sektora (zob. tabela 7). Jednocześnie przekierowanie zasobów finansowych polskiej energetyki do sektora wydobywczego oznaczało ograniczenie dostępnych środków na inwestycje w dywersyfikację mocy wytwórczych.

”

Tylko w latach 2016-2018 bezpośrednia pomoc państwa dla polskiego górnictwa wyniosła około 4 mld zł

396 Zob. U. Siedlecka, A. Śniegocki, Z. Wetmańska, Ukryty rachunek za węgiel 2017. Wsparcie górnictwa i energetyki węglowej w Polsce – wczoraj, dziś i jutro, WiseEuropa 2017.

397 Zob. M. Bukowski, U. Siedlecka, A. Śniegocki, Zapaść – czy fuzja z energetyką uratuje polskie górnictwo?, WiseEuropa 2019.

398 Dane ze sprawozdania Grupy Tauron za III kw. 2019 r.

Tabela 7. Koszty wydobycia i rentowność sprzedaży w górnictwie węgla kamiennego w Polsce, 2015-2018

	2015	2016	2017	2018
Koszty wydobycia węgla, zł/t	364	322	353	419
Wynik na sprzedaży węgla, zł/t	-45	-17	41	13
Rentowność sprzedaży węgla	-14%	-6%	10%	3%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energii

4.3. PODSUMOWANIE

4.3.1. ASPEKTY PRAWNE

Przedstawione w niniejszym opracowaniu mechanizmy interwencji państwa w rynek energetyczny pokazują ogromną skalę pomocy transferowanej do krajowego sektora elektroenergetycznego. Większość przedstawionych mechanizmów, bez wątpliwości, stanowi pomoc państwa w rozumieniu TFUE. W bardzo dużej liczbie przypadków zostało to wprost stwierdzone w odpowiednich decyzjach KE. Ingerencja szeroko rozumianego państwa w rynek energii, która wiąże się z korzyścią dla jego uczestników, tylko wyjątkowo nie będzie stanowić pomocy publicznej.

W zakresie systemów wsparcia objętych niniejszym raportem, taką sytuację zidentyfikowano w przypadku obowiązku zakupu energii elektrycznej z kogeneracji oraz OZE (obydwa mechanizmy już nie obowiązują). Pomocy nie stanowią też instrumenty udzielane przez instytucje publiczne, ale na rynkowych zasadach – dotyczy to np. części pożyczek oferowanych przez NFOŚiGW. W przypadku angażowania się w inwestycje w energetyce przez PFR lub BGK, stwierdzenie, czy spełnione są cechy pomocy państwa nie jest natomiast możliwe bez dostępu do szczegółowych warunków poszczególnych kontraktów. Wątpliwości budzi tutaj jednak fakt, że podmioty te wspierają projekty, w których swojego kapitału nie były skłonne ulokować przedsiębiorstwa prywatne.

Ponadto, z nienotyfikowanych nigdy oficjalnie KE mechanizmów interwencji w rynek energetyczny, przesłanki pomocy państwa w rozumieniu TFUE zdają się wypełniać mechanizmy rekompensat przewidziane w tzw. ustawie o cenach energii (zwłaszcza zwrot kwoty różnicy ceny oraz zamrożenie detalicznych cen energii elektrycznej dla wszystkich kategorii odbiorców w pierwszym półroczu 2019 r.), istniejące mechanizmy mocowe (w szczególności IRZ, ORM), a także możliwość wymiany certyfikatów inwestycyjnych na akcje przedsiębiorstw energetycznych, o którym mowa w zmienionej ustawie o KDT. Co ważne, bardzo podobne do polskich mechanizmy były notyfikowane KE przez władze innych państw członkowskich (Niemiec, Belgii), a ta ostatecznie stwierdzała, że stanowią one pomoc państwa.

Polskie władze powinny więc każdorazowo notyfikować KE tego typu wątpliwe mechanizmy, w celu uzyskania pewności prawnej co do legalności ich wprowadzenia w proponowanym kształcie. Ma to szczególne znaczenie zwłaszcza dla samych beneficjentów wsparcia. KE prowadzi postępowania wyjaśniające nawet w odniesieniu do potencjalnych mechanizmów pomocy



Przekierowanie zasobów polskiej energetyki do sektora wydobywczego oznaczało ograniczenie dostępnych środków na inwestycje w dywersyfikację mocy wytwórczych

publicznej, które w praktyce już nie obowiązują. Odpowiedzialność za kształt i legalność regulacji bierze państwo, natomiast ewentualnymi konsekwencjami, zarówno w zakresie ich nieadekwatności do realiów rynkowych, jak i zgodności z prawem UE, najbardziej obciążeni mogą być beneficjenci wsparcia.

Należy też podkreślić, że, nawet w przypadku zatwierdzonych przez KE programów pomocowych, władze Polski nie zawsze realizują postanowienia odnośnych decyzji KE. Tak jest w przypadku pomocy dla krajowych elektrowni na lata 2013-2020 w ramach systemu EU ETS. Tego typu okoliczności mogą utrudniać akceptację przez KE kolejnych przedstawianych jej przez polskie władze propozycji interwencji w krajowy rynek energetyczny.

Zakres możliwych do przeprowadzenia przez państwa członkowskie interwencji na rynku energetycznym coraz bardziej się zawęża, w szczególności z uwagi na dążenie instytucji UE do coraz większej liberalizacji rynku wewnętrznego energii elektrycznej i oparciu go na modelu tzw. rynku tylko energii (z ang. *energy only market*, EOM), a także ze względu na coraz bardziej progresywną politykę klimatyczną, która znajduje odzwierciedlenie w obowiązujących już regulacjach prawnych (w szczególności pakiecie zimowym oraz znowelizowanej dyrektywie ETS).

W wyniku tylko przyjętych już regulacji, w kolejnej dekadzie wsparcie dla energetyki węglowej będzie bardzo ograniczone. Co więcej, na gruncie prawa UE, od początku 2019 r. nie można już udzielać nowej pomocy publicznej sektorowi wydobywania węgla. Dalszego zaostrzenia kryteriów dopuszczalności udzielania pomocy państwa można oczekiwać w znowelizowanych Wytycznych EEAG, które zaczną jednak obowiązywać prawdopodobnie dopiero od 2023 r.

Trzeba też odnotować, że wraz z upływem lat polskie władze poprawiły praktyki w zakresie procedur dotyczących pomocy publicznej. W ostatnich latach założenia mechanizmów uznawanych przez władze za kluczowe (rynku mocy, nowych zasad przeprowadzania aukcji OZE, nowego systemu wsparcia kogeneracji) były wyprzedzająco zgłaszane KE, co umożliwiło ich relatywnie szybko zatwierdzenie przez Komisję. Wskazane mechanizmy zaczęły być wdrażane dopiero po uzyskaniu akceptacji KE, co nie było wcześniej normą (widoczne zwłaszcza w ciągnących się latami postępowaniach dotyczących systemów certyfikatów dla OZE oraz kogeneracji, badanych przez KE dopiero po latach obowiązywania). W ostatnich latach najbardziej niechlubny przykład nierespektowania unijnych procedur w zakresie pomocy państwa stanowi ustawa o cenach energii.

Zdecydowanie widać również kierunek wyodrębniania nowych mechanizmów pomocowych dotyczących poszczególnych segmentów rynku do dedykowanych specustaw. Być może tak będzie też w przypadku planowanego systemu wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej³⁹⁹.

4.3.2. ASPEKTY EKONOMICZNE

Dotychczasowa logika wsparcia dla sektora elektroenergetycznego opierała się na finansowaniu wydatków inwestycyjnych w sektorze energii konwencjonalnej poprzez zastosowanie dedykowanych instrumentów (od KDT, poprzez mechanizm derogacyjny w ramach EU ETS, aż po rynek mocy). Podejście to

”

Ingerencja państwa w rynek energii, która wiąże się z korzyścią dla jego uczestników, tylko wyjątkowo nie będzie stanowić pomocy publicznej

399 Zob. <https://www.gov.pl/web/energia/ministerstwo-energii-rozpoczyna-legislacyjny-etap-prac-nad-ustawa-dotyczaca-morskiej-energetyki-wiatrowej> (dostęp 29.11.2019).

przełożyło się na zakonserwowanie polskiej energetyki – zarówno w zakresie podmiotów funkcjonujących na rynku, jak i miksu technologicznego. Konsekwentnie odrzucano natomiast alternatywę w postaci oparcia modernizacji na ścieżce wynikającej z sygnałów cenowych, tj. dopuszczenia do wycofania części bloków z systemu i wynikającego z tego wzrostu cen energii. W tym przypadku wzrost cen energii pozwoliłby zarówno na modernizację starych jednostek pozostających w systemie, jak też sfinansowanie nowych inwestycji, co umożliwiłoby wejście na rynek nowym graczom oraz wprowadzenie nowych technologii produkcji energii.

Postawienie na rozwiązania ułatwiające odtwarzanie istniejących aktywów w energetyce doprowadziło na przestrzeni lat do nawarstwienia problemów w sektorze energetycznym. Wynikało to zarówno ze zmian europejskiego otoczenia regulacyjnego (realizacja celów klimatycznych), jak i rozwoju technologicznego (spadające ceny technologii niskoemisyjnych). Tym samym, pomimo wsparcia udzielanego dużym krajowym spółkom energetycznym, nie udało się zbudować ich trwałej pozycji konkurencyjnej. Wynika to z długoterminowej utraty wartości aktywów węglowych, których modernizację i rozbudowę przez lata wspierano. Dodatkowym problemem dla polskiej energetyki jest jej rosnące powiązanie z górnictwem. Zaangażowanie zasobów spółek energetycznych w sektor wydobywczy zmagający się z trwałymi problemami z konkurencyjnością ogranicza ich możliwości dywersyfikacji technologicznej.

Systematyczne finansowanie odtwarzania istniejącego kształtu polskiej energetyki szło w parze z brakiem systemowego podejścia względem wsparcia dla nowych technologii. Choć energetyka konwencjonalna została zmodernizowana do poziomu spełniającego obowiązujące normy, wciąż zauważalne jest zapóźnienie w obszarze innych technologii wytwarzania energii. Przejawiało się to m.in. przez brak realnej dywersyfikacji technologii w Krajowym Planie Inwestycyjnym, a także nieefektywne i podważające zaufanie inwestorów zarządzanie systemem zielonych certyfikatów. Aukcje dla odnawialnych źródeł energii zostały natomiast wprowadzone z opóźnieniem, a dodatkowo nie rozwiązano ograniczeń dla rozwoju energii wiatrowej w związku z funkcjonowaniem tzw. ustawy odległościowej⁴⁰⁰. Projekty realizowane za pośrednictwem funduszy pochodzących z Unii Europejskiej nie były w stanie uzupełnić luki spowodowanej brakiem systemowych instrumentów wsparcia dla energetyki odnawialnej.

Kulminacją problemów związanych z dotychczasowym modelem wsparcia rozwoju polskiej energetyki jest tzw. ustawa o cenach energii. Wprowadzona w odpowiedzi na skokowy wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej, pogłębia ona jedynie wady krajowych narzędzi wsparcia, które doprowadziły do utraty konkurencyjności przez sektor: przekierowania zasobów w stronę utrzymania status quo, braku bodźców do długoterminowej restrukturyzacji technologicznej, jak również ograniczenia możliwości wejścia nowych graczy na rynek i doprowadzenia do oddolnej optymalizacji inwestycji, która uwzględni pełen wachlarz technologii produkcji i oszczędzania energii.

Przedstawione problemy są ograniczane lub stopniowo eliminowane przez presję wywieraną przez regulacje na poziomie unijnym. Zaliczyć do nich można rozwiązanie KDT i stopniowe wygasanie związanych z tym rekompensat.

”

Dotychczasowe systemy wsparcia głównie konserwowały polską energetykę

400 Ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz.U. z 2019 r., poz. 654, z późn. zm.).

Istotną zmianą jest również odejście od systemu bezpłatnych uprawnień do emisji w dotychczasowym kształcie, a także usprawnienie systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz uznanie rynku mocy za mechanizm o charakterze przejściowym. Pozytywnie należy też ocenić zmiany w sposobie przyznawania środków z UE oraz nowe priorytety w kierunkach finansowania inwestycji ze strony Grupy PFR.

Należy jednak zauważyć, że choć unijne regulacje prowadzą przede wszystkim do wycofywania się z nieefektywnych, krajowych systemów wsparcia, to nie są one w stanie samodzielnie dostarczyć efektywnych rozwiązań umożliwiających transformację sektora – to bowiem zależy od decyzji podejmowanych na poziomie krajowym. Dlatego bez przesunięcia akcentów krajowych systemów wsparcia energetyki w kierunku stymulowania szybkiej restrukturyzacji sektora w oparciu o nowe technologie i modele biznesowe, jak również aktywizację nowych grup uczestników rynku energetycznego, istnieje wysokie ryzyko pojawienia się stagnacji w branży. Będzie ona konsekwencją ograniczenia możliwości inwestycyjnych w sektorze energetyki konwencjonalnej oraz znacznego opóźnienia w rozwoju energetyki niskoemisyjnej.



5. POLSKA NA TLE INNYCH PAŃSTW UE

5.1. GŁÓWNE SYSTEMY WSPARCIA ELEKTROENERGETYKI W NIEMCZECH

W Niemczech funkcjonuje wiele różnych mechanizmów pomocowych, dedykowanych różnym segmentom rynku wytwarzania energii. Największa liczba systemów wsparcia dotyczy energetyki odnawialnej. Od 2017 r. najważniejszym z nich jest system aukcji na energię elektryczną z nowych instalacji OZE. Wsparcie jest zagwarantowane na 20 lat i ma formę degresywnego kontraktu różnicowego⁴⁰¹. Podobnie jak w przypadku polskich aukcji OZE, mamy tutaj do czynienia z modelem pay-as-bid oraz wspólnymi przetargami przeprowadzanymi dla więcej niż jednej technologii (w obydwu krajach w jednej aukcji rywalizują lądowe elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne).

Przed wprowadzeniem w Niemczech systemu aukcyjnego, mającego stymulować coraz dalej idące urynkowanie źródeł OZE (co jest zgodne z ewolucją wymogów prawa UE), głównym systemem wsparcia OZE był system

⁴⁰¹ Zob. szerzej: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenders-auctioning-the-feed-in-support-for-ground-mounted-installations/lastp/135/> (dostęp 29.11.2019).

taryf FiT. Mechanizm ten w dalszym ciągu obejmuje elektrownie, które weszły do systemu w poprzednich latach, a w odniesieniu do nowych inwestycji, od 2017 r., dotyczy instalacji o mocy do 100 kW⁴⁰². Podobnie jak w Polsce, w Niemczech funkcjonuje też system kontraktów różnicowych w formie FiP, stanowiący rozwiązanie pośrednie pomiędzy systemem FiT, a aukcjami⁴⁰³.

Jeżeli chodzi o wielkoskalowe źródła OZE, Niemcy są jednym z liderów rozwoju segmentu morskich farm wiatrowych (ang. *offshore*), posiadając obecnie ponad 6,5 GW mocy zainstalowanej w tej technologii⁴⁰⁴. W Niemczech, poza dedykowanymi tej technologii aukcjami, funkcjonuje odrębny system kredytowania instalacji offshore przez państwowy bank KfW⁴⁰⁵, a dodatkowo, ze względu na skalę inwestycji (moc jednego projektu często przekracza 250 MW), zgodnie z wymogami Wytycznych EEAG⁴⁰⁶, pomoc operacyjna jest notyfikowana KE indywidualnie dla konkretnej instalacji. Bank KfW oferuje też wsparcie inwestycyjne w formie pożyczek dla innych technologii OZE, w tym dla instalacji fotowoltaicznych zintegrowanych z magazynami energii⁴⁰⁷.

Trzeba zaznaczyć, że niemieckie prawo odrębnie wynagradza dostępność mocy w sterowalnych źródłach OZE, przewidując dopłaty dla elektrowni biogazowych, płatne za kW mocy na rok (w dwóch postaciach: tzw. *flexibility surcharge*⁴⁰⁸ oraz *flexibility premium*⁴⁰⁹), które można łączyć z uczestnictwem w którymś z podstawowych, operacyjnych systemów wsparcia OZE. Niemcy, na mocy przepisów odrębnej ustawy (tzw. KWKG), wspierają też kogenerację. Regulacja ta, podobnie jak nowa polska ustawa o CHP, przewiduje kilka systemów wsparcia, w tym stałe premie doliczane do rynkowej ceny energii elektrycznej oraz aukcje dla nowych instalacji⁴¹⁰. Ze względu na skalę projektów, w niektórych przypadkach pomoc dla jednostek kogeneracyjnych podlega indywidualnej notyfikacji KE⁴¹¹.

Wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej w niesterowalnych instalacjach OZE, Niemcy zaczęły przyjmować mechanizmy mocowe dedykowane energetyce konwencjonalnej. Chodzi w szczególności o tzw. rezerwę sieciową (ang. *network reserve*)⁴¹², funkcjonującą w obecnej formule od 2016 r., oraz rezerwę mocy (ang. *capacity reserve*)⁴¹³, która zaczęła działać w październiku 2019 r. Obydwa mechanizmy stanowią rezerwy strategiczne (podobne do polskiej IRZ), gdzie dostawcy mocy funkcjonują poza rynkiem energii. W rezerwie sieciowej mogą brać udział również elektrownie zlokalizowane we Włoszech i Szwajcarii, a w nowej rezerwie mocy – jednostki DSR. Należy podkreślić, że

”

Obecnie polskie systemy wsparcia OZE i kogeneracji są bardzo zbliżone do niemieckich

402 Zob. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-eeg-feed-in-tariff/lastp/135/> (dostęp 29.11.2019).

403 Zob. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/premium-tariff-i-market-premium/lastp/135/> (dostęp 29.11.2019).

404 Zob. https://www.energy-charts.de/power_inst.htm (dostęp 29.11.2019).

405 Zob. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/loan-kfw-programme-offshore-wind-energy/lastp/135/> (dostęp 29.11.2019).

406 Zob. pkt 20 lit. b Wytycznych EEAG.

407 Zob. odpowiednio <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/loan-kfw-renewable-energy-programme-standard/lastp/135/>; oraz <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/loan-kfw-renewable-energy-programme-storage/lastp/135/> (dostęp 29.11.2019).

408 Zob. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/subsidy-flexibility-surcharge/lastp/135/> (dostęp 29.11.2019).

409 Zob. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/subsidy-flexibility-premium/lastp/135/> (dostęp 29.11.2019).

410 Zob. szerzej: https://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-3525_en.htm (dostęp 29.11.2019).

411 Zob. np. decyzję KE sygn. C(2016) 8714 final.

412 Zob. decyzję KE sygn. C(2016) 8742 final.

413 Zob. decyzję KE sygn. C(2018) 612 final.

obydwie rezerwy są środkami o charakterze przejściowym i są mocno ograniczone czasowo – KE zatwierdziła je jedynie do 2020 r.

Ponadto, niemieccy operatorzy systemu przesyłowego mogą przeprowadzać specjalne przetargi dla jednostek bilansujących, będących w ich wyłącznej dyspozycji i funkcjonujących poza rynkiem energii (ang. *special grid facilities*)⁴¹⁴. Podobnie jak w Polsce, niemieckie prawo przewiduje też mechanizm mocy dedykowany wyłącznie jednostkom DSR, redukującym konsumpcję energii na polecenie operatora sieci (ang. *interruptibility scheme*)⁴¹⁵.

Przywoływane mechanizmy mocowe (rezerwa sieciowa, rezerwa mocy, program dla DSR) zostały przez niemieckie władze notyfikowane KE, a ta, po dokonaniu przez Niemcy pewnych zmian w tych systemach, uznała je wszystkie za pomoc państwa zgodną z rynkiem wewnętrznym UE (w przypadku rezerwy sieciowej KE zatwierdziła regulację po przeprowadzeniu procedury pogłębionego badania). Warto zaznaczyć, że bardzo zbliżone programy nie były notyfikowane KE przez polskie władze.

KE nie badała natomiast przetargów na specjalne jednostki sieciowe. Przetargi te zdają się odpowiadać przesłankom wskazanym w art. 8 ust. 1 unijnej dyrektywy elektroenergetycznej, który przewiduje środek o charakterze ostatecznym, nastawiony stricte na zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw⁴¹⁶. Przeprowadzanie podobnych przetargów umożliwia polskie Prawo energetyczne⁴¹⁷, jednak krajowe władze nigdy nie skorzystały z tej możliwości, decydując się od razu na wprowadzenie ogólnorynkowego mechanizmu mocowego. Skorzystanie z możliwości przewidzianej w art. 8 ust. 1 dyrektywy elektroenergetycznej nie wyłącza jednak konieczności notyfikacji odnośnej pomocy państwa⁴¹⁸, a KE zatwierdzała już, jako pomoc, przetargi na konkretne elektrownie⁴¹⁹.

Pomoc państwa zgodną z rynkiem wewnętrznym stanowią wszystkie przywołane powyżej operacyjne systemy wsparcia OZE (aukcje, taryfy FiT, premie). Mechanizmy te, wraz z późniejszymi zmianami, były analizowane w kilku decyzjach KE⁴²⁰. Programy KfW nie są uznawane przez niemieckie władze za pomoc państwa, ze względu na założenie, że oferowane pożyczki nie odbiegają od warunków rynkowych, i nie były one notyfikowane KE⁴²¹. Przewidziane ustawą KWKG systemy wsparcia kogeneracji zostały zatwierdzone przez KE jako pomoc państwa zgodna z rynkiem wewnętrznym⁴²².

5.2. GŁÓWNE SYSTEMY WSPARCIA ELEKTROENERGETYKI W WIELKIEJ BRYTANII

Wielka Brytania posiada mniejszą liczbę systemów wsparcia elektroenergetyki niż Niemcy, a funkcjonujące tam mechanizmy mają nieco inny charakter

414 Zob. np. <https://www.uniper.energy/news/uniper-to-build-new-gas-power-plant-in-irsching/> (dostęp 29.11.2019).

415 Zob. decyzję KE sygn. C(2016) 6765 final.

416 Zob. szerzej w: R. Zajdler, Komentarz do art. 8 dyrektywy 2009/72/WE, LEX/el. 2011.

417 Zob. art. 16a Prawa energetycznego. Przetargi te organizuje Prezes URE, po stwierdzeniu przez Ministra Energii, że istnieje zagrożenie bezpieczeństwa dostaw.

418 Zob. M. Swora (red.), Komentarz do art. 16a (w:) Z. Muras, M. Swora (red.), Prawo energetyczne, op cit. s. 908 i nast.

419 Zob. np. ww. decyzję sygn. C(2010) 4146 dotyczącą budowy nowej elektrowni na Litwie.

420 Zob. w szczególności decyzje: C(2014) 8786 final, C(2016) 2406 final oraz C(2016) 8789 final.

421 Zob. np. pkt 72 decyzji KE sygn. C(2015) 2580 final.

422 Zob. decyzję KE sygn. C(2016) 6714 final.

i są częściowo skierowane do innych segmentów rynku. Podobnie jak w Niemczech i w Polsce, głównym systemem wsparcia OZE jest obecnie, funkcjonujący od 2014 r., system aukcyjny, gdzie wsparcie przyznawane jest w formule kontraktu różnicowego⁴²³. Aukcje mogą być przeprowadzane dla wszystkich głównych technologii OZE, w tym dla jednostek kogeneracyjnych. W ostatnich latach brytyjskie władze nie organizowały jednak aukcji dla źródeł najbardziej dojrzałych rynkowo, tj. lądowych elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych (w najnowszej turze przetargów jest możliwe wsparcie dla projektów wiatrowych zlokalizowanych na wyspach)⁴²⁴.

Ze względu na skalę projektów, przyznawana w drodze kontraktu różnicowego pomoc dla instalacji offshore jest, dodatkowo, indywidualnie notyfikowana KE⁴²⁵. Brytyjski system aukcyjny dopuszcza też konwersję dużych bloków węglowych na biomasę. Taka pomoc również podlega indywidualnej notyfikacji KE. Tego typu modernizacji dokonano w elektrowniach Drax oraz Lyemouth. Indywidualnej notyfikacji wymaga też pomoc dla większych instalacji CHP⁴²⁶.

Wcześniej duże znaczenie miał system taryf FiT, który od 2012 r. obejmował lądowe elektrownie wiatrowe, fotowoltaikę, biogazownie oraz hydroenergetykę⁴²⁷. Możliwość wejścia do systemu dla nowych instalacji skończyła się w marcu 2019 r.⁴²⁸ Historyczne znaczenie ma już też dzisiaj system zielonych certyfikatów (ang. *renewables obligation*), który od 2011 r., wraz ze scentralizowanym systemem dotacji inwestycyjnych, stanowił pierwszy brytyjski system wsparcia OZE⁴²⁹. Dla nowych instalacji możliwość uczestnictwa w tym systemie wygasła z końcem marca 2017 r.⁴³⁰

W kategoriach wsparcia dla niektórych technologii wytwarzania energii należy także postrzegać, mający zastosowanie od 2013 r., tzw. *mechanizm carbon price floor* (dalej też jako: „CPF”), ustalający minimalną cenę za emisję dwutlenku węgla (obecnie w wysokości 18 funtów za tonę). Jest to krajowy środek o charakterze podatku, wykraczający poza wymogi wynikające z unijnej dyrektywy ETS⁴³¹. Uzasadnieniem dla wprowadzenia takiego mechanizmu było przede wszystkim zapewnienie długoterminowej przewidywalności inwestycyjnej w zero- i niskoemisyjne źródła energii, nawet gdy ceny uprawnień EUA byłyby bardzo niskie. Co istotne, z płacenia tej opłaty emisyjnej są zwolnione niektóre instalacje energetyczne, nawet jeżeli ich eksploatacja faktycznie generuje emisje gazów cieplarnianych (dotyczy to zwłaszcza elektrowni biomasowych, jednostek kogeneracyjnych oraz źródeł rezerwowych)⁴³².

Ponadto, Wielka Brytania wspiera segment energetyki jądrowej. Pomoc przyznawana jest w formie kontraktu różnicowego, a jej wartość stanowi różnica pomiędzy rynkową ceną energii elektrycznej, a stałą (co do zasady wyższą)



Wielka Brytania posiada mniejszą liczbę systemów wsparcia elektroenergetyki niż Niemcy

423 Zob. szerzej: <https://www.emrdeliverybody.com/cfd/home.aspx> oraz <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenders-contracts-of-difference/lastp/203/> (dostęp 29.11.2019).

424 Zob. szerzej na stronie: <https://www.emrdeliverybody.com/cfd/home.aspx> (dostęp 29.11.2019).

425 Zob. np. decyzję KE sygn. C(2014) 5074 final.

426 Zob. decyzję KE sygn. C(2015) 168 cor.

427 Zob. szerzej: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203/> (dostęp 29.11.2019).

428 Zob. <https://www.gov.uk/feed-in-tariffs> (dostęp 29.11.2019).

429 Zob. szerzej: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/136903/136903_417382_37_2.pdf (dostęp 29.11.2019).

430 Zob. <http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2014/2388/contents/made> (dostęp 29.11.2019).

431 Zob. szerzej: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/tax-regulation-mechanism-carbon-price-floor/lastp/203/> (dostęp 29.11.2019).

432 Zob. ibidem oraz: <https://www.gov.uk/government/publications/excise-notice-ccl16-a-guide-to-carbon-price-floor/excise-notice-ccl16-a-guide-to-carbon-price-floor> (dostęp 29.11.2019).

ceną wynikająca z zawartej z państwem umowy, przysługującej przyszłemu operatorowi bloku jądrowego za dostarczaną do sieci energię. Taki kontrakt został zawarty w 2016 r. w odniesieniu do planowanej elektrowni Hinkley Point C⁴³³.

Jeżeli chodzi o mechanizmy mocowe, Wielka Brytania jako pierwsza w UE zdecydowała się wprowadzić zakrojony na szeroką skalę, wzorowany na rozwiązaniach z USA⁴³⁴, ogólnorynkowy mechanizm mający na celu zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych, w formie aukcyjnego rynku mocy. Na tym mechanizmie wzorował się polski prawodawca konstruując krajowy rynek mocy. Brytyjski system był pierwszym mechanizmem mocowym zatwierdzonym przez KE na podstawie Wytycznych EEAG, która w 2014 r. uznała go za pomoc państwa zgodną z rynkiem wewnętrznym⁴³⁵. Warto zaznaczyć, że odrębny mechanizm mocowy obowiązuje na terytorium Irlandii Północnej⁴³⁶.

Decyzja KE została zaskarżona przez przedsiębiorstwo z segmentu DSR do Sądu UE, który w 2018 r. stwierdził jej nieważność⁴³⁷, przede wszystkim z uwagi na niepełne przeanalizowanie sprawy przez KE⁴³⁸. W następstwie tego orzeczenia brytyjskie władze zawiesiły funkcjonowanie mechanizmu (w tym płatności)⁴³⁹, natomiast KE otworzyła w odniesieniu do mechanizmu procedurę pogłębionego badania⁴⁴⁰ i jednocześnie odwołała się od orzeczenia Sądu do TSUE (sprawa czeka na rozpoznanie)⁴⁴¹. W międzyczasie, w październiku 2019 r., mechanizm ten został ponownie zatwierdzony przez KE⁴⁴². Warto też zaznaczyć, że pod koniec 2016 r. brytyjskie władze notyfikowały osobno i uzyskały pozytywną decyzję KE na przeprowadzenie dodatkowej aukcji rynku mocy (ang. *supplementary capacity auction*), umożliwiającej rozpoczęcie funkcjonowania mechanizmu jeszcze w 2017 r., tj. rok wcześniej niż pierwotnie zakładano⁴⁴³. Z uwagi na będące w toku postępowanie przed TSUE, na chwilę obecną w dalszym ciągu nie można jednoznacznie stwierdzić, czy brytyjski rynek mocy jest zgodny z unijnym prawem o pomocy państwa.

Za zgodną z rynkiem wewnętrznym, po przeprowadzeniu procedury pogłębionego badania, została uznana pomoc dla elektrowni Hinkley Point C⁴⁴⁴. Podobnie, KE zatwierdziła indywidualną pomoc dotyczącą konwersji na biomasę bloków w elektrowniach Drax i Lynemouth⁴⁴⁵. Wszystkie przywołane systemy wsparcia OZE (aukcje⁴⁴⁶, taryfy FIT⁴⁴⁷, system certyfikatów⁴⁴⁸) były notyfikowane przez brytyjskie władze KE i zatwierdzane jako pomoc państwa zgodna z rynkiem wewnętrznym. Mechanizm *carbon price floor* nie był przedmiotem badania KE.

”

Nadal nie można jednoznacznie stwierdzić, czy brytyjski rynek mocy jest zgodny z unijnym prawem o pomocy państwa

433 Zob. <https://www.gov.uk/government/news/hinkley-point-c-contract-signed> (dostęp 29.11.2019).

434 Zob. zwłaszcza: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/rpm.aspx> (dostęp 29.11.2019).

435 Zob. decyzję C(2014) 5083 final.

436 Zob. decyzję KE sygn. C(2017) 7794 final.

437 Zob. ww. wyrok ws. T-793/14.

438 Zob. szerzej: <https://www.clientearth.org/expert-view-what-does-the-general-court-ruling-mean-for-great-britains-capacity-market/> (dostęp 29.11.2019).

439 Aktualny status mechanizmu jest dostępny na stronie: <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market> (dostęp 29.11.2019).

440 Zob. decyzję KE sygn. C(2019) 1296 final.

441 Sygn. sprawy przez TSUE: C-57/19 P.

442 Decyzja KE sygn. C(2019) 7610 final.

443 Zob. decyzję KE sygn. C(2016) 7757 final.

444 Zob. decyzję KE sygn. C(2014) 7142 final cor.

445 Zob. odpowiednio decyzje KE: C(2016) 8442 final oraz C(2015) 8441 final.

446 Zob. decyzje KE: C(2014) 5079 final, C(2017) 1244 final oraz C(2019) 3512 final.

447 Zob. decyzje KE: C(2010)2445, C(2011)7117 final oraz C(2013) 1615 final.

448 Zob. decyzję KE sygn. C(2001)3267 fin oraz odnośne decyzje dotyczące zmian w tym systemie.

5.3. OCENA WIELKOŚCI I EFEKTYWNOŚCI WSPARCIA ELEKTROENERGETYKI W NIEMCZECH ORAZ WIELKIEJ BRYTANII

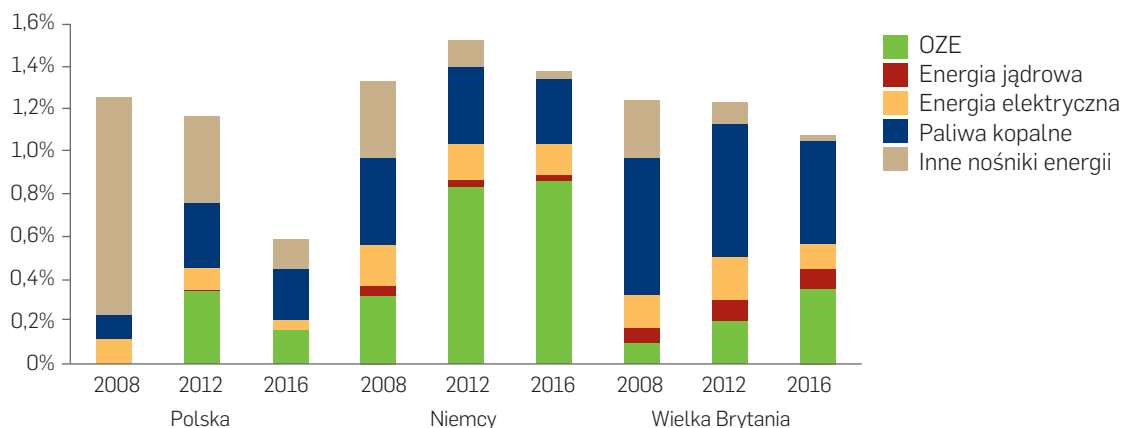
Najbardziej kompleksowe opracowanie wielkości wsparcia dla sektora energetycznego ze środków publicznych stanowią raporty przygotowywane na zlecenie Komisji Europejskiej. Przedstawiają one całkowity wolumen wsparcia bez wyszczególnienia konkretnych środków przyznanych sektorowi elektroenergetycznemu. Pozwalają one jednak dostrzec prawidłowości, różnice oraz podobieństwa pomiędzy poszczególnymi państwami UE, a także zestawić ze sobą wsparcie dla różnych segmentów sektora paliwowo-energetycznego.

Państwami o najwyższym poziomie publicznego wsparcia dla sektora energetycznego w UE są Niemcy oraz Wielka Brytania (odpowiednio 355,28 mld i 229,89 mld EUR łącznie w latach 2008-2016). W tym okresie Polska udzieliła wsparcia swojemu sektorowi energetycznemu łącznie w wysokości 36,1 mld EUR. Różnice w skali wsparcia dla energetyki są jednak lepiej widoczne w relacji do PKB – w 2008 r. wszystkie państwa miały podobny udział pomocy publicznej w stosunku PKB w wysokości około 1,3%. Tymczasem już w 2012 r. zauważalne były różnice objawiające się wzrostem udziału w przypadku Niemiec, utrzymaniem stałego poziomu przez Wielką Brytanię oraz spadkiem w Polsce. W 2016 r. różnice okazały się jeszcze większe – podczas gdy Niemcy i Wielka Brytania wydawały na wsparcie energetyki odpowiednio 1,4 i 1,1% swojego PKB, w Polsce udział ten wyniósł tylko 0,6%.

”

W Polsce spada udział pomocy państwa dla energetyki w stosunku do PKB

Rysunek 28. Wsparcie dla sektorów energetyki jako procent PKB w Polsce, Niemczech i Wielkiej Brytanii w latach 2008-2016⁴⁴⁹



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Trinomics et al (2018), *Study on Energy Prices, Costs and Subsidies and their Impact on Industry and Households*.

449 Zaprezentowane na wykresie dane dla energii elektrycznej dotyczą wytwarzania i przesyłu, który nie obejmuje OZE oraz energii jądrowej; dane dla paliw kopalnych obejmują również sektor wydobycia; inne nośniki energii dotyczą innych technologii, w tym wytwarzania ciepła.

Pomiędzy wymienionymi państwami zachodzi jednak znacząca różnica nie tylko w wolumenie wsparcia, ale przede wszystkim w jego strukturze. Podczas gdy inwestujące najwięcej w energetykę Niemcy koncentrują swoje wsparcie na OZE, w przypadku Wielkiej Brytanii nadal większość publicznego wsparcia kierowana jest w stronę paliw kopalnych. Jego udział utrzymał się w opisywanym okresie na stałym poziomie, przy czym odnotowano wzrost wydatków na energetykę jądrową – w przeciwieństwie do Niemiec, gdzie z racji decyzji o odejściu od technologii jądrowej wsparcie dla niej zaczęło spadać. W przypadku Niemiec w okresie 2008-2016 udział OZE w wielkości wsparcia przekraczał 50%, podczas gdy w Wielkiej Brytanii było to od mniej niż 10% w 2008 r. do ok. 30% w roku 2016. Dla porównania, w Polsce, w rekordowym 2014 r. środki przeznaczone na OZE przekraczały 40%, ale już w 2016 r. doszło do spadku poniżej 30%.

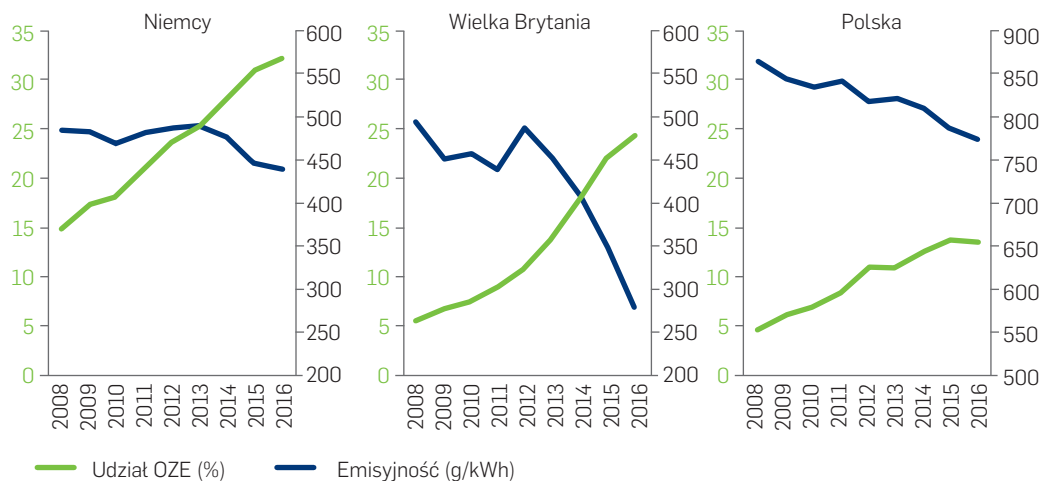
Nakłady na OZE w skali całkowitego publicznego wsparcia dla elektroenergetyki można porównać z efektami tego wsparcia mierzonymi udziałem OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej w wymienionych państwach oraz porównaniem zmiany emisyjności gospodarek w czasie. Przykładowo, mimo znaczącego wzrostu udziału OZE w niemieckim miksie elektroenergetycznym (z 15 do 34% w latach 2008-2016), nie doszło do tak znaczącego ograniczenia emisyjności gospodarki (z 486 do 441 gCO₂/kWh w tym samym okresie). Głównym powodem takiej sytuacji jest utrzymanie wysokiego udziału paliw kopalnych (szczególnie węgla) w całkowitej produkcji energii elektrycznej, co wynika z decyzji o odejściu od atomu do 2022 r.

Inaczej jest w przypadku Wielkiej Brytanii, której nie tylko udało się bardziej dynamicznie zwiększyć udział OZE w produkcji energii elektrycznej (z 5,5 do 24,6% w latach 2008-2016), ale też znacznie ograniczyć emisje gazów cieplarnianych (z 497 do 281 gCO₂/kWh w tym samym okresie). Tymczasem w Polsce udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2008 r. wynosił 4,4%, a następnie wzrósł do historycznie najwyższego poziomu: 13,4% w 2015 r. W latach 2016-2017 odnotowano natomiast w Polsce spadek udziału OZE w miksie energetycznym, co związane było nie tylko z ograniczeniem publicznego wsparcia dla tej technologii, ale również z nieprzyjawnym i niepewnym otoczeniem regulacyjnym.

”

W latach 2016-2017 w Polsce odnotowano spadek udziału OZE w miksie energetycznym

Rysunek 29. Udział OZE oraz emisyjność produkcji energii elektrycznej w Niemczech, Wielkiej Brytanii i Polsce w latach 2008-2016 (%)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

Odpowiednią miarą skuteczności wsparcia dla sektora jest także ocena stabilności pracy systemu elektroenergetycznego. W przypadku Niemiec problemem są niedobory mocy i przesył energii elektrycznej z terenów północnych (gdzie duża część mocy pochodzi z OZE, w tym przede wszystkim z farm wiatrowych) na energochłonne, uprzemysłowione południe. Ograniczeniu tego ryzyka służyć ma m.in. funkcjonujący w Niemczech ww. system strategicznej rezerwy zimnej oraz większe uzależnienie od mocy importowych z państw ościennych⁴⁵⁰. Z ograniczeniem tego ryzyka inaczej poradziła sobie Wielka Brytania wprowadzając rynek mocy, a także utrzymując wsparcie dla energetyki jądrowej – tu ikoniczny jest kontrakt na budowę elektrowni jądrowej Hinkley Point C w angielskim Somerset, dla której publiczne wsparcie Komisja Europejska szacowała w postępowaniu nawet na 19 mld EUR.

Warto również zwrócić uwagę na ocenę niezawodności systemu elektroenergetycznego w porównywanych państwach. W 2016 r. wskaźnik ciągłości dostaw SAIDI⁴⁵¹ dla przerw nieplanowanych (z przerwami katastrofalnymi) dla Niemiec wyniósł 24, podczas gdy dla Wielkiej Brytanii było to 50, a dla Polski aż 272. Wskaźnik SAIFI⁴⁵² dla tych państw wyniósł natomiast, odpowiednio, 0,59 dla Niemiec, 0,54 dla Wielkiej Brytanii oraz 3,46 dla Polski. Zauważalna jest zatem znaczna, niekorzystna różnica między niezawodnością polskiej sieci elektroenergetycznej względem niemieckiej oraz brytyjskiej. Przy tym różnica ta wynika nie z występowania systemowych niedoborów mocy wytwórczych, lecz ze stanu infrastruktury sieciowej.

W przypadku Wielkiej Brytanii widoczny jest efekt funkcjonowania od 2013 r. *carbon price floor*, czyli krajowej ceny minimalnej na uprawnienia do emisji. Jest to system uzupełniający unijny system EU ETS, którego komponentem jest ustalana przez rząd (na podstawie projekcji) minimalna wysokość opodatkowania CO₂, o nazwie *carbon price support* (CPS). Istnienie stałej ceny, niezależnej od kosztów uprawnień w ramach systemu EU ETS, gwarantuje istnienie bodźców do inwestycji w niskoemisyjność również w warunkach niskich cen uprawnień oraz ogranicza związane z tym ryzyko rynkowe inwestycji. Choć w założeniu wysokość komponentu CPS miała rosnąć, od 2016 do 2021 r. jest ona zamrożona na poziomie 18 GBP/tonę. Mimo to, zauważalna redukcja średniej emisyjności przez Wielką Brytanię (z 491 gCO₂/kWh w 2012 r. do 281 w 2016 r.), znacznie większa niż w przypadku np. Niemiec (z 488 gCO₂/kWh w 2012 r. do 441 w 2016 r.), może zostać zaliczona na poczet efektu funkcjonowania CPF obok systemu EU ETS.

5.4. EFEKTY POMOCY DLA ELEKTROENERGETYKI NA ZACHODZIE EUROPY – WNIOSKI DLA POLSKI

Choć dysproporcja w wielkości wsparcia dla OZE pomiędzy Polską, Wielką Brytanią oraz Niemcami jest mniejsza (jeśli weźmiemy pod uwagę rozmiar gospodarek), tym bardziej zasadne okazuje się pytanie o efektywność kosztową wprowadzonych systemów wsparcia. Z jednej strony, model niemiecki zakładał równomierny wzrost udziału OZE w miksie elektroenergetycznym, choć przy bardzo wysokich kosztach na początku transformacji energetycznej.

”

Znaczna redukcja średniej emisyjności brytyjskiego systemu energetycznego wynikała w szczególności z wprowadzenia minimalnej ceny za emisję CO₂

450 Według niemieckiej organizacji branżowej BDEW, w czerwcu 2019 r. Niemcy stały się importerem netto energii elektrycznej po raz pierwszy od lipca 2014 r.

451 Z ang. *System Average Interruption Duration Index*. Wskaźnik SAIDI jest wyrażany w minutach na odbiorcę na rok.

452 Z ang. *System Average Interruption Frequency Index*. Wskaźnik SAIFI jest wyrażany w ilości przerw na odbiorcę na rok.

Z drugiej strony, dał on istotny impuls do rozwoju tego rynku nie tylko na poziomie krajowym, ale i międzynarodowym. Z kolei model, który został przyjęty w Wielkiej Brytanii, zakładał utrzymanie wsparcia dla wytwarzania energii z paliw kopalnych, przy nieliniowym wzroście udziału OZE w miksie, przyspieszającym wraz ze spadkiem kosztów technologii.

Porównując więc przyjęte w trzech wymienionych krajach modele transformacji energetycznej, polski system wsparcia dla elektroenergetyki można ocenić jako kosztowo nieefektywny. Od samego początku jego funkcjonowania zaangażowano znaczące, jak na rozmiar polskiej gospodarki, środki, które nie przełożyły się na trwałe efekty systemowe. Przykładami braku takich efektów są wyhamowanie rozwoju energetyki wiatrowej na łądzie, a także przejściowy charakter stosowania technologii współspalania.

Mimo to istnieje możliwość przeprowadzenia korekty modelu transformacji, choć koniecznie będzie trwałe przyspieszenie przyrostu mocy OZE. Warunki do tego już istnieją – m.in. udało się wdrożyć system aukcyjny, a w latach 2018-2019 doszło do dynamicznego przyrostu mocy instalacji PV. Aby jednak doszło do rzeczywistego przyspieszenia, wsparcie dla zeroemisyjnych źródeł energii musi być wpisane w politykę energetyczną państwa, realizowaną na wielu poziomach. Przykładem wdrażanej z sukcesem polityki publicznej uzupełniającej wsparcie dla OZE może być *carbon price floor* wprowadzony w Wielkiej Brytanii. CPF zapewnił działającym na brytyjskim rynku firmom przewidywalność przyszłych kierunków inwestycyjnych (nawet w przypadku niskich cen uprawnień EUA), której brak jest istotną barierą dla rozwoju projektów niskoemisyjnych w Polsce. System brytyjski na tle rozwiązań wprowadzonych w Niemczech zyskuje również dzięki neutralności technologicznej – nie zdecydowano się na przedwczesne wycofanie się z energetyki jądrowej.

Nasuwa się więc wniosek, że podstawowym warunkiem efektywnego wsparcia energetyki w celu osiągnięcia trwałej transformacji sektora w możliwie krótkim czasie jest konsekwentne ułożenie całego otoczenia regulacyjnego wokół jednego celu, jakim powinna być głęboka redukcja emisyjności w segmencie wytwarzania energii elektrycznej. Powinno to się odbyć poprzez zastosowanie komplementarnych narzędzi, takich jak mechanizmy cenowe oraz systemy wsparcia technologii zeroemisyjnych. Mechanizmy wsparcia dla technologii konwencjonalnych powinny być stosowane jedynie w wyjątkowych wypadkach i przejściowo, w sytuacjach, gdy istnieje realne zagrożenie bezpieczeństwa stabilności systemu energetycznego i brakuje czasu na pełne wdrożenie długoterminowych inwestycji w zeroemisyjne rozwiązania.

”

Porównując modele transformacji energetycznej, polski system wsparcia elektroenergetyki można ocenić jako kosztowo nieefektywny

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

Jesteśmy prawnikami zajmującymi się ochroną środowiska. Łącząc prawo, naukę i politykę publiczną tworzymy strategie i narzędzia, które pomagają mierzyć się z największymi problemami środowiska naturalnego.

WiseEuropa – Fundacja Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych i Europejskich

Instytut WiseEuropa to niezależny think-tank, który specjalizuje się w polityce europejskiej i zagranicznej oraz w ekonomii. Misją WiseEuropa jest poprawa jakości polityki krajowej i europejskiej oraz środowiska gospodarczego przez oparcie ich na rzetelnych analizach ekonomicznych i instytucjonalnych, niezależnych badaniach oraz ocenach oddziaływania polityki na gospodarkę. Instytut angażuje obywateli, przedsiębiorców, ekspertów oraz twórców polityk publicznych z kraju i zagranicy we wspólną refleksję na temat modernizacji Polski i Europy oraz ich roli w świecie.