

# ENERGETYKA ODNAWIALNA – WYZWANIE DLA KRAJÓW EUROPY ŚRODKOWO-WSCHODNIEJ

---

Krzysztof Księżopolski  
Dariusz Kotlewski  
Grzegorz Maśloch

## Streszczenie

Problemem badawczym niniejszego opracowania są wyzwania, jakie niesie ze sobą rozwój energetyki odnawialnej (OZE) dla krajów Europy Środkowo-Wschodniej. Celem badania jest określenie, na ile państwa EŚW potrafią sprostać tym problemom. Przyjęto hipotezę, iż wyzwania te występują w trzech obszarach: systemu instytucjonalnego i regulacji; konkurencyjności; rozwoju sieci elektroenergetycznej i bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego jako stabilność sieci energetycznej. Badanie obejmuje takie technologie OZE, jak: fotowoltaika, energetyka wiatrowa na lądzie i morzu, hydroenergetyka oraz biogaz. Obszarem badawczym są wybrane państwa Europy Środkowo-Wschodniej będące członkami UE (Estonia, Łotwa, Litwa, Polska, Czechy, Słowacja, Rumunia, Słowenia i Chorwacja) oraz te spoza tego ugrupowania – Białoruś i Ukraina. W pracy zastosowano metodę badawczą polegającą na analizie: danych zastanych w tym danych statystycznych, raportów, dokumentów strategicznych rządów, aktów prawnych oraz cen energii elektrycznej.

## RENEWABLE ENERGY AS A CHALLENGE TO CENTRAL EASTERN COUNTRIES

### Abstract

Research issues concerning the challenges of renewable energy (RES) development in Central and Eastern European countries (CEE). The purpose of the study is to identify if CEE are able to meet the challenges of RES development. According to the adopted hypothesis challenges occur in three different areas: the institutional and regulatory system; the development of

electricity networks; energy security understood as stability of the energy network. Research includes the following renewable energy technologies: photovoltaics, onshore and offshore wind and biogas. Objects of research are selected CEE-EU member states – such as: Estonia, Latvia, Lithuania, Poland, Czech Republic, Slovakia, Romania, Slovenia and Croatia, as well as non-EU CEE countries i.e. Belarus and Ukraine. The research method applied in the paper is based on the analysis of existing data (including statistical data), reports, strategic documents of governments, legal regulations and electricity prices.

## Autorzy/Authors

**Krzysztof Książkowski** – dr, ekspert specjalizujący się w bezpieczeństwie ekonomicznym oraz polityce energetycznej i bezpieczeństwie energetycznym. Jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Kolegium Ekonomiczno-Społecznym Szkoły Głównej Handlowej. Prezes Instytutu Badań nad Bezpieczeństwem, Energetyką i Klimatem (ISECS). W roku 2015 został laureatem nagrody RENERGY AWARD 2015 w kategorii Osobowość Roku. Autor książek: *Ekonomiczne zagrożenia bezpieczeństwa państw* (Kolor Plus, Warszawa 2004), *Bezpieczeństwo ekonomiczne* (ELIPSA, Warszawa 2011), *Polityka klimatyczno-energetyczna Polski w latach 2014–2015* (ISECS, Warszawa 2015), a także wielu artykułów naukowych oraz analitycznych poświęconych zagadnieniu bezpieczeństwa ekonomicznego i energetycznego.

**Dariusz Kotlewski** – dr, pracuje na stanowisku adiunkta w Katedrze Geografii Ekonomicznej w Kolegium Nauk o Przedsiębiorstwie w Szkole Głównej Handlowej. Od wielu lat jego zainteresowania badawcze skupiają się wokół trzech grup zagadnień, takich jak: wzrost gospodarczy na poziomie zagregowanym i regionalnym, porównania międzynarodowe w tym zakresie, rachunkowość wzrostu gospodarczego; teoria handlu międzynarodowego, nowa geografia ekonomiczna, regionalistyka; ekonomia sektora elektroenergetycznego, energetyka.

**Grzegorz Maśloch** – dr, adiunkt w Katedrze Ekonomiki Finansów Samorządu Terytorialnego SGH. Kierownik Studiów Podyplomowych: Menedżerów Samorządu Terytorialnego oraz Zarządzania Gospodarką Odpadami. Członek Rady Programowej Stowarzyszenia na rzecz Efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego. Autor i współautor licznych publikacji naukowych i eksperckich, m.in.: *Uwarunkowania i kierunki rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce* (Oficyna Wydawnicza SGH, Warszawa 2018) i *Gospodarka i finanse samorządu terytorialnego* (Oficyna Wydawnicza SGH, Warszawa 2013). Obecnie zaangażowany w zagadnienia dotyczące zrównoważonej transformacji energetycznej, rozwoju energetyki obywatelskiej, co obejmuje także lokalne inicjatywy energetyczne (np. spółdzielnie energetyczne, dedykowane narzędzia finansowe).

Celem głównym badania jest określenie kluczowych wyzwań, jakie niesie ze sobą rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) w wybranych państwach Europy Środkowo-Wschodniej (EŚW). Wyzwania będą badane w trzech obszarach: systemu instytucjonalnego i regulacji (umożliwiających zwiększanie udziału OZE w miksie energetycznym), konkurencyjności (cen energii elektrycznej produkowanej z OZE

w stosunku do innych źródeł: węgla, gazu i atomu), rozwoju sieci elektroenergetycznej i bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako stabilność sieci energetycznej. Celem dodatkowym jest określenie, jakie szanse rodzi sprostanie dużemu wyzwaniu – rozwojowi odnawialnych źródeł energii dla wybranych państw regionu. Badanie obejmuje technologie OZE, takie jak: fotowoltaika, wiatr na lądzie i morzu, hydroenergetyka oraz biogaz. Obszarem badania są wybrane państwa zarówno Europy Środkowo-Wschodniej będące członkami UE (Estonia, Łotwa, Litwa, Polska, Czechy, Słowacja, Rumunia, Słowenia i Chorwacja), jak i te spoza tego ugrupowania – Białoruś i Ukraina. Badanie zostało przeprowadzone z zastosowaniem metody badawczej, polegającej na analizie: 1) danych zastanych, w tym danych statystycznych raportów, dokumentów strategicznych rządów, aktów prawnych; 2) cen energii elektrycznej ze źródeł tradycyjnych oraz z OZE w analizowanych państwach.

## Dynamika rozwoju OZE na świecie i w regionie

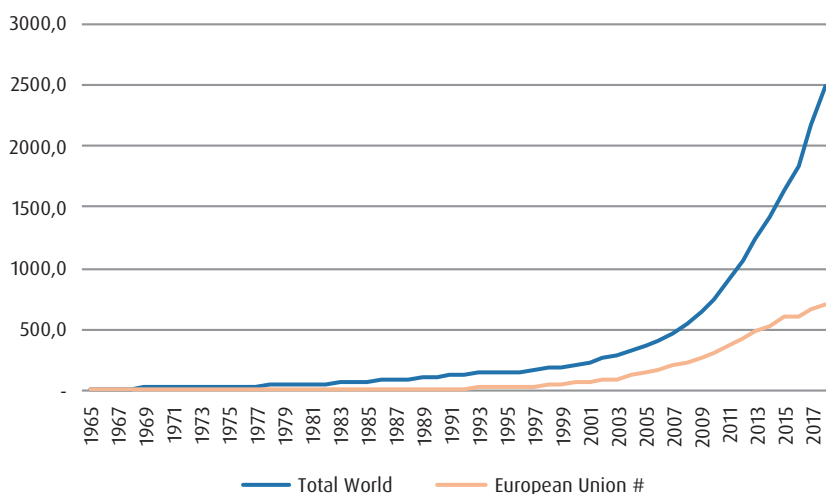
Światowa dynamika wzrostu generacji OZE wskazuje, iż jest to najszybciej rozwijające się – w ciągu ostatniej dekady – źródło pozyskiwania energii. Na świecie w latach 2007–2017 produkcja energii odnawialnej, wyrażonej w terawatogodzinach (TWh), wynosiła 14,5%, a w 2018 r. – 14,5%. Dynamika przyrostu produkcji z OZE w Unii Europejskiej, która tradycyjnie jest uważana za ugrupowanie państw najbardziej zdeterminowane do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> poprzez rozwój odnawialnych źródeł energii, była niższa od światowej i w latach 2007–2017 była na poziomie 12,8%, a w 2018 r. – 4,8%. Podsumowując, UE odpowiadająca za 28,4% produkcji energii z OZE (2018 r.) [BP Report 2019 2019] obniżyła swoją dynamikę przyrostu w tym zakresie, a więc wystąpiły czynniki hamujące ten trend.

Produkcja energii odnawialnej jest nierównomiernie rozłożona między państwa, co również dotyczy źródeł tej produkcji. W analizowanej grupie państw takie zróżnicowanie jest widoczne i w przypadku państw Unii Europejskiej, mających cele OZE, wynika z różnic w potencjałach produkcji, zainstalowanych mocy oraz pogody. W segmencie OZE wyraźnie jest dostrzegalny duży udział produkcji z wiatru, zwłaszcza w takich krajach, jak Polska (12,8 TWh) i Rumunia (6,5 TWh), a mały ze słońca – odpowiednio 0,3 TWh oraz 1,7 TWh w 2018 r. [BP Report 2019 2019]. Z odwrotną sytuacją mamy do czynienia w Czechach, gdzie przeważa energetyka słoneczna (2,3 TWh) nad wiatrową (0,6 TWh) w 2018 r. W niektórych krajach, np. w Czechach (4,7 TWh) i na Węgrzech (2,4 TWh) [BP Report 2019 2019], w 2018 r. jest obserwowany duży udział w całości OZE innych źródeł<sup>1</sup>. Światowa dynamika produkcji energii elektrycznej z OZE w 2018 r. wyniosła dla wiatru

<sup>1</sup> Inne źródła produkcji energii elektrycznej OZE to: geotermia, biomasa i biogaz.

12,59%, dla słońca 28,91%, a dla innych 6,98% [BP Report 2019 2019]. Niewątpliwie warto pamiętać, iż Unia Europejska, ze zmianami na poziomie 4,63% (wiatr), 7,29% (słońce) i 3,44% (pozostałe) – dynamika dla całego OZE 4,76%, plasuje się poniżej średniej światowej i – co gorsza – poniżej średniej dla państw OECD (8,56%). Jeśli porównamy przyrosty produkcji energii elektrycznej z OZE, to wzrost o 4,76% jest prawie dwa razy niższy niż dla państw OECD (wynoszący 8,56%). Jedynie Ukraina wyróżniała się ponadprzeciętnymi wartościami we wszystkich kategoriach: słońce, wiatr i inne, wykazując, odpowiednio, 15,65%, 69,71% i 33,70% dynamiki r/r (2017 do 2018). W dwóch pierwszych (wiatr i słońce) wyniki ponad średnią światową i unijną uzyskała Białoruś – 21,63% oraz 51,11% [BP Report 2019 2019]. Do tego grona w kategorii „energia elektryczna ze słońca” można zaliczyć Węgry (68,73%) i Polskę (81,21%). Państwa o niskim poziomie produkcji energii elektrycznej z danego źródła wykazywały wysokie przyrosty, co wskazuje, z jednej strony, iż może mieć to charakter nietrwały, a z drugiej – iż zwiększanie udziału OZE napotyka bariery ograniczające jej wzrost.

**Rysunek 1**  
Produkcja energii odnawialnej w latach 1965-2017 (TWh)



Źródło: [BP Report 2019 2019].

**Tabela 1**  
**Dynamika generacji OZE w latach 2017–2018**

Kraj	2017 (TWh)				2018 (TWh)				Dynamika r/r (%)			
	wiatr	słońce	inna odnawialna	suma	wiatr	słońce	inna odnawialna	suma	wiatr	słońce	inna odnawialna	suma
Białoruś	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	<b>0,4</b>	21,63	51,11	2,97	23,84
Czechy	0,6	2,2	5,0	7,7	0,6	2,3	4,7	<b>7,7</b>	3,09	6,62	-4,76	-0,94
Niemcy	105,7	39,4	51,1	196,2	111,6	46,2	51,4	<b>209,2</b>	5,58	17,16	0,67	6,63
Węgry	0,8	0,3	2,1	3,2	0,6	0,6	2,4	<b>3,6</b>	-19,79	68,73	10,80	9,89
Polska	14,9	0,2	6,5	21,6	12,8	0,3	6,3	<b>19,5</b>	-13,84	81,21	-2,42	-9,68
Rumunia	7,4	1,9	0,5	9,8	6,5	1,7	0,5	<b>8,6</b>	-12,29	-9,81	-12,08	-11,80
Ukraina	1,0	0,8	0,2	1,9	1,1	1,3	0,2	<b>2,6</b>	15,65	69,71	33,70	38,82
<b>Suma (Europa)</b>	<b>384,3</b>	<b>124,5</b>	<b>208,2</b>	<b>717,1</b>	<b>404,4</b>	<b>139,1</b>	<b>217,6</b>	<b>761,1</b>	5,22	11,65	4,51	6,13
<b>Suma (świat)</b>	<b>1128,0</b>	<b>453,5</b>	<b>585,0</b>	<b>2166,5</b>	<b>1270,0</b>	<b>584,6</b>	<b>625,8</b>	<b>2480,4</b>	<b>12,59</b>	<b>28,91</b>	<b>6,98</b>	<b>14,49</b>
Z tego OECD	695,1	285,7	363,9	1344,8	745,8	337,2	377,3	<b>1460,3</b>	7,29	18,01	3,66	8,59
Nie OECD	432,9	167,8	221,0	821,7	524,1	247,4	248,6	<b>1020,1</b>	21,09	47,47	12,45	24,15
Unia Europejska	362,0	119,1	192,4	673,5	378,8	127,8	199,0	<b>705,5</b>	4,63	7,29	3,44	4,76

Źródło: [BP Report 2019 2019].

W latach 2007–2017 konsumpcja energii, wyrażona w milionach ton ekwiwalentu ropy (Mtoe), wyniosła na świecie 2,9% rocznie. Z tego ujemną dynamikę wzrostową wykazywały państwa OECD (-0,2%) i Unia Europejska (-0,8%), a dodatnią – państwa spoza OECD (3,9%) [BP Report 2019 2019]. Analiza danych dotyczących konsumpcji energii w badanej grupie państw wskazuje, iż większość z nich obniżyła konsumpcję energii na poziomie średniej OECD lub większym. Były to: Bułgaria (-0,7%), Chorwacja (-1,3%), Czechy (-0,7%), Węgry (-0,9%), Litwa (-3,5%), Rumunia (-1,4%), Słowacja (-0,4%), Słowenia (-0,5%), Ukraina (-4,7%), Białoruś (-0,9%), ale kilka państw wykazywało wzrost konsumpcji w tym zakresie. Do tej grupy należały Polska (0,8%), Estonia (1%) i Łotwa (0,6%) [BP Report 2019 2019].

Popyt na energię – zarówno na świecie, jak i w badanej grupie państw – był zaspokajany przede wszystkim ze źródeł tradycyjnych, takich jak ropa, węgiel i gaz (zob. tabela 3).

Tabela 2  
Konsumpcja energii (Mtoe) w latach 2007–2018 oraz jej dynamika (%)

Kraj	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2017– –2018	2007– –2017
Bulgaria	20,1	19,8	17,4	18,1	19,3	18,4	17,0	18,1	19,3	18,3	18,7	18,6	-0,9	-0,7
Chorwacja	9,2	9,2	9,1	9,2	8,1	7,5	8,2	8,2	7,8	8,1	8,1	8,6	6,5	-1,3
Czechy	44,8	43,9	42,2	44,0	43,0	42,8	42,1	41,2	40,5	39,9	41,8	42,1	0,9	-0,7
Estonia	6,0	5,7	5,1	6,1	6,3	6,4	6,6	6,5	6,0	6,1	6,6	6,9	4,2	1,0
Węgry	25,6	25,3	23,2	23,8	23,6	21,9	20,9	21,0	22,0	22,4	23,5	23,7	0,8	-0,9
Łotwa	3,9	3,9	3,7	4,2	3,8	3,9	3,8	3,5	3,5	3,8	4,1	3,7	-11,2	0,6
Litwa	8,4	8,3	7,6	5,6	5,9	5,9	5,4	5,2	5,5	5,6	5,9	5,8	-0,6	-3,5
Macedonia Północna	2,8	2,7	2,7	2,9	2,9	2,7	2,6	2,4	2,5	2,6	2,5	2,6	4,5	-1,0
Polska	95,7	97,4	93,9	100,0	100,5	97,5	97,8	94,2	95,2	99,4	103,4	105,2	1,7	0,8
Rumunia	38,5	38,6	33,8	34,0	34,9	33,6	31,4	32,7	32,8	32,8	33,4	33,4	0,1	-1,4
Słowacja	17,3	18,0	16,4	17,5	16,8	16,2	16,9	15,5	15,7	15,8	16,7	16,3	-2,4	-0,4
Słowenia	7,2	7,9	7,3	7,4	7,2	7,0	6,9	7,1	6,4	6,9	6,9	7,0	2,1	-0,5
Ukraina	134,9	133,5	113,4	121,5	126,3	123,1	117,3	103,2	85,7	89,8	83,4	84,0	0,8	-4,7
Białoruś	25,5	25,9	24,5	26,0	25,9	28,0	24,7	25,5	23,2	23,0	23,4	24,6	5,0	-0,9
<b>Suma (świat)</b>	<b>11 561,9</b>	<b>11 705,1</b>	<b>11 540,3</b>	<b>12 099,9</b>	<b>12 403,7</b>	<b>12 575,5</b>	<b>12 819,4</b>	<b>12 939,8</b>	<b>13 045,6</b>	<b>13 228,6</b>	<b>13 474,6</b>	<b>13 864,9</b>	<b>2,9</b>	<b>1,5</b>
Z tego OECD	5692,6	5636,3	5365,1	5570,8	5517,5	5463,8	5522,7	5483,5	5495,7	5530,6	5586,9	5669,0	1,5	-0,2
Nie OECD	5869,3	6068,8	6175,2	6529,1	6886,2	7111,7	7296,8	7456,3	7549,9	7698,0	7887,7	8195,9	3,9	3,0
Unia Europejska	1825,4	1818,1	1714,8	1777,1	1719,1	1705,8	1694,4	1631,7	1652,9	1670,4	1691,8	1688,2	-0,2	-0,8

Źródło: [BP Report 2019 2019].

Tabela 3  
Konsumpcja energii pierwotnej (Mtoe) w podziale na technologie w latach 2017–2018

Kraj	2017							2018						
	ropa	gaz	węgiel	energia nuklearna	hydroelektrownie	OZE	suma	ropa	gaz	węgiel	energia nuklearna	hydroelektrownie	OZE	suma
Czechy	10,4	7,2	15,6	6,4	0,4	1,8	41,8	10,6	6,9	15,7	6,8	0,4	1,7	42,1
Węgry	8,3	8,5	2,2	3,6	^	0,7	23,5	8,8	8,3	2,2	3,6	0,1	0,8	23,7
Włochy	62,0	61,5	9,6	-	7,8	15,3	156,3	60,8	59,5	8,9	-	10,4	14,9	154,5
Holandia	39,6	31,0	9,1	0,8	^	3,9	84,5	40,9	30,7	8,2	0,8	^	4,2	84,8
Norwegia	10,1	3,9	0,8	-	32,1	0,7	47,6	10,4	3,9	0,8	-	31,3	0,9	47,4
Polska	31,7	16,5	49,8	-	0,6	4,9	103,4	32,8	17,0	50,5	-	0,4	4,4	105,2
Rumunia	10,3	9,6	5,4	2,6	3,3	2,2	33,4	10,2	9,3	5,3	2,6	4,0	2,0	33,4
Ukraina	9,9	26,0	25,7	19,4	2,0	0,4	83,4	9,6	26,3	26,2	19,1	2,2	0,6	84,0
Białoruś	6,7	15,7	0,8	-	0,1	0,1	23,4	6,8	16,6	1,0	-	0,1	0,1	24,6
<b>Suma (świat)</b>	<b>4607,0</b>	<b>3141,9</b>	<b>3718,4</b>	<b>597,1</b>	<b>919,9</b>	<b>490,2</b>	<b>13 474,6</b>	<b>4662,1</b>	<b>3309,4</b>	<b>3772,1</b>	<b>611,3</b>	<b>948,8</b>	<b>561,3</b>	<b>13 864,9</b>
Z tego OECD	2196,5	1435,2	892,9	443,4	314,6	304,3	5586,9	2204,8	1505,2	861,3	446,1	321,3	330,4	5669,0
Nie OECD	2410,5	1706,7	2825,6	153,7	605,3	185,9	7887,7	2457,3	1804,2	2910,8	165,2	627,5	230,8	8195,9
Unia Europejska	649,5	400,4	234,2	187,8	67,4	152,4	1691,8	646,8	394,2	222,4	187,2	78,0	159,6	1688,2

Źródło: [BP Report 2019 2019].

Odnawialne źródła energii dynamicznie się rozwijają, jednak wciąż mają małe znaczenie dla poszczególnych państw badanego obszaru. Jednocześnie konsumpcja energii pierwotnej przez państwa regionu jest znacznie niższa niż w przypadku państw o wyższym poziomie PKB, np.: Niemiec – 323,8 Mtoe, Francji – 242,5 Mtoe, Hiszpanii – 141 Mtoe, Polski – 105,2 Mtoe, Ukrainy – 84 Mtoe, Czech – 42 Mtoe, Białorusi – 24,6 Mtoe [BP Report 2019 2019].

Podsumowując, państwa EŚW charakteryzują się niską konsumpcją energii pierwotnej w liczbach bezwzględnych i niższą efektywnością energetyczną w stosunku do państw europejskich o wyższym PKB. Kwestie efektywności energetycznej i spadającej w niektórych państwach konsumpcji energii są bardzo istotne przy pomiarze udziału OZE, ponieważ poprawa efektywności energetycznej przy jednoczesnym spadku konsumpcji energii powoduje – przy niezmiennych wartościach produkcji OZE – procentowy wzrost jej udziału w produkcji energii elektrycznej i w miksie energetycznym.

## Uwarunkowania regulacyjne rozwoju OZE w Europie Środkowo-Wschodniej

Zmiana klimatu, wymuszająca prowadzenie polityki redukcji emisji CO<sub>2</sub> na poziomach światowym i europejskim, powoduje również podejmowanie takich działań ze strony państw EŚW. Jednym ze sposobów działania jest pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych. W tym kontekście część państw, czerpiąc energię z atomu (Czechy – 6,8 Mtoe, Węgry – 3,6 Mtoe, Rumunia – 2,6 Mtoe, Ukraina – 19,1 Mtoe<sup>2</sup>), czyli ze źródła niepowodującego emisji CO<sub>2</sub>, będzie wykazywać mniejszą skłonność do rozwoju OZE. Do grupy tych państw dołącza Białoruś, która pod koniec 2019 r. zakończyła budowę pierwszego bloku elektrowni atomowej w Ostrowcu i przeszła do fazy jej rozruchu (nie jest ona jeszcze ujęta w statystykach). Jednocześnie obecność w miksie energetycznym atomu, który jest nieelastyczny, powoduje, iż państwa te są i będą zmuszone do poszukiwania elastyczności w systemie energetycznym koniecznym dla wzrostu udziału OZE, które są niesterowalne. Dla państw posiadających elektrownie atomowe jest to niewątpliwie wyzwanie, którego podjęcie jest konieczne dla rozwoju OZE. Część analizowanych państw, będących członkami Unii Europejskiej (Litwa, Estonia, Łotwa, Polska, Czechy, Słowacja, Węgry, Bułgaria, Rumunia, Chorwacja i Słowenia), jest zobowiązana do redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz odpowiedniego udziału OZE w produkcji energii elektrycznej do 2020 r., a także – do 2030 r. – na poziomie całej Unii Europejskiej. Państwa niebędące członkami UE mają jedynie zobowiązania natury politycznej, wynikające z porozumienia zawartego podczas COP24 w Paryżu. W przypadku członków Unii Europejskiej wskaźniki dotyczące polityki energetycznej zostały przyjęte

<sup>2</sup> Zob.: [BP Report 2019 2019].



(w grudniu 2008 r. przez Parlament Europejski oraz Radę) w postaci Pakietu Energetycznego zakładającego osiągnięcie celów 20–20–20, czyli 20-procentowej redukcji gazów cieplarnianych, 20-procentowego udziału OZE w konsumpcji energii finalnej oraz poprawy efektywności energetycznej o 20% w stosunku do scenariusza referencyjnego. W październiku 2014 r. wdrożono *Climate and Energy Framework 2030*<sup>3</sup>, który wprowadził redukcję emisji CO<sub>2</sub> o 40% w stosunku do poziomu emisji z 1990 r., a w przypadku sektora EU ETS (40% emisji) – poziom redukcji o 43% w stosunku do 2005 r., udział OZE na poziomie 27% w całkowitym zużyciu energii i poprawę efektywności energetycznej również o 32,5%. W listopadzie 2018 r. zaczęła obowiązywać *RES Promotion Directive*, zakładająca 32-procentowy udział OZE w konsumpcji energii końcowej<sup>4</sup>. Tym samym wyzwaniem, jakim jest OZE dla krajów EŚW, nabiera szerszego znaczenia w zakresie ochrony klimatu. Narzędziem realizacji jest wprowadzenie zarówno zrewidowanej dyrektywy unijnej *Emissions Trading System* (wdrażającej EU ETS<sup>5</sup> – mechanizm obejmujący IV fazę działań w latach 2021–2030, zakładający objęcie 40% gazów cieplarnianych emitowanych w UE), jak i dyrektywy ustanawiającej wiążące cele udziału OZE w miksie energetycznym. Z jednej strony te obie dyrektywy zalecają promowanie OZE, a z drugiej – pogarszają rentowność źródeł energii emitującej CO<sub>2</sub>. Powoduje to, iż państwa (w imię dobra wspólnego i ograniczania zmian klimatu oraz tego efektów) mają legitymację prawną do wspierania jednego źródła energii kosztem odejścia od innych. Z tego powodu wyzwaniem dla rozwoju OZE jest poparcie społeczne dla ochrony klimatu, bez którego rządy nie będą się decydować na wspieranie tego źródła energii. Również regulacyjny system unijny otwiera proces transformacji szeroko pojętego sektora energetycznego, który wymaga bardzo sprawnego funkcjonowania systemu instytucji i stałości przepisów prawnych w tym obszarze.

## Analiza systemu instytucjonalnego

Tworzenie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej oraz zapewnienie elastyczności systemu energetycznego, koniecznego dla zwiększającego się udziału OZE, wymagają adekwatnego systemu instytucjonalnego oraz regulacyjnego – stabilnego prawa. Dobry system instytucjonalny umożliwi generowanie dokumentów strategicznych (określających sposoby pozyskiwania energii, jej dystrybucję i optymalizację kosztów), jednocześnie zapewniając bezpieczeństwo energetyczne w sensie dostępności energii i – szerzej

<sup>3</sup> *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, A Policy Framework for Climate and Energy in the Period from 2020 to 2030*, COM(2014) 015 final, Brussels.

<sup>4</sup> *RES Promotion Directive*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?Uri=CELEX:32018L2001&from=EN> (dostęp 15.05.2020).

<sup>5</sup> Zob.: [*Emissions Trading System 2020*].

– realizacji interesów strategicznych bezpieczeństwa narodowego. Wizja sektora energetycznego i prognozowanie jego rozwoju przekładają się na stabilne prawo. Z punktu widzenia przedsiębiorstw działających w sektorze energetycznym pozwala to zmniejszyć ryzyko inwestycji, co szczególnie w tym mocno spolityzowanym sektorze (wymagającym dużych nakładów finansowych, długiego procesu inwestycyjnego, długiego okresu zwrotu z inwestycji oraz charakteryzującym się występowaniem trudnego do wyceny ryzyka zmienności cen surowców czy dynamicznym rozwojem technologii) jest konieczne. Brak takich dokumentów lub ich słaba jakość stanowi barierę rozwoju nie tylko OZE, ale też całego sektora.

Z perspektywy historycznych zaszczości niewątpliwym wyzwaniem dla państw EŚW jest zmiana systemu regulacyjnego, cechującego się: dopuszczeniem podmiotów niekontrolowanych przez ich rządy do produkcji i przesyłu energii elektrycznej, większym rozproszeniem i wielością producentów oraz czasami ich przeciwstawnymi interesami. Rozwojowi OZE sprzyjają: szybszy cykl inwestycji; uprzywilejowanie w dostępie do sieci; zwiększanie konkurencji na rynku energii elektrycznej; wprowadzanie celów polityki klimatyczno-energetycznych Unii Europejskiej (o których wspomniano wyżej) oraz narzędzi ich osiągnięcia, czyli mechanizmu UE ETS. Mechanizm ten prowadzi do pogorszenia konkurencyjności produkowanej energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego oraz gazu, a więc uprzywilejowuje OZE oraz atom. Jednak państwa muszą kontrolować rozwój nowych źródeł pozyskiwania energii z powodu konieczności zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w wąskim tego słowa znaczeniu. Historycznie rzecz biorąc, „(...) znacznie łatwiejsze było tworzenie i prowadzenie polityki energetycznej w sytuacji scentralizowanego systemu, gdzie liczba interesariuszy była ograniczona, co powodowało, iż nieformalne kontakty umożliwiały wypełnianie niedoskonałości regulacyjnych” [Księżopolski 2020]. Łącząc to z częstym kontrolowaniem spółek energetycznych przez państwa, w sposób łatwy i szybki można było korygować ten sektor w sposób zarówno formalny, jak i nieformalny.

Rozwój OZE niesie ze sobą wyzwanie nowego sposobu prowadzenia polityki energetycznej. Musi ona być znacznie bardziej stabilna, a więc wiarygodna i jasna dla obywatela. „Błędy w systemie regulacyjnym mogą spowodować rozwój OZE w kierunku nieakceptowalnym przez rząd, sprzeczny z interesami państwa lub/i je pomijający lub niezgodny z wolą społeczeństwa albo bardzo drogi (...) Kwestie regulacyjne można postrzegać w dwóch kontekstach. Po pierwsze, tworzenia norm regulacyjnych umożliwiających inwestycje OZE – kwestia pozwoleń lokalizacji czy przyłączeń do sieci i (...) tworzenia mechanizmów wsparcia rozwoju OZE (...) Po drugie, (...) ma istotne znaczenie w określaniu modelu OZE i stosowanych technologii OZE. Rozwój OZE oznacza, iż związki nieformalne, jak również relacje właścicielskie, miały mniejsze znaczenie, a to powoduje konieczność dobrych regulacji i odejścia od *path dependency* – zależności od drogi” [Księżopolski 2020]. W przypadku państw EŚW, przyzwyczajonych do systemu scentralizowanego, stanowi to istotne wyzwanie dla ich instytucji. W związku z tym, iż państwa te muszą przestawiać swoje

myślenie z tego charakterystycznego dla państw znajdujących się w fazie transformacji, czyli z myślenia krótkoterminowego na długoterminowe, planowanie stanowi dla nich niewątpliwym problem, czego efektem są częste zmiany prawa. Z tym wyzwaniem regulacyjnym państwa EŚW, będące członkami Unii Europejskiej, radzą sobie różnie. Wszystkie z nich mają dokumenty strategiczne, nazywane „planami lub strategiami rozwoju energetyki”, a ich jakość zależy od jakości administracji publicznej. Muszą one nie tylko zawierać przyjęte zobowiązania dotyczące udziału OZE, ale także podkreślać udział w tworzeniu wspólnego rynku energii, co jest kwestią zarówno regulacji prawnych, jak i fizycznej budowy interkonektorów energii elektrycznej między państwami (wyjaśnienia na ten temat – zob. dalsza część rozważań).

Na poziomie operacyjnym istotne znaczenie mają odpowiednie ministerstwa, realizujące politykę państwa. W krajach EŚW noszą one różne nazwy, np. ministerstwo energii/gospodarki/rozwoju, a często – w związku ze specyfiką europejskiej polityki energetycznej, połączonej z polityką klimatyczną – istnieją nawet więcej niż dwa ośrodki władzy zaangażowane w przygotowywanie takiej polityki. Kwestia koordynacji ich działań stanowi wyzwanie dla administracji publicznej, co wpływa na jakość przedstawianych dokumentów planistycznych. Wyjątkiem na tym tle jest Białoruś, mająca system scentralizowany podejmowania decyzji, które zależą jedynie od prezydenta [*The Program of the Electricity Sector...* 2016].

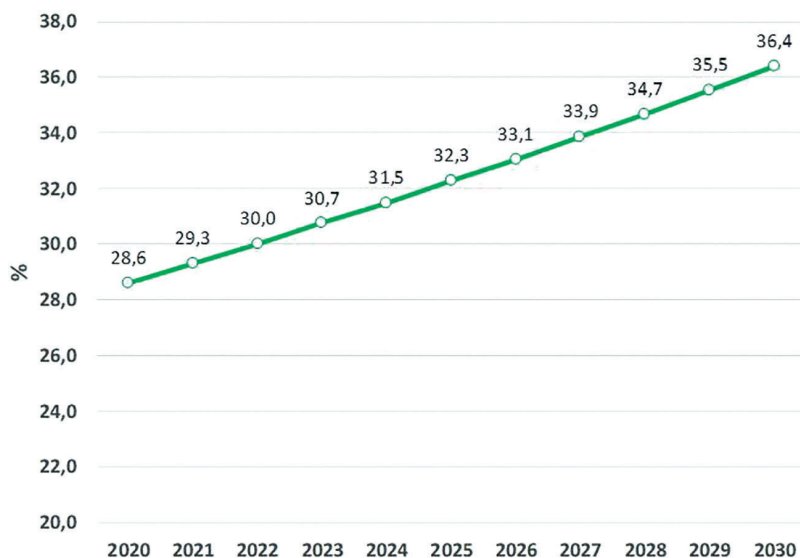
Należy podkreślić, że wszystkie państwa EŚW posiadają dokumenty strategiczne, choć różne są ich jakość, znaczenie i waga w bieżącym prowadzeniu polityki energetycznej. Inny jest też sposób powstawania tych dokumentów, który – w przypadku państw członkowskich UE – polega na konsultowaniu ich kształtu z interesariuszami. Takie konsultacje na Białorusi nie mają miejsca, ponieważ występuje tam scentralizowany system zarządzania tą polityką. Konsultacje z interesariuszami mają szczególne znaczenie nie tylko dla kształtu miksu energetycznego, ale także trwałości przyjętych w nich rozwiązań – stabilności prawa mimo zmian rządów.

Ukraina pozostaje w tym zakresie pomiędzy modelem europejskim przygotowywania tego rodzaju dokumentów a modelem białoruskim. Istotnym elementem dokumentów planistycznych jest zapisanie w nich prognozowanego udziału OZE w kolejnych latach, co umożliwia zastosowanie odpowiednich narzędzi polityki energetycznej, a także przygotowanie infrastruktury sieci do zwiększonego udziału OZE w miksie energetycznym, a więc usuwanie ograniczeń, jakie mogą występować w realizacji celów długoterminowych. Na przykład Chorwacja posiada *Energy Strategy*, która powstawała w trakcie konsultacji społecznych na przełomie lat 2018 i 2019. W tym dokumencie znajdują się cele w zakresie: OZE, efektywności energetycznej, integracji rynku energii oraz bezpieczeństwa energetycznego. Chorwacja zakłada wzrost OZE na poziomie 63,8% w produkcji energii elektrycznej do 2030 r. i 36,4% udziału w konsumpcji energii pierwotnej [*Energy Strategy*

of the Republic of Croatia 2020]. W przypadku tego kraju polityka energetyczna pozostaje w obszarze kompetencji dwóch ministerstw: Ministry of the Environment and Energy i Ministry of Construction and Physical Planning. W celu koordynacji działań tych dwóch urzędów ustanowiono Thematic Working Group on Energy and Sustainable Environment. W tym przypadku przezwyciężania dualizmu w europejskiej polityce klimatyczno-energetycznej konieczne było więc powołanie organu koordynującego działanie obu ministerstw.

Rysunek 2

Zakładany udział OZE w konsumpcji energii pierwotnej w Chorwacji w latach 2020–2030



Źródło: [Energy Strategy of the Republic of Croatia 2020].

Z kolei Czechy są przykładem państwa, które w swoim dokumencie strategicznym – *The State Energy Policy (SEP)* [State Energy Policy of the Czech Republic 2017], przygotowanym przez Ministry of Industry and Trade na okres 25 lat – nie uznaje OZE za priorytet strategiczny. Dokument ten zawiera takie elementy, jak: zrównoważony mikś energetyczny; transformacja sektora energetycznego; oszczędzanie energii i poprawa efektywności energetycznej; rozwój infrastruktury; badania w zakresie energii, przemysłu i zasobów ludzkich; bezpieczeństwo energetyczne. Odnawialne źródła energii nie są więc celem, lecz narzędziem jego realizacji. Punktem wyjścia było przyjęcie w dniu 4 marca 2015 r. – zmienionego 16 września 2019 r.<sup>6</sup> – *National Action Plan for Smart Grids (NAP SG)* [National Action

<sup>6</sup> W międzyczasie przyjęto również inne dokumenty strategiczne, np. *National Climate Change Plan – Climate Protection Policy* w 2017 r.

*Plan for Smart Grids 2015 2019*], obejmującego przede wszystkim rozwój infrastruktury. Umożliwiło to zatwierdzenie w dniu 25 stycznia 2016 r. *National Renewable Energy Action Plan of the Czech Republic* (NAP RES) [*National Renewable Energy Action Plan of the Czech Republic 2016*]. Rząd Czech na początku poddał więc diagnozie sieci energetyczne i przyjął ich sposób rozwoju, aby następnie w tę infrastrukturę wpisać OZE. Taki układ instytucjonalny i regulacyjny wskazuje, iż dokumenty strategiczne nie podlegają zmianom, natomiast dokumenty operacyjne, np. NAP SG i NAP RES, z czasem mogą być modyfikowane. Tym samym dobry system instytucjonalny umożliwia ewaluację prowadzonej polityki. W Czechach temu celowi służy mechanizm zawarty w NAP SG, w postaci raportowania efektów realizacji polityki. Z punktu widzenia teorii formułowania i prowadzenia polityki publicznej stanowi to bardzo istotny element weryfikowania celów i narzędzi w czasie, poprawiający jakość prowadzonej polityki. Raportowania trzeba dokonywać raz na 5 lat, a ponadto wprowadzono konieczność przedstawiania co roku (do 31 grudnia) ewaluacji postępu w osiągnięciu celów zawartych w SEP, czyli dokumencie nadrzędnym wobec NAP SG i NAP RES. Obecna polityka została przyjęta w dniu 16 maja 2015 r., na okres do 2040 r. Utrzymaniu czeskiej polityki jako procesu społecznego służy również mechanizm konsultacji społecznych. Mimo że mechanizm raportowania, ewaluacji i konsultacji społecznych formalnie jest stosowany w państwach EŚW będących członkami Unii Europejskiej, jednak jest zróżnicowany realny sposób jego wdrażania. Dla części państw Europy Środkowo-Wschodniej słabość administracji publicznej uniemożliwia prawidłową realizację tego procesu. Efektami są brak stabilności prawa i odgórne narzucanie modelu sektora energetycznego. Można to uznać za kluczowe wyzwanie dla rozwoju OZE w regionie.

Inną formę koordynacji polityki energetycznej przyjęła Estonia, realizując *Estonia's Energy Development Plan to 2030* (ENMAK 2030) [*Estonia's Energy Development Plan to 2030 2017*]. W kraju tym powołano National Energy and Climate Council, która jest kierowana przez Prezesa Rady Ministrów, a w jej skład wchodzi 8 ministrów oraz 24 przedstawicieli sektora przemysłu. Spośród ministerstw zasadniczą rolę odgrywa ministerstwo właściwe do spraw energii. Wprowadzenie rady do systemu instytucjonalnego wskazuje na problemy w sterowaniu procesem konsultacji społecznych.

Jednak nie we wszystkich krajach EŚW odbywają się konsultacje społeczne czy polityka energetyczna ma charakter procesu społecznego. Na Białorusi prezydent odgrywa kluczową rolę w kreowaniu polityki energetycznej poprzez możliwość wydawania dekretów, dyrektyw i innych aktów prawnych. Kraj ten przyjął politykę energetyczną, lecz mechanizmy rynkowe nie funkcjonują, ponieważ to prezydent ustala ceny dla odbiorców końcowych<sup>7</sup>. Na Białorusi instytucjami zajmującymi się polityką energetyczną są Ministry of

<sup>7</sup> Aneks 1 do Dekretu Prezydenta nr 72: *The Council of Ministers Regulates the Electricity Prices for Households upon Agreement of the President.*

Energy<sup>8</sup> i Ministry of Anti-Monopoly Regulation and Trade<sup>9</sup>. Na Białorusi – w przeciwieństwie do państw EŚW będących członkami Unii Europejskiej – nie ma niezależnego regulatora rynku energii. Jednocześnie rynek produkcji energii elektrycznej jest zdominowany przez monopolistę w postaci spółki Belenergo, która w 2016 r. posiadała moce na poziomie 9020,7 MW z 9847,8 MW<sup>10</sup> zainstalowanych w całym systemie energetycznym. Jest to przedsiębiorstwo państwowe, kontrolowane przez ministerstwo właściwe do spraw energii. Produkcja energii elektrycznej odbywa się z wykorzystaniem: gazu (96%), ropy naftowej (2,6%), biopaliw i odpadów (0,4%), wody (0,2%) (2016 r.)<sup>11</sup>. Występuje również brak partycypacji obywateli w tworzeniu polityki energetycznej.

Z kolei Ukraina dokonuje bardzo szybkich zmian, rozwijając energetykę odnawialną, jednak bez wystarczających reform w zakresie instytucji i regulacji zwiększających elastyczność i transparentność rynku, co może spowodować zatrzymanie tego procesu. Jednak do 2025 r. deficyt mocy w systemie energetycznym tego kraju wzrośnie do 2 GW. Dane za pierwsze 8 miesięcy 2019 r. wskazują, iż generacja z OZE stanowiła 3% całej produkcji energii elektrycznej [*Electricity Generation in Ukraine... 2019*]. *The Energy Strategy of Ukraine* [*The Energy Strategy of Ukraine 2016*] zakłada do 2035 r. 25-procentowy udział OZE w konsumpcji energii końcowej. Od 1 stycznia 2020 r. rusza system aukcji, dość powszechny i uznawany za najtańszy sposób wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii. Pierwsze aukcje były planowane na kwiecień 2020 r., ale z powodu COVID-19 nie można było zweryfikować tych informacji.

Polska jest bardzo specyficznym przykładem w grupie badanych państw. Z racji dużego udziału węgla kamiennego i brunatnego w miksie energetycznym ma ona duże trudności w formułowaniu i realizacji swojej polityki energetycznej. Mimo kilku prób wprowadzenia nowej, aktualnej wersji polityki energetycznej (podejmowanych w latach 2015 i 2019) obecnie obowiązuje ta przyjęta w 2009 r. Oba te dokumenty były przedstawione na kilka miesięcy przed wyborami parlamentarnymi, jednak starania te nie zakończyły się powodzeniem, w związku z powyższym obecnie obowiązującą polityką energetyczną jest ta, która już w momencie przyjmowania była nieaktualna. Próba instytucjonalnego wzmocnienia polityki było powołanie w 2015 r. Ministerstwa Energii, które zajmowało się m.in. kształtowaniem i prowadzeniem polityki energetycznej. Po kolejnych wyborach i utrzymaniu władzy przez kolejną kadencję przez większość PiS ministerstwo to zostało zlikwidowane. W ciągu prawie 4 lat nie było w stanie przygotować i wprowadzić w życie nowej polityki. Zdecydowanie pokazuje to słabość instytucjonalną. Również w Polsce

<sup>8</sup> [http://minenergo.gov.by/en/about\\_ministry\\_rb/](http://minenergo.gov.by/en/about_ministry_rb/) (dostęp 3.05.2020).

<sup>9</sup> *Decree of the President of the Republic of Belarus No. 188 of 3rd June 2016.*

<sup>10</sup> <http://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/realny-sector-ekonomiki/energeticheskaya-statistika> (dostęp 3.05.2020).

<sup>11</sup> *Ibidem.*

można było obserwować dualizm działania władzy publicznej, czyli, z jednej strony, wprowadzanie mechanizmów wsparcia prosumentów i OZE, a z drugiej – wkładanie dużego wysiłku w utrzymanie rentownego sektora górniczego. Tym samym stosowane narzędzia były przeciwstawne.

Również inne państwa regionu mają problemy z realistycznym i dobrym tworzeniem polityki energetycznej. Węgry zakładają rozwój 6 000 MW OZE, jednocześnie w ich polityce brak jest zapisów wskazujących na podejmowane działania w zakresie rozbudowy sieci energetycznej i inteligentnych sieci.

Rozwój modelu prosumenckiego jest preferowany przez Komisję Europejską. M.E. Cañete twierdzi, że: „Zmiany zasad zaproponowane przez nas w pakiecie (Energia dla wszystkich Europejczyków) dotyczącym czystej energii zapewniają grupom, społecznościom i osobom prywatnym większe możliwości przekazywania własnej energii odnawialnej do sieci, przez co stają się one (...) prosumentami” [Cañete 2017, s. 10]. Tym samym kwestia wyboru modelu wielkoskalowego czy producenckiego będzie zależała od regulacji europejskich, a niekoniecznie wyboru dokonywanego przez społeczeństwo w procesie tworzenia polityk energetycznych. Jak zaznaczono powyżej, analizując system instytucjonalny we wszystkich państwach Unii Europejskiej, ten wymóg był spełniany, ale poziom zainteresowania był bardzo różny. Teoretycznie większa skala zainteresowania obywateli, wyrażona w konsultacjach, powinna prowadzić do wyboru modelu prosumenckiego, jednak drugim motywem działania władzy publicznej jest odczytywanie sondaży wyborczych i oczekiwań społecznych. Tak stało się w przypadku Polski, która mimo opierania się na polityce energetycznej z 2009 r. zarówno wprowadziła prosumenta do osób fizycznych i mechanizm wsparcia w postaci opustów, jak i rozszerzyła ten mechanizm na firmy prywatne przed wyborami w 2019 r.

W państwach Unii Europejskiej model prosumencki jest szeroko reprezentowany w takich krajach, jak: Czechy, Słowacja, Niemcy, Wielka Brytania czy Włochy<sup>12</sup>. Na Ukrainie – z powodów politycznych i ekonomicznych (niskiego poziomu dochodu obywateli) – raczej nie ma on szans na rozwój. Z kolei na Białorusi, gdzie obowiązuje scentralizowany proces decyzyjny oraz istnieje monopol w produkcji i przesyłaniu energii elektrycznej ze strony Belenagro, model wielkoskalowy jest bardziej prawdopodobny.

Podsumowując, większość analizowanych krajów (będących nowymi członkami Unii Europejskiej) odczuwa problemy z formułowaniem i implementacją polityki energetycznej. W związku z powyższym skwapliwie korzystają one z rozwiązań proponowanych – za pośrednictwem Komisji Europejskiej – przez najsilniejsze państwa unijne, takie jak Niemcy i Francja.

<sup>12</sup> Zob. szerzej: [Burchard-Dziubińska 2016].

## Instrumenty interwencji w sektorze OZE dostępne poprzez sektor publiczny

Państwo w istotny sposób może oddziaływać na grupy interesariuszy i mieć bezpośredni wpływ na przyjmowaną i realizowaną politykę energetyczną, a w konsekwencji – na kształt miksu energetycznego. System energetyczny każdego państwa i regionu jest ważnym elementem polityki publicznej, w której są określone kwestie strategiczne (dotyczące m.in. wielkości i źródła produkcji, priorytetów inwestycyjnych czy sposobów dystrybucji energii). Poprzez politykę energetyczną można także w istotny sposób oddziaływać na zapotrzebowanie i poziom konsumpcji energii. W ramach tej polityki można stosować wiele narzędzi i instrumentów, np.: międzynarodowe umowy i zobowiązania; przepisy krajowe szczebli centralnego, regionalnego i lokalnego; zachęty do inwestowania; wytyczne dotyczące oszczędzania oraz efektywności energetycznej; podatki, kary i inne instrumenty – zob. tabela 4. Podmioty tworzące regulacje zazwyczaj skupiają uwagę na kwestiach związanych z:

- efektywnością i skutecznością systemu wsparcia;
- kosztami wdrażania programów wsparcia i obsługi;
- osiągnięciem celów politycznych i strategicznych w zakresie energii odnawialnej;
- transparentnością i przejrzystością procedur;
- opinią publiczną.

Tabela 4  
Instrumenty możliwe do wykorzystania przez władze publiczne do planowania polityki energetycznej

Instrument	Charakterystyka instrumentu
Bezpośrednie regulacje	Nakazy i kontrole (np. w zakresie narzucenia wymagań co do produkcji energii na podstawie odnawialnych źródeł energii)
Planowanie przestrzenne	Poprzez realizację funkcji planowania przestrzennego władze centralne i samorządowe mogą wpływać na możliwości przestrzenne i przedsięwzięcia energetyczne
Bezpośrednie inwestycje publiczne w badania i rozwój	Finansowanie badań w zakresie rozwoju nowych technologii wykorzystujących zasoby odnawialne i tworzenie nowych placówek badawczo-rozwojowych
Zachęty podatkowe oraz dotacje na rzecz podmiotów inwestujących w badania i rozwój	Zwalnianie z podatków oraz dotowanie podmiotów prywatnych inwestujących w badania i rozwój nowych technologii wykorzystujących zasoby odnawialne
Instrumenty korygujące ceny rynkowe: podatek akcyzowy, dotacje	Urealnienie cen na rynku w celu odzwierciedlenia w nich efektów zewnętrznych
Taryfy gwarantowane (FIT)	Oferowanie długoterminowych kontraktów dla producentów energii odnawialnej



Instrument	Charakterystyka instrumentu
Akcje informacyjne	Edukacja, kampanie informujące, prowadzenie doradztwa w zakresie: pozyskiwania środków inwestycyjnych, rozwiązań technicznych, wzorców konsumpcji i zachowań oraz realizacji inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii
Standaryzacja produktów	Określenie minimalnych wymagań, jakie powinny spełniać produkty w branży energetyki odnawialnej
Standardy funkcjonowania na rynku	Wprowadzanie regulacji działalności na podstawie standardów (np. obowiązek pozyskiwania energii z OZE czy niskoemisyjne normy dotyczące paliw). Zezwolenia czy certyfikaty mogą podlegać zbyciu podmiotom, które nie spełniają odpowiednich standardów
Przejrzyste zasady	Wprowadzenie wymagań dotyczących obowiązku udzielania przez przedsiębiorstwa określonych informacji o: świadczonych usługach, produktach czy potencjale, zasadach i warunkach działania
Polityka makroekonomiczna	Polityka fiskalna i polityka pieniężna realizowane w celu stabilizowania gospodarki i zapewnienia płynności rynkowej oraz zmniejszenia utraty zdolności kredytowej przez podmioty funkcjonujące w gospodarce
Opodatkowanie osób prawnych	Dostosowanie podatku dochodowego od osób prawnych do poziomu zapewniającego atrakcyjność inwestycji w energetyce odnawialnej i stanowiącego zachęty inwestycyjne dla przedsiębiorstw
Polityka konkurencji/prawo	Działania w zakresie ochrony konkurencji i konsumentów, w tym m.in. podejmowanie działań antymonopolowych
Zmiana przepisów	Eliminowanie błędów i luk w przepisach, które zwiększają atrakcyjność energetyki odnawialnej
Prawo autorskie	Prawo autorskie umożliwiające przekazywanie, zachęcającego do dalszej pracy, wynagrodzenia dla wynalazców – innowatorów

Źródło: opracowanie własne na podstawie [*Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems...* 2010, s. 80].

Władze publiczne podejmują także bezpośrednie decyzje dotyczące projektów inwestycyjnych sektora energetycznego – zarówno realizują inwestycje we własnym zakresie (w budynkach użyteczności publicznej itp.), jak i stają się pomysłodawcą projektów prowadzonych z innymi podmiotami, np. gospodarstwami domowymi czy przedsiębiorstwami. Jednym z wyzwań związanych z rozwojem OZE jest tworzenie odpowiedniego środowiska społeczno-gospodarczego i politycznego, przyciągającego prywatne inwestycje do projektów realizowanych w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego. Istotną rolą państwa jest także powszechny udział kapitałowy (często większościowy) w kluczowych spółkach energetycznych, funkcjonujących w danym państwie.

Po roku 2010 nastąpiły istotne zmiany zarówno w zakresie roli energetyki odnawialnej w mikсах energetycznych poszczególnych państw, jak i we wzroście atrakcyjności finansowej inwestycji w OZE<sup>13</sup>. Doprowadziło to do konieczności zreformowania dotychczasowych systemów wsparcia i dostosowania ich do obowiązującej sytuacji społeczno-gospodarczej. Zmiany te polegały i polegają głównie na budowie systemów aukcyjnych,

<sup>13</sup> Zob.: [Trela i Dubel 2017, s. 113].

w których zainteresowani inwestorzy konkurują o jak najniższą cenę lub wielkość dopłaty do ceny energii. Podejście to dodatkowo zostało wzmocnione poprzez wytyczne zawarte w komunikacie KE, dotyczącym dozwolonej pomocy publicznej dla energetyki i ochrony środowiska<sup>14</sup>. Zgodnie z nimi preferowanym systemem wsparcia dla rozwoju energetyki odnawialnej są mechanizmy rynkowe, które umożliwiają odzwierciedlenie niezbędnych zakresów wsparcia (ze szczególnym uwzględnieniem zmian kosztów poszczególnych technologii oraz uwarunkowań rynkowych).

Ponadto KE stoi na stanowisku, że energetyka odnawialna może już dziś konkurować na rynku energii z innymi źródłami wytwórczymi, co sprawia, że bezpodstawne staje się utrzymanie systemu dotacji dla OZE, regulacji o obowiązkach zakupu energii z OZE, pierwszeństwie dostępu do sieci oraz pierwszeństwie przesyłu i dystrybucji tej energii. W związku z powyższym wszystkie te instrumenty wsparcia należy znieść w latach 2020–2030<sup>15</sup>.

## Rozwój OZE w państwach Europy Środkowo-Wschodniej

Istnieje duży potencjał do rozwoju energii odnawialnej w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, ale nie jest on jeszcze wykorzystywany, ponieważ nie jest zaangażowany w systemową transformację energetyczną.

Omawiana transformacja energetyczna, oparta na energetyce obywatelskiej, zakłada oddanie energii odnawialnej w ręce społeczeństwa: wspólnot lokalnych, które, po pierwsze, są właścicielami infrastruktury, po drugie – nią zarządzają. Tak prowadzona transformacja energetyczna z wykorzystaniem energii odnawialnej przynosi wymierne korzyści nie tylko dużym korporacjom, ale także: gospodarstwom domowym, samorządom terytorialnym, MŚP czy rolnikom. W całej UE, szczególnie w krajach Europy Zachodniej, transformacja energetyczna oparta na energetyce obywatelskiej nabiera rozpędu. Natomiast w krajach Europy Środkowo-Wschodniej sytuacja w omawianym zakresie wygląda zupełnie inaczej. Kraje EŚW prowadzą – co do zasady – stosunkowo bierną politykę w obszarze obywatelskiej energetyki odnawialnej, a projekty energetyczne oparte na budowaniu tego typu energetyki prawie nie istnieją [*As Community Renewables Grow in Western Europe...* 2019].

Analizując problemy rozwojowe państw Europy Środkowo-Wschodniej w zakresie regulacji prawnych i możliwości wsparcia energetyki odnawialnej, warto pamiętać, że wiele państw boryka się z problemami o charakterze strukturalnym. Należy przy tym zauważyć, że państwa z omawianej części Europy, z jednej strony, cechują się istotnymi podobieństwami (np. uwarunkowania historyczne czy ambicje rozwojowe), z drugiej zaś – różnicami

<sup>14</sup> Komunikat Komisji – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 (2014/C 200/01), Dz.Urz. UE C 200/1 z dnia 28 czerwca 2014 r., s. 23–37.

<sup>15</sup> Zob.: [Paska i Surma 2018, s. 13–14].

kulturowymi, społecznymi, gospodarczymi czy środowiskowymi. Niewątpliwie punktem wspólnym łączącym wszystkie państwa jest proces integracji lub wypracowania mechanizmów współpracy z UE, który dla wszystkich (poza Ukrainą czy Białorusią) zakończył się pełnym członkostwem we Wspólnocie. Dążenie do integracji z UE [Ekiert i Hanson 2003, s. 15–30] wymusiło przyjęcie wielu regulacji z zakresu ochrony środowiska naturalnego i organizacji energetyki [Andanova 2005, s. 135–155], co w jednoznaczny sposób przełożyło się i będzie przekładać na sektor energetyczny. Bez wątplenia istotnym czynnikiem mającym wpływ na rozwój sektora energetycznego w tej części Europy są uwarunkowania historyczne, w tym głównie znaczne uzależnienie od dostaw paliw kopalnych z Federacji Rosyjskiej [The Ukraine War and CEE Energy Security... 2016].

Wśród głównych problemów państw Europy Środkowo-Wschodniej (takich jak Bułgaria, Czechy, Węgry, Polska, Rumunia czy Słowacja), istotnie wpływających na rozwój energetyki odnawialnej, jest ich znaczne uzależnienie od dostaw węgla, co w powiązaniu z aktywnym lobby górniczym doprowadza do sytuacji, w której bardzo ostrożnie podchodzi się do polityki transformacji energetycznej Wspólnoty. Z uwagi na fakt, że energetyka oparta na węglu staje się coraz mniej zyskowna, energetyka odnawialna staje się coraz bardziej atrakcyjna, stopniowo wypierając tę pierwszą. W praktyce gospodarczej sytuacja taka doprowadza do pogłębienia różnic pomiędzy politykami energetycznymi tych państw i istotnych wstrząsów wewnętrznych. Przykładowo, Słowacja i Węgry ogłosiły już daty wycofania węgla jako źródła energii. W ubiegłym roku niektóre kraje regionu przyspieszyły odchodzenie od polityki energetycznej opartej na tej kopalinie. Słowacja w czerwcu 2019 r. ogłosiła, że kraj przestanie używać węgla do produkcji energii elektrycznej do końca 2023 r., rząd węgierski zapowiedział jego wycofanie do 2030 r., a rząd czeski powołał komisję węglową, która ma uzgodnić plan eliminacji tego źródła energetycznego do września 2020 r. [Heilmann *et al.* 2020, s. 15].

Zastąpienie węgla w energetyce państw Europy Środkowo-Wschodniej będzie oczywiście przebiegało poprzez inwestowanie w rozwiązania gazowe czy jądrowe, a także w OZE. W przypadku rozwoju odnawialnych źródeł energii istotną rolę odgrywają i w najbliższej perspektywie finansowej będą odgrywały fundusze europejskie, takie jak strukturalne i Fundusz Spójności UE, które stanowią aż 40%–60% krajowych inwestycji publicznych we wszystkich wspomnianych państwach członkowskich UE z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej [Heilmann *et al.* 2020, s. 5–6].

W przypadku państw z tego obszaru Europy istotne jest także rozróżnienie między energią odnawialną wykorzystywaną do celów grzewczych a energią odnawialną przeznaczaną do produkcji energii elektrycznej. Można zaobserwować tendencję, zgodnie z którą rządy Europy Środkowo-Wschodniej wspierają wykorzystanie OZE na cele związane z produkcją ciepła. Zarazem jest to bardzo częsty wyraz głównych działań w osiągnięciu celów w zakresie energii odnawialnej. Dzieje się tak przede wszystkim poprzez zwiększone spalanie biomasy

(m.in. drewna opałowego), które jest najłatwiejszym do zagospodarowania i jednocześnie najtańszym źródłem energii<sup>16</sup>. Jednak wytwarzanie energii elektrycznej z wiatru czy fotowoltaiki napotyka znaczny sprzeciw i opór ze strony rządów oraz obecnych producentów energii elektrycznej (zazwyczaj dużych koncernów), ponieważ nie chcą oni tracić swojej dominującej pozycji na rynku.

Ramy polityki w zakresie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych podlegają częstym zmianom we wszystkich krajach Europy Środkowo-Wschodniej, np. w Bułgarii, Republice Czeskiej, Polsce, Rumunii czy na Słowacji wprowadzono instrumenty wsparcia bezpośredniego (m.in. taryfy gwarantowane i dotacje) na przełomie lat 2000 i 2010, nie przewidując i nie doceniając ich wpływu na rozwój OZE. Instrumenty te doprowadziły do dynamicznego rozwoju OZE, co przełożyło się m.in. na wzrost cen energii. Sytuacja ta w oczywisty sposób wywołała reakcje rządów, które zamiast ulepszać funkcjonowanie instrumentów, podjęły najprostsze decyzje polegające na ich zniesieniu. Podwyżka cen energii doprowadziła do spadku zaufania inwestorów w OZE w tych państwach. Negatywne doświadczenia z taryfami gwarantowanymi, związane m.in. ze wzrostem cen energii, wpłynęły na niestabilne ramy polityki energetycznej i stagnację na rynku OZE, przy niskim udziale energii odnawialnej w koszyku energii elektrycznej w większości krajów [Heilmann *et al.* 2020, s. 9–10]. Potwierdzeniem negatywnych doświadczeń z taryfami gwarantowanymi mogą być przykłady Bułgarii i Republiki Czeskiej [Heilmann *et al.* 2020, s. 11–12].

1. W Bułgarii do 2013 r. moce OZE bardzo szybko się rozwinęły. Potem nastąpiły zmiany ram prawnych, które całkowicie odmieniły rynek OZE. Głównym instrumentem promowania energii odnawialnej była nieograniczona taryfa gwarantowana. Była ona jednak błędnie skonstruowana i przyczyniła się do wzrostu cen energii elektrycznej. Od roku 2012 bułgarski system wsparcia odnawialnych źródeł energii przeszedł zasadnicze zmiany, co doprowadziło do spowolnienia rozwoju OZE w sektorze energii elektrycznej. Ostatecznie taryfę gwarantowaną zniesiono w lipcu 2018 r. Dzisiaj producenci energii odnawialnej mają dostęp do taryfy premium (zob. tabela 5), kompensującej różnicę między ceną rynkową a ich długoterminowymi umowami z National Electricity Company.
2. W Republice Czeskiej w 2005 r. wprowadzenie taryfy gwarantowanej doprowadziło do szybkiego rozwoju czeskiego sektora fotowoltaicznego. Koszty taryfy wzrosły gwałtownie, gdy zainstalowano prawie 2 GW mocy energii słonecznej przy spadających kosztach instalacji. Powolna reakcja władz na ten rozwój wydarzeń i bliskie powiązania wielu odbiorców taryf z rządem doprowadziły do poważnego kryzysu politycznego

<sup>16</sup> W bilansach energetycznych państw Europy Środkowo-Wschodniej biomasa odgrywa istotną rolę i ma znaczący udział w ich strukturze, np. w 2017 r. w Republice Czeskiej wynosił on 5,7%, a na Węgrzech i Słowacji – po 6%. Zob.: [Status Review of Renewable Support Schemes... 2018, s. 19].

i gospodarczego w branży OZE. Dostęp do taryfy gwarantowanej dla nowych instalacji odnawialnych źródeł energii został następnie zniesiony w 2013 r., co w konsekwencji przyczyniło się do znacznego spadku inwestycji w energię odnawialną. W roku 2015 ponownie wprowadzono taryfy gwarantowane dla niektórych odnawialnych źródeł energii, ze szczególnym uwzględnieniem małych elektrowni wodnych i biomasy wykorzystywanej do celów grzewczych, oraz ustanowiono dotacje na projekty dla określonych technologii energii odnawialnej.

Dopóki nie powstanie realna europejska unia energetyczna (jest to bardzo trudne w obecnych i przewidywanych warunkach), dopóty krajowe rozwiązania polityczne pozostaną głównym instrumentem oddziałującym na rozwój energetyki odnawialnej [Momete 2017, s. 11]. Kraje Europy Środkowo-Wschodniej modyfikują swoje systemy wsparcia tej energetyki, aby rozwijać OZE w sposób jak najbardziej efektywny (zob. tabela 5).

**Tabela 5**  
Systemy wsparcia według technologii obowiązujących w krajach Europy Środkowo-Wschodniej w latach 2016–2017

Kraj	Rodzaj wsparcia	Proces określający poziom wsparcia lub kwoty	PV	Wiatrowa energetyka lądowa	Wiatrowa energetyka morska	Biomasa	Energetyka wodna	Czas trwania wsparcia (lata)
Bulgaria	<i>Feed-in Premium</i>	Procedury administracyjne	X	X		X	X	12–20
Czechy	<i>Feed-in</i>	Procedury administracyjne	X	X		X	X	20–30
	<i>Feed-in Premium</i>	Procedury administracyjne	X	X		X	X	
Estonia	<i>Feed-in</i>	Procedury administracyjne	X	X		X	X	12
Węgry	<i>Feed-in Premium</i>	Procedury przetargowe	X	X		X	X	5–25
	<i>Feed-in</i>	Procedury administracyjne	X	X		X	X	
	<i>Feed-in Premium</i>	Procedury administracyjne	X			X	X	
Łotwa	<i>Feed-in</i>	Procedury administracyjne	X	X	X	X	X	20
Litwa	<i>Feed-in</i>	Procedury administracyjne	X	X		X	X	12
Polska	<i>Feed-in Premium</i>	Procedury przetargowe	X	X	X	X	X	15
Rumunia	Zielone certyfikaty	Procedury administracyjne	X	X		X	X	15

Źródło: [Status Review of Renewable Support Schemes... 2018, s. 12–13].

Istotnym problemem państw Europy Środkowo-Wschodniej jest także duży udział biomasy i energii wodnej w koszyku energetycznym. Zgodnie z przyjętymi strategiami i prognozami taki stan utrzyma się w najbliższych latach<sup>17</sup>. W przypadku biomasy ważnym aspektem staje się jej pozyskiwanie w sposób grabieżczy, zaburzający lokalne ekosystemy. Natomiast znacząca rola energii wodnej w koszyku energetycznym, np. w Rumunii czy na Słowacji, jest przedmiotem wielu debat, ponieważ planowane elektrownie wodne są umiejscowione na chronionych obszarach Natura 2000. Rozwój tych projektów w jednoznaczny sposób niesie potencjalnie duże zagrożenie dla środowiska [*Environmental Problems in East-Central Europe* 2001].

## Polityka energetyczna UE a efekt rankingu cenowego (*Merit Order Effect*)

Podstawowym warunkiem zrównoważonego rozwoju jest zagwarantowanie wysokiej jakości poziomu życia obecnym i przyszłym pokoleniom, przy racjonalnym korzystaniu z dostępnych zasobów. Podejście to ma charakter dominujący w międzynarodowych stosunkach gospodarczych, a w ostatnich latach coraz bardziej podkreśla konieczność transformacji systemów społeczno-gospodarczych w kierunku tzw. „zielonej” gospodarki [*Strategia bezpieczeństwo energetyczne i środowisko...* 2014, s. 4].

Szczegółowo w tym zakresie wypowiedziała się Rada Europejska, która zwróciła uwagę, że „(...) polityka energetyczna UE musi zapewniać bezpieczeństwo dostaw energii do gospodarstw domowych i przedsiębiorstw po niewygórowanych i konkurencyjnych cenach i kosztach, w bezpieczny i zrównoważony sposób. Ma to szczególne znaczenie dla konkurencyjności Europy, z uwagi na rosnący popyt na energię w największych gospodarkach oraz wysokie ceny i koszty energii” [Rada Europejska 2013, s. 1]. Zarówno państwa członkowskie, jak i instytucje UE odpowiadają za kształt przyjmowanej i realizowanej polityki energetycznej. Przesądza o tym art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu UE, który wprowadza podstawę prawną regulującą działania UE oraz państw członkowskich w dziedzinie energii. Komisja Europejska przedstawiła wiele celów dla państw członkowskich, których realizacja będzie niezbędna do wdrażania polityki energetycznej [*Zrozumieć politykę Unii Europejskiej...* 2014, s. 4]:

- zagwarantowanie zaopatrzenia Europy w energię elektryczną;
- zapewnienie, że ceny energii nie będą stanowiły ograniczenia dla konkurencyjności Europy;

---

<sup>17</sup> Zob.: [*Low-Carbon Development Strategy of the Slovak Republic...* 2020].

- ochrona środowiska, w szczególności zapobieganie zmianom klimatu;
- rozwijanie sieci energetycznych.

Poszczególne państwa członkowskie UE mają stosunkowo dużą swobodę w inwestowaniu w wybrane przez siebie źródła energii. Muszą jednak w swych działaniach uwzględniać europejskie cele związane z efektywnością energetyczną, odnawialnymi źródłami energii czy zanieczyszczeniem powietrza atmosferycznego.

Rosnący udział OZE w bilansach energetycznych poszczególnych państw znacząco oddziałuje na ceny energii, zwłaszcza energii elektrycznej na hurtowych rynkach energii, gdzie wyraźnie jest obserwowalny tzw. efekt rankingu cenowego. Jest to zjawisko polegające na wypieraniu konwencjonalnych jednostek wytwórczych, charakteryzujących się relatywnie wysokimi kosztami zmiennymi produkcji energii, przez jednostki OZE. Klasyfikacja efektu rankingu cenowego zakłada, że instalacje stale produkujące energię elektryczną przy bardzo niskich kosztach jako pierwsze są podłączane do sieci według pozycji na liście rankingowej [Ortner *et al.* 2016, s. 10–76]. Następnie do momentu zaspokojenia zapotrzebowania są dołączane elektrownie o wyższych kosztach krańcowych.

Efekt rankingu cenowego systemu energetycznego każdego państwa jest zróżnicowany: „Jego kształt zależy od poziomu i charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną, a także ilości i rodzaju jednostek wytwórczych w systemie” [7 *pokus polskiej energetyki 2016*, 2016]. Jak wynika z prowadzonych badań, przyjęcie zasady efektu rankingu cenowego doprowadza do sytuacji, w której tańsze jednostki nie tylko osiągają wyższą marżę, ale również pracują więcej godzin w ciągu roku. W konsekwencji zjawisko to w wielu państwach UE, w tym także Europy Środkowo-Wschodniej, np. w Republice Czeskiej czy na Słowacji, przyczynia się do rozwoju OZE [Deane *et al.* 2015; Janda 2018, s. 551–562; Luňáčková *et al.* 2017, s. 138–147].

## Rozwój sieci energetycznych jako wyzwanie dla rozwoju OZE

Okoliczności wzrostu udziału OZE w systemie energetycznym (właściwie – w systemie elektroenergetycznym) są bardzo złożone. Generalnie ewolucja sektora energetycznego, w tym elektroenergetycznego, jest powolna w porównaniu z wieloma innymi sektorami gospodarki. Wynika to z kapitałochłonności tego sektora, w którym królują bardzo długozyciowe i kosztowne instalacje (elektrownie jądrowe – 40–60 lat; elektrownie węglowe – 40–50 lat; inne – co najmniej 20 lat w przypadku najmniejszych obiektów; elektrownie wodne – niekiedy ponad 100 lat; kopalnie węgla – 50–100 i więcej lat itd.). Ich szybka wymiana nie opłaca się dopóki, dopóty nie nastąpi zwrot z zainwestowanego kapitału. Tym można tłumaczyć również opór przedstawicieli sektora wobec proponowanych zmian. Ewentualne zmiany w sektorze *de facto* są zatem podejmowane z konieczności i w sposób

stopniowy w drodze ewolucyjnej wymiany starych urządzeń wytwórczych, której mogą towarzyszyć niezbędne zmiany w sieci elektroenergetycznej. Ich przyśpieszona wymiana może więc nastąpić tylko z powodów decyzji politycznych (np. zamykanie elektrowni jądrowych w Niemczech przed upływem ich przewidywanego okresu eksploatacji) i tylko w krajach, które stać na dodatkowe olbrzymie inwestycje kapitałowe<sup>18</sup>. Jest jasne, że w przypadku krajów EŚW, w tym Polski, ze względów ekonomicznych mogą być brane pod uwagę raczej zmiany ewolucyjne.

Same przesłanki wprowadzenia zmian w wytwarzaniu energii, w tym szczególnie energii elektrycznej, są skomplikowane i mają uzasadnienie w trzech grupach powodów. Są to powody zasobowe, polityczne oraz środowiskowe. Odnosząc się do tych pierwszych, należy stwierdzić, że w obecnej chwili na świecie nie ma pojedynczego źródła energii, które pod względem zasobów byłoby wystarczające do pokrywania całego zapotrzebowania gospodarki światowej na energię, w tym elektryczną. Nawet tak stosunkowo obfite źródło energii jak węgiel (kamienny i brunatny) jest do tego celu niewystarczające (i okazuje się, że ten niedostatek zaczyna obejmować także Polskę<sup>19</sup>). Konieczna jest zatem dywersyfikacja źródeł energii, w tym do produkcji energii elektrycznej, aby pokryć zapotrzebowanie. Uruchamianie OZE wpisuje się zatem w ten trend poszukiwania dodatkowych źródeł energii. Z tą sytuacją są związane oczekiwania, że OZE w tzw. miksie energetycznym poszczególnych krajów mogą złagodzić napięcia wynikające z zależności jednych krajów od dostaw surowców z innych.

## Kontekst elektroenergetyczny i jego skutki

Ograniczoność zasobów w zakresie wykorzystywanych dotychczas źródeł energii nie jest jedynym powodem dywersyfikacji. Drugim istotnym powodem jest specyfika pracy urządzeń wytwarzających energię elektryczną, pracujących na różnych źródłach energii pierwotnej i zagadnienie to dotyczy w sposób specyficzny elektroenergetyki. Podstawowym problemem jest to, że jedne urządzenia nadają się bardziej do pokrywania zapotrzebowania w tzw. podstawie obciążenia, a inne – do pokrywania zapotrzebowania szczytowego na energię elektryczną<sup>20</sup>.

W podstawie obciążenia wytwarza się energię elektryczną całodobowo, czyli odpowiednio urządzenia pracują 24 godziny na dobę. Niekiedy wyróżnia się jeszcze dzienną

<sup>18</sup> Zamykanie elektrowni jądrowych w Niemczech spowodowało nie tylko rozwój OZE, ale przede wszystkim podtrzymanie wykorzystania węgla kamiennego i brunatnego w elektroenergetyce oraz wzrost importu gazu ziemnego z Norwegii i Rosji.

<sup>19</sup> Nie podejmujemy tutaj dyskusji, czy ten niedostatek należy uważać za względny, czy bezwzględny.

<sup>20</sup> Zostało to dokładnie zaprezentowane w: [Kotlewski 2015].



podstawę obciążenia, w której urządzenia działają ok. 16 godzin na dobę bez godzin nocnych, kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest bardzo małe. Na pokrycie zapotrzebowania szczytowego urządzenia pracują ok. 6 godzin na dobę (np. 2 godziny rano i 4 godziny wieczorem). Niekiedy wyróżnia się jeszcze zapotrzebowanie „pikowe”, występujące zwykle wieczorem przez ok. pół do półtorej godziny.

Oczywiście sytuacja poszczególnych krajów jest różna i może odbiegać nieco od zaprezentowanego wyżej „klasycznego” przypadku – w szczególności w krajach dużych i o dużej rozciągłości równoleżnikowej (w dobrze zintegrowanych systemach zsynchronizowanych<sup>21</sup>) występuje raczej tylko jeden szczyt dzienny o bardzo obłym kształcie (bez „pików”), jednak przepaść pomiędzy zapotrzebowaniem minimalnym w nocy a zapotrzebowaniem maksymalnym w dzień (pod wieczór) pozostaje duża. Interkonektory powodują, że połączone systemy krajowe zachowują się razem bardziej jak system elektroenergetyczny pojedynczego dużego kraju. Na tę sytuację nakładają się jeszcze szczyty roczne. Maksymalne szczytowe zapotrzebowanie roczne na energię elektryczną może trwać zaledwie od kilku do kilkunastu godzin i musi ono także być pokryte poprzez odpowiednie urządzenia wytwarzające energię elektryczną (lub przeznaczone do tego akumulatory energii elektrycznej), aby nie dochodziło do *blackoutów*, niezwykle kosztownych dla gospodarki.

Ponieważ kraje niezwykle się różnią pod względem dostępu do różnych źródeł energii elektrycznej, co dotyczy szczególnie tych, które służą preferencyjnie do pokrywania zapotrzebowania szczytowego, rozwinął się międzynarodowy handel energią elektryczną<sup>22</sup>, który ma w przeważającej mierze charakter handlu wewnątrzgałęziowego, czyli – inaczej – dwukierunkowego. W Europie najbardziej jaskrawym tego przykładem jest eksport energii elektrycznej w nocy z Niemiec do Skandynawii oraz import w dzień w przeciwnym kierunku. Ta sytuacja dotyczy jednak także sieci przesyłowej wewnątrz poszczególnych krajów, bowiem elektrownie wodne są zlokalizowane zwykle w górach, gdzie są wysokie spadki wód. Polska, która nie ma odpowiednich zasobów jako źródeł energii szczytowej (brak możliwości szerokiego rozwoju hydroenergetyki i dodatkowych zasobów gazu), jest w tym układzie jej importerem (w tym także ze Skandynawii interkonektorem położonym na dnie Bałtyku). W większości przypadków ta sytuacja niedostatku źródeł energii szczytowej dotyczy także innych krajów Europy Środkowo-Wschodniej.

<sup>21</sup> Mogą one obejmować niekiedy wiele krajów lub na które niektóre kraje są podzielone.

<sup>22</sup> Zob.: materiały European Network of Transmission System Operators for Electricity – Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej: [ENTSO-E 2017a; ENTSO-E 2016; ENTSO-E 2017b].

## Problemy systemu elektroenergetycznego w świetle wykorzystania OZE

Wspomniane uwarunkowania wymuszają podjęcie niezwykle ważnego zadania związanego z siecią elektroenergetyczną – jej część, zwana „siecią przesyłową”, musi zapewnić współdziałanie technologii wytwarzania energii elektrycznej w skalach krajowej i międzynarodowej tak, aby jej część, sieć dystrybucyjna, mogła w sposób niezakłócony dostarczać energię elektryczną odbiorcom finalnym<sup>23</sup>.

W tradycyjnym systemie elektroenergetycznym wytwarzanie energii elektrycznej jest skoncentrowane w nielicznych maszynowych obiektach, z których energia elektryczna jest rozprowadzana do bardzo licznych odbiorców. Rozważane jest niekiedy wprowadzenie rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej (w pobliżu konsumenta), którego skutkiem byłaby likwidacja lub ograniczenie sieci przesyłowej, a nawet zmniejszenie znaczenia wyższych pięter sieci dystrybucyjnej. Jednak udział sieci elektroenergetycznej w systemie elektroenergetycznym (20%–40% kosztów systemu elektroenergetycznego) jest ok. lub ponad dwukrotnie mniejszy od udziału samego wytwarzania energii elektrycznej, stąd oszczędności wynikające ze skoncentrowanego wytwarzania (efekty skali) okazywały się, jak dotychczas, większe od oszczędności, które można byłoby zrealizować na kosztach przesyłu i dystrybucji<sup>24</sup>. Ponadto sieć elektroenergetyczna, choć mniej kosztowna od wytwarzania energii elektrycznej, jest kapitałochłonną technologią o bardzo długim czasie użytkowania (50–80 lat), której nie opłaca się często zmieniać. Zmiany w sieci elektroenergetycznej, jako bardzo kapitałochłonne, muszą mieć uzasadnienie ekonomiczne i zwykle są realizowane jako uzupełnienia istniejącej sieci. Dotyczy to również zmian związanych z udziałem OZE w systemie elektroenergetycznym.

Wspomniane technologie OZE zwykle są wykorzystywane w obiektach (z wyjątkiem wielkich elektrowni wodnych, najczęściej już zbudowanych), których położenie nie jest tożsame z położeniem ośrodków konsumpcji<sup>25</sup> i ośrodków wytwarzania energii elektrycznej wcześniej istniejących. Oznacza to, że rozwój OZE ma charakter rozwoju wytwarzania często rozproszonego<sup>26</sup>, niepokrywającego się dokładnie z ośrodkami konsumpcji. W systemie elektroenergetycznym trzeba zatem rozbudować podsystem doprowadzający OZE do istniejącej sieci przesyłowej, którą też niekiedy trzeba powiększyć pod względem pojem-

<sup>23</sup> Podział sieci elektroenergetycznej na sieć przesyłową i sieć dystrybucyjną jest uproszczony. Bywają stosowane wielopiętrowe klasyfikacje, jednak ich analiza nie jest niezbędna w niniejszym opracowaniu.

<sup>24</sup> Ponadto sieć przesyłowa stanowi tylko ok. 15%–20% kosztów całej sieci elektroenergetycznej.

<sup>25</sup> Z wyjątkiem modelu prosumenckiego, o którym dalej.

<sup>26</sup> Występują samodzielne wiatraki, ale również duże farmy wiatrowe. Te ostatnie można traktować jako duże obiekty wytwórcze.

ności przesyłowej – zwiększa to niezbędne inwestycje związane z koniecznością modernizacji sieci elektroenergetycznych w prawie wszystkich krajach regionu, w tym w Polsce.

Dyspozycyjność elektrowni wiatrowych wynosi zaledwie 15%–20%. Lepiej sytuacja prezentuje się z elektrowniami wiatrowymi zbudowanymi w morzu, gdyż ich dyspozycyjność sięga 35%–45%<sup>27</sup>. Oznacza to, że w sieci elektroenergetycznej muszą istnieć rezerwy mocy na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną.

Przykładem takiego kraju jest Dania. Bilansuje ona swoje zapotrzebowanie, wysyłając nadwyżki energii elektrycznej z wiatru do Szwecji i Norwegii, gdy wiatr wieje, oraz importuje energię elektryczną z tych krajów, gdy wiatr nie wieje (zob. Nord Pool<sup>28</sup>). Dzieje się to w ten sposób, że szwedzkie i norweskie hydroelektrownie wstrzymują pracę, gromadząc wodę, gdy wiatr wieje w Danii, oraz zwiększają swoją produkcję energii elektrycznej na eksport do Danii, gdy wiatr nie wieje. Niemcy także mogą rozwijać tego rodzaju energetykę wiatrową dzięki współpracy z krajami skandynawskimi – zwiększa się przy tym import energii netto do tego kraju, będący substytutem importu gazu z Norwegii i Rosji, z którego można także wytwarzać energię bilansującą zapotrzebowanie<sup>29</sup>. Oczywiście wszystkie te działania wymagają udoskonalonej sieci w stosunku do sieci tradycyjnej (*network upgrading*).

Przykład Danii jest modelowy. Nigdzie na świecie nie rozwinęła się tego rodzaju współpraca w takim zakresie, nie ma tak skontrastowanych warunków do wytwarzania energii elektrycznej – w Danii z wiatru, a w Szwecji i Norwegii w hydroelektrowniach. Dla krajów Europy Środkowo-Wschodniej taka modelowa sytuacja nie występuje. Przyjmując jednak założenie, że poszczególne technologie wytwarzania tworzą jakby ciągłe spektrum pod względem ich przydatności do pokrywania zapotrzebowania w podstawie obciążania w stosunku do przydatności do pokrywania zapotrzebowania szczytowego lub bilansowego, należy podkreślić, że istnieje znaczna przestrzeń do współpracy.

Sytuacja krajów Europy Środkowo-Wschodniej jest zatem trudniejsza od sytuacji Niemiec, które leżą pomiędzy dwoma największymi „zagłębiami” hydroenergetycznymi Europy, czyli pomiędzy Alpami a Skandynawią. Dla Polski w praktyce istnieją następujące sposoby istotnego i maksymalnego pogłębienia udziału energetyki wiatrowej i ewentualnie słonecznej<sup>30</sup>, związane z siecią elektroenergetyczną i pozostałym wytwarzaniem energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Po pierwsze, aby powiększyć tanie rezerwy mocy na zbilansowanie zmiennego zapotrzebowania, trzeba zabudować pozostałe jeszcze lokalizacje hydroenergetyczne i rozbudować małą energetykę wodną<sup>31</sup>. Po drugie, można

<sup>27</sup> Zob.: [Paska i Surma 2015, s. 52–58]

<sup>28</sup> <https://www.nordpoolgroup.com> (dostęp 20.06.2020).

<sup>29</sup> Niemiecka gospodarka importuje także energię szczytową i bilansową z krajów alpejskich.

<sup>30</sup> Raczej wiatrowej, gdyż energetyka słoneczna jest najdroższą technologią OZE. W przyszłości może jednak być inaczej, gdyż dostępne w praktyce zasoby naturalne dla energetyki słonecznej są dużo większe od zasobów dla energetyki wiatrowej.

<sup>31</sup> Działanie to sprzyjałoby przeciwdziałaniu stepowieniu kraju, czyli generalnie jest korzystne środowiskowo.

podjąć inicjatywę wybudowania drugiej nitki interkonektora do Szwecji, aby z tego kierunku sprowadzać energię nie tylko na pokrycie zapotrzebowania szczytowego, lecz także do bilansowania energetyki wiatrowej. Ponieważ najlepsze warunki dla energetyki wiatrowej w Polsce, prawie jedyne nadające się do tego celu, znajdują się na Pomorzu Zachodnim oraz Morzu Bałtyckim, można też zwiększyć wytwarzanie energii szczytowej i bilansującej, wykorzystując gaz ziemny importowany przez gazoport w Świnoujściu [Książkowski 2013, s. 49–65]. Po trzecie, można rozbudować sieci energetyczne w EŚW przy jednoczesnym rozwoju elastycznych źródeł generacji w regionie<sup>32</sup>. Widać zatem, że rozwój OZE w tym przypadku oznacza kompleksową rozbudowę systemu, w tym podsystemu sieci elektroenergetycznej – sporządzenie bilansu kosztów i korzyści takiego przedsięwzięcia wymagałoby odrębnego studium<sup>33</sup>.

Współpraca w zakresie sieci elektroenergetycznej pomiędzy krajami bałtyckimi, w ramach inicjatywy *Baltic InteGrid* [Avdic *et al.* 2019], powinna rozwiązać wszystkie problemy związane z wykorzystaniem tych największych polskich zasobów dla energetyki wiatrowej i obniżyć koszt rozbudowy sieci elektroenergetycznej (umożliwić skorzystanie z technologii wspólnie rozwijanej). Współpraca na Morzu Bałtyckim zmniejszy także obciążenia dla polskiego systemu elektroenergetycznego dzięki układowi połączeń pomiędzy krajami leżącymi nad Bałtykiem – dotyczy to zresztą też innych krajów regionu, w tym krajów bałtyckich. Raczej należałoby zakładać duży rozmach w skali tego przedsięwzięcia, jeżeli OZE miałyby spełnić choć część optymistycznych oczekiwań, które są z nimi związane.

Przy tym zwiększonym rozmachu należy oczekiwać wzmocnienia podstaw współpracy krajów Europy Środkowo-Wschodniej z obszarem nadbałtyckim, skoro, przykładowo, energia elektryczna z elektrowni wiatrowych grupy państw obejmujących głównie Niemcy i pośrednio Danię i Holandię jest przesyłana nie tylko do Czech, Słowacji, ale nawet na Węgry i do Rumunii [European Commission 2017]. Nadprodukcja energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych krajów leżących wokół Morza Północnego też dociera do Rumunii. Energia z tej nadprodukcji jest tania z powodów rynkowych, gdyż występuje niemożność jej opłacalnej sprzedaży w krajach pochodzenia. Taniość tej importowanej energii z obszarów Morza Północnego i Bałtyku może kompensować niedogodności z nią związane, polegające na niesterowalności i zmienności dostaw. Ponadto import tej energii z wiatru stanowi dywersyfikację dostaw w stosunku np. do węgla z Rosji, importowanego na potrzeby elektroenergetyczne. Ekspansja rynkowych rozwiązań typu *market coupling* będzie zatem sprzyjać temu handlowi. Integracja sieci elektroenergetycznych (interkonektory) krajów Europy Środkowo-Wschodniej zarówno wzmocni pozycję tych krajów

<sup>32</sup> Zob. szerzej: [Economic Security and Integration of Electricity Market... 2017, s. 151–168].

<sup>33</sup> Unia Europejska prowadzi takie częściowe analizy, np. w zakresie energii bilansującej zapotrzebowanie: [European Commission 2016].

łącznie wobec dostawców energii z wiatru spoza regionu, jak i umożliwi wzrost wykorzystania w nich OZE. Jest tak dlatego, że im większa sieć, tym mniejsze są potrzebne rezerwy mocy szczytowych i bilansujących (im większa sieć, tym większa szansa znalezienia pokrycia zapotrzebowania bez dedykowanych mocy szczytowych i bilansujących). Ich uwspólnienie zmniejszy względnie niedobory energii szczytowej i bilansującej w krajach regionu, co zwiększy dostępny potencjał rozwoju OZE w tych krajach łącznie.

Jednak w dalszej przyszłości ten obraz teoretycznie może się zmienić wraz z rozwojem nowych technologii tanich akumulatorów energii elektrycznej. Muszą one przy tym być bardzo tanie, gdyż stanowią czysty narzut kosztowy na wyprodukowaną energię elektryczną, i cechować się jednocześnie dużą sprawnością, aby nie marnowały wyprodukowanej energii<sup>34</sup>. Na dobrze skonfigurowanym rynku energii elektrycznej energia szczytowa i bilansowa ma wyższą cenę od energii produkowanej w podstawie obciążenia, zatem dzięki akumulatorom energii elektrycznej w sieci można zarabiać, akumulując tańszą energię i sprzedając droższą. Istnieje więc nisza dla tej przyszłościowej technologii<sup>35</sup>.

## Inne wyzwania dla rozwoju OZE

Wielkość rynku energii elektrycznej jest barierą w rozwoju OZE i jej technologii. Z tego powodu państwa nadbałtyckie (Litwa, Łotwa i Estonia) rozwijają współpracę w zakresie wykorzystania obszarów morskich do produkcji energii z wiatru. Kwestie te są przedmiotem współpracy w ramach Bałtyckiej Rady Ministerialnej oraz nieformalnych rozmów trójstronnych. Z analizy potencjału *offshore* wynika, iż region Bałtyku posiada go na poziomie 93 GW, z tego na obszarze Estonii jest 7GW (14 farm), Łotwy – 15,5 GW (29 farm), Litwy – 4,5 GW (9 farm) [Study on Baltic Offshore Wind Energy Cooperation under BEMIP 2019].

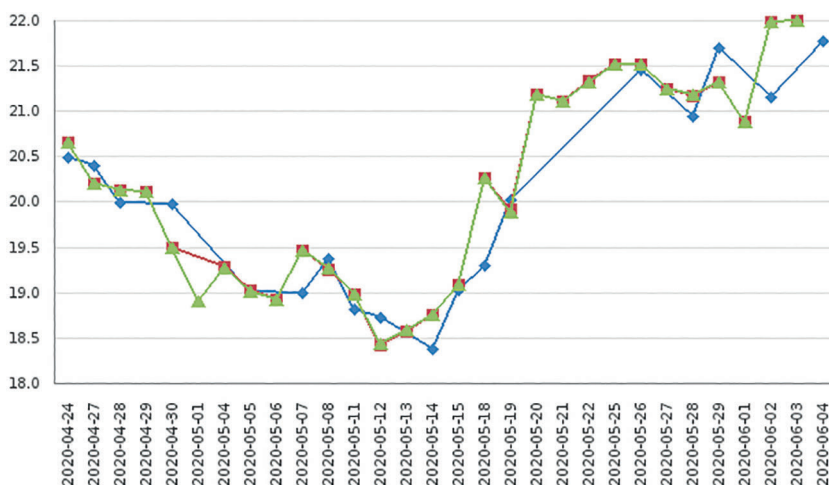
Jednym z problemów, dość rzadko poruszanych w dyskusji dotyczącej rozwoju OZE w EŚW, jest poziom OZE po zakończeniu wsparcia ze strony państwa. Czechy przeprowadziły w tym zakresie badania, analizując trzy technologie: wiatrową, fotowoltaikę oraz biogaz. Wyniki prac badawczych wskazują, iż jedynie 32% farm wiatrowych oraz 78% farm fotowoltaicznych działających w Czechach w 2016 r. będzie pracować po 2030 r. Ten istotny problem rzeczywiście może się pojawić po zakończeniu okresu wsparcia w całym regionie, jednak należy wziąć pod uwagę, iż mechanizm EU ETS będzie w decydujący sposób

<sup>34</sup> Sprawność elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu wynosi ok. 90%, czyli blisko 10% energii elektrycznej jest tracone w wyniku procesów pompowania i powtórnej konwersji na energię elektryczną.

<sup>35</sup> W sumie istnieją trzy sposoby bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną: działania po stronie popytu (redukcja szczytów), magazynowanie energii elektrycznej oraz rozbudowa sieci w celu umożliwienia współdziałania różnych technologii wytwarzania. Ta ostatnia metoda jest obecnie najpowszechniej stosowana, ale w przyszłości technologia akumulatorów energii elektrycznej może zmienić tę sytuację. Zob. np.: [Droste-Franke et al. 2012].

wpływał na opłacalność funkcjonowania tych inwestycji nawet po zakończeniu wspomnianego okresu. Obecnie zachwianie na rynku uprawnień EU ETS może potęgować niepokój, czy ten mechanizm, źle działający w okresie kryzysu 2008–2009, po przeprowadzonych modyfikacjach okaże się skuteczny. Ta obawa dotyczy jednak nie tylko państw EŚW, ale także wszystkich innych państw uczestniczących w systemie EU ETS. W tym kontekście warto postawić pytanie, czy należy przygotowywać dodatkowe mechanizmy wsparcia na poziomie krajowym, czy też dokonywać zmian na poziomie europejskim. Słabości instytucjonalne i regulacyjne analizowanych państw wskazują, iż z punktu widzenia tworzenia wspólnego rynku energii takie działania należy podjąć na poziomie europejskim.

Rysunek 3  
EU ETS – ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>



Źródło: CIRE (dostęp 15.05.2020).

Rezultaty badania przeprowadzonego w SGH, dotyczącego liczby patentów technologii niskoemisyjnych (w tym technologii OZE w Europie Środkowo-Wschodniej), wskazują, iż występują „(...) słabości technologiczne EŚW zarówno w grupach technologii, jak również w wyodrębnionych technologiach ekoinnowacyjnych (...) źródła danych i przeprowadzone na tej podstawie analizy cząstkowe wskazują na marginalne znaczenie EŚW na mapie technologii energetycznych i – wężziej – ekoinnowacyjnych ukierunkowanych na ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>” [Książopolski *et al.* 2019]. W badaniu, co prawda, nie wykazano wpływu ekoinnowacji (technologii ekoinnowacyjnych) na eksport z powodu braku danych statystycznych, jednak badania światowe w tym zakresie „(...) wyraźnie wskazują na występowanie pozytywnej zależności pomiędzy innowacyjnością a eksportem” [Książopolski *et al.* 2019]. Marginalne znaczenie technologii państw EŚW, przy zobo-

wiązaniach i prognozach rozwoju OZE, w przyszłości nie będzie więc dawało efektów mnożnikowych dla gospodarki, co może być czynnikiem zniechęcającym do osiągnięcia wskaźników ich rozwoju.

## Podsumowanie

Po pierwsze, członkostwo większości badanych państw regionu w Unii Europejskiej powoduje, iż są one zobowiązane do osiągnięcia celów w zakresie udziału OZE w miksie energetycznym, co stanowi wyzwanie dla ich systemów instytucjonalnego i prawnego, czyli w zakresie koordynacji instytucji oraz stabilności przepisów prawnych. Państwa EŚW mają duże problemy w sterowaniu procesem tworzenia i realizacji długoterminowych celów polityki energetycznej z powodu sposobu myślenia krótkoterminowego, charakterystycznego dla państw znajdujących się w fazie transformacji. Partycypacja społeczeństwa w tworzeniu polityki energetycznej dzięki konsultacjom nie jest wystarczająca, co może spowodować, iż rozwój prosumenckiego modelu rozwoju OZE nie we wszystkich państwach będzie docelowy. W państwach poza Unią Europejską mechanizmy partycypacji społecznej nie występują lub mają charakter marginalny, również państwa te mają duże problemy regulacyjne związane z tworzeniem konkurencyjnego i dobrze zarządzanego rynku energii elektrycznej.

Po drugie, problemy instytucjonalne i prawne powodują, iż mechanizmy wsparcia OZE charakteryzują się dużą zmiennością i zmniejszają atrakcyjność inwestycji w tym sektorze przez przedsiębiorstwa. Jednocześnie dokonująca się światowa transformacja w sektorze energetycznym odbywa się w czasie, kiedy wiele państw EŚW stoi przed koniecznością zmiany sposobów wytwarzania i konsumpcji energii. Należy przy tym stwierdzić, że utrzymanie obecnie funkcjonującej struktury oraz sposobów pozyskiwania i użytkowania energii, opartej w głównym stopniu na węglu i przestarzałych rozwiązaniach organizacyjnych, jest niemożliwe do zaakceptowania. Konieczność podjęcia działań wymuszają zarówno międzynarodowe zobowiązania publiczne w zakresie ochrony powietrza atmosferycznego przyjęte przez państwa Europy Środkowo-Wschodniej, jak i względy ekonomiczne, społeczne i środowiskowe. Powoduje to niezbędną potrzebę podejmowania kosztownych nowych inwestycji nie tylko w sektorze wytwarzania, lecz także infrastrukturze przesyłu energii elektrycznej.

Po trzecie, technologie OZE cechują się nierównym poziomem wytwarzania energii elektrycznej w czasie lub nawet przerywaną pracą, czyli ich poziom produkcji nie jest zgodny z poziomem zapotrzebowania na energię elektryczną w czasie, co ogranicza ich udział w systemie elektroenergetycznym. Ta sytuacja może się istotnie zmienić w przyszłości wraz z rozwojem technologii akumulatorów energii elektrycznej. Jednak obecnie praktycznie

jedynym wyjściem jest wykorzystywanie innych technologii wytwarzania bilansującego zapotrzebowanie, czyli hydroenergetyki oraz elektrowni gazowych typu szczytowego. Rozwojowi OZE w elektroenergetyce musi zatem towarzyszyć rozwój wytwarzania w tych technologiach bilansujących lub ewentualnie import energii elektrycznej na ten cel z krajów o dużych zasobach hydroenergetycznych – ten import jest substytucyjny dla miejscowego wytwarzania energii bilansującej z importowanego gazu ziemnego. Rozbudowa sieci w poszczególnych państwach EŚW, przy jednoczesnej integracji sieci tych krajów, relatywnie zmniejszy zapotrzebowanie na import energii szczytowej i bilansującej, a także import gazu do produkcji energii elektrycznej, i zarazem powiększy potencjał rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z OZE w tych krajach łącznie. W celu osiągnięcia większego udziału OZE w systemie elektroenergetycznym należy zwiększyć moce przesyłowe pomiędzy krajami regionu oraz krajami mogącymi dostarczać tanią energię szczytową i bilansową. Trzeba również zmodernizować sieci poszczególnych krajów EŚW od strony możliwości odbierania przez sieć energii różnego pochodzenia, w tym z OZE, tak aby otworzyć rynek energii na różne opcje technologiczne, w tym opcję prosumencką. W ten sposób – niezależnie od przyszłej ewolucji systemów energetycznych, której dokładnie nie da się przewidzieć – kraje regionu zmaksymalizują swoje przyszłe bezpieczeństwo energetyczne, rozumiane jako zapewnienie dostaw energii.

Po czwarte, zmniejszenie podatności krajów EŚW nieposiadających wystarczających zasobów energetycznych (w postaci ropy naftowej i gazu) na zmiany ich cen oraz wstrzymanie ich dostaw są możliwe do pewnego poziomu dzięki rozwojowi infrastruktury i nowych źródeł bardziej elastycznej generacji OZE. Jednak pełne korzyści z dużego udziału OZE w systemie elektroenergetycznym i substytucji przez energię elektryczną tradycyjnych źródeł energii mogą być osiągnięte przy wynalezieniu energetycznego Graala – tanich magazynów energii. Jednocześnie warto zauważyć, iż państwa EŚW nie mają wystarczającego potencjału technologii OZE i *Smart Grids*, który powodowałby uzyskiwanie korzyści z eksportu technologii na rynki Unii Europejskiej lub światowe.

## ENERGETYKA A COVID-19

Światowa dynamika wzrostu generacji OZE wskazuje, iż jest to najszybciej rozwijające się – w ciągu ostatniej dekady – źródło pozyskiwania energii. Na świecie w latach 2007–2017 produkcja energii odnawialnej, wyrażonej w terawatogodzinach (TWh), wynosiła 14,5%, a w 2018 r. – 14,5%. Dynamika przyrostu produkcji z OZE w Unii Europejskiej, która tradycyjnie jest uważana za ugrupowanie państw najbardziej zdeterminowane do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> poprzez rozwój OZE, była niższa od światowej i w latach 2007–2017 była na poziomie 12,8%, a w 2018 r. – 4,8%. Podsumowując, Unia Europejska, odpowiadająca za 28,4% produkcji energii z OZE (2018 r.) [BP



*Report 2019 2019*], obniżyła swoją dynamikę przyrostu tej produkcji, a więc wystąpiły czynniki hamujące ten trend.

Produkcja energii odnawialnej jest nierównomiernie rozłożona między państwa EŚW. W regionie w segmencie OZE jest widoczny duży udział produkcji z wiatru, w takich krajach, jak Polska (12,8 TWh) i Rumunia (6,5 TWh), a mały ze słońca – odpowiednio 0,3 TWh oraz 1,7 TWh w 2018 r. [*BP Report 2019 2019*]. Z odwrotną sytuacją mamy do czynienia w Czechach, gdzie w 2018 r. przeważała energetyka słoneczna (2,3 TWh) nad wiatrową (0,6 TWh). W niektórych krajach, np. Czechy (4,7 TWh) i Węgry (2,4 TWh) [*BP Report 2019 2019*], w 2018 r. był obserwowany duży udział w całości OZE innych źródeł<sup>36</sup>. Światowa dynamika produkcji energii elektrycznej z OZE w 2018 r. wyniosła dla wiatru 12,59%, dla słońca – 28,91% i innych – 6,98%, a w przypadku Unii Europejskiej było to, odpowiednio, 4,63%, 7,29% oraz 3,44% [*BP Report 2019 2019*]. Niewątpliwie warto pamiętać, iż UE, ze zmianami na poziomie 4,63% (wiatr), 7,29% (słońce) i 3,44% (pozostałe), plasuje się poniżej średniej światowej i – co gorsza – poniżej średniej dla państw OECD. Jeśli porównamy przyrosty produkcji energii elektrycznej z OZE, to wzrost o 4,76% jest prawie dwa razy niższy niż dla państw OECD (wynoszący 8,56%). Jedynie Ukraina osiągała ponadprzeciętne wskaźniki, wykazując dynamikę r/r (2017 do 2018) na poziomie 15,65%, 69,71% i 33,70%. Wyniki ponad średnią światową i unijną uzyskała Białoruś – 21,63% oraz 51,11% [*BP Report 2019 2019*]. Do tego grona w kategorii „energia elektryczna ze słońca” można zaliczyć Węgry (68,73%) i Polskę (81,21%).

Pandemia COVID-19 spowodowała szoki popytowy i podażowy na rynku surowców energetycznych, czego efektem są bardzo niskie ceny ropy naftowej, gazu i węgla, które stanowią podstawowe źródło energii w regionie i na świecie mimo dynamicznego wzrostu generacji OZE. Ropa naftowa WTI osiągnęła najniższą cenę 27 kwietnia 2020 r. – 12,91 USD za baryłkę, a obecnie znajduje się w trendzie wzrostowym, bo 5 czerwca 2020 r. za baryłkę płacono już 39,62 USD. W dniu 2 stycznia 2020 r. cena wynosiła 61,17 USD za baryłkę<sup>37</sup>. Ceny gazu spadły w ciągu ostatniego półrocza o 25%, osiągając 1,8 USD za milion Btu<sup>38</sup>, a cena węgla ARA w dniu 2 stycznia 2020 r. była na poziomie 61,15 USD za tonę, a 4 czerwca – tylko 50,6 USD za tonę<sup>39</sup>. Ceny gazu i ropy naftowej zachowują się podobnie jak ceny ropy, choć z mniejszą zmiennością.

Szok popytowo-podażowy na rynku energii wywoła problem w efektywności obecnie stosowanych narzędzi wsparcia OZE, ponieważ inne tradycyjne źródła energii stają się bardziej konkurencyjne. Biorąc pod uwagę również dużą niepewność co do przyszłej konsumpcji energii w gospodarkach państw regionu, a więc skalę wpływu pandemii na wielkość PKB, przedsiębiorstwa oraz instytucje finansowe będą wykazywać zwiększoną awersję do ryzyka, a więc podejmowania i finansowania nowych inwestycji w produkcję energii elektrycznej. Jednocześnie Komisja Europejska i niektóre państwa Unii Europejskiej podkreślają, iż sposobem pobudzenia gospodarki może być nie tylko kontynuowanie działań w zakresie transformacji energetycznej, ale także jej przyspieszenie. Biorąc pod uwagę, iż w produkcji energii elektrycznej z OZE Unia Europejska jeszcze przed pandemią straciła pozycję lidera, należy zauważyć, że ambicją, aby przyspieszyć rozwój tego źródła energii, jest uzasadniona. Również kryzys związany z rozprzestrzenianiem się wirusa COVID-19 pokazał, iż UE jest zbyt zależna od importowanych technologii i półproduktów OZE, co będzie istotnym problemem w przyszłości, bez którego rozwiązania

<sup>36</sup> Inne źródła produkcji energii elektrycznej OZE to: geotermia, biomasa i biogaz.

<sup>37</sup> [www.bankier.pl](http://www.bankier.pl) (dostęp 6.06.2020).

<sup>38</sup> *Ibidem*.

<sup>39</sup> <https://www.energymarketprice.com/> (dostęp 6.06.2020).

(na poziomie agend politycznych) mechanizmy wsparcia będą w sposób ograniczony napędzały gospodarkę unijną. Możliwość realizacji tego pomysłu będzie zależeć zarówno od efektywności obecnie stosowanych narzędzi polityki, np. EU ETS, który podczas kryzysu w 2008 r. okazał się nieefektywny, jak i od skali zaangażowanych środków finansowych. Z perspektywy regionu największe korzyści dla pobudzenia gospodarki można upatrywać w: rozwoju energetyki wiatrowej na morzu (*offshore* – Polska, Litwa, Łotwa, Estonia), słońca i wody (w Rumunii i Bułgarii), rozwoju infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej oraz poprawie efektywności energetycznej budynków jednorodzinnych w Polsce, a na Ukrainie – jednorodzinnych i wielorodzinnych.

## Bibliografia

### Dokumenty i raporty

*As Community Renewables Grow in Western Europe, What about Central and Eastern Regions?* [2019], <http://www.foeeurope.org/unleashing-community-renewables-central-eastern-europe-221119> (dostęp 20.05.2020).

*Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, A Policy Framework for Climate and Energy in the Period from 2020 to 2030*, COM(2014) 015 final, Brussels.

*Electricity Generation in Ukraine: Comparative Data for 2018–2019* [2019], w: European-Ukrainian Energy Agency (EUEA), *Renewable Energy & Energy Efficiency Development in Ukraine Report*, November, Kyiv.

*Emissions Trading System* [2020], [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision\\_pl#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_pl#tab-0-0) (dostęp 15.05.2020).

*Energy Strategy of the Republic of Croatia* [2020], <https://www.mingo.hr/userdocsimages/White%20Paper%20Energy%20Strategy%20of%20the%20Republic%20of%20Croatia.pdf> (dostęp 10.05.2020).

ENTSO-E [2016], *R&I Roadmap 2017–2026*, June.

ENTSO-E [2017a], *RD&I Application Report 2016 – Innovative EU Projects with Real-Life Applications*, June.

ENTSO-E [2017b], *Electricity in Europe*.

*Estonia's Energy Development Plan to 2030* [2020], [https://www.mkm.ee/sites/default/files/enmak\\_2030.pdf](https://www.mkm.ee/sites/default/files/enmak_2030.pdf) (dostęp 3.05.2020).

European Commission [2016], *Integration of Electricity Balancing Markets and Regional Procurement of Balancing Reserves – Final Report*, October.

European Commission [2017], *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank – Third Report on the State of the Energy Union, Energy Union Factsheets for EU Countries*, 24<sup>th</sup> November.

*How Cities Can Back Renewable Energy Communities* [2020], [www.renewables-networking.eu](http://www.renewables-networking.eu) (dostęp 15.05.2020).

IEEE [2014], *Smart Grid Technology & Applications*.

IRENA [2017], *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

*Low-Carbon Development Strategy of the Slovak Republic until 2030 with a View to 2050* [2020], <https://www.minzp.sk/files/oblasti/politika-zmeny-klimy/low-carbon-development-strategy-slovak-republic.pdf> (dostęp 19.05.2020).

*National Action Plan for Smart Grids* [2020], <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52353/60358/633375/priloha001.pdf> (dostęp 5.05.2020).

*National Renewable Energy Action Plan of the Czech Republic 2019*, <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52353/60358/633375/priloha001.pdf> (dostęp 5.05.2020).

Rada Europejska [2013], Konkluzje, Bruksela, 22–23 maja (OR. en) EUCO 75/1/13 REV 1 CO EUR 7 CONCL 5, s. 1.

*RES Promotion Directive*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN> (dostęp 15.05.2020).

*State Energy Policy of the Czech Republic* [2017], [https://www.mpo.cz/assets/en/energy/state-energy-policy/2017/11/State-Energy-Policy-2015\\_EN.pdf](https://www.mpo.cz/assets/en/energy/state-energy-policy/2017/11/State-Energy-Policy-2015_EN.pdf) (dostęp 5.05.2020).

*Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017* [2018], <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed> (dostęp 5.05.2020).

*Strategia bezpieczeństwa energetyczne i środowisko – perspektywa do 2020* [2014], Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Środowiska, Warszawa, s. 4.

*Study on Baltic Offshore Wind Energy Cooperation under BEMIP 2019*, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9590cdee-cd30-11e9-992f-01aa75ed71a1/language-en> (dostęp 10.05.2020).

*The Energy Strategy of Ukraine* [2016], [https://www.enercee.net/fileadmin/enercee/images-2016/Ukraine/Energy\\_strategy\\_2035\\_eng.pdf](https://www.enercee.net/fileadmin/enercee/images-2016/Ukraine/Energy_strategy_2035_eng.pdf) (dostęp 10.05.2020).

*The Program of the Electricity Sector for 2016–2020* [2016], The Decree of the Ministry of Energy of the Republic of Belarus No. 8 of March 31<sup>st</sup>.

*The Ukraine War and CEE Energy Security* [2016], Center for European Policy Analysis, [http://cepa.org/files/?id\\_plik=2258](http://cepa.org/files/?id_plik=2258), s. 3 (dostęp 29.10.2017).

World Energy Council [2017], *Smart Grid in Poland*.

*Zrozumieć politykę Unii Europejskiej – Energia. Zrównoważona, bezpieczna i dostępna energia dla Europejczyków* [2014], Komisja Europejska, Bruksela, s. 4.

*7 pokus polskiej energetyki* [2016], <https://www.pwc.pl/pl/pdf/7-pokus-polskiej-energetyki-raport-pwc.pdf> (dostęp 12.02.2019).

## Publikacje zwarte i artykuły w periodykach

Andanova L.B. [2005], *The Europeanization of Environmental Policy in Central and Eastern Europe*, w: *The Europeanization of Central and Eastern Europe*, Schimmelfennig F. (Ed.), Sedelmeier U., Cornell University Press, New York.

Avdic D.B., Ståhl P. et al. [2019], *Baltic InTeGrid: Towards a Meshed Offshore Grid in the Baltic Sea*, Baltic InTeGrid.

Burchard-Dziubińska M. [2016], *Prosumenci na rynku energii w Polsce – próba oceny w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, Uniwersytet Łódzki, Łódź.

Burk M.J., Stephens J.C. [2018], *Political Power and Renewable Energy Futures: A Critical Review*, “Energy Research & Social Science”, vol. 35.

- Cañete M.A. [2017], *Strategia UE w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii i gospodarki niskoemisyjnej a współzależność państw członkowskich w zakresie bezpieczeństwa energetycznego*, w: *Pokonywanie barier administracyjnych w rozwoju mikroźródeł energii odnawialnej jako podstawy energetyki obywatelskiej – doświadczenia w Polsce i w Unii Europejskiej*, Buzek J., Księżopolski K. (red.), EFRWP, Grodno k. Międzyzdrojów, s. 10.
- Deane P., Collins S., Gallachóir B.Ó., Eid C., Hartel R., Keles D., Fichtner W. [2015], *Quantifying the „Merit-Order” Effect in European Electricity Markets, Rapid Response Energy*, Brief, February.
- Deutschle J., Hauser W., Sonnberger M., Tomaschek J., Brodecki L., Fahl U. [2015], *Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis*, „Z Energiewirtschaft”, Nr. 39.
- Dobrzański P. [2015], *Rola państwa we współczesnej gospodarce rynkowej*, „Przegląd Prawa i Administracji”, CIII, Wrocław.
- Dogan E., Seker F. [2016], *Determinants of CO<sub>2</sub> Emissions in the European Union: The Role of Renewable and Non-Renewable Energy*, „Renewable Energy”, Vol. 94.
- Droste-Franke B., Paal B.P., Rehtanz C., Sauer D.W., Schneider J.-P., Schreurs M., Ziesemer T. [2012], *Balancing Renewable Electricity. Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective*, Springer.
- Economic Security and Integration of Electricity Market in Trimarium* [2017], „International and Security Studies”, vol. 1, s. 151–168.
- Ekiert G., Hanson S.E. [2003], *Time, Space, and Institutional Change in Central and Eastern Europe*, w: *Capitalism and Democracy in Central and Eastern Europe*, Ekiert G. (Ed.), Hanson S.E., Cambridge University Press, Cambridge.
- Environmental Problems in East-Central Europe* [2001], Carter F. (Ed.), Turnock D., Routledge Studies of Societies in Transition.
- Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy* [2010], s. 80.
- Heilmann F., Popp R., Ámon A. [2020], *The Political Economy of Energy in Central and Eastern Europe. Supporting the Net Zero Transition*, E3G.
- Janda K. [2018], *Slovak Electricity Market and the Price Merit Order Effect of Photovoltaics*, „Energy Policy”, vol. 122.
- Jones D., Buck M., Graichen P. [2019], *The European Power Sector in 2018. Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition*, Sandbag, London.
- Klein N. [2016], *To zmienia wszystko. Kapitalizm kontra klimat*, Muza, Warszawa.
- Kotlewski D. [2015], *Regionalna integracja elektroenergetyki*, Difin, Warszawa.
- Księżopolski K. [2013], *Wpływ rozwoju infrastruktury na energetyczny wymiar bezpieczeństwa ekonomicznego Polski. Case LNG w Świnoujściu*, w: *Terminal LNG w Świnoujściu a bezpieczeństwo energetyczne regionu i Polski*, Piątek J.], Podgórzanska R. (red.), Szczecin, s. 49–65.
- Księżopolski K. [2020], *Rewolucja OZE, KES*.
- Księżopolski K., Wiliński W., Bartoszczuk P. [2019], *Ekologia (ekoinnowacje) w krajach Europy Środkowo-Wschodniej na tle globalnych wyzwań*, w: *Europa Środkowo-Wschodnia wobec globalnych trendów: gospodarka, społeczeństwo i biznes*, Oficyna Wydawnicza SGH – Szkoła Główna Handlowa, Warszawa.
- Kubski P. [2004], *Uwarunkowania prawne energetyki odnawialnej*, Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii, Warszawa.
- Lauber V., Jacobsson S. [2016], *The Politics and Economics of Constructing, Contesting and Restricting Socio-Political Space for Renewables – The German Renewable Energy Act*, „Environmental Innovation and Societal Transitions”, vol. 18, March.

- Luňáčková P., Průša J., Janda K. [2017], *The Merit Order Effect of Czech Photovoltaic Plants*, "Energy Policy", vol. 106.
- Maśloch G. [2018], *Uwarunkowania i kierunki rozwoju energetyki odnawialnej*, SGH, Warszawa.
- Maśloch G. [2020], *The Role and Importance of Social Awareness in Energy Management in Highly Developed Countries*, "JOEBM", vol. 8(2).
- McVeigh J., Burtraw D., Darmstadter J., Palmer K. [2000], *Winner, Loser, or Innocent Victim? Has Renewable Energy Performed as Expected?*, "Solar Energy", vol. 68(3).
- Momete D.C. [2017], *Measuring Renewable Energy Development in the Eastern Bloc of the European Union*, "Energies", vol. 10(12).
- Müller M.O., Stämpfli A., Dold U., Hammer Th. [2011], *Energy Autarky. A Conceptual Framework for Sustainable Regional Development*, "Energy Policy", vol. 39(10).
- Ortner A., Welisch M., Busch S., Resch G. [2016], *Policy Dialogue on the Assessment and Convergence of RES Policy in EU Member States*, Contract N°: IEE/12/833/SI2.645735 Project Acronym: DIA-CORE.
- Paska J., Surma T. [2015], *Elektrownie wiatrowe źródłem energii elektrycznej, czy również mocy?*, „Rynek Energii”, nr 2(117), s. 52–58.
- Trela M., Dubel A. [2017], *Porównanie systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii w Polsce: zielone certyfikaty vs system aukcyjny, na przykładzie instalacji PV*, „Polityka Energetyczna”, t. 20, z. 2, s. 113.

## Strony internetowe

[http://minenergo.gov.by/en/about\\_ministry\\_rb/](http://minenergo.gov.by/en/about_ministry_rb/). (dostęp 3.05.2020).

<http://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/realny-sector-ekonomiki/energeticheskaya-statistika> (dostęp 3.05.2020).

<http://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/realny-sector-ekonomiki/energeticheskaya-statistika> (dostęp 3.05.2020).