

Zeszyty Naukowe
Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu
2015, t. 65, nr 8

Uwarunkowania i wyzwania dla energetyki

The Poznan School of Banking
Research Journal
2015, Vol. 65, No. 8

Conditions and Challenges for Energy

edited by
Sławomir Jankiewicz



The Poznan School of Banking Press
Poznan 2015

Zeszyty Naukowe
Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu
2015, t. 65, nr 8

Uwarunkowania i wyzwania dla energetyki

redakcja naukowa
Sławomir Jankiewicz



Wydawnictwo
Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu
Poznań 2015

Komitet wydawniczy / Editorial Board

Przewodniczący / Chair: *prof. zw. dr hab. Józef Orczyk*

Członkowie / Members: *dr hab. Władysław Balicki, prof. WSB w Poznaniu, dr Piotr Dawidziak, dr hab. Marek Dylewski, prof. WSB w Poznaniu, dr hab. Sławomir Jankiewicz, prof. WSB w Poznaniu, Grażyna Krasowska-Walczak (dyrektor Wydawnictwa WSB w Poznaniu / Director of the Poznan School of Banking Press), dr Alicja Kaiser, dr hab. inż. Tadeusz Leczykiewicz, prof. WSB w Poznaniu, dr hab. Magdalena Majchrzak, prof. WSB w Poznaniu, Andrzej Malecki (sekretarz / Secretary), dr hab. Ilona Romiszewska, prof. WSB w Poznaniu, prof. zw. dr hab. Janusz Sawczuk, prof. zw. dr hab. Stanisław Wykrętowicz, dr Maria Zamelska*

Rada naukowa / Scientific Advisory Board

prof. dr hab. Przemysław Deszczyński (Polska), dr hab. Marek Dylewski, prof. WSB w Poznaniu (Polska), prof. dr hab. Beata Filipiak (Polska), dr hab. inż. Tadeusz Leczykiewicz, prof. WSB w Poznaniu (Polska), prof. dr hab. Jan Szambelańczyk (Polska), doc. Ing. Emilia Zimková PhD (Słowacja), doc. Ing. Peter Kristofik PhD (Słowacja), prof. Sergiy Gerasyenko DSc (Ukraina), prof. dr Berni Mayer (Niemcy), prof. dr Franz Seitz (Niemcy), prof. J. Michael Geringer PhD (USA)

Czasopismo umieszczone na liście „B” MNSW, w bazach: Index Copernicus, BazEkon, PBN i POL-Index.

Czasopismo recenzowane według standardów Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego.

Lista recenzentów na stronie www.wydawnictwo.wsb.poznan.pl

oraz w ostatnim numerze czasopisma z danego roku.

Journal included in List B of the Ministry of Science and Higher Education as well as in Index Copernicus, BazEkon, PBN and POL-Index databases.

Journal reviewed in compliance with the standards set forth by the Ministry of Science and Higher Education.

A list of referees is available at www.wydawnictwo.wsb.poznan.pl

and published in the last issue of the Journal each year.

Procedura recenzowania / Review procedure

www.wydawnictwo.wsb.pl/informacje-dla-recenzentow

Redaktor naczelny czasopisma / Editor-in-chief

dr hab. Marek Dylewski, prof. WSB w Poznaniu

Redaktor naukowy (tematyczny) / Scientific (Theme) editor

dr hab. Sławomir Jankiewicz, prof. WSB w Poznaniu

Redaktorzy statystyczni / Statistical editors

dr hab. Maria Chromińska, prof. WSL w Poznaniu, dr Rafał Koczkodaj

Weryfikacja tekstów w języku angielskim / Texts in English revised by

Victoria Szpyrka (native speaker)

Redaktor prowadzący / Text editor

Elżbieta Turzyńska

Redakcja i korekta / Copyedited by

Wojciech Nowakowski

Redakcja techniczna, skład i łamanie / Typeset by

Włodzimierz Ludwiczak

Projekt okładki / Cover design by

Jan Ślusarski

Publikacja finansowana przez Wyższą Szkołę Bankową w Poznaniu

Publication financed by the Poznan School of Banking

Wersja pierwotna – publikacja drukowana / Source version – print publication

Nakład: 150 egz. / Circulation: 150 copies

© Copyright by Wyższa Szkoła Bankowa w Poznaniu, 2015

ISSN 1426-9724

Wydawnictwo Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu

al. Niepodległości 2, 61-874 Poznań, tel. 61 655 33 99, 61 655 32 48

e-mail: wydawnictwo@wsb.poznan.pl, dzialhandlowy@wsb.poznan.pl, www.wydawnictwo.wsb.poznan.pl

Druk i oprawa / Printed and bound by Zakład Poligraficzny Moś i Łuczak, Poznań

Spis treści

Wstęp (<i>Sławomir Jankiewicz</i>)	9
Krystyna Gomółka Uwarunkowania polityki energetycznej województwa pomorskiego	13
Tomasz Hoffmann, Dariusz Magierek Transfer of modern energy technologies from universities to SMEs – organizational, legal, and political conditions	31
Sławomir Jankiewicz Fundusze inwestycyjne jako forma zaangażowania w odnawialne źródła energii ...	43
Aleksander Korytowski Wpływ usług systemowych oraz generacji rozproszonej na pokrywanie zapotrzebowania na moc szczytową w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym ..	55
Tomasz Motowidlak Systemy rezerwy strategicznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej ...	69
Zbigniew Nadolny Oddziaływanie pola elektrycznego i magnetycznego na organizmy żywe	87
Paweł Niczuja-Ostrowski Znaczenie energetyki wodnej dla bezpieczeństwa Republiki Armenii	97
Aistė Pikšrytė, Liudas Mažylis, Romualdas Povilaitis Lithuanian Energy Strategy: European context	117
Remigiusz Rosicki A new prospect of Poland's gas security	133
Radosław Szczerbowski Rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego w kontekście dostępności paliw	149
Robert Wróblewski Znaczenie biomasy dla energetyki w Polsce	165

Lista recenzentów współpracujących z czasopismem „Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu”	175
Recenzenci „Zeszytów Naukowych Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu” nr 58-65 za rok 2015	177
Wymogi edytorskie Wydawnictwa WSB w Poznaniu	179

Contents

Introduction (<i>Sławomir Jankiewicz</i>)	9
Krystyna Gomółka Determinants of the energy policy in the Pomeranian Voivodship	13
Tomasz Hoffmann, Dariusz Magierek Transfer of modern energy technologies from universities to SMEs – organizational, legal, and political conditions	31
Sławomir Jankiewicz Investment funds as a form of involvement in Renewable Energy Sources	43
Aleksander Korytowski The influence of system services and distributed generation on peak load management in the National Power System	55
Tomasz Motowidlak Strategic reserve systems in EU member states	69
Zbigniew Nadolny Influence of electric and magnetic fields on living organisms	87
Paweł Nieczuja-Ostrowski The importance of water power for the security of the Republic of Armenia	97
Aistė Pikšrytė, Liudas Mažylis, Romualdas Povilaitis Lithuanian Energy Strategy: European context	117
Remigiusz Rosicki A new prospect of Poland's gas security	133
Radosław Szczerbowski Development of the national power system in the context of fuel availability	149
Robert Wróblewski The importance of biomass for energy in Poland	165

List of reviewers collaborating with “The Poznan School of Banking Research Journal”	175
Reviewers of “The Poznan School of Banking Research Journal” issues 58-65 of the year 2015	177
The WSB Press Instructions for Authors Submitting Their Contributions in English	180

Wstęp

W Polsce od momentu zmian systemowych, mimo fluktuacji, utrzymywaliśmy rozwój gospodarczy. Jednak w ostatnich pięciu latach nastąpiło zdecydowane zmniejszenie tempa wzrostu tego wskaźnika, co jest wynikiem trudnej sytuacji na świecie oraz wyczerpywania dotychczasowych czynników decydujących o wzroście w kraju. Ma to negatywne konsekwencje dla gospodarki i tempa wzrostu możliwości społeczeństwa.

Musimy podjąć odpowiednie działania, które doprowadzą do przebudowy i unowocześnienia gospodarki. Wymaga to przede wszystkim zbudowania przez państwo wielopoziomowego systemu zarządzania, który pozwoli na zapewnienie spójności działań realizowanych na szczeblu lokalnym, regionalnym i centralnym oraz przepływ między nimi informacji.

Spowolnienie tempa rozwoju gospodarczego, mimo że negatywne dla społeczeństwa, miało też pozytywne aspekty dla kraju – mianowicie zmniejszyło tempo wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, co z uwagi na znacznie ograniczoną podaż mogło prowadzić do blackoutu (z czym częściowo mieliśmy do czynienia latem 2015 r.). Dzięki temu mamy czas, by opracować i wdrożyć odpowiednią politykę energetyczną oraz zwiększyć moce wytwórcze w elektrowniach. Wraz z rozwojem gospodarczym wzrastało będzie bowiem zapotrzebowanie na energię elektryczną, a jej brak może być główną przeszkodą w dalszym jego wzroście.

Jednak upolitycznienie spółek energetycznych, w których udziały większościowe ma Skarb Państwa, brak stabilności przepisów i zdecydowania w zakresie priorytetów powodowały, że branża energetyczna nie była skłonna do podejmowania inwestycji, które miałyby zwiększyć jej potencjał wytwórczy. Tworzy to trudną sytuację w zakresie podaży energii elektrycznej, ponieważ do 2030 r. zostaną wyłączone z eksploatacji jednostki o łącznej mocy ponad 16 000 MW. Polski program energetyki jądrowej natrafił na bariery, które powodują znaczne wydłużenie czasu potrzebnego na uruchomienie pierwszego bloku. Ponadto energia uzyskiwana z tego źródła stanowić będzie tylko niewielki procent mocy wytwórczych. Tradycyjne elektrownie wykorzystujące jako paliwo węgiel nie są natomiast mile widziane ze względu na zanieczyszczanie środowiska, a nakładane na nie obostrzenia powodują znaczne ograniczenie ich rentowności. Dochodzi do tego kwestia Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej, który ma za zadanie zapewnić korzyści ekonomiczne, społeczne i środowiskowe płynące z działań zmniejszających emisje zanieczyszczeń, osiągniętych

m.in. poprzez wzrost innowacyjności i wdrożenie nowych technologii, zmniejszenie energochłonności, a w konsekwencji sprzyjających wzrostowi konkurencyjności gospodarki.

Z jednej strony problemy, a z drugiej znaczenie sektora energetycznego dla rozwoju gospodarczego powoduje, że zajmują się nim zarówno praktycy, politycy, jak i naukowcy. Niniejszy zeszyt naukowy pt. *Uwarunkowania i wyzwania dla energetyki* jest głosem w dyskusji dotyczącym barier, szans i prognoz związanych z rynkiem energetycznym tak od strony wytwarzania, jak i rynku paliw. Uwzględnia on różne poziomy (od globalnego, przez krajowy, a kończąc na lokalnym) oraz aspekty ochrony środowiska.

Krystyna Gomółka w artykule *Uwarunkowania polityki energetycznej województwa pomorskiego* porusza ważne zagadnienie dotyczące bezpieczeństwa energetycznego na poziomie samorządu terytorialnego. Z kolei Tomasz Hoffmann i Dariusz Magierek w tekście *A transfer of modern energy technologies from universities to SMEs – organisational, law and political conditionings* (*Transfer nowoczesnych technologii energetycznych z uczelni do MSP – uwarunkowania organizacyjne, prawne i polityczne*) zwracają uwagę na znaczenie MSP dla rozwoju energetyki, przede wszystkim opartej na odnawialnych źródłach energii, i konieczności współpracy tego sektora przedsiębiorstw z ośrodkami naukowymi.

Elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii to przeważnie niewielkie podmioty. Duże przedsiębiorstwa (w tym energetyczne), inwestując w tego typu elektrownie, przeważnie mają zamiar zrealizować kilkadziesiąt lub więcej jednostek. S. Jankiewicz (*Fundusze inwestycyjne jako forma zaangażowania w OZE*) prezentuje fundusze inwestycyjne, które z uwagi na korzyści mogą stanowić alternatywną metodę budowy i eksploatacji elektrowni opartych na OZE.

Sprawność systemu energetycznego związana z przesylem i zapewnieniem ciągłości dostaw energii elektrycznej, szczególnie w sytuacjach awaryjnych, i to nie tylko na obszarze jednego kraju, jest zagadnieniem analizowanym przez Aleksandra Korytowskiego w artykule *Wpływ usług systemowych oraz generacji rozproszonej na pokrywanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE* oraz przez Tomasza Motowidlaka w tekście *Systemy rezerwy strategicznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej*.

Zbigniew Nadolny bada *Oddziaływanie pola elektrycznego i magnetycznego na organizmy żywe*, analizując zarówno skutki krótkookresowe tych oddziaływań na zdrowie człowieka, jak i te, które pojawiają się po pewnym czasie.

Rejony wydobywania i tranzytu surowców energetycznych nie należą do najspokojniejszych w świecie. Rozgrywane w nich konflikty destabilizują nie tylko sytuację w danym regionie, lecz mają też wpływ na bezpieczeństwo ekonomiczne (w tym energetyczne) wielu państw świata. Czynniki pozamilitarne mogą więc stanowić zagrożenie dla istnienia narodu tak samo, jak czynniki wojskowe.

O tych kwestiach pisze Paweł Nieczuja-Ostrowski w artykule *Znaczenie energetyki wodnej dla bezpieczeństwa Republiki Armenii*.

Aistė Pikšrytė, Liudas Mažylis i Romualdas Povilaitis w artykule *Lithuanian energy strategy: european context (Strategia energetyczna Litwy: kontekst europejski)* przedstawiają sytuację energetyczną Litwy w kontekście integracji europejskiej i procesu europeizacji.

Aktualny stan bezpieczeństwa energetycznego w poszczególnych sektorach polskiej energetyki jest mocno zróżnicowany. W elektroenergetyce oraz ciepłownictwie, które oparte są na własnych zasobach węgla, jesteśmy samowystarczalni. W sektorze gazu oraz paliw płynnych w znacznej mierze uzależnieni jesteśmy od importu. Remigiusz Rosicki w tekście *A New Prospect of Poland's Gas Security (Nowa perspektywa bezpieczeństwa gazowego Polski)* podejmuje problematykę bezpieczeństwa gazowego Polski, a Radosław Szczerbowski analizuje *Rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego w kontekście dostępności paliw*.

Kończący zeszyt artykuł Roberta Wróblewskiego podejmuje temat *Znaczenie biomasy dla energetyki w Polsce w kontekście uwarunkowań prawnych*.

Zachęcam do lektury zaprezentowanych artykułów, polemiki oraz współpracy przy dalszych badaniach dotyczących poruszanych zagadnień.

Prof. nadzw. dr hab. Sławomir Jankiewicz

Krystyna Gomółka

Politechnika Gdańska
Wydział Zarządzania i Ekonomii
Katedra Nauk Społecznych i Filozoficznych
e-mail: Krystyna.Gomolka@zie.pg.gda.pl
tel. 58 347 22 42

Uwarunkowania polityki energetycznej województwa pomorskiego

Streszczenie. *Województwo pomorskie, leżące w północnej części Polski, ma charakter przemysłowo-rolniczy. W 2013 r. zakłady przemysłowe położone na tym terenie wprowadziły do atmosfery 6900 ton gazów i 2800 ton pyłów. Największymi trucicielami są elektrociepłownie wytwarzające energię z wykorzystaniem węgla kamiennego i brunatnego. W dokumentach polityki energetycznej UE zapowiedziano zmniejszenie zużycia energii i emisji gazów cieplarnianych o 20% oraz udział 20% energii z odnawialnych źródeł do 2020 r. w bilansie energetycznym. Założenia te znalazły odzwierciedlenie w dokumentach krajowych i regionalnych. Ich realizacja podjęta przez samorząd województwa polega na włączeniu biomasy do procesu wytwarzania energii cieplnej, zmniejszeniu jej zużycia przez termomodernizację budynków, rozbudowie alternatywnych źródeł energii w postaci: elektrowni wiatrowych, wykorzystania paneli słonecznych, biogazu i energii geotermalnej oraz użyciu ekopaliw w transporcie. Dynamika przemian w polityce energetycznej w województwie pomorskim może przyczynić się do szybkiego osiągnięcia unijnych zaleceń.*

Słowa kluczowe: *polityka energetyczna, Unia Europejska, województwo pomorskie, dyrektywy, alternatywne źródła energii*

Wstęp

Przemysłowo-rolniczy charakter województwa pomorskiego wpływa na zwiększenie zanieczyszczeń. Największe ich ilości generuje energetyka, głównie są to emisje pyłów z zakładów przemysłowych oraz ze spalania paliw. Przyjęty

przez UE pakiet energetyczny zakłada do 2020 r. obniżenie o 20% emisji gazów cieplarnianych, zmniejszenie zużycia energii oraz wytworzenie jej części z alternatywnych źródeł. W Strategii Energetycznej Polski do 2030 r. potwierdzono i podjęto realizację tych założeń. Samorząd woj. pomorskiego, uwzględniając zalecenia dyrektyw wspólnotowych i dokumentów krajowych, wpisał je w treść strategii i planów rozwoju gospodarczego województwa. Celem pracy jest analiza i ocena dokumentów polityki energetycznej oraz praktycznej realizacji ich treści na terenie województwa pomorskiego.

1. Charakterystyka województwa pomorskiego

Województwo pomorskie zostało utworzone w 1999 r. w wyniku reformy administracyjnej. Obejmuje obszar o powierzchni 18 310 km², stanowiący 5,9% powierzchni kraju. Na dzień 31 grudnia 2014 r. zamieszkiwało go 2302,1 tys. osób, tj. 6% ogólnej liczby mieszkańców Polski¹. Gęstość zaludnienia na 1 km² wyniosła 125 osób, dając mu 6 miejsce w kraju. Liczbę ludności i powierzchnię budynków mieszkalnych w latach 1990-2013 przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Liczba ludności i powierzchnia budynków mieszkalnych w latach 1990-2013

Rok	1990	1995	2000	2005	2010	2013
Ludność w tys.	2140	2165	2170	2200	2200	2302
Powierzchnia mieszkalna w tys. m ²	31 810	36 500	44 700	49 000	56 500	58 060

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Plan działania na rzecz zrównoważonej polityki energetycznej województwa pomorskiego*, http://bape.com.pl/pliki/publikacjePDF/3/SEAP%20Pomorskie_ENNEREG.pdf [19.06.2015]; *Rocznik Statystyczny Województw. Województwo pomorskie 2013*, GUS, Gdańsk 2014, s. 156.

Województwo pomorskie ma charakter przemysłowo-rolniczy. Jego potencjał ekonomiczny tworzy przemysł: petrochemiczny, stoczniowy, drzewno-papierniczy, spożywczy, maszynowy, ponadto rozwijają się branże: informatyczna, elektroniczna i biotechnologiczna². Najważniejszą gałęzią jest przemysł stoczniowy, ponieważ w woj. pomorskim zlokalizowana jest znaczna część polskiej produkcji z tej branży. Duży udział Pomorskiego należy odnotować w przerobie i handlu ropą naftową, którym zajmuje się Grupa Lotos SA. Na terenie województwa funkcjonują dwa parki naukowo-technologiczne, w Gdańsku i Gdyni, oraz

¹ *Pomorskie w liczbach 2014*, GUS, Gdańsk 2015, s. 1.

² *Raport o stanie środowiska w województwie pomorskim w 2013 r.*, www.gdansk.wios.gov.pl/images/files/ios/raporty/rpt13.pdf [12.07.2015].

specjalne strefy ekonomiczne, W woj. pomorskim działa 8% wszystkich polskich firm informatycznych, które produkują 18% oprogramowania komputerowego³.

Warunki przyrodnicze i krajoznawcze regionu sprzyjają rozwojowi turystyki. Liczba hoteli, gospodarstw agroturystycznych i centrów odnowy biologicznej sytuuje województwo w krajowej czołówce pod względem możliwości wyboru formy wypoczynku.

Gleby, sposób organizacji gospodarstw oraz technologie produkcyjne są w województwie zróżnicowane. Użytki rolne zajmują 950 tys. ha powierzchni woj. pomorskiego. Struktura użytkowania gruntów w 2013 r. przedstawiała się następująco: 80% stanowiły grunty orne, a 20% użytki zielone. Do ziem o najwyższej jakości uprawnej zaliczyć można Żuławy Wiślane i Dolinę Dolnej Wisły, a także Równinę Słupską, Wysoczyznę Damnicką i Żarnowiecką oraz Pojezierze Krajeńskie. Funkcjonuje ok. 53 000 gospodarstw o średniej powierzchni 15 ha, specjalizujących się głównie w produkcji roślinnej.

Pomorskie jest regionem urozmaiconym pod względem fizyczno-geograficznym i kulturowym. Posiada bogate zasoby wodne w postaci wód powierzchniowych i podziemnych oraz dostępu do Morza Bałtyckiego. Na terenie województwa znajduje się ok. 18 tys. jezior i oczek wodnych. Przepływa przez nie Wisła, Wierzyca, Słupia, Łeba, Radunia, Łupawa, Motława i Reda. Pomorskie wyróżnia się dużymi walorami przyrodniczymi. Pod względem ilości lasów znajduje się na trzecim miejscu w kraju. Zajmują one 37% jego powierzchni, głównie w powiatach chojnickim i bytowskim. Do najbardziej rozległych obszarów leśnych zaliczyć można Bory Tucholskie, będące jednym z największych borów sosnowych w Polsce i Europie. Na terytorium województwa znajdują się dwa parki narodowe: Bory Tucholskie i Słowiński Park Narodowy oraz 10 parków krajobrazowych: Park Krajobrazowy Dolina Słupi, Kaszubski Park Krajobrazowy, Park Mierzeja Wiślana, Nadmorski Park Krajobrazowy, Pomorski Zespół Parków Krajobrazowych, Trójmiejski Park Krajobrazowy, Wdzydzki Park Krajobrazowy, Zaborski Park Krajobrazowy oraz część Parku Krajobrazowego Pojezierza Iławskiego i Tucholskiego Parku Krajobrazowego. Ponadto w województwie znajduje się 129 rezerwatów oraz stref chronionego krajobrazu. Tereny te stanowią 33% obszaru województwa i jest to najwyższy udział powierzchni chronionej w skali kraju⁴.

Województwo jest atrakcyjnym miejscem do inwestowania przez kapitał polski i zagraniczny, zwłaszcza Trójmiasto i rejon gdański. Takie skupienie przedsiębiorstw w jednym miejscu powoduje większe zanieczyszczenie środowiska naturalnego. Są to głównie emisje pyłów pochodzące z zakładów przemysłowych

³ Dane na 2014 r., *Pomorskie w liczbach 2014*, op. cit. s. 4.

⁴ Parki w woj. pomorskim, <http://pomorskieparki.pl> [5.05.2015].

oraz ze spalania paliw, powiększane przez transport samochodowy. W 2013 r. zakłady przemysłowe woj. pomorskiego wprowadziły do atmosfery 6900 ton gazów i 2800 ton pyłów. Sytuuje to województwo pod względem ilości gazów na 11 miejscu w Polsce, a pod względem pyłów na 8 miejscu⁵. Głównymi sprawcami zanieczyszczeń jest 76 dużych zakładów przemysłowych w powiecie gdańskim i kwidzyńskim. Do czołowych „trucicieli” należały: Elektrociepłownia Wybrzeże, Rafineria Lotos, International Paper w Kwidzynie, Gdańskie Zakłady Nawozów Fosforowych i Wytwórnia Keramzytu⁶. Oprócz zakładów przemysłowych duże ilości zanieczyszczeń generują niewielkie kotłownie węglowe oraz ogrzewanie starymi paleniskami o małej sprawności w budynkach mieszkalnych. Wyniki monitoringu powietrza, zwłaszcza w sezonie grzewczym, zmuszają samorządy do podejmowania działań mających na celu zmniejszenie poziomu zanieczyszczeń. Ewolucję emisji CO₂ w latach 1990-2010 przedstawia tabela 2.

Tabela 2. Ewolucja emisji CO₂ w latach 1990-2010

Emisja CO ₂ dostarczana przez budynki, urzędnienia i transport regionalny	1990	1995	2000	2005	2010
Wielkość	20 640	18 469	17 457	17 354	17 125
Redukcja w stosunku do 1990 r. w %		-10,5	-15,4	-15,9	-17,0

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Ewolucja emisji CO₂ w latach 1990-2010*, http://bape.com.pl/pliki/publikacjePDF/3/SEAP%20Pomorskie_ENNEREG.pdf [5.07.2015].

Z przedstawionych w tabeli 2 danych wynika, że w latach 1990-2010 nastąpił spadek emisji CO₂ o 17% w stosunku do 1990 r. Jest to wynikiem działań podejmowanych przez władze regionalne. Od początków drugiej dekady XXI w. trwa zainteresowanie wykorzystaniem gazu łupkowego. Pomimo prowadzonych badań i odwiertów na terenie województwa nie udało się oszacować ilości łupków znajdujących się w tym regionie. Rekompensować tę stratę może częściowo położenie województwa nad Bałtykiem, sprzyjające rozwojowi energetyki wiatrowej. Do liczących się obiektów napędzanych siłą wiatru w woj. pomorskim w 2012 r. zaliczono elektrownie: w Bielkowie o mocy 5 MW oraz hydroelektrownie na rzece Raduni pomiędzy miejscowościami Straszyn i Łapin oraz w Żarnowcu. Wykorzystując siłę wody, energię w województwie wytwarzało 108 małych elektrowni wodnych.

⁵ Raport o stanie środowiska w województwie pomorskim w 2013 r., www.gdansk.wios.gov.pl/images/files/ios/raporty/rpt13.pdf [12.07.2015].

⁶ Monitoring chemizmu, opadów atmosferycznych i ocena depozycji zanieczyszczeń w województwie pomorskim w 2013 r., www.gdansk.wios.gov.pl/pl/wios/aktualnosci/24-a2014/183-chemizm.html [5.07.2015].

Przy użyciu biomasy, na którą składa się: drewno, odpady drzewne, słoma, plony roślin energetycznych i odpady komunalne, w 2011 r. wytwarzały energię: Elektrociepłownia Gdyńska, w Chojnicach, w Pruszczu Gdańskim, Kościerzynie, Zakłady International Paper w Kwidzynie, zakład produkcyjny w Prabutach, szkoły w Wierzchucinie, Borzestowie, Chmielnie, Marzęcinie, Lubiszewie i wiele innych obiektów użyteczności publicznej⁷.

Kolejne źródło energii to biogaz pozyskiwany w oczyszczalniach ścieków pochodzenia komunalnego, przemysłowego i rolno-spożywczego przez Wodociągi Słupsk Sp. z o.o., Oczyszczalnię Ścieków Gdańsk-Wschód i Oczyszczalnię Ścieków Dębogórze w gminie Kosakowo. Energię w woj. pomorskim uzyskuje się również z gazu wysypiskowego, produkowanego w 4 składowiskach odpadów: w Zakładzie Utylizacyjnym Gdańsk-Szadółki, Przedsiębiorstwie Gospodarki Komunalnej w Słupsku, Eko Dolinie w Koleczkowie oraz w Zakładzie Utylizacji Odpadów w Kwidzynie. Wersja rolnicza biogazu pochodzącego z fermentacji odchodów zwierzęcych i odpadów po produkcji rolnej uzyskiwana była w woj. pomorskim w 2013 r. w sześciu obiektach o łącznej mocy 6,29 MW. Pięć z nich należy do przedsiębiorstwa Poldanor, będącego właścicielem chlewni⁸.

Do ważnych źródeł odnawialnych energii zaliczyć można energię geotermalną. Teren województwa pokrywają wody geotermalne o temperaturze 30-120°C, a wody wysokotemperaturowe występują w woj. pomorskim na głębokości 3000 m. Na mniejszych głębokościach zalegają wody o temperaturze 110-1300 °C tylko w okolicy Ustki, Słupska i Łeby oraz w rejonie Człuchowa i Chojnic. Energię geotermalną charakteryzuje niski koszt eksploatacji, małe zanieczyszczenie środowiska i duży koszt instalacji, który jest powodem małego zainteresowania tą technologią ze strony społeczności woj. pomorskiego.

2. Uwarunkowania prawne unijne i krajowe polityki energetycznej

Polityka energetyczna UE kształtuje najważniejsze kierunki zmian w krajach członkowskich. Obejmuje ona trzy zasadnicze cele:

1) bezpieczeństwo energetyczne, tj. zminimalizowanie ryzyka i wpływu możliwego załamania zaopatrzenia w energię gospodarek i społeczeństw UE,

⁷ *Info Eko. Informacje zbiorcze*, www.infoeko.pomorskie.pl/InformacjeZbiorcze/Szczegoly/ 179 [21.06.2015].

⁸ M. Podstawka, P. Gołasa, W. Bieńkowska, *Potencjał produkcji gazu w województwie pomorskim i jego wykorzystanie*, „Zeszyty Naukowe SGGW. Ekonomia i Organizacja Gospodarki Żywnościowej” 2014, nr 107, s. 155-162.

2) konkurencyjne systemy energetyczne zapewniające niskie koszty energii dla producentów i użytkowników,

3) ochronę środowiska przyrodniczego – zintegrowaną z wytwarzaniem i użytkowaniem energii dla zachowania ekologicznego i geofizycznego bilansu przyrody⁹.

Szczegółowe priorytety w polityce energetycznej UE zakładają: rozwój wspólnego rynku energii, przeciwdziałanie zmianom klimatu i rozwiązywanie problemów środowiskowych, promowanie efektywnego zużycia energii, zwiększenie konkurencyjności odnawialnych i alternatywnych źródeł energii, realizację priorytetów badawczych i rozwojowych dla zagadnień energii w VI Programie Ramowym¹⁰.

Traktat Europejskiej Karty Energetycznej został podpisany przez członków UE 17.12.1994 r., Polska ratyfikowała go w 2000 r.¹¹ Decyzją Rady Europejskiej 2005/905/WE z 17.10.2005 r. podpisano Traktat ustanawiający Wspólnotę Energetyczną. Natomiast 8 marca 2006 r. KER opublikowała Zieloną Księgę dotyczącą stworzenia wspólnej, spójnej europejskiej polityki energetycznej¹². Klauzula solidarności energetycznej została również uwzględniona w Traktacie Lizbońskim z 13.12.2007 r.¹³

W styczniu 2007 r. Komisja Europejska wydała komunikat Europejska Polityka Energetyczna¹⁴. W dokumencie uzasadniono konieczność stworzenia zintegrowanego rynku, zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i umożliwienia konsumentom zakupu energii po konkurencyjnej cenie. Zapowiedziano zmniejszenie zużycia energii i emisji gazów cieplarnianych o 20% oraz 20% udział energii z odnawialnych źródeł do 2020 r. w ogólnym bilansie¹⁵. Szczegółowe zasady mniejszego zużycia energii do 2020 r. zostały sprecyzowane w Planie Działania

⁹ Szerzej na ten temat M. Kaczmarek, *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*, Wyd. Akademickie i Profesjonalne, Warszawa 2010, s. 93.

¹⁰ *Szósty Program Ramowy Badań i rozwoju Technicznego 2002-2006*, www.us.edu.pl/universytet/programy/broszura.pdf [30.06.2015].

¹¹ A. Łakomiak, *Polityka ekologiczna państw Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” 2005, nr 12, s. 76.

¹² A. Konarzewska, *Zielona Księga a europejska polityka energetyczna*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2006, nr 1, s. 81-88.

¹³ Traktat z Lizbony zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, podpisany 13.12.2007 r., Dz.U. UE z 2007 r., nr C 306.

¹⁴ Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego z dnia 10 stycznia 2007 r. – Europejska polityka energetyczna, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=URISERV:l27067> [1.07.2015].

¹⁵ Ibidem. Cele te zostały również odnotowane w dokumencie: Strategia dotycząca zmian klimatycznych w perspektywie roku 2020 i dalszej, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=URISERV:l28188> [21.06.2015].

na Rzeczą Racjonalizacji zużycia energii w latach 2007-2012¹⁶. UE, promując konieczność oszczędzania, zaleciła wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych, które przyczynić się miały do ograniczenia zmian klimatycznych¹⁷. W transporcie, systemach chłodzenia i ogrzewania założono 10% udział biopaliw w ogólnym bilansie paliw. Politykę energetyczną wspólnoty wspierały dyrektywy Rady UE stymulujące rozwój rynku i zabezpieczające potrzeby odbiorców. Dotyczyły one utrzymania minimalnych zapasów ropy naftowej i produktów ropopochodnych, gazu¹⁸, uregulowania wspólnego rynku gazu i środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego¹⁹, zbliżenia stawek podatku akcyzowego w odniesieniu do olejów mineralnych²⁰, zawartości siarki w paliwach²¹. Bezpośrednio energetyki dotyczyły dyrektywy: o wspólnych zasadach rynku wewnętrznego energii elektrycznej²², efektywności energetycznej²³, promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych²⁴, charakterystyki energetycznej

¹⁶ Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii w latach 2007-2012. Sposoby wykorzystania potencjału, Dz.U z 2007 r., nr C78.

¹⁷ Plan działania w zakresie odnawialnych źródeł energii, www.europarl.europa.eu/atyourservice/pl/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.4.html [2.07.2015]. W grudniu 2011 r. Rada Europy potwierdziła konieczność redukcji gazów cieplarnianych o 80-85% w stosunku do 1990 r., by powstrzymać zmiany klimatyczne poniżej 2°C.

¹⁸ Dyrektywa Rady 2009/119/WE z dnia 14 września 2009 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32009L0119> [12.07.2015].

¹⁹ Dyrektywa Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, Dz.U. z 2004 r., nr L 127.

²⁰ Dyrektywa Rady 94/74/WE z dnia 22 grudnia 1994 r. zmieniająca dyrektywę nr 92/12/EWG w sprawie ogólnych ustaleń dotyczących wyrobów objętych podatkiem akcyzowym, ich przechowywania, przepływu oraz kontrolowania, zmieniająca dyrektywę 92/81/EWG w sprawie harmonizacji struktury podatków akcyzowych od olejów mineralnych oraz zmieniająca dyrektywę 92/82/EWG w sprawie zbliżenia stawek podatków akcyzowych od olejów mineralnych, Dz.U. WE z 1994 r., nr L 365/46.

²¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/33/UE z dnia 21 listopada 2012 r. zmieniająca dyrektywę Rady z 1999/32/WE w zakresie zawartości siarki w paliwach żeglugowych, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32012L0033> [12.07.2015].

²² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. UE z 2009 r., nr L 211/55. Szerzej na ten temat A. Pach-Gurgul, *Jednolity rynek energii elektrycznej Unii Europejskiej w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski*, Difin, Warszawa 2012; K. Kałużna, R. Rosicki, *Wymiary bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, WSB, Poznań 2010.

²³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. UE z 2012 r., nr L 315/1.

²⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz.U. UE z 2009 r., nr L 140/16.

budynków²⁵, IED – emisji w przemyśle zobowiązujących do stosowania najlepszych technik BAT²⁶, usprawnienia handlu przydziałami emisji we Wspólnocie²⁷, rozszerzenia wspólnotowego systemu sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych²⁸. W założeniach polityki klimatycznej w latach 2020-2030 do najważniejszych przedsięwzięć zaliczono: redukcję emisji gazów cieplarnianych o 40% w stosunku do 1990 r., zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych do 27% w 2030 r.²⁹

Treść dokumentów UE znalazła odzwierciedlenie w polskiej polityce energetycznej. Po akcesji do UE Rada Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r. przyjęła dokument *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*³⁰. Za cel podstawowy uznano: wzrost konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, zapewnienie bezpieczeństwa, ochronę środowiska przed negatywnymi skutkami działalności związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw. Priorytetami były: kształtowanie zrównoważonej struktury paliw pierwotnych; monitorowanie poziomu bezpieczeństwa energetycznego, budowa konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu, redukcja kosztów funkcjonowania energetyki; ustawowe wzmocnienie pozycji administracji samorządowej wobec przedsiębiorstw energetycznych; propodażowe sposoby promowania energii z OZE, wdrożenie systemu obrotu certyfikatami pochodzenia energii, równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców, aktywne kształtowanie struktury organizacyjno-funkcjonalnej sektora energetyki. Dalsze działania nakreślił dokument *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*³¹. Podkreślono

²⁵ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.U. UE z 2010 r., nr L 153/13.

²⁶ Dyrektywa 2010/75/WE w sprawie IED – emisji w przemyśle zobowiązujących do stosowania najlepszych możliwych technik BAT, www3.gdos.gov.pl/Documents/PZ/Spotkanie%2028.03.2014/ENEI-IED.pdf [12.07.2015].

²⁷ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca program handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych na obszarze Wspólnoty i zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE, Dz.U. UE z 2003 r., nr 275.

²⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu wspólnotowego handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dz.U. UE z 2009 r., nr L 140/63.

²⁹ Zielona Księga. Ramy polityki w zakresie klimatu i energii do roku 2030, www.mos.gov.pl/g2/big/2013_05/3dea32c1403f7e52a91aeca337bc5343.pdf [13.07.2015]. Szerzej na ten temat M. Sobolewski, *Nowe ramy unijnej polityki klimatyczno-energetycznej*, „Analizy” 2014, nr 16(120), [http://orka.sejm.gov.pl/WydBAS.nsf/0/7E3287861F3641A8C1257DB3003D4C2D/\\$file/~7746911.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/WydBAS.nsf/0/7E3287861F3641A8C1257DB3003D4C2D/$file/~7746911.pdf) [12.07.2015].

³⁰ *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*, www.bezpieczenstwoekonomiczne.pl/polityka2025.pdf [2.07.2015].

³¹ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, www.mg.gov.pl/NR/rdoonlyres/5474D2C2-2306-42B0-B15A-7D3E4E61D1D8/58593/uchwala.pdf [12.07.2015].

w nim zbieżność z polityką energetyczną UE, Odnowioną Strategią Lizbońską i Strategią Zrównoważonego Rozwoju UE oraz pakietem klimatyczno-energetycznym. Dokument założył wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii do 15% w 2020 r. i 20% w 2030 r., 10% udział biopaliw w transporcie, ochronę lasów przez nadmierną eksploatacją. Za niezbędne uznano stworzenie 15% rezerw energii eklektycznej, kogenerację pozwalającą na uzyskanie 10% energii z lokalnych źródeł i powstanie sieci dystrybucyjnej. W ramach poprawy efektywności energetycznej Polski przewidziano: zmniejszenie strat podczas przesyłu energii, budowę nowoczesnych jednostek wytwórczych, stworzenie paszportów energetycznych budynków, popieranie inwestycji sprzyjających oszczędnościom, tj. termomodernizacji, projektów realizowanych z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, ograniczenie emisji CO₂, SO₂, NOX oraz realizację krajowych planów działań dotyczącego efektywności energetycznej³². Do 2015 r. opracowano trzy plany: w 2007, 2011 i 2014 r. Pierwszy plan w ramach poprawy efektywności założył wprowadzenie świadectw energetycznych, powstanie funduszu termomodernizacji i działania promocyjne na rzecz oszczędnego gospodarowania energią w sektorze publicznym oraz ich wsparcie przy użyciu środków z programów UE. Przewidziano również wprowadzenie systemów zrównoważonego transportu³³. W drugim planie, z 2007 r., potwierdzono wcześniejsze założenia i wskazano środki na ich realizację. Ukazano oszczędności energii w 2010 r. na poziomie 5,9% do wartości bazowej z lat 2001-2005³⁴. W trzecim planie z 2014 r. nakreślono środki poprawy efektywności energetycznej z podziałem na sektory i wykorzystaniem przez nie energii oraz obliczenia oszczędności energii w latach 2008-2012 i planowane w 2016 r.³⁵

Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych jest dokumentem sporządzanym corocznie od 2010 r. Ostatni plan został przyjęty przez Sejm 12 lutego, a 11 marca 2015 r. podpisany przez prezydenta RP. Zapisano w nim koncepcję zrównoważonego rozwoju energetyki odnawialnej, zapewnienie środków finansowych dla nowych technologii na okres 15 lat³⁶. Uzupełnieniem działań był dokument Polityka ekologiczna państwa w latach 2009-2012

³² Ibidem.

³³ Krajowy Plan Działania dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2007 r., www.evaluate-energy-savings.eu/emeees/en/countries/Poland/docs/EEAP.pdf [12.07.2015]; Szerzej A. Wasiuta, *Źródła energii odnawialnej jako czynnik bezpieczeństwa energetycznego Polski*, „Społeczeństwo i Polityka” 2013, nr 1, s. 147-162.

³⁴ Krajowy Plan Działania dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2011 r., www.builddesk.pl/files/BuildDesk/PL%20Education/PL%20Law%20regulations/EEAP.pdf.pdf [12.07.2015].

³⁵ Krajowy Plan Działania dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014 r., <http://bip.mg.gov.pl/files/upload/21995/KPDzEE%202014%20wer.1.9.pdf> [13.07.2015].

³⁶ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U nr 678, poz. 478.

z perspektywą do 2016 r. Za najważniejsze przedsięwzięcia uznano stworzenie podstaw prawnych oddziaływania na środowisko, wprowadzenie „zielonych certyfikatów” i najnowszych technologii, tworzenie „zielonych miejsc pracy”³⁷. Dodatkowo znowelizowana ustawa o efektywności energetycznej z 2011 r. założyła wdrożenie kompleksowych metod zmniejszania zużycia energii³⁸.

3. Uwarunkowania regionalne

Władze samorządowe woj. pomorskiego na bazie unijnych dyrektyw i krajowych planów i programów przygotowały dokumenty regionalne: strategie, plany zagospodarowania przestrzennego, programy rozwoju transportu, elektroenergetyki, ochrony środowiska. Najistotniejszym dokumentem kreującym rozwój Pomorskiego jest Strategia rozwoju województwa pomorskiego 2020. W jej treści podkreślono dobre warunki woj. pomorskiego dla rozwoju wszystkich rodzajów energetyki, w tym ze źródeł odnawialnych, określając ich udział na 15% w 2020 r. Zapisano ponadto rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło i wielkości emisji pyłów PM10 i benzo(α)pirenu w PM10³⁹. W planie zagospodarowania woj. pomorskiego potwierdzono konieczność realizacji dyrektyw UE zakładających zrównoważony rozwój energetyczny. Podkreślono, że najlepsze warunki dla rozwoju energii wiatrowej występują w północnej części województwa, opowiedziano się za budową elektrowni jądrowej w rejonie Żarnowca, nie pomijając inwestycji w alternatywne źródła, tj. energii słonecznej lub geotermalnej do podgrzania wody oraz zmniejszenie zużycia węgla na rzecz biomasy i biogazu⁴⁰.

W strategii rozwoju transportu w woj. pomorskim na lata 2007-2020 zapisano podniesienie efektywności systemu transportowego oraz przeciwdziałanie spadkowi udziału transportu publicznego, w tym kolejowego⁴¹. W programie rozwoju elektroenergetyki zapowiedziano budowę dwóch kolejnych bloków elektrowni w Gdyni oraz nowego obiektu w Dolinie Wisły, elektrociepłowni gazowej dla

³⁷ Polityka ekologiczna państwa 2009-2012 z perspektywą do 2016 r., www.mos.gov.pl/g2/big/2009_11/8183a2c86f4d7e2cdf8c3572bdba0bc6.pdf [14.07.2015].

³⁸ Ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, Dz.U. nr 551, poz. 94.

³⁹ Strategia rozwoju województwa pomorskiego 2020, http://strategia2020.pomorskie.eu/documents/240306/400793/Pomorskie_SRWP2020.pdf/d1fb1e1b-4c73-4221-8f2b-8cff5b3a9f45 [15.07.2015].

⁴⁰ Plan zagospodarowania województwa pomorskiego 2009, Dz.U. Województwa Pomorskiego z 16.12.2009, nr 172.

⁴¹ Regionalna Strategia Rozwoju Transportu w województwie pomorskim na lata 2007-2020, „Pomorskie Studia Regionalne” 2013, s. 12-34.

potrzeb Lotosu, elektrowni jądrowej w Żarnowcu oraz wykorzystanie energii słonecznej w powiecie słupskim i wiatrowej w miejscowościach nadmorskich. Opowiedziano się również za uwzględnieniem biomasy i biogazu jako źródeł energii. Autorzy programu stworzyli pięć scenariuszy elektroenergetycznych i zaproponowali wybór tzw. zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego z 13% udziałem odnawialnych źródeł. W wybranym rozwiązaniu podkreślono, iż do 2025 r. w woj. pomorskim zostaną przeprowadzone modernizacje systemu elektroenergetycznego, które przyczynią się do poprawy czystości powietrza⁴². Założenia te wpisały się w program ochrony środowiska na lata 2013-2016, który ustanowił dla województwa cztery cele:

- 1) dalszą poprawę jakości środowiska i bezpieczeństwa ekologicznego,
- 2) ulepszenie systemu zarządzania środowiskiem oraz podniesienie świadomości ekologicznej społeczeństwa,
- 3) ochronę dziedzictwa przyrodniczego i racjonalne wykorzystanie zasobów przyrody,
- 4) zrównoważone wykorzystanie energii, wody i surowców naturalnych⁴³.

W ramach celu pierwszego wpisane zostały do realizacji cele średniookresowe na lata 2013-2020: utrzymanie dobrego stanu wód przybrzeżnych i śródlądowych, wyposażenie w zbiorcze systemy kanalizacji oczyszczalni ścieków miejscowości powyżej 15 000 RLM, podwyższenie standardów i dbałość o zdrowie mieszkańców, stworzenie nowoczesnej gospodarki odpadami, ochrona mieszkańców i ich mienia przez skutkami katastrof. W ramach celu drugiego wygenerowano działania: kształtowanie proekologicznych postaw i nawyków, aktywizacja rynku na rzecz środowiska. W celu trzecim przewidziano ochronę krajobrazu i różnorodności biologicznej oraz powstrzymanie procesu ich degradacji, dostosowanie ekosystemów leśnych do zmian klimatycznych, a w celu czwartym racjonalizację wykorzystania zasobów wód podziemnych i ochronę zbiorników dostarczających wodę dla ludności, zrównoważone wydobycie kopalin i eliminację ich nielegalnego wydobycia, wspieranie wytwarzania i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, rozbudowę efektywnych systemów energii i dystrybucji oraz optymalizację jej zużycia⁴⁴.

⁴² Regionalna Strategia Energetyki Województwa Pomorskiego w perspektywie do 2025 roku, <http://e-czytelnia.abrys.pl/dodatek-specjalny/2009-11-469/oze-na-pomorzu-4788/regionalna-strategia-energetyki-wojewodztwa-pomorskiego-w-perspektywie-do-2025-r-11086> [15.07.2015].

⁴³ Program Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego na lata 2013-2016 z perspektywą do roku 2020, http://pbpr.pomorskie.eu/documents/294485/478589/po_2013_16_21_grudnia_2012_zal_do_uchwaly_swp_528_xxv_12.pdf/5bb7ca92-6e50-4e26-9122-a3733bc364b4 [19.07.2015].

⁴⁴ Ibidem.

4. Działania na rzecz polityki energetycznej w województwie pomorskim

Celem wprowadzenia w życie przedstawionych zamierzeń władze województwa dokonały inwentaryzacji ilości energii i emisji gazów cieplarnianych. Proces ten rozpoczęto od określenia zużycia energii w budynkach mieszkalnych do celów grzewczych i podgrzania wody. Zapotrzebowanie na energię w budynkach mieszkalnych, przemyśle i usługach przedstawia tabela 3.

Tabela 3. Oszacowane zapotrzebowanie na energię końcową w budynkach mieszkalnych, przemyśle i usługach w latach 1990-2020

Rok	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Liczba mieszkańców w tys.	2140	2165	2170	2220	2240	2260	2080
Zapotrzebowanie na energię końcową w tys. GJ w budynkach mieszkalnych	42 241	45 065	47 105	48 590	51 776	54 252	55 213
Zapotrzebowanie na energię końcową w tys. GJ w przemyśle i usługach	80 462	74 496	73 072	73 690	77 007	79 233	79 328

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Plan działania na rzecz zrównoważonej polityki energetycznej województwa pomorskiego, http://bape.com.pl/pliki/publikacjePDF/3/SEAP%20Pomorskie_ENNEREG.pdf [18.07.2015].

Dane przedstawione w tabeli 3 wskazują, że zapotrzebowanie na energię od 1990 r. systematycznie wzrastało, co wiązało się ze zwiększającą się liczbą mieszkań. Zastosowanie najnowszych rozwiązań budowlanych pozwoliło na ograniczenie zużycia ciepła w budynkach jednostkowych. Częściowo problem ten rozwiązała ustawa temomodernizacyjno-remontowa, przewidująca docieplenia budynków. Wiele oszczędności przyniosło opomiarowanie zarówno mieszkań, jak i zakładów pracy, budowa kotłowni gazowych i przyłączenia do elektrociepłowni szeregu budynków mieszkalnych⁴⁵. Dane w tabeli 3 ukazują spadek zapotrzebowania na energię w przemyśle i usługach w latach 1990-2020. Jest to wynik zmian w administrowaniu majątkiem firm oraz wykorzystania nowoczesnych rozwiązań pozyskiwania energii.

⁴⁵ Perspektywy rozwoju energetyki w województwie pomorskim. Podstawowe założenia. Dąbie 13-14.06.2013 r., www.wup.gdansk.pl/g2/2013_06/f540c1381cd837078bfbdd8669075337.pdf [21.07.2015].

Największymi wytwórcami energii na terenie woj. pomorskiego pozostają elektrociepłownie w Gdańsku i Gdyni. Do 2010 r. wykorzystywały one do produkcji energii tylko węgiel, a od 2011 r. udział biomasy w ogólnym bilansie paliw stanowił 9,8% i utrzymywał się na stałym poziomie⁴⁶. Było to spowodowane dużą nadwyżką słomy w regionie – ok. 710 000 ton, czyli 46% jej ogólnej produkcji. W województwie w 2010 r. – 45 000 ha ziemi zajmowały plantacje energetyczne, z których wyprodukowano 26 914 tys. GJ/energii w ciągu jednego roku⁴⁷.

W Pomorskiem, położonym nad Bałtykiem, istnieją zasoby wiatru o średnich prędkościach przekraczających 6,5 m/s oraz znaczne obszary o małej zabudowie. Na dzień 30 kwietnia 2013 r. działające elektrownie wiatrowe w powiatach: słupskim, tczewskim, puckim, gdańskim, malborskim, wejherowskim i sztumskim dysponowały mocą 311 MW. Na przyłączenie czekały elektrownie wiatrowe w Słupsku, Wierzbiecinie, Żarnowcu, Gniewinie, Gdańsku-Błoniach i Pelpinie o łącznej mocy 3820 MW⁴⁸.

Dość duży stopień nasłonecznienia w woj. pomorskim daje możliwość wykorzystania paneli solarnych do ogrzewania w 100% wody w sezonie letnim i ok. 60% zapotrzebowania w sezonie zimowym. W 2010 r. sprzedaż kolektorów słonecznych w województwie wyniosła 5000 m, a w kolejnych latach rosła. Przyczyniły się do tego dotacje z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, które pozwoliły na instalowanie kolektorów na dachach obiektów użyteczności publicznej, firm i domów jednorodzinnych. W Gdańsku kolektory zainstalowano na budynkach: Pomorskiego Centrum Traumatologii, Centrum Medycyny Inwazyjnej, w Gdyni na 7 budynkach TBS, w powiecie gdańskim w gospodarstwach indywidualnych, w Sopocie w centrum odpadów Eko-Dolina, w powiecie człuchowskim na dachu szpitala miejskiego, pływalni, szkół agrobiznesu, powiatowego centrum pomocy rodzinie, ośrodków wychowawczego i socjoterapii, w powiecie kartuskim w ośrodku wypoczynkowym Krefta, Oazie Zdrowia, urządzie gminy, przedszkolu i gimnazjum w Sierakowicach, na dachach domów sportowca, pomocy społecznej w Kartuzach oraz wielu gospodarstw indywidualnych, w powiecie kościerskim: w Zespole Szkół Publicznych nr 1, Aqua Centrum, Kaszubskim Centrum Sportowo-Rekreacyjnym, gimnazjum w Dziezmianach, ośrodku zdrowia w Lipuszu, zespole oświatowym w Liniewie, hali sportowej w Nowej Karczmie, w powiecie kwidzyńskim: w firmie Hydro-San, Ośrodku Aktywności Społecznej w Zaułku Benowo, w powiecie lęborskim w wielu budynkach indywidualnych, w mieście Malbork na boisku sportowym, kąpielisku miejskim, w zespole szkół ponadgimnazjalnych i młodzieżowym ośrodku wychowawczym, w powiecie malborskim: na wielu prywatnych posesjach,

⁴⁶ *Pomorskie w liczbach*, GUS, Gdańsk 2012, s. 9.

⁴⁷ *Ibidem*.

⁴⁸ Szerzej: Perspektywy rozwoju energetyki w województwie pomorskim, op. cit.

w nowodworskim w zespole szkolno-przedszkolnym, domu pomocy społecznej, budynkach prywatnych w Stegnie, szkołach w Wiercinie, Marzęcinie i Lubiszewie, w powiecie starogardzkim: w Zespole Kształcenia i Wychowania, świetlicy i urzędzie gminy w Smętowie Granicznym, ośrodkach zdrowia w Lalkowie i Kaliskach, w powiecie sztumskim: w ośrodku zdrowia, urzędzie gminy i zespole szkół w Mikołajkach Pomorskich, w powiecie sztumskim: w zespole szkół w Barlewiczkach, specjalnym ośrodku szkolno-wychowawczym w Uśnicach, w powiecie słupskim w szkołach w Damnicy, Kobylnicy, w Aqua Parku w Słupsku, w powiecie tczewskim w Gniewskim Centrum Edukacji Ekologicznej oraz firmie Invest-Com⁴⁹.

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii spowodowało spadek emisji CO₂ w atmosferze. Możliwe jest osiągnięcie przez woj. pomorskie zaplanowanych przez dyrektywy UE 20% redukcji CO₂ w stosunku do 1990 r. Założono bowiem, iż w 2015 r. nastąpi obniżenie emisji CO₂ do 19,6%, a w 2020 do 26,5%⁵⁰. Celem realizacji założeń władze Pomorskiego w maju 2015 r. przystąpiły do uszczegółowienia planu gospodarki niskoemisyjnej dla powiatów województwa, finansowanego z Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Założył on zwiększenie pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, redukcję emisji gazów cieplarnianych, utworzenie bazy danych o zużyciu energii w regionie, szkolenia pracowników samorządowych, działania promocyjne dotyczące racjonalnego gospodarowania energią⁵¹.

W zakresie produkcji energii wiatrowej w 2018 r. zostaną przekroczone możliwości województwa oszacowane w 2009 r. na 2000 MW⁵². Dalszy rozwój tej formy pozyskiwania energii wymaga od władz wszechstronnego wsparcia dla najbardziej ekologicznych źródeł. W regionie sporo jest małych elektrowni i brak dużych o mocy 10 000 MW. Konieczne jest również doinwestowanie energii wytwarzanej przez kolektory słoneczne, które powinny być masowo instalowane na dachach wielorodzinnych budynków mieszkalnych, a w drugiej kolejności firm i budynków użyteczności publicznej.

Od 1990 do 2015 r. wzrosła poważnie rola transportu kołowego w przewozach pasażerskich i towarowych. Od 1990 r. systematycznie spada zużycie benzyny na

⁴⁹ *Info Eko. Informacje zbiorcze*, www.infoeko.pomorskie.pl/InformacjeZbiorcze/Szcze-goly/179 [20.07.2015].

⁵⁰ Plan działania na rzecz zrównoważonej polityki energetycznej województwa pomorskiego, http://bape.com.pl/pliki/publikacjePDF/3/SEAP%20Pomorskie_ENNEREG.pdf [20.07.2015].

⁵¹ Opracowanie planu gospodarki niskoemisyjnej dla gmin województwa pomorskiego, <http://wladyslawowo.pl/2015/05/07/opracowanie-planu-gospodarki-niskoemisyjnej-dla-gmin-województwa-pomorskiego> [21.07.2015].

⁵² Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w województwie pomorskim do roku 2025, www.energetyka.gpnt.pl/attachments/article/75/Program%20Rozwoju%20Elektroenergetyki-Tadeusz%20%20C5%BBurek.pdf [21.07.2015].

rzecz oleju napędowego i LPG⁵³. By spełnić wymogi unijne i ograniczyć emisję spalin, konieczne jest zwiększenie liczby środków transportu zbiorowego zasilanych paliwami ekologicznymi oraz wprowadzenie płynności ruchu drogowego. Ograniczeniu ilości pojazdów na drogach, głównie Trójmiasta, sprzyjać będzie uruchomienie we wrześniu 2015 r. Pomorskiej Kolei Metropolitalnej, zaś zwiększeniu bezpieczeństwa ruchu zainstalowanie systemu TRISTAR⁵⁴. Efekty tych działań podlegać będą monitorowaniu, a co dwa lata ocenie.

Prowadzona przez samorząd województwa pomorskiego polityka energetyczna daje szansę na spełnienie założeń zawartych w dyrektywach UE i wymagań stawianych partnerom w 2020 r. Tworzy warunki rozwoju gospodarczego, sprzyja gminom i przedsiębiorstwom podejmującym inwestycje w energetykę, głównie w odnawialne źródła energii, zachęca gminy do opracowywania planów zużycia energii, monitorowania dostaw ciepła, energii, paliw, zmniejszenia emisji CO₂ oraz promuje zdrowy styl życia mieszkańców.

Podsumowanie

Przemysłowo-rolniczy charakter województwa pomorskiego oraz jego położenie powodują, iż jest ono atrakcyjnym miejscem dla inwestorów. Skupienie dużej ilości zakładów przemysłowych w tym regionie oraz znaczna liczba samochodów generują zanieczyszczenia. Największym trucicielem w województwie pomorskim jest przemysł energetyczny, a elektrociepłownie opalane węglem kamiennym i brunatnym generują sporą część emisji CO₂. Dyrektywy UE zalecające państwom członkowskim zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20% oraz zużycia energii i 20% udział energii z odnawialnych źródeł do 2020 r. w ogólnym bilansie energetycznym zostały uwzględnione w treści dokumentów krajowych, tj. w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku i w Krajowych Planach Działania, oraz regionalnych: Strategii rozwoju województwa pomorskiego 2020 lub strategii rozwoju transportu. Podjęte przez władze samorządowe województwa wdrożenia treści unijnych dyrektyw polegające na zmniejszeniu zużycia energii cieplnej przez termomodernizację budynków, przyłączeniach do elektrociepłowni, udziale biomasy w wytwarzaniu energii, rozbudowie alternatywnych źródeł energii oraz udziale ekopaliw w transporcie mogą przyczynić się do osiągnięcia przez Pomorskie standardów zalecanych przez Wspólnotę.

⁵³ Ibidem.

⁵⁴ System Inteligentnego Sterowania Ruchem TRISTAR, www.gdansk.pl/biznes,1105.html [21.07.2015]

Literatura

- Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca program handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych na obszarze Wspólnoty i zmieniająca Dyrektywę Rady 96/61/WE, Dz.U. UE z 2003 r., nr 275.
- Dyrektywa 2010/75/WE w sprawie IED – emisji w przemyśle zobowiązujących do stosowania najlepszych możliwych technik BAT, www3.gdos.gov.pl/Documents/PZ/Spotkanie%2028.03.2014/ENEA-IED.pdf [12.07.2015].
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz.U. UE z 2009 r., nr L 140/16.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu wspólnotowego handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dz.U. UE z 2009 r., nr L 140/63.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. UE z 2009 r., nr L 211/55.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.U. UE z 2010 r., nr L 153/13.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. UE z 2012 r., nr L 315/1.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/33/UE z dnia 21 listopada 2012 r. zmieniająca dyrektywę Rady z 1999?32/ WE w zakresie zawartości siarki w paliwach żeglugowych, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32012L0033> [12.07.2015].
- Dyrektywa Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, Dz.U. UE z 2004 r., nr L 127.
- Dyrektywa Rady 2009/119/WE z dnia 14 września 2009 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32009L0119> [15.07.2015].
- Dyrektywa Rady 94/74/WE z dnia 22 grudnia 1994 r. zmieniająca dyrektywę nr 92/12/EWG w sprawie ogólnych ustaleń dotyczących wyrobów objętych podatkiem akcyzowym, ich przechowywania, przepływu oraz kontrolowania, zmieniająca dyrektywę 92/81/EWG w sprawie harmonizacji struktury podatków akcyzowych od olejów mineralnych oraz zmieniająca dyrektywę 92/82/EWG w sprawie zbliżenia stawek podatków akcyzowych od olejów mineralnych, Dz.U. WE z 1994 r., nr L 365/46.
- Ewolucja emisji CO₂ w latach 1990-2010*, http://bape.com.pl/pliki/publikacjePDF/3/SEAP%20Pomorskie_ENNEREG.pdf [5.07.2015]
- Info Eko. Informacje zbiorcze*, www.infoeko.pomorskie.pl/InformacjeZbiorcze/Szczegoly/179 [21.06.2015].
- Kaczmarek M., *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*, Wyd. Akademickie i Profesjonalne, Warszawa 2010.
- Kałużna K., Rosicki R., *Wymiary bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, WSB, Poznań 2010.
- Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego z dnia 10 stycznia 2007 r. – Europejska polityka energetyczna, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=URI:SERV:l27067> [1.07.2015].

- Konarzewska A., *Zielona Księga a europejska polityka energetyczna*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2006, nr 1, s. 81-88.
- Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2007 r., www.evaluate-energy-savings.eu/emeces/en/countries/Poland/docs/EEAP.pdf [12.07.2015].
- Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2011 r., www.builddesk.pl/files/BuildDesk/PL%20Education/PL%20Law%20regulations/EEAP.pdf.pdf [12.07.2015].
- Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014 r., <http://bip.mg.gov.pl/files/upload/21995/KPDzEE%202014%20wer.1.9.pdf> [13.07.2015].
- Łakomiak A., *Polityka ekologiczna państw Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” 2005, nr 12, s. 76.
- Monitoring chemizmu, opadów atmosferycznych i ocena depozycji zanieczyszczeń w województwie pomorskim w 2013 r., www.gdansk.wios.gov.pl/pl/wios/aktualnosci/24-a2014/183-chemizm.html [5.07.2015].
- Opracowanie planu gospodarki niskoemisyjnej dla gmin województwa pomorskiego, <http://wladyslawowo.pl/2015/05/07/opracowanie-planu-gospodarki-niskoemisyjnej-dla-gmin-wojewodztwa-pomorskiego> [21.07.2015].
- Pach-Gurgul A., *Jednolity rynek energii elektrycznej Unii Europejskiej w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski*, Difin, Warszawa 2012.
- Parki w pomorskim*, <http://pomorskieparki.pl> [5.05.2015].
- Perspektywy rozwoju energetyki w województwie pomorskim. Podstawowe założenia. Dąbie 13-14.06.2013 r., www.wup.gdansk.pl/g2/2013_06/f540c1381cd837078bfdbd8669075337.pdf [21.07.2015].
- Plan Działania na Rzecz Racjonalizacji Zużycia energii w latach 2007-2012. Sposoby wykorzystania potencjału, Dz.U. z 2007 r., nr C 78.
- Plan działania na rzecz zrównoważonej polityki energetycznej województwa pomorskiego, http://bape.com.pl/pliki/publikacjePDF/3/SEAP%20Pomorskie_ENNEREG.pdf [20.06.2015].
- Plan działania w zakresie odnawialnych źródeł energii, http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/pl/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.4.html [2.07.2015].
- Plan zagospodarowania województwa pomorskiego 2009, Dz.U. Województwa Pomorskiego z 16.12.2009, nr 172.
- Podstawka M., Gołasa P., Bieńkowska W., *Potencjał produkcji gazu w województwie pomorskim i jego wykorzystanie*, „Zeszyty Naukowe SGGW, Ekonomika i Organizacja Gospodarki Żywnościowej” 2014, nr 107, s. 155-162.
- Polityka ekologiczna państwa 2009-2012 z perspektywą do 2016 r., www.mos.gov.pl/g2/big/2009_11/8183a2c86f4d7e2cdf8c3572bdba0bc6.pdf [14.07.2015].
- Polityka energetyczna Polski do 2025 roku, www.bezpieczenstwoekonomiczne.pl/polityka2025.pdf [2.07.2015].
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/5474D2C2-2306-42B0-B15A-7D3E4E61D1D8/58593/uchwala.pdf [12.07.2015].
- Pomorskie w liczbach 2014*, Gdańsk 2015, s. 1.
- Program Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego na lata 2013-2016 z perspektywą do roku 2020, http://pbpr.pomorskie.eu/documents/294485/478589/po_2013_16_21_grudnia_2012_zal_do_uchwaly_swp_528_xxv_12.pdf/5bb7ca92-6e50-4e26-9122-a3733bc364b4 [19.07.2015].
- Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025, <http://www.energetyka.gpnt.pl/attachments/article/75/Program%20Rozwoju%20Elektroenergetyki-Tadeusz%20C5%BBurek.pdf> [21.07.2015].
- Raport o stanie środowiska w województwie pomorskim w 2013 r., www.gdansk.wios.gov.pl/images/files/ios/raporty/rpt13.pdf [12.07.2015].

- Regionalna Strategia Energetyki Województwa Pomorskiego w perspektywie do 2025 roku, <http://e-czytelnia.abrys.pl/dodatek-specjalny/2009-11-469/oze-na-pomorzu-4788/regionalna-strategia-energetyki-wojewodztwa-pomorskiego-w-perspektywie-do-2025-r-11086> [15.07.2015]
- Regionalna Strategia Rozwoju Transportu w województwie pomorskim na lata 2007-2020, „Pomorskie Studia Regionalne” 2013, nr 1, s. 12-34.
- Rocznik Statystyczny Województw. *Województwo Pomorskie 2013*, Gdańsk 2014, s. 156.
- Sobolewski M., *Nowe ramy unijnej polityki klimatyczno-energetycznej*, „Analizy” 2014, nr 16(120), [http://orka.sejm.gov.pl/WydBAS.nsf/0/7E3287861F3641A8C1257DB3003D4C2D/\\$file/~7746911.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/WydBAS.nsf/0/7E3287861F3641A8C1257DB3003D4C2D/$file/~7746911.pdf) [12.07.2015].
- Strategia dotycząca zmian klimatycznych w perspektywie roku 2020 i dalszej, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=URISERV:l28188> [21.06.2015].
- Strategia rozwoju województwa pomorskiego 2020, http://strategia2020.pomorskie.eu/documents/240306/400793/Pomorskie_SRWP2020.pdf/d1fb1e1b-4c73-4221-8f2b-8cff5b3a9f45 [15.07.2015].
- System Inteligentnego Sterowania Ruchem TRISTAR*, www.gdansk.pl/biznes,1105.html [21.07.2015].
- Szósty Program Ramowy Badań i Rozwoju Technicznego 2002-2006, www.us.edu.pl/universytet/programy/broszura.pdf [30.06.2015].
- Traktat z Lizbony zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, podpisany 13.12.2007 r., Dz.U. UE z 2007 r., nr C 306.
- Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, Dz.U. nr 551, poz. 94.
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. nr 678, poz. 478.
- Wasiuta A., *Źródła energii odnawialnej jako czynnik bezpieczeństwa energetycznego Polski*, „Społeczeństwo i Polityka” 2013, nr 1, s. 147-162.
- Zielona Księga. Ramy polityki w zakresie klimatu i energii do roku 2030, www.mos.gov.pl/g2/big/2013_05/3dea32c1403f7e52a91aeca337bc5343.pdf [17.07.2015.].

Determinants of the energy policy in the Pomeranian Voivodship

Abstract. *The Pomeranian province is located in the northern part of Poland and it has an industrial and agricultural character. In 2013, industrial plants located in this area have put 6,900 tons of gas and 2,800 tons of dust into the atmosphere. The biggest polluters are the heat plants which use coal and lignite in energy production. Documents of the EU energy policy announced a reduction of energy consumption and greenhouse gas emissions by 20% and increases of the share of energy from renewable sources up to 20% by 2020 for the energy balance. These assumptions were reflected in national and regional papers. Their implementation by the regional government of Pomerania is based on incorporating biomass into thermal energy production, reducing energy consumption by thermo-modernization of buildings, developing alternative sources of energy in the form of wind power plants, the use of solar panels, biogas and geothermal energy, and the use of ecological fuel in transport. The dynamics of the changes in the energy policy in the Pomeranian voivodship can contribute to the early achievement of the EU recommendations.*

Keywords: *energy policy, the European Union, Pomeranian, directives, alternative energy sources*

Tomasz Hoffmann Dariusz Magierek

Politechnika Koszalińska
Wydział Humanistyczny
e-mail: prawnik@post.pl, darek.magierek@wp.pl
tel. 699-293-754, (94) 34 39 195

Transfer of modern energy technologies from universities to SMEs – organizational, legal, and political conditions

***Abstract.** Technology transfer and the commercialization of scientific findings are in the circle of interests of decision-makers, scientists, and also businessmen. Undertaken public discourse on this theme, numerous case studies, and analyses indicate that one should seriously and reasonably think about the cooperation of universities and scientific units with businessmen. The presence of universities and research institutes in the development and the commercialization of new technologies profit both sides. Unfortunately, universities, like enterprises, seldom undertake cooperation with research institutes.*

The authors saw that thanks to the cooperation of higher exchange units one could accelerate the innovation processes in the Polish economy and also force universities and scientific institutes to catalyze their research in the interest of the development of modern technologies based on widely advanced innovative processes. Technology transfer can also have great use in the widely understood energy sector.

***Keywords:** technology transfer, energy technologies, universities*

Introduction

Higher education in Poland started to rapidly develop after constitutional, political and economic changes that have been presented in 1989. It is estimated that in years from 1992 to 2009, almost 326 non-public academies came into being-

together with public universities the today's number increased to 458 academies.¹ At first, universities functioned according to the higher education act of 1990.² Alternatively, there were also used acts' regulations from the 31.03.1965 on higher military education³ and from the 26.06.1997 on higher vocational schools.⁴

Because of running out of a firstly accepted legal formula, in 2005 the higher education law has been legislated.⁵ It regulated some so far controversial aspects in a complex way.⁶

Statute in question regulated the rules of functioning of public and non-public academies. What is more, it also specified the status of academies' employees, agencies and a constitutional system that was accepted in a certain unit. In spite of its maladjustment to further trends resulting from globalisation and internationalisation processes, the PO-PSL coalition government (PO – Civic Platform, PSL – Polish Peasants' Party) that came into being in 2007 decided to implement completely innovational (as for Polish legal basis) solutions for academies and their role in economy based on knowledge.

A new law has been resolved and its establishments came into existence in October 2011. A new act (in its authors' opinion) is supposed to enlarge the autonomy of academies, improve the quality of education and also hasten academic career of employees.⁷

It emphasizes the fact that a general role of universities is upbringing and education of students as well as conducting scientific researches by the employees. Didactic and research processes happening in academies of higher education cause situations when interactions with intellectual and industrial property laws become inevitable. That is where one can see arising interactions between universities and a transfer of technology to enterprises. The fundamental research aim of this article is to present the essence of the transfer of modern technology from universities to enterprises.

¹ www.nauka.gov.pl/szkolnictwo-wyzsze/dane-statystyczne-o-szkolnictwie-wyzszym [1.05.2014].

² The Act of 12.09.1990 on Higher Education, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No. 65, pos. 385.

³ The Act of 31.03.1965 on Higher Military Education, Dz.U. (Polish Journal of Laws) from 1992, No. 10, pos. 40, with later change.

⁴ The Act of 26.06.1997 on Higher Vocational Schools, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No. 96, pos. 590, with later change.

⁵ The Act of 27.07.2005, Higher Education Law, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No 164, pos. 1365.

⁶ They were particularly about enlargement and dissemination of access to education on the higher school level. Moreover, some pathological solutions were supposed to be liquidated, because of their tendency to a multi-jobbing of employees and also of a quite low level of education. The law was partly an answer to changes made by Bologna Process.

⁷ www.nauka.gov.pl/ministerstwo/aktualnosci/aktualnosci/artykul/nowe-prawo-o-szkolnictwie-wyzszym-podpisane-przez-prezydenta [1.03.2014].

The author of this article focuses mostly on new challenges that await particular scientific centers which create a value added as scientific researches and help out with their commercialisation. The result of this kind of outlined cooperation is creating a new quality in scientific researches area which propounds itself in a specific, practical application in different enterprises. The article presents the technology transfer in a structural approach and focuses on an institutional system that was thoroughly researched and examined from a utility and efficiency points of view. The hypothesis that was stated in principles of the article in question shows itself in an ascertainment that the transfer of technology is undoubtedly needed in universities, however for now there are no friendly law or organisational conditionings. What is more, there is a constant rivalry and mutual reluctance between universities and entrepreneurs.

1. The essence and genesis of the technology transfer

The technology transfer is a phenomenon that very often accompanies innovational processes.⁸ A technical information flow is its essence.⁹ Furthermore, other authors claim that the technology transfer focuses not only on a flow of information, but technology and information.¹⁰ Therefore, information and knowledge have a great meaning in this area of interest. Firstly, an information about a new technology disseminates and then a technology knowledge flows.¹¹ D. Sahal assumes that if a technical product is being transferred, it is accompanied by a transfer of knowledge that it is based on.¹² What is more, another authors claim that the technology transfer is based on an exchange of knowledge about existence and rules of machines and devices functioning and on an exchange of machines and devices themselves.¹³ Moreover, J. Małecki assumes that the technology transfer contains all of the forms of innovation and technical education diffusion. It is very often a market process in which technology is being bought

⁸ It usually is a principle of a technological innovation.

⁹ T. Allen, *Managing the Flow of Technology*, MIT Press Book, Cambridge 1984, after: Z. Chyba, W.M. Grudzewski, *Przedsiębiorczość akademicka w Polsce. Osiągnięcie przewagi konkurencyjnej w wyniku komercjalizacji technologii*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Prawa im. Heleny Chodkowskiej, Warszawa 2011, p. 61.

¹⁰ S. Radošević, *International Technology Transfer and Catch-up in Economic Development*, Elgar, London 1999, pp. 12-13.

¹¹ Z. Chyba, W.M. Grudzewski, op. cit., p. 61.

¹² D. Sahal, *Chance and Opportunity in Technological Innovation*, Basil Blackwell, Oxford 1982, p. 21.

¹³ Compare: A.H. Jasiński, *Innowacje i transfer techniki w procesie transformacji*, Difin, Warszawa 2006, p. 21.

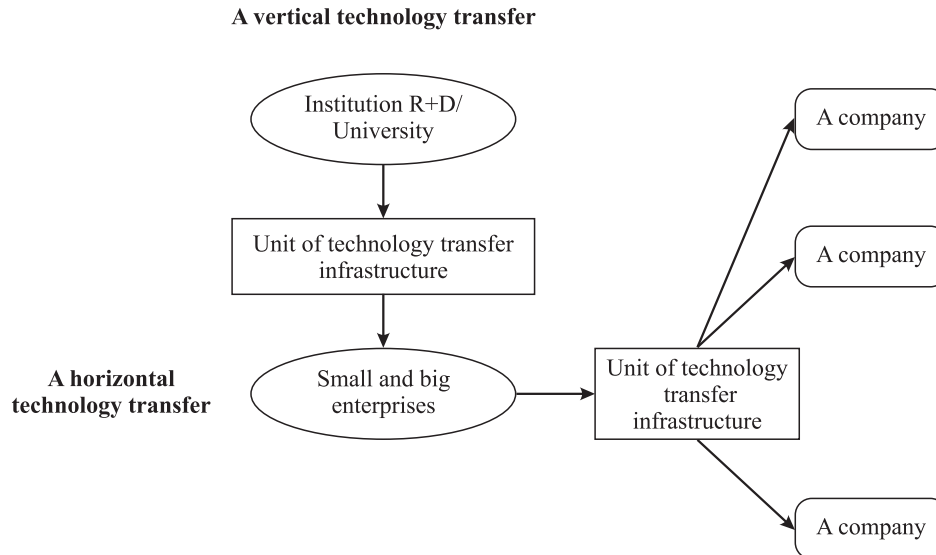


Figure 1. A vertical and horizontal technology transfer

Source: Z. Chyba, W.M. Grudzewski, *Przedsiębiorczość akademicka w Polsce. Osiągnięcie przewagi konkurencyjnej w wyniku komercjalizacji technologii*, Warszawa 2011, p. 64.

and sold.¹⁴ As it can be observed, in the doctrine there is a variety of formulations on the technology transfer. Generally, it can be assumed that the technology transfer represents a transmission of technological knowledge from scientific centers (including universities) to economy, so to enterprises. The technology transfer can have a vertical and a horizontal form.

It seems that aims of the vertical and horizontal technology transfer differ from each other. The aim of a flow of a new technological knowledge from research institutions to industry is usually a technical innovation, whereas the aim of flows between companies is basically a diffusion of innovation. Therefore, making inventions accessible by research institutions or universities to enterprises is treated as a sign of the vertical transfer, while diffusion as the horizontal transfer.¹⁵ The technology transfer was even present in ancient China that was way ahead of certain continents in terms of technological novelty.¹⁶ In time, modern technologies spread to Europe and other continents. England was one of the countries that

¹⁴ J. Małecki, *Transfer technologii*, Warszawa 2012, pp. 14-15.

¹⁵ Z. Chyba, W.M. Grudzewski, op. cit., p. 64.

¹⁶ For example, the Chinese were first to invent porcelain in a first half of the seventh century. What is more they also invented water turbine and fans used to propelling piston pumps.

particularly benefited from changes happening thanks to technology – the English gained many modern technological solutions.¹⁷

Nowadays, the technology transfer in highly developed countries is particularly expanded and it is characterised with a quite wide variety of organisational forms. In most of the European countries and in United States, within a technology transfer system there are included universities, extramural research units, chambers of commerce and industry, economic associations, etc. However among them, science and technology parks have a special meaning. Another form of the technology transfer are enterprises created by scientists or universities and enterprises that represent innovational branches of the economy.¹⁸

The technology transfer is widespread in countries of Western Europe and also greatly in the United States. In Poland, people have only just started to learn how to lead a process of technology transfer in a correct way and what is the best method of commercialising scientific research results. In that country, the technology transfer creates some kind of reluctance, especially among older people that might not entirely understand the idea of it, the rules of functioning and potential benefits that it can bring to the country.

2. The technology transfer in Poland

In Polish conditions, to make processes of the technology transfer more enhanced there are created various places such as: science and technology parks, enterprise and innovation incubators and also technology transfer and innovation centers.¹⁹

An essence of technological parks comes from the United States. It was the place where in 1948 the Bohanson Research Park has been created. There was also quite a rapid increase of development of this kind of organisations in Europe, especially in Germany where many similar institutions came into existence. A technological park is an initiated and financed by public resources economic complex that assists realisation of support of young and innovational enterprises' politics as well as optimisation of conditions of technology transfer and research

¹⁷ More: W.M. Grudzewski, I.K. Hejduk, *Projektowanie systemów zarządzania*, Difin, Warszawa 2001, pp. 373 and next.

¹⁸ More: K.B. Matusiak, *Parki technologiczne. Instytucjonalne wspieranie przedsiębiorczości, procesów innowacyjnych i rozwoju regionalnego*, Łódź 1995, p. 125; M. Marchesnay, *Technology and Competitiveness. Small and Medium-sized Enterprises*, Paris 1993; J. Guliński, K. Zasiadły, *Innowacyjna przedsiębiorczość naukowa – światowe doświadczenia*, Warszawa 2005, pp. 119-140.

¹⁹ Compare: *Przewodnik. Komercjalizacja B+R dla praktyków*, Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego, Warszawa 2010.

results' commercialisation from scientific institutions to economic practice. Nowadays, there are 25 technological parks placed in Poland.²⁰

Enterprise incubators can be defined as separated, organising and based on immovable enterprise centers which support a development of small companies (including those recently founded) through offering a local, trainings and advice services. In that case, an incubation process is based on preincubation, so training of a young entrepreneur, elaboration of a business model, incubation including planned projects, a preparation for investing and searching for financing sources and growth of a company through a development of a team, access to assets and entry to international markets. A typical academic incubator focuses mostly on a detailed process of incubation.²¹ According to the recent data, there are about 53 enterprise incubators functioning in Poland, in which there are 1200 working subjects making 4800 job vacancies.²²

Centers of Technology Transfer and Innovation are included in academic structures dealing with the technology transfer. Principal aims of activities of centers in question are: valorisation of scientific and innovational potential in a region, elaboration of pre-investment studies, identification of innovational needs and popularisation, promotion and development of technological enterprise.²³ Universities of Technology have the greatest potential in creating Centers of Technology Transfer and Innovation.

Scientists hired in that kind of university, by using its properties, become authors of more than tolerable innovational technologies that spread in the country and even in the world. Hence some of the universities' decisions to create Centers of Innovation and Technology Transfer Development. Their aim is a transfer and commercialisation of scientific research results and preventing earlier described situations.

They are created with a purpose of a practical use of universities' intellectual potential in a country's economy. The closely cooperate with a variety of institutions in a process of transfer and thanks to that they have a regular access to technologies that are offered and looked for. They have knowledge about an intellectual property security and sources of innovation financing. Also, they often have an appropriate potential in obtaining union's funds and thanks to them they can accomplish some expensive aims. What is more, they make specific contact

²⁰ Including the oldest one – the Science and Technology Park in Poznań created in 1995 that runs with Foundation of Adam Mickiewicz's University.

²¹ There are some generally known enterprise incubators such as: Innovation and Enterprise Center of Greater Poland in Poznań near the University of Technology, Technological Center next to the University of Technology in Gdańsk, Progress and Business Incubator in Kraków and Enterprise Center near the University of Technology in Warsaw.

²² Z. Chyba, W.M. Grudzewski, op. cit., p. 82.

²³ Ibidem, p. 86.

platform for scientists, students and entrepreneurs, they mediate in searching for recipients for elaborated by universities patents and technologies. Precious parts of activities are trainings conducted for employees and students of universities that are related to commercialisation of scientific elaborations. Moreover, they give advice and provide assistance in an inventions' patenting process, they also issue opinions on innovation of created technologies.

A case of functioning of these centers seems to be particularly important. A Polish scientists' knowledge level and a number of scientific publications coming into existence in national universities is very high. Besides that, a successful technology transfer to economy and drawing profits resulting from this process will give benefits to all interested sides. However, it requires continuation and consistency in already started work on building the consciousness and changing a way of thinking about economic values, potential and studies' effects.

Organisationally, Centers of Innovation and Technology Transfer Development are very often staff divisions of a rector or a chancellor and they usually hire 1 to 5 employees;²⁴ depending on needs, there can be also hired people for external projects only. In some Centers, their work focuses mostly on realisation of projects co-financed with European Union resources or National Center of Research and Development, hence hiring some people for projects' needs. In spite of that, the main aim of activities of these university units is organisation of a wide contacts' area between researches and industry. Some of the centers focus on promoting university contacts and giving them legal forms,²⁵ other ones specialise in contacts with small and medium enterprises and help them to gain new technologies and professional knowledge.

Transfer's divisions are essential elements of universities' politics, making it possible to be more open to contacts with an economic practice and ipso facto to participate in regional activities stimulating an economic development. Through this kind of units, universities participate in creating new local incubators of modern technologies and technological parks.²⁶ Centers of Innovation and Technology Transfer Development can be created in a form of university units as well as commercial law partnerships. A legislator in a new regulation related to higher education decided to give a possibility to create this type of organisations. What is more, in a present reality it seems that without this kind of institutions universities are doomed, especially if it is a university with a technological profile. However, Centers of Technology Transfer that conduct researches in a social sciences area

²⁴ The Center of Transfer and Innovation of Poznań's Technology University hires 16 people.

²⁵ It is based on drawing up agreements, contracts and other settlements that aim to create innovational values.

²⁶ *Innowacje i transfer technologii. Słownik pojęć*, ed. A. Bąkowski et al., PARP, Warszawa 2005, pp. 21-24.

can also be met in universities. In this case, Centers join studying and business together and they try to implement some already worked out solutions to small and medium enterprises to increase their competitive predominance.²⁷

The legislator assumes that in purpose to commercialise scientific researches' results and a developmental work universities can create a limited liability company or a joint-stock company.²⁸ Tasks of this company would include embracing shares in other limited companies or creating new companies that are appointed to implement the scientific researches' results or the developmental work, likewise to administer the industrial property laws in a form of commercialisation.²⁹ Universities can also join different companies, cooperatives or economic organisations.³⁰ In this context, an important question reveals: can a university that creates a commercial law partnership in a form of the Center of Technology Transfer and with its help it effectuates the technology transfer and commercialisation of scientific researches operate a business? It seems that with present law regulations universities can operate a business exceeding an economic activity that is described in art. 106 of Higher Education Law.

It is also assumed that art. 7 of the law in question does not include limits on a range in which universities can operate the business. In this context, it is wise to imply that rules of operating a separated economic activity are regulations that will be used in narrowly defined economic operations of a university. The legislator transfers decisions on the issue to hands of statutes and universities' senates regulations.³¹

Hence it can be established that the Senate of a public university can appoint a commercial law partnership based on appropriate decisions of a statute. The incorporated court will be in charge of controlling a partnership creation. What is more, if operating the activity involves a disposal of permanent assets' elements above their specified worth, to make the action come into existence will require a permission of the Ministry of State Treasury.³² Therefore, for the purpose of the technology transfer universities can create companies and other partnerships that will aim to accomplish their statutory activities and also operate businesses. It is

²⁷ Ibidem, p. 12.

²⁸ A procedure of creating this kind of company is based on appointing it by a rector, with a senate's or another collegial body's permission. It can also be a different type of companies: general partnership, limited liability partnership, limited partnership business entity or partnership limited by shares.

²⁹ Art. 86a of the Act of 27.07.2005, Higher Education Law, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No. 164, pos. 1365. See also: *Przewodnik. Komercjalizacja B+R...*, p. 33.

³⁰ Art. 62 of the Act 1 pnt. 8 of Higher Education Law.

³¹ *Przewodnik. Komercjalizacja B+R...*, pp. 33-34.

³² It was defined in the Act of 8.08.1996 on procedures for the exercise of implementing powers conferred on the Treasury, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No. 106, pos. 493.

worth to consider an access to laboratories for small and medium enterprises or a permission to conduct (paid) scientific researches on their behalf. Finally – an initiation of their own researches and their commercialisation.

Summary

A matter of scientific researches results' commercialisation and technology transfer is an issue not fully explored yet in a Polish literature and practice, hence it seems that any actions undertaken by particular universities in this field will be based on experiences gained in a process of implementing new ideas. Undoubtedly, these experiences will be also gained in the way of appointing special purpose entities which will have a basic task of the commercialisation and technology transfer.

How will the public and non-public universities controlling this kind of units behave? Including the ones operating economic activities? Will scientific researchers use the proposed solutions? Finally, to what extent will the legislator's concept be realised? It is difficult to unequivocally define it for now. It seems that the issue of commercialisation and transferring modern technologies to small and medium enterprises is an exceptional chance for universities to develop their scientific activities and also gain some financial benefits for innovational ideas coming into being in universities and being implemented in enterprises. What is more, a rigorous cooperation of a science and business sector can get them closer to worldwide standards in this field.

In this article, the author presented institutions of the technology transfer in a dynamic approach. It seems that an ability and a quality of building partnerships, network structures and searching of a consensus are crucial elements of an evaluation and legitimacy and also partly an efficiency of institutions taking part in the technology transfer.

Therefore, a thesis that universities look for their activity fields all the time while building ever so new partnership institutions such as Academic Enterprise Incubators and Centers of Innovation and Technology Transfer Development can be stated. However, a number of these institutions is not identified with a quality. Mostly, they are directed on union's financing and brought under logics of adjusting to application requirements.

L. Kwieciński assumed that these institutions and their provenance are related to region's needs in an insufficient degree.³³ There is a serious lack of specialists,

³³ L. Kwieciński, *Kształtowanie się polityki pro-innowacyjnej. Perspektywa europejska, narodowa i regionalna*, Wrocław 2012, p. 15 (typescript).

qualified personnel and a permanence effect, so surviving without national or European donations. That is why these institutions require a permanent monitoring and verification of their actions. Even in spite of some negative assertions, these institutions are very much needed and also essential to develop a widely understood innovational politics that functions in European, partly national and very slowly in regional perspective.

Literature

- Allen T., *Managing the Flow of Technology*, MIT Press Book, Cambridge 1984, after: Z. Chyba, W.M. Grudzewski, *Przedsiębiorczość akademicka w Polsce. Osiągnięcie przewagi konkurencyjnej w wyniku komercjalizacji technologii*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Prawa im. Heleny Chodkowskiej, Warszawa 2011.
- Chyba Z., Grudzewski W.M., *Przedsiębiorczość akademicka w Polsce. Osiągnięcie przewagi konkurencyjnej w wyniku komercjalizacji technologii*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Prawa im. Heleny Chodkowskiej, Warszawa 2011.
- Grudzewski W.M., Hejduk I.K., *Projektowanie systemów zarządzania*, Difin, Warszawa 2001.
- Guliński J., Zasiadły K., *Innowacyjna przedsiębiorczość naukowa – światowe doświadczenia*, PARP, Warszawa 2005.
- Innowacje i transfer technologii. Słownik pojęć*, ed. A. Bąkowski et al., PARP, Warszawa 2005.
- Jasiński A.H., *Innowacje i transfer techniki w procesie transformacji*, Difin, Warszawa 2006.
- Kwieciński L., *Kształtowanie się polityki pro-innowacyjnej. Perspektywa europejska, narodowa i regionalna*, Wrocław 2012.
- Małecki J., *Transfer technologii*, Warszawa 2012.
- Marchesnay M., *Technology and Competitiveness, Small and Medium – sized Enterprises*, OECD, Paris 1993.
- Matusiak K.B., *Parki technologiczne. Instytucjonalne wspieranie przedsiębiorczości, procesów innowacyjnych i rozwoju regionalnego*, Łódź 1995.
- Przewodnik. Komercjalizacja B+R dla praktyków*, Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego, Warszawa 2010.
- Radosevic S., *International Technology Transfer and Catch-up in Economic Development*, Elgar, London 1999.
- Sahal D., *Chance and Opportunity in Technological Innovation*, Basil Blackwell, Oxford 1982.
- The Act of 26.06.1997 on Higher Vocational Schools, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No. 96, pos. 590, with later change.
- The Act of 27.07.2005, Higher Education Law, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No 164, pos. 1365.
- The Act of 31.03.1965 on Higher Military Education, Dz.U. (Polish Journal of Laws) from 1992, No. 10, pos. 40, with later change.
- The Act of 8.08.1996 on procedures for the exercise of implementing powers conferred on the Treasury, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No. 106, pos. 493.
- The Act of 12.09.1990 on Higher Education, Dz.U. (Polish Journal of Laws) No. 65, pos. 385.
- www.nauka.gov.pl/ministerstwo/aktualnosci/aktualnosci/artukul/nowe-prawo-o-szkolnictwie-wyzszym-podpisane-przez-prezydenta [1.03.2014].
- www.nauka.gov.pl/szkolnictwo-wyzsze/dane-statystyczne-o-szkolnictwie-wyzszym [1.05.2014].

Transfer nowoczesnych technologii energetycznych z uczelni do MSP – uwarunkowania organizacyjne, prawne i polityczne

Streszczenie. *Transfer technologii i komercjalizacja wyników badań naukowych są obecnie w kręgu zainteresowania decydentów, naukowców, a także przedsiębiorców. Podejmowane publiczne debaty na ten temat, liczne studia przypadków oraz analizy wskazują, że należy poważnie i racjonalnie myśleć o współpracy uczelni i jednostek naukowych z przedsiębiorcami. Obecność szkół wyższych i jednostek naukowo-badawczych w rozwoju i komercjalizacji nowych technologii oznacza bowiem korzyści dla obu stron. Niestety przedsiębiorstwa w Polsce rzadko podejmują współpracę z ośrodkami naukowymi.*

Słowa kluczowe: *transfer technologii, technologie energetyczne, uczelnie wyższe*

Sławomir Jankiewicz

Wyższa Szkoła Bankowa w Poznaniu
Instytut Nauk Ekonomicznych
e-mail: slawomir.jankiewicz@wsb.poznan.pl
tel. 61 655 33 74

Fundusze inwestycyjne jako forma zaangażowania w odnawialne źródła energii

Streszczenie. *Jednym z zasadniczych celów UE (w tym Polski) jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przy systematycznym zmniejszaniu emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Jedną z alternatyw mających to zapewnić są niewielkie elektrownie wykorzystujące tzw. odnawialne źródła energii (OZE). Dlatego na poziomie Wspólnoty wprowadza się wiele instrumentów, zaczynając od prawnych (np. Pakiet Energetyczny 3×20, Europejski System Handlu Emisjami, dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych), a kończąc na ekonomicznych związanych z bezpośrednim wsparciem, mających zwiększyć podaż energii wytwarzanej z tego typu źródeł. Niezależnie od uprzywilejowania i promowania inwestycje w OZE obciążone są dużym ryzykiem. W artykule zaprezentowano koncepcję funduszu inwestycyjnego jako formy pozwalającej ograniczyć część ryzyk związanych z zaangażowaniem w OZE.*

Słowa kluczowe: *polityka gospodarcza, energetyka, odnawialne źródła energii, fundusze inwestycyjne.*

Wstęp

W Polsce mamy znacznie zdekapitalizowany majątek w branży energetycznej. Dotyczy to zarówno wytwarzania, jak i przesyłu energii elektrycznej. Z wyłączeniami najstarszych jednostek będziemy mieli do czynienia już w najbliższych

kilku latach, a do 2030 r. przestaną być eksploatowane bloki o łącznej mocy ponad 16 tys. MW¹. Konieczna jest więc budowa nowych mocy wytwórczych w energetyce. Jednak ze względu m.in. na dyrektywę Parlamentu Europejskiego (nr 2005/32/WE), która wymusza do 2020 r. redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, nowe jednostki powinny być bardziej ekologiczne². W Polsce z jednej strony ma to zapewnić elektrownia jądrowa³, z drugiej – niewielkie elektrownie oparte na OZE. Wsparcie dla OZE oraz korzyści uzyskiwane w systemach elektroenergetycznych i wynikające z uzyskania świadectw pochodzenia energii odnawialnej (co pozwala zapewnić obowiązkowy udział energii elektrycznej pochodzącej z OZE w wolumenie energii sprzedanej) powodują, że również duże przedsiębiorstwa energetyczne będące grupami pionowo zintegrowanymi inwestują w ten sektor.

Spośród różnorodnych rodzajów OZE, uwzględniając ich dostępność, efektywność ekonomiczną, uwarunkowania geograficzne, klimatyczne czy też gospodarcze, w Polsce istnieje możliwość inwestowania głównie w elektrownie zasilane:

- biogazem,
- biomasą,
- energią pochodzącą z wiatru,
- energią pochodzącą z wody.

Inne rodzaje energii pochodzące z tzw. źródeł odnawialnych na dzień dzisiejszy w Polsce mają marginalne znaczenie w produkcji energii elektrycznej (choć systematycznie odnotowujemy wzrost ilości np. energii wytwarzanej z ogniw fotowoltaicznych).

Duże firmy energetyczne realizujące inwestycje w OZE współpracują przeważnie z partnerami zewnętrznymi według dwóch alternatywnych formuł:

1. Zawierają umowy z gwarancją nabycia – polega to na wybudowaniu, sfinansowaniu budowy, uruchomieniu i doprowadzeniu do uzyskania określonych parametrów elektrowni przez partnera zewnętrznego, a następnie przeniesieniu własności na inwestora głównego.

¹ Zob. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009 r. oraz *Finansowanie inwestycji energetycznych w Polsce*, raport, Pricewaterhouse Coopers i ING Bank Śląski, Warszawa, maj 2011.

² Choć wielu ekonomistów krytycznie ocenia możliwość utrzymania nałożonych ograniczeń ekologicznych w dłuższym okresie. Zob. np. A. Greenspan, *Era zawirowań. Krok w nowy wiek*, Wyd. Muza, Warszawa 2008, s. 506-507.

³ Jednak z uwagi na koszty i czas budowy elektrownie atomowe w kraju stanowiąc będą tylko niewielki procent potencjału. Nie ma więc możliwości, by uzupełniły one ubytki mocy wytwórczych. Więcej zob. S. Jankiewicz, *Wpływ budowy elektrowni atomowej w Polsce na rynek energii elektrycznej*, w: *Ekonomia i zarządzanie energią a rozwój gospodarczy*, red. K. Pająk, A. Ziomek, S. Zwierchlewski, Wyd. Adam Marszałek, Toruń 2013, s. 27-38.

2. Podejmują realizację wspólnego projektu inwestycyjnego – partner zewnętrzny przedstawia lokalizacje dla elektrowni, które po zaakceptowaniu są budowane poprzez wspólnie powołaną spółkę.

Niezależnie od formuły prowadzenia inwestycji w OZE obarczone są one dużym ryzykiem⁴. Jednym z instrumentów ograniczających część ryzyk mogą być fundusze inwestycyjne. Jednak warunkiem, by metoda ta była opłacalna, jest duża skala inwestycji. Nadaje się więc ona do wykorzystania w przypadku budowy kilku lub nawet kilkudziesięciu elektrowni tego typu jednocześnie.

W artykule zaprezentowano podstawowe korzyści, jakie uzyskuje inwestor, budując elektrownie oparte na OZE przy pomocy funduszu inwestycyjnego.

1. Sekurytyzacja jako forma prowadzenia inwestycji

Przedsiębiorcy systematycznie poszukują metod optymalizujących prowadzenie działalności gospodarczej, by była ona m.in. efektywniejsza, mniej ryzykowna, pozwoliła na pozyskanie tańszego finansowania. Efektem tych poszukiwań było opracowanie w latach 70. XX w. w USA nowego sposobu prowadzenia inwestycji zwanego sekurytyzacją, który następnie został rozpowszechniony w Europie (na początku, od 1987 r., w Wielkiej Brytanii)⁵. Obecnie ta forma jest najszybciej rozwijającym się segmentem amerykańskiego rynku finansowego⁶. W Europie rozwój ten jest wolniejszy, ale również systematyczny. W niektórych krajach Unii Europejskiej (np. w W. Brytanii, Belgii, Francji, Hiszpanii czy Włoszech) uchwalono nawet specjalne ustawy, które ułatwiają przeprowadzanie transakcji sekurytyzacyjnych. W Polsce transakcje tego rodzaju pojawiły się pod koniec lat 90. (pierwsze dotyczyły firmy Urtica Finanse S.A., będącej spółką specjalnego przeznaczenia dla Urtica Zaopatrzenie Farmaceutyczne S.A.⁷, oraz Pekao Leasing Sp. z o.o.⁸).

⁴ Mimo to muszą być realizowane, ponieważ rozwój gospodarczy wymaga inwestycji ekologicznych w energetyce (więcej zob. S. Jankiewicz, *Rozwój gospodarczy a problemy branży energetycznej w Polsce*, w: *Energetyka w czasach politycznej niestabilności*, red. P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski i in., Fundacja na rzecz Czystej Energii, Poznań 2015, s. 249-258).

⁵ A. Jankiewicz, S. Jankiewicz, *Sekurytyzacja jako metoda likwidacji zatorów płatniczych w MSP w Polsce*, w: *Teoria i praktyka zarządzania organizacjami gospodarczymi*, red. J. Lewandowski i in., Politechnika Łódzka, Łódź 2003, s. 116-124.

⁶ M. Pielasa, J. Świerkocki, *Niewykorzystana metoda finansowania*, „Rzeczpospolita” 2000, nr 146.

⁷ W. Grzegorzcyk, *Sekurytyzacja aktywów jako jedna z metod finansowania działań przedsiębiorstwa*, w: *Czas na pieniądź. Zarządzanie finansami. Klasyczne zasady – nowoczesne narzędzia*, red. D. Zarzecki, Uniwersytet Szczeciński, Szczecin 2002, s. 71.

⁸ M. Borek, *Role technik sekurytyzacyjnych*, „Bank” 2000, nr 12.

Sekurytyzacja polega na wydzieleniu części aktywów z bilansu spółki do specjalnie w tym celu powołanego podmiotu. Przedsiębiorstwo wykorzystujące tę metodę może dzięki temu ograniczyć część ryzyk wydzielonego majątku, co pozwala m.in. pozyskać dodatkowe fundusze dzięki np. emisji dłużnych papierów wartościowych, których spłata jest zabezpieczona wydziałymi aktywami⁹. Sekurytyzacja pozwala więc na pozyskanie finansowania przez spółki, które albo poszukują alternatywnych źródeł o konkurencyjnym koszcie, albo nie są już w stanie pozyskiwać dalszego finansowania ze względu na zbyt wysoki ich udział w pasywach. Ponadto ułatwia ona pozyskanie partnera do inwestycji.

Najprostsza operacja sekurytyzacji polega na przeniesieniu części aktywów (np. wierzytelności) przedsiębiorstwa do powołanej w tym celu spółki celowej (tzw. SPV – *Special Purpose Vehicle*), która może wykorzystać ten kapitał do emisji papierów dłużnych. Wpływa to na zapewnienie stosunkowo niskiego ryzyka tego typu papierów wartościowych¹⁰.

Przeniesienie aktywów ze spółki macierzystej do SPV może dokonać się przez przeniesienie praw (umowę kupna-sprzedaży w przypadku aktywów materialnych lub cesję w przypadku wierzytelności) lub wniesienia ich w formie kapitału. Przeniesienie aktywów do spółki specjalnego przeznaczenia ma na celu:

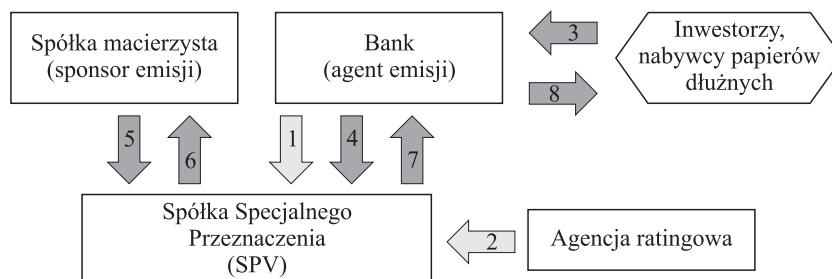
- eliminację ryzyka z punktu widzenia przedsiębiorstwa,
- zmniejszenie ryzyka dla nabywców papierów emitowanych przez SPV lub inwestorów.

Zastosowanie sekurytyzacji jest szczególnie korzystne w przypadku firm posiadających znaczne należności o długich terminach płatności. Utrzymywanie takich należności może być wymuszone przez rynek i konkurencję, jednocześnie jednak może powodować kłopoty z płynnością firmy. W takim przypadku sekurytyzacja wierzytelności może być dobrym rozwiązaniem, szczególnie gdy zastosujemy dodatkowe zabezpieczenia polegające na wyemitowaniu papierów o niższej wartości niż nabyte od spółki macierzystej aktywa, co pozwoli na obniżenie kosztu pozyskania środków. Drugim ważnym powodem wydzielenia aktywów i tworzenia SPV jest prowadzenie jednocześnie wielu inwestycji, co pozwala ograniczyć ryzyko i negatywne konsekwencje w przypadku niepowodzenia.

Jeżeli przedsiębiorstwo będzie tworzyło kilka (kilkanaście) SPV, do zarządzania nimi można wykorzystać formę funduszu inwestycyjnego, do którego wniesione zostaną akcje lub udziały tych spółek.

⁹ Więcej zob. J. Zombirt, *Sekurytyzacja w świetle bankowych regulacji europejskich*, SGH, Warszawa 2002, s. 19 i następane oraz M. Pawłowski, *Znaczenie obligacji sekurytyzacyjnych w zarządzaniu finansami przedsiębiorstwa*, w: *Zarządzanie finansami. Finanse, instrumenty rynku finansowego*, red. D. Zarzecki, Wyd. Nauk. Uniwersytetu Szczecińskiego, Szczecin 2013, s. 411-418.

¹⁰ Ibidem, s. 23-24.



Etapy:

- 1 – przygotowanie programu,
- 2 – ocena ryzyka przez agencję ratingową,
- 3 – dokonanie emisji, zapłata przez inwestorów za nabyte papiery dłużne,
- 4 – przekazanie przez bank środków z emisji,
- 5 – przeniesienie własności aktywów ze spółki macierzystej do SPV,
- 6 – zapłata za nabyte aktywa,
- 7 – przekazanie przez SPV środków na wykup papierów dłużnych,
- 8 – wykup papierów wartościowych.

Rysunek 1. Uproszczony przebieg standardowej operacji sekurytyzacyjnej związanej z pozyskaniem finansowania na rynku finansowym

Źródło: opracowanie własne na podstawie: J. Węclawski, *Sekurytyzacja – nowa forma finansowania przedsiębiorstw*, „Bank i Kredyt”, sierpień 1994, s. 47-49.

Na rynku istnieje kilka typów funduszy inwestycyjnych, z których główne to:

- fundusze otwarte – charakteryzujące się zmienną liczbą inwestorów oraz zmienną liczbą jednostek uczestnictwa w funduszu,
- fundusze zamknięte – przeważnie o stałej liczbie tytułów uczestnictwa i niewiele zmieniającej się strukturze własnościowej.

Fundusze inwestycyjne zamknięte emitują certyfikaty inwestycyjne, które mogą być dopuszczone do publicznego obrotu, a następnie wprowadzane do notowań na rynku regulowanym (giełdzie lub rynku pozagiełdowym). Dzięki temu podlegają stałej wycenie rynkowej i mogą być bez przeszkód zbywane lub nabywane.

Fundusze zamknięte obok lokowania w papiery wartościowe mogą obejmować udziały w spółkach z ograniczoną odpowiedzialnością, waluty i transakcje terminowe. Korzystać mogą one również z kredytów i pożyczek bankowych (których limit wynosi 50% wartości aktywów netto funduszu).

2. Fundusz inwestycyjny jako metoda prowadzenia inwestycji w elektrownie oparte na OZE

Duże przedsiębiorstwa energetyczne mają zamiar pozyskać (poprzez budowę lub akwizycję) docelowo kilkadziesiąt lub nawet kilkaset elektrowni opartych na OZE (zgodnie z deklaracjami prasowymi kierownictwa poszczególnych firm). W związku z tak dużą skalą przedsięwzięcia należy rozważyć podjęcie inwestycji z wykorzystaniem konstrukcji funduszu inwestycyjnego zamkniętego (FIZ) z uwagi na fakt, że jest to jedna z najbardziej elastycznych pod względem możliwości inwestycyjnych form. Bazujemy w tym przypadku na ustawie z dnia 27 maja 2004 r. o funduszach inwestycyjnych i wykorzystujemy technikę sekuryzacji aktywów scharakteryzowaną wcześniej.

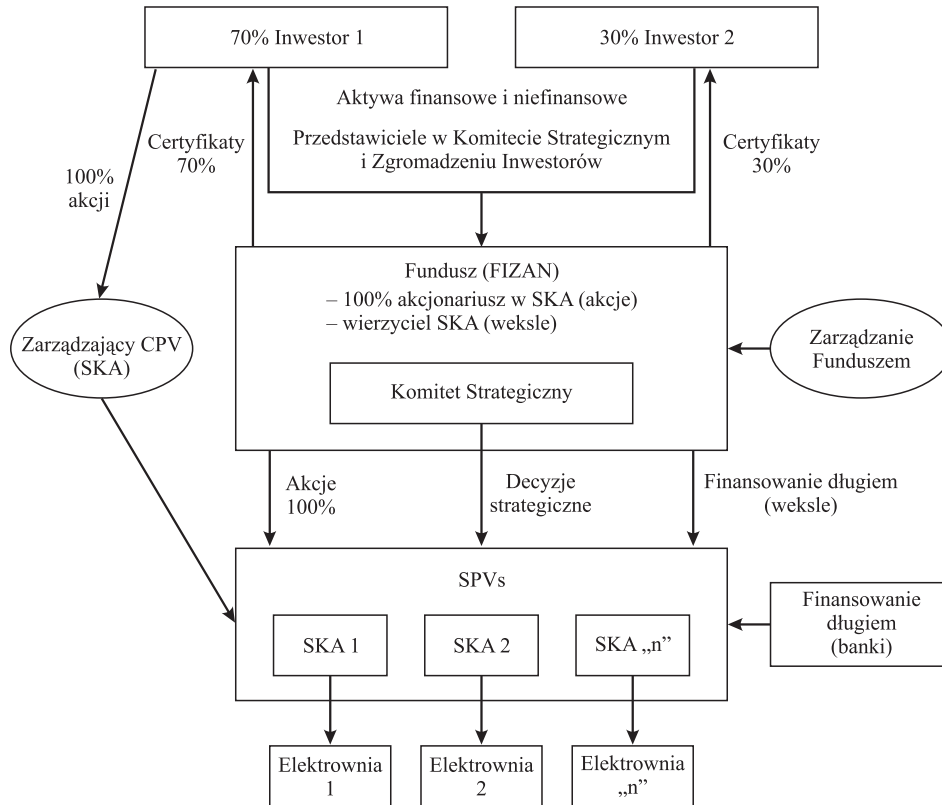
Inwestycje w OZE z wykorzystaniem FIZ polegają na przekazaniu środków przeznaczonych na realizację projektów do funduszu w zamian za wniesione certyfikaty inwestycyjne. Mogą one być imienne lub na okaziciela.

Dla realizacji każdego projektu elektrowni tworzona jest SPV, w której fundusz obejmuje większość udziałów. Poprzez kilka spółek celowych realizowanych jest więc kilka projektów inwestycyjnych jednocześnie, przy czym poszczególne projekty mogą mieć różnych partnerów.

Spółki celowe m.in. z uwagi na korzyści powinny mieć formę organizacyjno-prawną spółek komandytowo-akcyjnych (SKA), w takim przypadku organem zarządzającym dla wszystkich SKA będzie komplementariusz. Mechanizm zasilania środkami SKA opiera się na niepełnym opłaceniu certyfikatów inwestycyjnych na początku i dopłat w miarę rozwoju projektów inwestycyjnych.

Przy takiej konstrukcji ważne jest, by wcześniej ustalić, jakie podmioty będą uczestniczyć w przedsięwzięciu i jakie będą ich zadania. Przykładowo, gdy bierzemy pod uwagę wsparcie inwestorów zewnętrznych oraz specjalistów od rynku finansowego, podział zadań może wyglądać następująco:

1. Inwestor strategiczny może być odpowiedzialny za:
 - przygotowanie projektów celem przedstawienia do akceptacji,
 - zarządzanie spółkami celowymi,
 - przeprowadzenie procesu inwestycyjnego,
 - zorganizowanie procesu produkcji.
2. Towarzystwo funduszy inwestycyjnych lub inny specjalista od rynku finansowego może być odpowiedzialny za:
 - utworzenie dedykowanego funduszu inwestycyjnego,
 - administrowanie funduszem,
 - kontrolę inwestycyjną,
 - zarządzanie środkami płynnymi funduszu.



Rysunek 2. Przykładowa struktura operacyjna inwestycji w elektrownie oparte na OZE przy pomocy funduszu inwestycyjnego

Źródło: opracowanie własne.

3. Inwestor zewnętrzny może być odpowiedzialny za:

- finansowanie projektów typu „equity” – zakup określonego procentu certyfikatów inwestycyjnych funduszu,
- częściowy nadzór właścicielski.

Udziałowcami spółki celowej mogą zostać, poza inwestorem strategicznym, inni partnerzy, np. lokalni (podmiot odpowiedzialny za realizację projektu i zarządzanie, który do SPV może wnieść aktywa niefinansowe, np. działkę, nieruchomości), czy organizacje powołane do wspierania takich projektów (m.in. EBOR).

Rozróżnić możemy dwie fazy funkcjonowania powtarzające się przy każdej SPV:

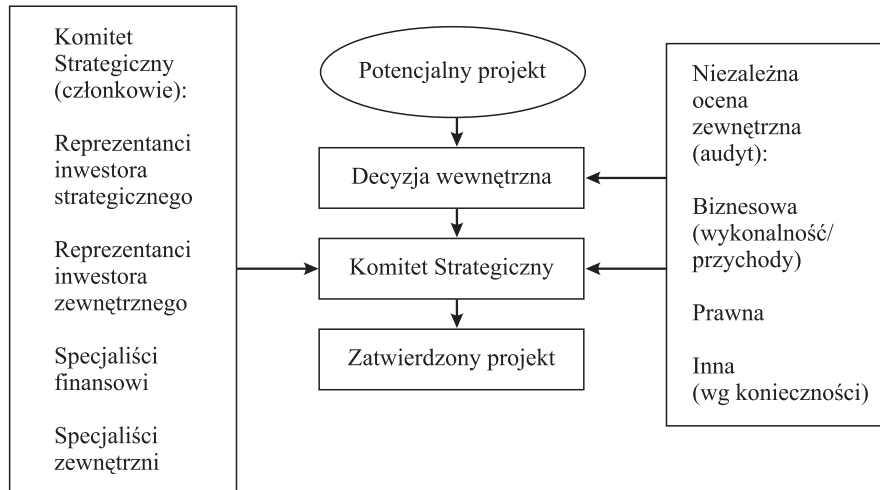
- pierwsza, związana z budową elektrowni,
- druga, polegająca na eksploatacji wytworzonego majątku (uzyskiwaniu wpływów z produkcji energii elektrycznej).

Przesłankę do wykorzystania FIZ do dużych inwestycji w OZE jest wiele. Za najważniejsze uznać należy korzyści podatkowe. Dzięki zastosowaniu tej konstrukcji istnieje możliwość reinwestowania środków, które przypadłyby na podatek dochodowy. Podstawową zaletą wynikającą z optymalizacji podatkowej w takim ujęciu jest fakt, że na poziomie FIZ dochód otrzymany od spółki przez wspólnika nie podlega opodatkowaniu. Pozwala to na reinwestowanie środków w wysokości podatku dochodowego od zysków, jakie FIZ osiąga ze swoich lokat, co można nazwać nieoprocentowanym kredytem podatkowym, jaki fundusz otrzymuje od urzędu skarbowego. Ponadto do zalet inwestowania przy pomocy FIZ należy:

- uzyskanie separacji i ograniczenia ryzyk¹¹ dzięki wykorzystaniu formuły kilku spółek celowych (przede wszystkim finansowych, gdy finansowanie bankowe byłoby realizowane na poziomie danej SKA),
- optymalizacja operacyjna, następuje bowiem uproszczenie struktury i procedur inwestycyjnych – całość procesu zarządzania skoncentrowana zostaje w spółce zarządzającej (w SKA nie ma przeważnie zatrudnienia),
- możliwość uplasowania na każdym etapie funduszu wśród inwestorów zewnętrznych (np. zaproszenie inwestorów kwalifikowanych lub przeprowadzenie oferty publicznej¹²),
- zachowanie warunków do uzyskania środków pomocowych, ponieważ każda z SPV charakteryzować się będzie niewielką skalą działania, ponadto z uwagi na powtarzalność schematów i procedur uzyskujemy korzyści przy przygotowywaniu wniosków pomocowych,
- możliwość osiągania przychodów z zarządzania projektami inwestycyjnymi realizowanymi przez spółki celowe w przypadku częściowej lub całkowitej sprzedaży certyfikatów funduszu inwestorom zewnętrznym,
- możliwość pozyskania finansowania dłużnego na poziomie funduszu i nieobciążanie bilansu inwestora strategicznego,
- możliwość wykorzystania weksli do finansowania SKA, co zapewni elastyczność i szybkość przemieszczania kapitału między poszczególnymi spółkami

¹¹ Wpłyne to również na zwiększenie opłacalności inwestycji (zob. np. *Ekonomika i zarządzanie małą firmą*, red. B. Piasecki, WN PWN, Warszawa – Łódź 2001, s. 576-577).

¹² Co będzie możliwe z uwagi na ograniczenie ryzyka (zob. np. F. Mishkin, *Ekonomika pieniądza, bankowości i rynków finansowych*, WN PWN, Warszawa 2002, s. 33-35, 53-64, 138-141).



Rysunek 3. Przykładowy proces podejmowania decyzji w FIZ

Źródło: opracowanie własne.

(jest to szczególnie istotne w przypadku SKA realizujących projekty na różnych etapach – development vs. eksploatacja),

- możliwość łatwego zwiększania liczby inwestorów – uczestnikiem funduszu może być nie tylko inwestor strategiczny, ale mogą to być również inne podmioty zewnętrzne (np. można wykorzystać różnego rodzaju instytucje wspierające),

- efekty PR związane z innowacyjnym rozwiązaniem na polskim rynku.

Funkcjonowanie FIZ przeważnie ograniczone jest do momentu zaprzestania produkcji przez SKA, chyba że będziemy mieli do czynienia z reinwestycjami kapitału.

Istotny przy zarządzaniu FIZ jest proces podejmowania decyzji o inwestycjach, który może przebiegać następująco:

- inwestor strategiczny przeprowadza selekcję potencjalnych projektów,
- projekty, które zostały zaakceptowane wstępnie przez inwestora strategicznego, poddawane są ocenie wykonalności i rentowności z wykorzystaniem ekspertów zewnętrznych (w szczególności w zakresie kosztów i procesów technologicznych),

- przygotowany projekt przedstawiany jest komitetowi strategicznemu (jego członkami mogą być zarówno inwestorzy, jak i eksperci zewnętrzni), który akceptuje go do realizacji.

Podsumowanie

Realizacja postanowień UE dotyczących redukcji zanieczyszczeń oraz poszukiwania alternatywnych do surowców kopalnych paliw pozwalających na wytwarzanie energii elektrycznej powoduje, że wzrasta zainteresowanie w Polsce OZE. Krajowe duże przedsiębiorstwa energetyczne planują zainwestować znaczne środki i uruchomić wiele relatywnie niewielkich elektrowni opartych na źródłach odnawialnych. Jednym ze sposobów realizacji inwestycji przez te podmioty może być fundusz inwestycyjny zamknięty. Pozwala on bowiem m.in. na ograniczenie ryzyka, uzyskanie korzyści podatkowych oraz pozyskanie stosunkowo taniego finansowania (co jest istotne, ponieważ konieczność poniesienia w najbliższym czasie znacznych nakładów na utrzymanie potencjału powoduje, że firmy energetyczne będą miały duże problemy z uzyskaniem środków zewnętrznych). Ponadto wykorzystanie FIZ pozwoli na:

- wzmocnienie płynności,
- redukcję kosztów finansowania,
- rozszerzenie działalności bez wzrostu kapitału,
- dywersyfikację finansowania,
- polepszenie współczynników zyskowności,
- uniknięcie restrykcyjnych umów kredytowych,
- ułatwienie zarządzania inwestycjami.

Z tego też powodu duże przedsiębiorstwa energetyczne realizujące inwestycje w OZE powinny rozważyć możliwość przeprowadzenia ich za pomocą funduszu inwestycyjnego.

Literatura

- Borek M., *Role technik sekurytyzacyjnych*, „Bank” 2000, nr 12.
- Ekonomika i zarządzanie małą firmą*, red. B. Piasecki, WN PWN, Warszawa 2001.
- Finansowanie inwestycji energetycznych w Polsce*, raport, Pricewaterhouse Coopers i ING Bank Śląski, Warszawa, maj 2011.
- Greenspan A., *Era zawirowań. Krok w nowy wiek*, Wyd. Muza, Warszawa 2008.
- Grzegorzczak W., *Sekurytyzacja aktywów jako jedna z metod finansowania działań przedsiębiorstwa*, w: *Czas na pieniądź. Zarządzanie finansami. Klasyczne zasady – nowoczesne narzędzia*, red. D. Zarzecki, Uniwersytet Szczeciński, Szczecin 2002.
- Jankiewicz A., Jankiewicz S., *Sekurytyzacja jako metoda likwidacji zatorów płatniczych w MSP w Polsce*, w: *Teoria i praktyka zarządzania organizacjami gospodarczymi*, red. J. Lewandowski i inni, Politechnika Łódzka, Łódź 2003.
- Jankiewicz S., *Rozwój gospodarczy a problemy branży energetycznej w Polsce*, w: *Energetyka w czasach politycznej niestabilności*, red. P. Kwiatkiewicz, R. Szerzbowski i inni, Fundacja na rzecz Czystej Energii, Poznań 2015.

- Jankiewicz S., *Wpływ budowy elektrowni atomowej w Polsce na rynek energii elektrycznej*, w: *Ekonomia i zarządzanie energią a rozwój gospodarczy*, red. K. Pająk, A. Ziomek, S. Zwierchlewski, Wyd. Adam Marszałek, Toruń 2013.
- Mishkin F., *Ekonomika pieniądza, bankowości i rynków finansowych*, WN PWN, Warszawa 2002.
- Pawłowski M., *Znaczenie obligacji sekurytyzacyjnych w zarządzaniu finansami przedsiębiorstwa*, w: *Zarządzanie finansami. Finanse, instrumenty rynku finansowego*, red. D. Zarzecki, Wyd. Nauk. Uniwersytetu Szczecińskiego, Szczecin 2013.
- Pielasa M., Świerkocki J., *Niewykorzystana metoda finansowania*, „Rzeczpospolita” 2000, nr 146.
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009.
- Zombirt J., *Sekurytyzacja w świetle bankowych regulacji europejskich*, SGH, Warszawa 2002.

Investment funds as a form of involvement in Renewable Energy Sources

Abstract. *One of the key objectives of the EU (including Poland) is to ensure the security of the electricity supply in the systematic reduction of emissions to the atmosphere. One of the alternatives to help ensure this, are small power plants based on renewable energy sources (RES). Therefore, at the Community level, a number of instruments were introduced, starting from legal (eg. 3×20 Energy Package, the European Emissions Trading Scheme, the Directive of the European Parliament and of the Council 2010/75 / EU of 24 November 2010 on industrial emissions) and ending with the related direct support, designed to increase the supply of energy produced from that source. Regardless of the preference and promotion, RES investments of this type are always associated with high risk.*

The article presents the concept of an investment fund as a form that allows reduction of some of the risks associated with involvement in RES.

Keywords: *economic policy, energy, renewable energy sources, investment funds*

Aleksander Korytowski

Politechnika Poznańska
Wydział Elektryczny
e-mail: aleksander.korytowski@gmail.com
tel. 667 486 780

Wpływ usług systemowych oraz generacji rozproszonej na pokrywanie zapotrzebowania na moc szczytową w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

***Streszczenie.** Rola generacji zdeterminowanej oraz usług systemowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym nieustannie wzrasta. Podobne zmiany zachodzą w całej Europie. Dlatego w pracy podjęto kwestie związane z mocą szczytową w Polsce, Niemczech oraz obszarze europejskim (zawężonym do terytorium podlegającego organizacji ENTSO-E). Scharakteryzowano również europejską bazę wytwórczą energii elektrycznej oraz podjęto próbę porównania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z bazami państw europejskich o podobnej mocy zainstalowanej. Publikacja ma na celu pokazanie znaczenia usług systemowych w bezpiecznej eksploatacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w obliczu dynamicznych zmian w produkcji energii w Polsce i Europie.*

***Słowa kluczowe:** moc szczytowa, ENTSO-E, usługi systemowe, Krajowy System Elektroenergetyczny*

Wstęp

Rozwój technologii informacyjnych intensywnie zmienia sposoby i częstotliwość komunikacji między ludźmi. Dzięki nim następuje dynamiczna zmiana warunków pracy oraz sposobów spędzania wolnego czasu. Ma to w systemie elektroenergetycznym odbicie na dwóch płaszczyznach.

Po pierwsze, wykorzystywane są technologie informacyjne do zarządzania stroną wytwórczą KSE. Monitorując wiele parametrów i dzieląc się danymi

z partnerami, takimi jak OSP i OSD oraz organizacje regulacyjne, wytwórcy energii dopasowują się do popytu, reagują na zjawiska niespodziewane w coraz szybszym tempie, a także podlegają ciągłemu nadzorowi. Analogiczna sytuacja występuje w sektorze przesyłowo-dystrybucyjnym. Bieżąca analiza stanu sieci oraz dołączonych do niej źródeł pozwala na coraz większą kontrolę nad pracą KSE jako całością, jak również najmniejszych jego części składowych.

Po drugie, rozwijają się możliwości kontrolowania i dostosowywania strony popytowej w skali poszczególnych gospodarstw domowych lub przedsiębiorstw oraz w skali całego systemu.

W pracy przedstawiona została analiza zapotrzebowania na moc szczytową w KSE. Głównym problemem rozpatrywanym przez autora jest kwestia pokrywania wspomnianego zapotrzebowania przy uwzględnieniu wpływu usług systemowych oraz generacji rozproszonej. Takie sformułowanie tematu pozwala na uwzględnienie w rozważaniach roli wytwórców energii oraz jej konsumentów. Znaczenie sieci elektroenergetycznej zostało przedstawione w sposób możliwie zwięzły w celu skupienia uwagi na podaży i popycie na moc, które wynikają z dostępności oraz dyspozycyjności źródeł wytwórczych i magazynów energii na terenie Polski. Pominięta została rola wymiany transgranicznej oraz warunków sieciowych mogących uniemożliwić eksploatację źródła lub transfer energii do odbiorcy. Nieuwzględnione kwestie mają również znaczący wpływ na bilansowanie KSE, jednak nie zostaną przeanalizowane w tej pracy.

1. Moc szczytowa

Pojęcie mocy szczytowej oznacza poziom zapotrzebowania na moc czynną wyrażoną w watach dla danego zbioru urządzeń w danej chwili. W niniejszej pracy przez pojęcie mocy szczytowej w KSE rozumie się najwyższy dzienny wolumen zapotrzebowania na moc czynną wyrażoną w megawatach, określaną na podstawie 15-minutowego średniego poboru mocy czynnej przez wszystkie urządzenia przyłączone do KSE z uwzględnieniem strat mocy. Piętnastominutowe okresy pomiarowe odpowiadają kolejnym 96 kwadransom doby. W takim znaczeniu będzie stosowane pojęcie mocy szczytowej w KSE. Istnieje wiele parametrów będących pochodnymi wartości mocy szczytowej, z których dwie godne uwagi to średnia miesięczna moc szczytowa w KSE oraz maksymalna roczna moc szczytowa w KSE. Pierwszy z nich pozwala dobrze zobrazować zmianę zapotrzebowania w poszczególnych miesiącach roku – kształt krzywej wyznaczonej przez poszczególne miesiące jest na przestrzeni lat podobny i pokazuje spadek zapotrzebowania od zimy do lata, a następnie wzrost od lata do zimy.

Tabela 1. Dane charakterystyczne systemów Polski, Niemiec i ENTSO-E z roku 2013

Wyszczególnienie	Polska	Niemcy	ENTSO-E
Moc zainstalowana [MW]	35 631,0	183 099,0	1 007 452,7
Moc szczytowa godzinowa [MW]	22 680,0	83 102,0	528 749,0
Minimalne obciążenie godzinowe [MW]	10 206,0	32 473,0	230 694,0
Produkcja energii [TWh]	150,9	596,4	3354,8
Konsumpcja energii [TWh]	145,5	554,8	3307,9
Elektrownie na paliwa kopalne [MW]	29 170,0	82 891,0	461 278,3
Elektrownie atomowe [MW]	0,0	12 068,0	126 395,0
Elektrownie wodne [MW]	2349,0	10 780,0	201 394,6
Źródła odnawialne [MW]	4112,0	77 360,0	218 384,8
Współczynnik mocy szczytowej do zainstalowanej [%]	63,7	45,4	52,5
Współczynnik minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej [%]	28,6	17,7	22,9
Produkcja energii przy mocy zainstalowanej [TWh]	312,1	1603,9	8825,3
Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej [%]	48,3	37,2	38,0

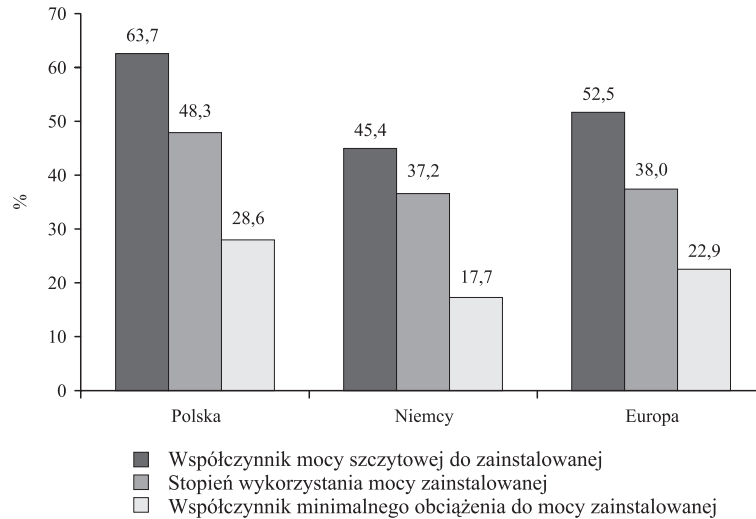
Źródło: na podstawie danych ENTSO-E: www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/net-generating-capacity [29.12.2014] oraz Statistical Factsheet 2013.

Każdy kraj ma swój unikalny, zależny od klimatu, rodzaju gospodarki, stopnia rozwoju oraz wielu innych czynników profil zapotrzebowania na moc szczytową, natomiast znajomość maksymalnej rocznej mocy szczytowej oraz wolumenu mocy zainstalowanej pozwala ocenić wielkość badanego systemu elektroenergetycznego.

Na podstawie danych z tabeli 1 można stwierdzić, że system polski stanowi jedynie ok. 3,5% mocy zainstalowanej w Europie, której wartość przekracza milion megawatów. Produkcja energii w Polsce stanowi natomiast ok. 4,5% energii wygenerowanej w Europie. Wykorzystano trzy wskaźniki wyrażone w procentach w celu porównania polskiego względnego systemu z niemieckim i europejskim:

1. Współczynnik mocy szczytowej do zainstalowanej otrzymano poprzez przyrównanie mocy szczytowej pobieranej w danym systemie do mocy w nim zainstalowanej.

2. Analogicznie opracowano współczynnik minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej.



Rysunek 1. Porównanie wskaźników obliczonych dla Polski, Niemiec i Europy

Źródło: jak w tabeli 1.

3. Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej otrzymano poprzez odniesienie wyprodukowanej w systemie energii do wolumenu energii, którą dany system mógłby wygenerować przy całkowitym wykorzystaniu mocy zainstalowanej przez cały rok.

Wskaźniki zobrazowano na rysunku 1.

Z analizy danych przedstawionych na rysunku wynika kilka istotnych wniosków:

1. Współczynnik mocy szczytowej do zainstalowanej oraz stopień wykorzystania mocy zainstalowanej w Polsce są znacznie wyższe niż w Niemczech oraz całej Europie.

2. Intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii (RFN) skutkuje spadkiem współczynnika mocy szczytowej do zainstalowanej ze względu na zdecydowanie niższą dyspozycyjność OZE w porównaniu z elektrowniami konwencjonalnymi, ale jest on również związany z zachowaniem mocy rezerwowych, gwarantujących generację energii w czasie niskiej generacji elektrowni bazujących na zmiennych siłach natury.

3. Różnica pomiędzy wartością współczynnika minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej a współczynnika mocy szczytowej do zainstalowanej wynosi 35 punktów procentowych w Polsce, 28 w RFN i 30 w Europie. Przedstawia ona amplitudę zmiany obciążeń występujących w danym systemie w ciągu roku, odniesioną do mocy zainstalowanej.

4. Z dużą dozą prawdopodobieństwa można stwierdzić, że Energiewende oraz polityka klimatyczna Unii Europejskiej spowodują odejście od XX-wiecznych koncepcji projektowania systemów w oparciu o źródła dyspozycyjne na rzecz systemów elektroenergetycznych, w których moc zainstalowana będzie kilkukrotnie przekraczała wartość mocy szczytowej.

2. Analiza europejskiej bazy wytwórczej energii elektrycznej

Organizacja ENTSO-E zrzesza operatorów systemów przesyłowych z 27 krajów Unii Europejskiej (wszystkie poza Malta), a także ze Szwajcarii, Norwegii, Islandii, Serbii, Czarnogóry, Bośni i Hercegowiny oraz Republiki Macedonii. Dysponuje ona dokładnymi danymi dotyczącymi systemów elektroenergetycznych zrzeszonych państw. Z tego względu niniejsza analiza systemu europejskiego sprovedzona została do analizy części podlegającej kontroli ENTSO-E. W badaniach nie uwzględniono pozostałych dwunastu państw znajdujących się (również częściowo) w Europie, w tym Ukrainy, Białorusi i Federacji Rosyjskiej.

Porównanie mocy zainstalowanej netto z energią wygenerowaną w ENTSO-E (dane za 2013 r.) pozwala zauważyć znaczne różnice pomiędzy udziałami energii wygenerowanej w danych rodzajach elektrowni a ich udziałami w całkowitej mocy zainstalowanej. Udział energii atomowej jest dwukrotnie większy niż udział mocy zainstalowanej w elektrowniach atomowych. Odwrotna sytuacja występuje w przypadku odnawialnych źródeł energii, gdzie stosunek dotyczący energii jest znacznie mniejszy od stosunku mocy.

Wartości współczynników wykorzystania pozwalają sformułować następujące wnioski:

1. Elektrownie wiatrowe i słoneczne generują wedle dostępności energii pierwotnej praktycznie nieograniczone dyspozycjami operatorów systemów przesyłowych (poza sytuacjami odłączenia źródła od sieci na żądanie operatora ze względu na zagrożenie uszkodzenia sieci). Otrzymane współczynniki ilustrują realne wykorzystanie mocy zainstalowanych technologii wiatrowych oraz słonecznych, a także ukazują ich ograniczenia. Kluczowy wpływ na wartości tych współczynników mają warunki klimatyczne, które nie są zależne od działań człowieka, dlatego jedyną możliwością zwiększenia wykorzystania mocy z omawianych odnawialnych źródeł energii jest rozwój technologii, skutkujący przyrostem sprawności.

2. Moc zainstalowana w elektrowniach atomowych została wykorzystana w ponad 77%, co pozwala stwierdzić, że technologia ta pokrywała część obciążenia podstawowego i ograniczała produkcję tylko w sporadycznych przypadkach.

Tabela 2. Faktyczna oraz teoretycznie możliwa produkcja energii w ENTSO-E (dane z 2013 r.)

Rodzaj elektrowni	Produkcja energii [TWh]	Produkcja energii przy mocy zainstalowanej [TWh]
Na paliwa kopalne	1461,7	4040,8
Wodne	590,5	1764,2
Atomowe	857,2	1107,2
Wiatrowe	234,7	998,5
Słoneczne	80,4	689,8
Biomasyowe	92,2	203,7
Inne	10,4	12,6

Źródło: jak w tabeli 1.

3. Pomimo że elektrownie na paliwa kopalne wygenerowały prawie połowę energii w ENTSO-E, to wykorzystały swoje możliwości jedynie w 36,2%. W sytuacji, gdy energia z OZE ma pierwszeństwo w sieci, a elektrownie atomowe generują z najmniejszymi kosztami zmiennymi, elektrownie na paliwa kopalne generują w czasie, gdy brakuje energii z innych źródeł – co zmienia charakter pracy wielu takich jednostek na regulacyjno-interwencyjny.

Polska dysponuje siódmą największą bazą wytwórczą w ENTSO-E, jednak RFN, Francja, Hiszpania i Włochy przekraczają każde z osobna 100 000 MW i razem z Wielką Brytanią posiadają 60% mocy w ENTSO-E. Najbliższa polskiemu miksowi energetycznemu jest Holandia, w której dominują źródła opalane paliwami kopalnymi, a na kolejnej pozycji znajdują się OZE, które w obu krajach wygenerowały po ponad 12 TWh energii elektrycznej. Znacząca jest natomiast różnica pomiędzy produkcjami elektrowni na paliwa kopalne – wolumen pochodzącej z nich energii był w Polsce prawie dwukrotnie większy niż w Holandii. Jednocześnie, w 2013 r., system holenderski zaimportował aż 16,5% energii skonsumowanej w kraju, czego przyczyną była niska cena energii w państwach ościennych. Głównym dostawcą była RFN, z której wpłynęło aż 24,6 TWh, następnie Belgia (4,4 TWh) oraz Norwegia (4,2 TWh). RFN hojnie obdziela sąsiadów nadwyżkami energii z OZE, Belgia stanowi kraj tranzytowy dla energii pochodzącej z francuskich elektrowni jądrowych, a Norwegia eksportuje energię z elektrowni wodnych, które wyprodukowały 96% norweskiej energii elektrycznej. Sytuacja Holandii pokazuje, że rodzime elektrownie spalające holenderski gaz lub importowany węgiel przegrywają konkurencję z zagranicznymi producentami korzystającymi z technologii nie opartych na paliwach kopalnych.

Przykładem zharmonizowanej bazy wytwórczej energii elektrycznej jest system szwedzki. Wykorzystane w 76% moce wytwórcze elektrowni atomowych,

wraz z elektrowniami wiatrowymi oraz biomasowymi (pracującymi również w kogeneracji), pokrywały większą część obciążenia podstawowego, uzupełniane przez hydroelektrownie, pokrywające również obciążenie podszczytowe i szczytowe. Elektrownie na paliwa kopalne stanowiły rezerwę systemową i pracowały tylko w szczególnych przypadkach, wykorzystując moce zainstalowane na poziomie 11%. Wyraźnie widać, że KSE jest całkowicie odmienny od systemu szwedzkiego. Jedynym punktem wspólnym jest podobna rola OZE oraz uzyskiwane z nich wolumeny energii. Ze względu na krajowe warunki hydrologiczne Polska nie może opierać bazy wytwórczej na elektrowniach wodnych, w przeciwieństwie do krajów skandynawskich.

Z dokonanego porównania KSE z systemami o podobnej mocy zainstalowanej znajdującymi się w Europie wynika, że w Polsce możliwy jest rozwój importu energii elektrycznej oraz budowa znaczących mocy w nieobecnych dotąd elektrowniach atomowych. Wraz z powstaniem elektrowni atomowych oraz rozwojem OZE zmniejszy się rola elektrowni na paliwa kopalne w pokrywaniu zapotrzebowania podstawowego. Jednocześnie utrzymana zostanie ich rola w pokrywaniu zapotrzebowania podszczytowego oraz szczytowego. Taka zmiana wymusi stworzenie nowego sposobu finansowania elektrowni węglowych i gazowych, ponieważ dochody ze sprzedaży energii elektrycznej na konkurencyjnym rynku nie będą w stanie pokryć ich kosztów amortyzacji oraz funkcjonowania. Z tego względu opracowywane są obecnie koncepcje działania tzw. rynku mocy w Polsce. Aktualnie funkcjonuje mechanizm rezerw operacyjnych.

Ze względu na warunki klimatyczne, posiadane złoża surowców oraz historycznie podobną bazę wytwórczą energii elektrycznej polski sektor energetyczny powinien uważnie obserwować zmiany zachodzące w systemie niemieckim oraz brytyjskim i, korzystając z ich doświadczeń, budować długoletnią strategię.

3. Usługi systemowe w Polsce

Rosnący udział generacji zdeterminowanej¹ w systemie powoduje wzrost zapotrzebowania na moce regulacyjne. Konieczność rezerwowania mocy źródeł rozproszonych, których znaczną większość stanowią OZE, wiąże się ze wzrostem zapotrzebowania na usługi regulacyjne, natomiast obecne możliwości regulacyjne, ulokowane głównie w elektrowniach cieplnych, są ograniczone. W celu zwiększenia podaży usług regulacyjnych tworzone są zachęty do inwestycji w nowe moce regulacyjno-interwencyjne, a także modyfikowane są zasady

¹ Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

pozyskiwania regulacyjnych usług systemowych (RUS). Obowiązujące zasady są przedstawione w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej”, w części „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”. Poniżej przedstawiony został katalog usług systemowych wyszczególnionych we wspomnianym dokumencie (IRiESP), gdzie:

JG_{wa} – Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna.

GWS – Generacja Wymuszona względami Sieciowymi.

(1) Regulacyjne usługi systemowe (RUS) JG_{wa} .

(1.1) Operacyjna rezerwa mocy.

(1.2) Udział w regulacji pierwotnej.

(1.3) Udział w regulacji wtórnej.

(1.4) Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem.

(1.5) Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej.

(2) Usługa uruchomienia JG_{wa} .

(3) Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.

(3.1) Praca interwencyjna.

(3.2) Interwencyjna rezerwa zimna.

(3.3) Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP.

(4) Usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (nazywana dalej również „usługą GWS”).

(5) Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.

W dalszych rozważaniach uwaga została skupiona na punktach nr 1 oraz 3.

Zgodnie z IRiESP: operacyjna rezerwa mocy są to zdolności wytwórcze JG_{wa} będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla OSP ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach umów sprzedaży energii oraz na rynku bilansującym w ramach generacji swobodnej. Oznacza to, że OSP zakupuje zdolności wytwórcze w elektrowniach, których moc dyspozycyjna nie będzie w całości wykorzystana na planową generację energii, co stanowi przychód dla podmiotu sprzedającego swoje zdolności, osiągany praktycznie bez kosztów zmiennych. Wraz ze wzrostem generacji zdeterminowanej spada wykorzystanie mocy w jednostkach konwencjonalnych, co powoduje spadek wpływów finansowych ze sprzedaży energii, a jednocześnie powiększa się nadwyżka mocy dyspozycyjnej. Ta nadwyżka jest wykorzystywana pod postacią operacyjnej rezerwy mocy do zagwarantowania dostarczenia energii w procesie bilansowania systemu przesyłowego przez operatora. Wolumen operacyjnej rezerwy mocy jest ustalany przez OSP, który dokonuje zakupu mocy w ilości dostosowanej do warunków panujących w KSE.

Regulacja pierwotna oraz wtórna wymagają utrzymywania sprawnych układów regulacji, co jest obligatoryjne dla wszystkich JG_{wa} . Wymagany zakres regulacji pierwotnej wynosi ok. ± 170 MW, natomiast zakres regulacji wtórnej to ± 500 MW. Oba zakresy zostały ustalone przez OSP na podstawie wytycznych

ENTSO-E oraz analiz systemowych w dobie n-1. OSP dokonuje zakupu udziału JG_{wa} w każdym z dwóch typów regulacji niezależnie, a następnie wydaje polecenia załączenia układów regulacji poprzez Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.

Praca z zaniżeniem polega na prowadzeniu ruchu JG_{wa} z obciążeniem poniżej jej mocy minimum technicznego, a praca z przeciążeniem, analogicznie – z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej. Istotnym wymaganiem dla tej usługi jest zakres dostępnej mocy regulacyjnej, który musi być większy od 5 MW. Oznacza to możliwość pracy z mocą co najmniej o 5 MW mniejszą od minimum technicznego przy zaniżeniu oraz z mocą co najmniej o 5 MW wyższą od mocy osiągalnej w przypadku przeciążenia. Generacja z mocą poza pasmem mocy osiągalnej danego źródła wiąże się najczęściej ze spadkiem sprawności przetwarzania energii, co jest uwzględniane w obliczeniach kosztów tych usług.

Podobnie jak w przypadku regulacji pierwotnej i wtórnej, Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne są zobowiązane do utrzymywania sprawnych układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE). OSP dokonuje zakupu udziału JG_{wa} w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, a następnie wydaje polecenia załączenia układów regulacji poprzez Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.

Usługi w zakresie rezerwy interwencyjnej mają na celu zapewnienie krótko- oraz długotrwałego bezpieczeństwa KSE.

Pierwszą z tych usług jest praca interwencyjna, realizowana jedynie przez jednostki wytwórcze pompowo-szczytowe oraz jednostki wytwórcze w elektrowniach gazowych. Takie ograniczenie technologiczne jest spowodowane koniecznością szybkiego zwiększenia wytwarzania energii, które jest istotą pracy interwencyjnej. Czas uruchomienia elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu do pracy turbinowej wynosi 180 s², natomiast rozruch turbiny gazowej to kwestia 15-20 minut³. Powyższe rodzaje źródeł mają najkrótsze czasy uruchomień z wykorzystywanych na dużą skalę technologii energetycznych, co predestynuje je do skutecznego reagowania na zmiany mocy zachodzące w bieżącej eksploatacji KSE.

Usługa interwencyjnej rezerwy zimnej pełniona będzie natomiast przez centralnie dysponowane jednostki wytwórcze ciepłe po 1.01.2016 r. Warunkiem realizacji tej usługi przez jednostki wytwórcze będzie przyznanie im prawa do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych, zgodnie z art. 33 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych

² www.elektroenergetyka.pl/upload/file/2003/8/elektroenergetyka_nr_03_08_01.pdf [09.01.2015].

³ www.elektroenergetyka.pl/upload/file/2006/5/elektroenergetyka_nr_06_05_02.pdf [09.01.2015].

(zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)⁴ oraz wystąpienie zapotrzebowania na usługę interwencyjnej rezerwy zimnej, określonego przez OSP.

Zarówno w przypadku pracy interwencyjnej, jak i interwencyjnej rezerwy zimnej OSP dokonuje zakupu gotowości do świadczenia rezerwy interwencyjnej oraz wykorzystania rezerwy interwencyjnej. Oznacza to, że podmiot świadczący usługę otrzymuje wynagrodzenie stałe zależne od zakontraktowanej mocy oraz wynagrodzenie zmienne, zależne od wykorzystanej mocy. Dzięki takiemu rozwiązaniu inwestycje w moce interwencyjne mogą opierać wyliczenia opłacalności na podstawie stałych wpływów, unikając ryzyka niezyskania wpływów w wypadku niewykorzystania mocy zakontraktowanej przez OSP. Inaczej kształtują się przepływy finansowe dotyczące ostatniej usługi, jaką jest usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przez sterowane odbiory energii. Dostawcy tej usługi otrzymują wynagrodzenie jedynie za wykorzystanie rezerwy interwencyjnej, tzn. zmniejszenie ilości pobieranej z sieci mocy na polecenie OSP. W ramach przedstawionego katalogu usług spółka PSE, będąca operatorem systemu przesyłowego, podpisała w latach 2013-2014 kilka znaczących umów na regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.

30 grudnia 2014 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne podpisały umowę ze spółką PGE Energia Odnawialna⁵. Świadczona przez PGE Energia Odnawialna usługa pracy interwencyjnej będzie polegała na dysponowaniu oraz wykorzystaniu przez OSP elektrowni szczytowo-pompowych Żarnowiec, Porąbka Żar, Dychnów i Solina. Operator pozyskał w ten sposób moce przeznaczone do interwencyjnego równoważenia bieżącego bilansu mocy czynnej i biernej w systemie oraz do sterowania rozplływami mocy w sieci przesyłowej na lata 2015-2018. Podpisana umowa gwarantuje OSP zdalny dostęp do mocy interwencyjnych oraz krótki czas aktywacji pełnej mocy osiągalnej przez wybrane jednostki wytwórcze.

W latach 2013-2014 PSE ogłosiło i rozstrzygnęło, na polecenie OSP, cztery przetargi na usługę redukcji zapotrzebowania. Pierwszy przetarg wygrała spółka PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, oferując kwotę 750 zł za każdą megawatogodzinę zredukowanego zapotrzebowania⁶. Ostatni przetarg pozwolił natomiast uzyskać 127 MW mocy interwencyjnych, z czego 50 MW zagwarantowało PGE GiEK, a za pozostałe 77 MW odpowiada spółka Enspirion z grupy Energa, będąca agregatorem. Ceny jednej megawatogodziny redukcji różniły się w zależności od oferty i mieściły w przedziale od 950 do 1199 zł. Ceny

⁴ Dz. Urz. UE L334/37.

⁵ http://energetyka.wnp.pl/umowa-pse-i-pge-energia-odnawialna-ws-uslugi-pracy-interwencyjnej,241534_1_0_0.html [9.01.2015].

⁶ <http://www.cire.pl/item,72789,1,0,0,0,0,pge-giek-wygralo-przetarg-pse-na-negawaty.html> [9.01.2015].

pakietów letnich oraz zimowych były sobie równe w ramach przedstawionych ofert⁷. Umowy na usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP zawierane są na okres 24 miesiące. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, zgodnie ze swoją strategią, będą w kolejnych latach rozbudowywać portfel tego typu usług. Poprzez rozwijanie mechanizmów zarządzania popytem OSP wzmacnia bezpieczeństwo funkcjonowania KSE oraz przeprowadza optymalizację kosztową bilansowania systemu.

Mechanizmy zarządzania popytem (DMS – ang. *Demand Side Management*) nie ograniczają się do usług realizowanych na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego. DMS polega również na celowym wywoływaniu postaw racjonalizujących zużycie energii u odbiorców. Korzystne dla eksploatacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zmiany poboru mocy, odzwierciedlone na dobowym wykresie zapotrzebowania na moc w KSE, dzielimy na sześć podstawowych kategorii⁸:

- obciążenie szczytu – obniżenie zapotrzebowania na moc w okresach szczytowego obciążenia,
- wypełnianie dolin – podstawowym celem jest zwiększenie zużycia energii w okresach pozaszczytowych,
- przesunięcie obciążenia – łączy cechy dwóch poprzednich kategorii,
- strategiczne oszczędzanie – ma na celu obniżenie całkowitego zużycia energii,
- strategiczne zwiększenie obciążenia – dążenie do zwiększenia sprzedaży energii elektrycznej,
- elastyczne kształtowanie krzywej obciążenia – jest opcją, która bierze pod uwagę niezawodność dostaw energii i dostosowanie obciążenia do bieżącej sytuacji systemowej.

Racjonalizacja zużycia energii przez odbiorców jest obecnie realizowana poprzez zastosowanie taryf dwustrefowych, takich jak taryfa G12 dla gospodarstw domowych. Niższa cena w strefie czasowej znajdującej się poza szczytem porannym i szczytem wieczornym stanowi ekonomiczną zachętę do korzystania z energii elektrycznej w czasie mniejszego zapotrzebowania na moc w KSE. Jednocześnie cena w strefie czasowej obejmującej szczyty jest wyższa od ceny w taryfie jednostrefowej G11, co stanowi zachętę do zmniejszenia poboru energii w wyznaczonych godzinach. Rozwój tzw. inteligentnych sieci elektroenergetycznych ma na celu m.in. umożliwienie wprowadzenia taryf, w których cena energii będzie zmieniała się dynamicznie, zależnie od możliwości generacji źródeł

⁷ http://energetyka.wnp.pl/pse-rozstrzygnely-kolejny-przetarg-negawaty,236876_1_0_0.html [9.01.2015].

⁸ Przytoczone za: dr inż. Paweł Bućko, Politechnika Gdańska, projekt badawczy nr N511 376235.

wytwórczych w danej chwili. Taka zmienność cen pozwoli zwiększyć dostosowanie popytu na energię elektryczną do podaży w coraz większym stopniu zależnej od generacji zdeterminowanej.

Poza obecnym katalogiem usług systemowych do roku 2020 może w Polsce zaistnieć rynek mocy. Jest to rozwiązanie mające na celu utrzymywanie zdolności produkcyjnych energii elektrycznej na większym od opłacalnego poziomie, pozwalające na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii. Rynek mocy funkcjonuje już w ośmiu krajach UE. W Polsce mógłby ruszyć najwcześniej w roku 2016 lub 2017. Tworząc rynek mocy, należy wybrać jedną z trzech koncepcji – zapewnianie rezerwy poprzez utrzymanie pracy jednostek nieekonomicznych, zapewnianie dodatkowego źródła przychodów dla wytwórców zmuszonych ograniczyć swoje zdolności produkcyjne albo wykorzystanie rynku mocy do wspierania określonych technologii.

Podsumowanie

Mnogość rozwiązań dotyczących bezpiecznej i efektywnej eksploatacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, które zostały wprowadzone na przestrzeni ostatnich lat, wskazuje na intensywną ewolucję KSE. Proces ewolucji będzie kontynuowany w kolejnych latach z uwzględnieniem uwarunkowań technicznych, ekonomicznych, środowiskowych, geopolitycznych, społecznych oraz formalnoprawnych. Uwarunkowania techniczne tracą na znaczeniu w stosunku do pozostałych wymienionych, czego najlepszym przykładem jest intensywny rozwój generacji zdeterminowanej (głównie w postaci odnawialnych źródeł energii), wynikający z uwarunkowań środowiskowych przedstawionych w dyrektywach Unii Europejskiej. Przyjęcie dyrektyw implikuje powstanie krajowych uwarunkowań formalnoprawnych oraz dostosowanych do nich rozwiązań rynkowych. Zmiany wprowadzone przez Operatora Systemu Przesyłowego charakteryzują się postępującą integracją rynku regulacyjnych usług systemowych z rynkiem bilansującym, co pozwala m.in. na coraz bardziej dynamiczne kształtowanie krzywej obciążenia oraz wytwarzania.

Ze względu na rozwój generacji zdeterminowanej oraz rynku energii następuje odejście od XX-wiecznych koncepcji projektowania systemów elektroenergetycznych w oparciu o dyspozycyjne źródła centralne na rzecz systemów elektroenergetycznych, w których moc zainstalowana w wielu rozproszonych jednostkach będzie kilkakrotnie przekraczała wartość mocy szczytowej. W systemach przyszłości energia będzie płynęła z wielu źródeł o różnych charakterystykach pracy, co wymusi lokalne bilansowanie poszczególnych części systemów. Przeprowadzona analiza pokazała zależności występujące pomiędzy rozwojem

generacji zdeterminowanej i rozproszonej oraz rozwojem usług systemowych. Rola tego typu generacji, a także wspomnianych usług w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym nieustannie wzrasta, przy czym wprowadzanie kolejnych usług systemowych jest uzasadnione powstaniem znacznej generacji zdeterminowanej, a jednocześnie pozwala na jej dalszy rozwój przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy KSE. Zachodzące zmiany powodują również wzrost zainteresowania metodami akumulacji energii, które mogłyby znacząco rozszerzyć możliwości bilansowania systemów elektroenergetycznych.

Literatura

- Bućko P., *Konkurencja w dostawie regulacyjnych usług systemowych*, „Rynek Energii” 2008, nr 2.
Bućko P., *Regulacyjne usługi systemowe w zakresie mocy czynnej w warunkach rynkowych*, „Rynek Energii” 2010, nr 4.
Dz. Urz. UE L334/37.
ENTSO-E, *Electricity in Europe 2013*, Bruksela 2014.
ENTSO-E, *Statistical Factsheet 2013*, Bruksela 2014.
http://energetyka.wnp.pl/pse-rozstrzygnely-kolejny-przetarg-negawaty,236876_1_0_0.html [9.01.2015].
http://energetyka.wnp.pl/umowa-pse-i-pge-energia-odnawialna-ws-uslugi-pracy-interwencyjnej,241534_1_0_0.html [9.01.2015].
Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, *Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*, tekst jednolity obowiązujący od dnia 1.08.2014.
www.cire.pl/item,72789,1,0,0,0,0,0,pge-giek-wygralo-przetarg-pse-na-negawaty.html [9.01.2015].
www.elektroenergetyka.pl/upload/file/2003/8/elektroenergetyka_nr_03_08_01.pdf [9.01.2015].
www.elektroenergetyka.pl/upload/file/2006/5/elektroenergetyka_nr_06_05_02.pdf [9.01.2015].
www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/net-generating-capacity [29.12.2014].

The influence of system services and distributed generation on peak load management in the National Power System

Abstract. *The importance of determined generation and system services in the National Power System rises constantly. Similar changes happen all over the Europe. The first part of the work presents the peak load definition and indicators related to it, such as, peak load to installed capacity coefficient. Polish, German, and European (ENTSO-E's) system parameters have been analyzed. The next part characterizes the European power generation base and shows a comparison of the National Power System and other European systems based on similar installed capacities. The final section introduces the catalogue of system services prepared by the Transmission System Operator and presents a realization of chosen services. The publication aims to show the importance of system services in the safe exploitation of the National Power System in the conditions of dynamic change of energy production in Poland and in Europe.*

Keywords: *peak load, ENTSO-E, system services, National Power System*

Tomasz Motowidlak

Uniwersytet Łódzki
Katedra Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych
e-mail: tmotowid@uni.lodz.pl
tel. 42 633 08 57

Systemy rezerwy strategicznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej

Streszczenie. *Celem artykułu jest określenie roli, jaką w zapewnieniu ciągłości dostaw energii elektrycznej w UE odgrywa system rezerwy strategicznej. Istota tego systemu tkwi bowiem w możliwości podtrzymania tej ciągłości w sytuacjach awaryjnych.*

W wielu państwach członkowskich UE ciągłość ta staje się zagrożona ze względu na niedobór mocy wytwórczych, spowodowany głównie dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej, która wypiera z rynku konwencjonalne jednostki wytwórcze, a także nieodległą perspektywą wyłączenia znacznej części tych jednostek ze względu na zawansowany wiek i wyeksploatowanie.

Wspomniany cel osiągnięto poprzez analizę roli systemu rezerwy strategicznej w zapewnieniu tej ciągłości w tych państwach członkowskich UE, w których system ten jest najbardziej zaawansowany. Uzupełniający charakter ma analiza rozwoju pozostałych systemów wynagradzania za utrzymanie mocy wytwórczych w tych państwach, tj. systemu zobowiązań zakupu mocy wytwórczych, systemu aukcji tych mocy, systemu opcji niezawodnościowych, systemu płatności za moce wytwórcze oraz wspierającego je systemu kontraktów różnicowych.

Słowa kluczowe: *rynki mocy, rynek energii elektrycznej UE, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej UE*

Wstęp

W systemach elektroenergetycznych państw członkowskich Unii Europejskiej (UE) ubywa mocy konwencjonalnych, co może doprowadzić do ich niedoboru.

Ubytek tych mocy sprawia, że zagrożona jest realizacja jednego z podstawowych celów polityki energetycznej UE, zakładającego zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zasadniczą przyczyną ubytku mocy konwencjonalnych w tych systemach jest dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej i prosumenckiej w wielu krajach członkowskich UE, który spowodował trwałe zmiany na rynkach (tylko) energii elektrycznej tych krajów.

Szerokie wsparcie finansowe dla rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) w UE, uprzywilejowanie w systemach elektroenergetycznych oraz niskie koszty zmienne jednostek odnawialnych powodują bowiem, że jednostki te wywołują silną presję na spadek hurtowych cen energii elektrycznej na tych rynkach. Presji tej nie są w stanie wytrzymać konwencjonalne jednostki wytwórcze, które dodatkowo stoją w obliczu kolejnych wzrostów kosztów wytwarzania, wynikających z zaostrzonych norm ochrony środowiska w zakresie emisji zanieczyszczeń do atmosfery i ograniczaniem emisji CO₂.

Wobec coraz krótszych okresów pracy (także w okresach szczytowych), pułapów cenowych oraz coraz mniejszych wolumenów energii elektrycznej lokowanych na rynkach jednostki konwencjonalne zmagają się z bardzo niską lub wręcz ujemną rentownością swojej działalności wytwórczej. Działalność ta staje się przez to dużym obciążeniem dla wielu przedsiębiorstw energetycznych UE, które poszukują rozwiązań pozwalających na zmniejszenie tego obciążenia.

Jednym z takich rozwiązań jest ograniczenie uczestnictwa w rynku energii elektrycznej i niepodejmowanie inwestycji w nowe moce wytwórcze. Rozwiązanie to prowadzi jednak do problemu braku przychodów (*missing money*) i braku mocy konwencjonalnych (*missing capacity*). W dłuższej perspektywie efektem tego rozwiązania jest likwidacja wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach konwencjonalnych, sprzedaż nierentownych „osieroconych” aktywów wytwórczych (*stranded assets*) oraz całkowita zmiana modeli biznesowych przez przedsiębiorstwa energetyczne¹.

Niedobór mocy wytwórczych w systemach elektroenergetycznych krajów członkowskich UE staje się bardziej realny w obliczu bliskiej perspektywy wycofania z tych systemów znacznej części mocy ze względu na zaawansowany wiek i wyeksploatowanie. Z uwagi na nieciągły charakter wytwarzania powstałej luki w systemach elektroenergetycznych nie jest w stanie skutecznie wypełnić moc zainstalowana w energetyce odnawialnej i prosumenckiej, ponieważ wymaga ona rezerwowania przez moce konwencjonalne.

Efekty wspomnianych zmian na rynkach energii elektrycznej państw członkowskich UE wskazują, że zasadnicze cele polityki energetycznej UE nie są spójne. Utrzymanie cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie oraz

¹ *Koniec tradycyjnej energetyki?*, PwC, ING Bank Śląski, 2015, s. 13.

ograniczenie negatywnego wpływu sektora wytwarzania tej energii na środowisko nie sprzyjają bowiem zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Działania państw członkowskich UE wskazują, że problem braku mocy wytwórczych zamierzają one rozwiązać poprzez wprowadzenie systemów wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych (*capacity remuneration mechanisms* – CRM) i systemów stymulowania nowych inwestycji w te moce w sektorze wytwarzania energii elektrycznej UE. Dotychczasowe efekty tych działań oraz bieżące zamierzenia tych państw świadczą o tym, że najczęściej elementami systemów CRM są lub będą systemy: rezerwy strategicznej (*strategic reserve* – SR), zobowiązań zakupu (posiadania) mocy wytwórczych (*capacity obligations* – CO), aukcji mocy wytwórczych (*capacity auctions* – CA), opcji niezawodnościowych (*reliability options* – RO), płatności za moce wytwórcze (*capacity payments* – CP) oraz kontraktów różnicowych (*contracts for difference* – CfD)².

W artykule przedstawiono systemy rezerwy strategicznej Belgii, Niemiec i Austrii, Danii, państw bałtyckich, Szwecji i Finlandii, Holandii i Polski. Systemy te należą bowiem do najbardziej rozwiniętych w UE.

1. Istota systemu rezerwy strategicznej

System SR jest systemem ukierunkowanym, np. pod względem typu, lokalizacji i czasu dostępności określonego wolumenu mocy. System ten zakłada funkcjonowanie jednostek wytwórczych, które utrzymują moc na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w sytuacjach nadzwyczajnych, np. podczas szczególnych warunków pogodowych, remontów innych jednostek wytwórczych lub awarii katastrofalnych³.

Obowiązek utrzymania mocy w ramach systemu SR nakłada na te jednostki operator systemu przesyłowego (OSP), który zawiera z tymi jednostkami kontrakty dotyczące zakresu tego obowiązku. Kontraktacja mocy dokonywana jest przez OSP w ramach ogłaszanych przetargów lub aukcji. Moc może być kontraktowana zarówno w okresach rocznych, jak i w dłuższej perspektywie⁴. Kontrakty dotyczące utrzymania mocy w ramach systemu SR zawierają m.in. wolumen tej mocy, zasady dotyczące momentu zgłoszenia zapotrzebowania na moc, czasu aktywacji mocy oraz opłat pokrywających koszty aktywacji. Jeżeli proces

² T. Motowidlak, *Ilościowe rynkowe systemy wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych w Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” 2015, nr 2(117), s. 18.

³ *El Fact sheet Capacity Mechanismus*, „KU Leuven Energy Institute” 2013, nr 3, s. 3.

⁴ B. Tennbakk, *Capacity mechanisms in individual markets within the IEM*, Thema Consulting Group, Brussels 2013, s. 32.

kontraktacji przeprowadzany jest z odpowiednim wyprzedzeniem, w przetargach lub aukcjach mogą uczestniczyć także jednostki wytwórcze, które nie zostały jeszcze uruchomione.

Jednostki wytwórcze funkcjonujące w ramach systemu SR nie biorą czynnego udziału w rynku (tylko) energii elektrycznej (*Energy Only Market – EOM*) i są przywoływane do pracy przez OSP wyłącznie we wspomnianych sytuacjach nadzwyczajnych. Moc tych jednostek pozostaje zatem do dyspozycji OSP. Jednostki te mogą jednak brać udział w rynku bilansującym, gdy system elektroenergetyczny nie może zostać zbilansowany przez innych uczestników rynku energii elektrycznej.

Wspomniane sytuacje cechuje znaczny wzrost cen energii elektrycznej. W teorii ceny te osiągają bowiem poziom maksymalny, zbliżony do VOLL (*Value of Load Lost*)⁵. W praktyce pułap tych cen zostaje ograniczony administracyjnie, zazwyczaj do poziomu najwyższej oferty rynkowej (powiększonej o marżę). Mimo to ceny te mogą implikować import energii elektrycznej, co sprzyja zbilansowaniu rynku.

Zakup mocy w ramach systemu SR dotyczy określonego wolumenu tej mocy. Wobec zakontraktowanej, tj. znanej podaży mocy jej cena aukcyjna kształtowana jest pod wpływem zgłaszanych ofert zapotrzebowania na energię elektryczną. Wszyscy oferenci mocy muszą bezwzględnie zapewnić, pod groźbą obciążenia wysokimi karami pieniężnymi, deklarowany wolumen tej mocy, na określonych w kontrakcie zasadach, do dyspozycji OSP.

Moc oferują zarówno nowe, jak i funkcjonujące już jednostki wytwórcze, w tym jednostki będące własnością OSP. Poprzez gotowość do ograniczenia zapotrzebowania na energię elektryczną na żądanie OSP oferentami mocy w ramach systemu SR mogą być także odbiorcy tej energii. Zatem źródłem mocy oferowanej na aukcjach lub przetargach może być wykorzystanie mechanizmu DSR (*Demand Side Response*). Cena za wspomnianą gotowość waha się od 30 tys. euro/MW/rok w Niemczech i Francji do 120 tys. euro/MW/rok we Włoszech i 200 tys. euro/MW/rok w Hiszpanii⁶.

Koszty funkcjonowania systemu SR pokrywane są zazwyczaj przez dodatkowe płatności, które stają się elementem taryfy przesyłowej i obciążają finalnych odbiorców energii elektrycznej. W związku ze stosunkowo niskim poziomem rezerwy strategicznej koszty te nie obciążają generalnie znacząco tych odbiorców. Jednak płatności te mogą być źródłem dodatkowego finansowania jednostek ekonomicznie nieefektywnych i w konsekwencji umożliwić przedłużenie okresu ich eksploatacji.

⁵ 5 mitów polskiej elektroenergetyki 2014, IV edycja Raportu ING Banku Śląskiego i PwC, Warszawa 2014, s. 6

⁶ H. Kaliś, *Usługa redukcji obciążenia ratunkiem dla KSE*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2014, nr 2.

Idea systemu SR sprawia, że system ten kierowany jest do niewielkiej grupy jednostek wytwórczych. Roczny czas pracy tych jednostek może być bardzo krótki, co wynika z postulatu zbilansowania systemu jedynie w sytuacjach nadzwyczajnych. Dlatego też jednostkami tymi są najczęściej jednostki wytwórcze nieefektywne, przeznaczone do wycofywania z eksploatacji, bądź jednostki zbudowane z wykorzystaniem urządzeń wycofywanych z eksploatacji (np. silników lotniczych).

2. System rezerwy strategicznej Belgii

Podstawę prawną funkcjonowania systemu SR w Belgii stanowi plan opracowany przez Melchiora Watheleta, ministra ds. energii tego kraju⁷. Plan ten został przedstawiony 27 czerwca 2012 r., a rząd belgijski przyjął go w lipcu 2013 r. Zasadniczym celem tego planu było wsparcie istniejących i budowy nowych jednostek wytwórczych, wykorzystujących gaz ziemny. Źródłem zagrożenia dla dalszego funkcjonowania tych jednostek był bowiem spadek ich konkurencyjności na rynku EOM, wynikający z niższych kosztów wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie jądrowe i instalacje odnawialne⁸. Oprócz wprowadzenia systemu SR plan Watheleta zakładał także wdrożenie elementów systemu CP.

Źródłem środków na realizację celów planu Watheleta ma być jedna trzecia zysku, wynikającego z wydłużenia okresu eksploatacji belgijskich elektrowni jądrowych. Pozostała część tego zysku ma być przeznaczona na rozwój energetyki wiatrowej *offshore*.

Gazowe jednostki wytwórcze, wytwarzając 31% energii elektrycznej ogółem oraz pełniąc funkcję rezerwowych źródeł energii dla instalacji odnawialnych, odgrywały bardzo istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw tej energii w Belgii⁹. Bezpieczeństwo to zostało zagrożone także w wyniku ubytku z systemu elektroenergetycznego Belgii ok. 3 GW mocy wytwórczych, m.in. wskutek trwałego zamknięcia elektrowni węglowej Ruien i elektrowni gazowej Vilvoorde, a także ograniczenia zdolności produkcyjnych elektrowni gazowej Zandvliet¹⁰.

Nie bez znaczenia dla spadku bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Belgii był znaczny spadek możliwości importu tej energii z Niemiec. Energia

⁷ *The Belgian electricity system at a crossroads: a new energy policy for a successful transition*, Ministry of Energy, Brussels 2012.

⁸ K. Mortelmans, *Belgium wants to support gas-fired power plants with nuclear money*, www.naturalgaseurope.com [24.03.2015].

⁹ *Energy in figures 2014. Statistical Pocketbook 2014*, Publications Office of European Union, Luxembourg 2014, s. 177.

¹⁰ *EU Fact sheet Capacity...*, op. cit., s. 1.

elektryczna z Niemiec była bowiem wykorzystywana do pokrywania niedoborów w jej podaży, które były skutkiem przerw w pracy i remontów bloków jądrowych elektrowni Doel i Tihange. Głównym powodem spadku wspomnianych możliwości importowych było obciążenie transgranicznych węzłów przesyłowych między Belgią i Niemcami nieplanowanymi przepływami energii odnawialnej wytworzonej w Niemczech.

Głównym motywem wprowadzenia systemu SR było wydłużenie okresu funkcjonowania istniejących gazowych jednostek wytwórczych. Istotnym elementem tego systemu była możliwość ograniczenia zapotrzebowania na energię elektryczną przez stronę popytową w ramach mechanizmu DSR. Procedura belgijskiego systemu SR preferuje negocjacje bilateralne jako sposób ustalania ceny mocy wytwórczej¹¹.

Belgia zamierza wesprzeć system SR poprzez rozwój zdolności magazynowania energii elektrycznej. W zaawansowanym stadium znajdują się bowiem plany budowy na Morzu Północnym, ok. 5 km od kurortu De Haan, sztucznej wyspy energetycznej o zdolności magazynowej ponad 2 GWh. Magazyny miałyby być „wypełniane” energią elektryczną, wytwarzaną w okresach niskiego zapotrzebowania, przez wiatraki, które zostaną uruchomione na tej wyspie.

Wprowadzenie elementów systemu CP dotyczyło nowych gazowych jednostek wytwórczych. W ramach tego systemu przeznaczono na budowę tych jednostek w latach 2016-2022 kwotę 30 mln euro, która pozwoli na wzmocnienie systemu elektroenergetycznego Belgii mocą 800 MW. W ramach planu Watheleta jednostki te zostały także zwolnione z dodatkowych opłat za gaz używany do wytwarzania energii elektrycznej w ramach systemu rekompensat dla podmiotów zużywających znaczne ilości tego surowca.

3. System rezerwy strategicznej Niemiec i Austrii

W Niemczech potrzeba wprowadzenia systemu SR wynika z dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej i przeciążeń sieci przesyłowej, co stwarza problemy z przesyłem energii odnawialnej¹². Problemy przesyłowe sprawiają, że uruchomienie tego systemu jest szczególnie istotne dla południowej części Niemiec, w której zlokalizowana jest zdecydowana większość finalnych (w tym

¹¹ R. Gonne, W. Vandenberghe, *Capacity market in Belgium*, FSR workshop, Florence, 11 października 2013, s. 9.

¹² *Study on capacity remuneration mechanisms*, Regulatory Commission for Electricity and Gas, 11 października 2012, s. 33.

przemysłowych) odbiorców energii elektrycznej wytwarzanej przez instalacje odnawialne zlokalizowane na północy.

Niezależnie od problemów przesyłowych rosnąca moc instalacji odnawialnych wymaga rezerwowania przez moce konwencjonalne. Niestabilny charakter instalacji odnawialnych może być bowiem źródłem niebilansowania systemu elektroenergetycznego, co stwarza zagrożenie dla prawidłowego jego funkcjonowania. Badania przeprowadzone przez Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (Organisation for Economic Cooperation and Development – OECD) dla Niemiec wykazały, że koszty współpracy elektrowni wiatrowych z tym systemem wynoszą ok. 32 euro/MWh, podczas gdy dla elektrowni konwencjonalnych koszty te wynoszą tylko ok. 2 euro/MWh¹³.

Tymczasem w kolejnej dekadzie w Niemczech wyłączonych zostanie ok. 8 GW mocy elektrowni jądrowych i najstarszych bloków konwencjonalnych. Funkcjonowanie systemu SR pozwoliłoby na wydłużenie cyklu życia wielu z tych bloków. Ponadto wielu wytwórców konwencjonalnych (zwłaszcza gazowych) nie jest w stanie sprostać konkurencji ze strony operatorów instalacji odnawialnych. Sytuacja ta eliminuje z rynku energii elektrycznej tych wytwórców, nie są oni bowiem w stanie pokryć swoich kosztów zmiennych i wypadają z tego rynku według schematu *merit order*.

Firma Ecofys szacuje, że koszt utrzymania 4 GW mocy rezerwowej wyniesie w Niemczech od 140 do 240 mln euro rocznie, co przełoży się na wzrost rachunków dla odbiorców końcowych o ok. 0,1 eurocenta za 1 kWh energii elektrycznej¹⁴. Według prognoz BundesNetzAgentur (organ regulacyjny Niemiec) wspomniana ilość tej mocy odpowiadała łącznemu zapotrzebowaniu Niemiec i Austrii na moc rezerwową w zimie 2013 r.¹⁵

Ze względu na stosunkowo długą współpracę oraz głęboką integrację rynków energii elektrycznej Niemiec i Austrii wspomniane wcześniej uwarunkowania i tendencje na rynku Niemiec doprowadziły do podobnych efektów na rynku Austrii. W konsekwencji Austriacka Izba Energii przedstawiła stanowisko, w którym domaga się budowy wspólnego systemu SR¹⁶. Stanowisko to ma na celu poprawę funkcjonowania rynków energii elektrycznej obu krajów. Istotnym celem Austrii jest umożliwienie importu energii elektrycznej z Niemiec w ilości ok. 15 TWh rocznie, co jest ważne z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw tej energii w Austrii.

¹³ A. Strupczewski, *Ustawa o OZE będzie w ciągu dekady kosztować podatników 129 mld zł*, www.cire.pl [20.01.2015].

¹⁴ *Study on capacity...*, op. cit, s. 34.

¹⁵ *Annual Report 2012*, BNetzA, Bonn 2013.

¹⁶ R. Bajczuk, *Austriacy apelują o reformę rynku energii w Niemczech*, Ośrodek Studiów Wschodnich, www.osw.waw.pl [11.02.2015].

4. System rezerwy strategicznej Danii

W Danii koncepcja wprowadzenia systemu SR pojawiła się w 2013 r.¹⁷ Koncepcja ta nie była rozważana wcześniej głównie ze względu na stosunkowo dobrze rozwinięte połączenia transgraniczne tego kraju, zapewniające możliwość importu znacznych ilości energii elektrycznej z różnych kierunków i pokrycia (w razie potrzeby) zapotrzebowania na tę energię w okresach szczytowego obciążenia.

Jednak w 2013 r. moc systemu elektroenergetycznego Danii zmniejszyła się w wyniku wyłączenia elektrowni konwencjonalnych Ensted i Stigsnaes¹⁸. Z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Danii najistotniejsze było to, że zachwiane zostały relacje między mocą instalacji odnawialnych a mocą jednostek konwencjonalnych, rezerwującą moc tych instalacji. System SR w Danii jest potrzebny jako antidotum dla ryzyka dalszego pogorszenia tej relacji. Do 2020 r. w kraju tym ubędzie bowiem przynajmniej kolejnych 1000 MW mocy konwencjonalnej.

5. System rezerwy strategicznej państw bałtyckich

System SR ma szczególne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej państw bałtyckich. Mimo członkostwa Estonii, Łotwy i Litwy w UE systemy elektroenergetyczne tych państw pozostają bowiem nadal elementem rosyjskiego systemu IPS/UPS (*Integrated Power System/Unified Power System*). Wobec technicznych ograniczeń w imporcie energii elektrycznej z UE państwa te są w dużym stopniu uzależnione od dostaw tej energii z Rosji¹⁹.

Z tego względu funkcję zasadniczego źródła mocy rezerwowej w systemach elektroenergetycznych państw bałtyckich pełniła wzajemna wymiana energii elektrycznej. Wymianie tej sprzyja wyjątkowo efektywna transgraniczna infrastruktura przesyłowa tych państw. Jednak wraz z zamknięciem litewskiej elektrowni jądrowej w Ignalinie w 2009 r. rola tego źródła znacznie spadła. Ponadto niestabilny był import energii elektrycznej z Łotwy, a także (choć w znacznie mniejszym stopniu) z Litwy. Wytwarzanie energii elektrycznej na Łotwie opiera się bowiem na wykorzystaniu zasobów wodnych, co skutkuje niedoborami tej energii w tym kraju w okresach suchych.

¹⁷ D. Moller Sneum, *Strategic reserve as a Danish capacity remuneration mechanism*, Aalborg University, 2014, s. 3.

¹⁸ P.F. Bach, *Denmark needs a capacity market*, <http://pfach.dk> [16.03.2015].

¹⁹ *National Energy Independence Strategy, of the Republic of Lithuania*, Ministry of Energy of the Republic of Lithuania, Vilnius 2012, s. 28.

Bieżące działania państw bałtyckich zmierzają do uruchomienia systemu SR opartego na budowie i wykorzystaniu własnych jednostek wytwórczych. Najbardziej widoczne efekty działania te przyniosły w Estonii. W kraju tym utworzenie systemu SR jest elementem planu rozwoju sektora energetycznego do 2020 r. Celem głównym tego planu jest budowa do 2018 r. nowych jednostek wytwórczych z przeznaczeniem do pracy „w rezerwie” o mocy zapewniającej bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej²⁰.

Uruchomienie tych jednostek ma jednocześnie za cel przesunięcie punktu ciężkości zapewnienia tego bezpieczeństwa z importu energii elektrycznej z Łotwy na krajowe jednostki wytwórcze. Dla celów utrzymania rezerwy mocy wykorzystano już bowiem wszystkie krajowe elektrownie wodne, gazowe jednostki wytwórcze, jak również źródła silnikowe. Szacuje się, że Estonia wykorzystuje moce rezerwowe średnio przez 200 godzin rocznie²¹.

Realizując cel główny wspomnianego planu, w październiku 2014 r. kosztem 135 mln euro uruchomiono w miejscowości Kiisa dwie rezerwowe jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym lub olejem napędowym o łącznej mocy 250 MW²². Jednostki te są pierwszymi tego typu jednostkami, które będą budowane w Estonii dla zapewnienia rezerwy strategicznej.

Oprócz możliwości dostarczania mocy wytwórczej istota tych jednostek tkwi także w możliwości szybkiego (w ciągu 15 minut) ich uruchomienia. Ich atutem jest także lokalizacja. Stacja Kiisa jest bowiem bardzo dobrze połączona liniami wysokiego napięcia z innymi kluczowymi stacjami w północnej Estonii, np. ze stacją Rakvere, Paide, Narva, Harku i Tallin. Jednostki uruchomione w miejscowości Kiisa mogą zatem z powodzeniem przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w regionie Estonii o największym zapotrzebowaniu na tę energię²³.

Na Litwie i na Łotwie zasadniczym źródłem mocy rezerwowej są istniejące jednostki wytwórcze, wykorzystujące zarówno zasoby wodne, jak i gaz ziemny oraz olej opałowy. Na Litwie kilka z tych jednostek (w tym jednostek kogeneracyjnych) zostało uruchomionych lub zmodernizowanych w ostatnich latach w celu uzupełnienia ubytku mocy w systemie, który był konsekwencją zamknięcia elektrowni jądrowej w Ignalinie.

Zatem jednostki te pełnią przede wszystkim funkcję jednostek systemowych, zapewniających jednocześnie operacyjną rezerwę mocy. Jednostki te pracują,

²⁰ *National Development Plan of the Energy Sector until 2020*, Ministry of Energy of Estonia, Tallin 2009, s. 65.

²¹ *Emergency Reserve Power Plants*, <http://elering.ee> [14.03.2015].

²² *Elering is inaugurating its emergency reserve power plants in Kiisa today*, www.elering.ee [14.03.2015].

²³ *Elering and Wärtsilä sign the construction contract for the emergency reserve power station*, <http://elering.ee> [15.03.2015].

mimo że wytwarzana przez nie energia elektryczna jest droższa od energii importowanej. W obu wspomnianych krajach najbardziej skonkretyzowane plany budowy drugiej (po jednostce estońskiej) typowej jednostki zapewniającej rezerwę strategiczną istnieją na Łotwie²⁴. Jednostka ta miałaby być wykorzystywana w przypadku awarii łączy transgranicznych i ograniczenia możliwości importu energii elektrycznej.

6. System rezerwy strategicznej Szwecji i Finlandii

Najdłużej funkcjonującymi systemami SR w krajach członkowskich UE są systemy Szwecji i Finlandii. Bezpośrednim powodem uruchomienia tych systemów, odpowiednio w 2003 i 2006 r., było uniknięcie zamykania starszych konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Mimo dużego udziału energetyki wodnej w wytwarzaniu energii elektrycznej w obu krajach jednostki te odgrywały bowiem bardzo istotną rolę w zaopatrzeniu w tę energię południowych regionów tych krajów, przy czym rola ta zawsze rosła w okresach suchych²⁵.

W Szwecji dodatkowym czynnikiem przesądzającym o wprowadzeniu systemu SR były obawy rządu tego kraju, że w obliczu nadchodzącej zimy mechanizmy rynkowe nie będą w stanie samodzielnie uzupełnić niedoboru mocy wytwórczych, jaki powstanie wskutek decyzji o wyłączeniu dwóch reaktorów jądrowych. W Finlandii czynnikiem takim były problemy z importem energii elektrycznej z Rosji.

W pierwotnych zamiarach systemom SR Szwecji i Finlandii przypisano charakter tymczasowy. Jednak już kilka razy przedłużano okres ich funkcjonowania. W Finlandii funkcjonowanie systemu SR przewidziano do 2016 r., tj. do momentu uruchomienia elektrowni jądrowej w Olkiluoto. Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że funkcjonowanie systemów SR wywierało „ograniczony” wpływ na funkcjonowanie rynku EOM w obu krajach.

Systemy SR Szwecji i Finlandii przewidują możliwość pozyskania mocy rezerwowej zarówno w drodze wytwarzania, jak i ograniczenia zużycia energii elektrycznej przez stronę popytową w ramach mechanizmu DSR. System szwedzki zakłada stopniowe ograniczanie wytwarzania jako źródła mocy rezerwowej na rzecz wzrostu zakresu wykorzystania tego mechanizmu. Coraz mniejszy ma być wolumen mocy rezerwowej, a system SR ma zostać wycofany w 2020 r.

²⁴ P. Karlis, *Latvia emergency reserve power plant*, www.linkedin.com [16.03.2015].

²⁵ N. Damsgaard, A. Badano, *Ensuring security of supply in the Nordic countries*, www.agie-nergia.it [15.03.2015].

Tabela 1. Założenia szwedzkiego systemu rezerwy strategicznej dotyczące wolumenu i źródeł mocy (dane w MW)

Lp.	Zimy	Moc rezerwowa – łącznie	Moc rezerwowa – wytwarzanie	Moc rezerwowa – DSR
1	2010-2011	1892	1309	583
2	2011-2012 i 2012-2013	1750	1312	438
3	2013-2014 i 2014-2015	1500	750	750
4	2015-2016 i 2016-2017	1000	250	750
5	2017-2018	750	0	750

Źródło: opracowanie własne na podstawie: G. Brunekreeft, N. Damsgaard, L. de Vries, P. Fritz, R. Meyer., *A raw model for a North European Capacity Market*, Elforsk rapport, Stockholm 2011.

Oczekuje się bowiem, że odpowiednią rezerwę mocy w systemie elektroenergetycznym samodzielnie zapewni wykorzystanie mechanizmu DSR²⁶.

Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że jedynym źródłem mocy rezerwowej w Finlandii było wytwarzanie. W wyniku pierwszej aukcji przeprowadzonej wiosną 2011 r. zakontraktowano 600 MW tej mocy, która miała być wykorzystana w okresie od października 2011 do czerwca 2013 r. Moc rezerwową miały zapewnić trzy (zaawansowane wiekowo) jednostki wytwórcze, wykorzystujące olej opałowy i węgiel kamienny. W okresie kolejnych sześciu miesięcy wolumen mocy rezerwowej decyzją organu regulacyjnego Finlandii zmniejszono do 365 MW i do dwóch ograniczono liczbę jednostek wytwórczych, którym powierzono utrzymanie tej mocy. Jednocześnie od grudnia 2013 r. wprowadzono możliwość pozyskania tej mocy w drodze wykorzystania mechanizmu DSR, przy czym nie określono minimalnego poziomu tego wykorzystania²⁷.

Wysoki jest potencjał ograniczenia zużycia energii elektrycznej tkwiący w mechanizmach DSR Szwecji i Finlandii, a także Norwegii (tab. 4). W Szwecji szacuje się go na 978 MW, w Finlandii na 1138 MW, zaś w Norwegii na 769 MW. Potencjał ten tkwi głównie w odbiorcach energii elektrycznej branży celulozowo-papierniczej i hutniczej obu krajów²⁸.

Zarówno w Szwecji, jak i w Finlandii utrzymywanie mocy rezerwowej wynagradzane jest generalnie w ramach systemu SR. Zatem w krajach tych moc ta nie jest zazwyczaj przedmiotem handlu ani na rynku dnia następnego (RDN), ani

²⁶ G. Brunekreeft, N. Damsgaard, L. de Vries, P. Fritz, R. Meyer, *A raw model for a North European Capacity Market*, Elforsk rapport, Stockholm 2011, s. 28.

²⁷ *National Report 2013 to the ACER and EC*, Energy Market Authority Finland, Ref: 675/601/2013, s. 50.

²⁸ U. Hammarstedt, M. Nilson, *Demand response in the strategic reserve – the case of Sweden*, Elforsk rapport, 2014, s. 23.

Tabela 2. Potencjał DSR w krajach skandynawskich (dane w MW)

Kraj	Pro- dukcja alumi- nium	Pro- dukcja chlor- ków	Pro- dukcja celulozy	Pro- dukcja papieru	Recyc- ling papieru	Pro- dukcja stali	Pro- dukcja cementu	Razem
DK	0	0	0	4	34	0	27	65
FI	0	14	797	126	21	168	12	1138
NO	396	32	252	18	13	36	22	769
SE	37	19	629	105	46	108	34	978
Baltic	0	0	21	3	7	0	28	59
Razem	433	65	1699	256	121	312	123	

Oznaczenia: DK – Dania, FI – Finlandia, NO – Norwegia, SE – Szwecja, Baltic – państwa bałtyckie

Źródło: opracowanie własne na podstawie: U. Hammarstedt, M. Nilson, *Demand response in the strategic reserve – the case of Sweden*, Elforsk rapport, 2014.

na rynku bilansującym. Jednak moc ta może się stać przedmiotem tego handlu na tych rynkach w tych krajach w przypadku ryzyka wystąpienia ograniczeń w podaży energii elektrycznej. W Szwecji moc rezerwowa kierowana jest wówczas na rynek RDN po cenie odpowiadającej poziomowi ostatniej zaakceptowanej oferty komercyjnej powiększonemu o 0,1 euro/MWh²⁹. Z kolei system SR Finlandii przewiduje możliwość dodatkowej sprzedaży mocy rezerwowej jedynie na rynku bilansującym.

Szwedzki system SR zakłada kontraktację mocy na miesiące zimowe w cyklach rocznych. W systemie fińskim kontraktacja ta odbywa się w czerwcu i grudniu, tj. dwukrotnie w ciągu roku. W obu krajach dostawcy mocy rezerwowej wybierani są w drodze przetargów, organizowanych przez OSP.

7. System rezerwy strategicznej Holandii

W Holandii zasady systemu SR, tzw. *safety net*, opracowano w 2003 r., chociaż jednocześnie analizowano możliwość wprowadzenia systemu RO³⁰. W systemie rezerwy strategicznej główna rola przypada OSP, który sygnalizuje Ministrowi Gospodarki potrzeby systemu elektroenergetycznego w zakresie rezerw mocy wytwórczych, niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii

²⁹ B. Tennbakk, op. cit, s. 40.

³⁰ C. Vazquez, C. Batlle, M. River, J. Perez-Arriaga, *Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options*, Comillas, Madrid 2003, s. 11.

elektrycznej. Decyzja rządu upoważnia OSP do zakontraktowania wymaganej, dodatkowej ilości mocy rezerwowej. Kontrakty na dostawę mocy obejmują okres kilku lat, tak aby stanowiły wystarczający bodziec do inwestowania. Z systemu SR nie skorzystano jednak dotychczas. Nie było to konieczne ani w okresie do 2008 r., w którym Holandia była silnie uzależniona od importu energii elektrycznej, ani później, kiedy wystarczająca była podaż tej energii³¹. Jednym z najbardziej prawdopodobnych kierunków rozwoju systemów wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych w Holandii jest wykorzystanie systemu RO.

OSP Holandii korzysta za to z rezerwy operacyjnej, dostarczanej przez „elastyczne” gazowe jednostki wytwórcze. Rezerwa ta wykorzystywana jest zarówno w celu bieżącego bilansowania podaży i popytu na energię elektryczną, jak również na potrzeby funkcjonowania sieci przesyłowej³². Utrzymywaniu tej rezerwy sprzyja obowiązek przeznaczania na rynek wszelkich nadwyżek energii elektrycznej, nałożony na jednostki wytwórcze o mocy większej niż 60 MW.

8. System rezerwy strategicznej Polski

System elektroenergetyczny Polski posiada aktualnie wystarczający wolumen mocy wytwórczej dla zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w standardowych warunkach. System SR wraz z systemem rezerwy operacyjnej wprowadzono, ponieważ występowały już stany zagrożenia tego bezpieczeństwa w warunkach niestandardowych³³. System ten był także niezbędny ze względu na istotne wyzwania dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przed którymi stanął polski system elektroenergetyczny.

W najbliższych latach z tego systemu ubędzie bowiem ok. 20% mocy wytwórczej. Wskutek zaawansowanego wieku i konieczności spełnienia coraz ostrzejszych wymogów dotyczących emisji CO₂ i zanieczyszczeń przemysłowych w latach 2014-2028 w Polsce wycofane zostaną z eksploatacji jednostki wytwórcze o łącznej mocy ponad 5200 MW³⁴, przy czym znaczna część tej mocy zostanie wyłączona do końca 2016 r. Mimo poprawy efektywności energetycznej

³¹ *Authority for Consumers and Markets National Report on Energy Regulation 2012*, „Authority for Consumers and Markets”, 2013, s. 7.

³² I. Lampropoulos, J. Frunt, A. Virag, *Analysis of the market-based service provision for operating reserves in the Netherlands*, www.e-price-project.eu [16.02.2015].

³³ *European Commission Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and internal market in electricity. A TGPE response paper*, www.tgpe.pl [15.02.2015].

³⁴ *Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014-2028*, „Biuletyn URE” 2014, nr 4(90), s. 6.

i wzrostu oszczędności energii istotne wyzwanie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi prognozowany wzrost zapotrzebowania na tę energię.

W Polsce znaczącym źródłem wytwarzania energii elektrycznej stały się farmy wiatrowe, których aktywność zależna jest od warunków atmosferycznych. Podobnie jak w Niemczech wzrost mocy odnawialnej sprawia, że coraz istotniejsze w Polsce stają się problemy *merit order*, rezerwowania tej mocy oraz negatywnego wpływu generacji odnawialnej na pracę systemu elektroenergetycznego.

Niskie ceny energii elektrycznej w połączeniu z niepewnością co do ostatecznych regulacji unijnych i krajowych determinujących głównie koszty emisji CO₂ powodują, że w Polsce wstrzymanych zostało wiele strategicznych decyzji inwestycyjnych. Z szacunków Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wynika, że w 2014 r. polskie przedsiębiorstwa energetyczne deklarowały wybudowanie o 11 500 MW mocy mniej niż w 2011 r. Jednocześnie opóźnia się realizacja inwestycji już rozpoczętych. Wskutek opóźnień niewielkie jest prawdopodobieństwo płynnego zastąpienia wycofywanych mocy przez moce budowane.

Do końca 2016 r. planowane jest bowiem uruchomienie gazowych jednostek wytwórczych w Stalowej Woli i Włocławku o łącznej mocy tylko 900 MW. Blok o mocy 1075 MW w elektrowni Koziencice ma rozpocząć pracę w 2017 r. Do końca 2018 r. gotowe mają być bloki Elektrowni Opole o łącznej mocy 1800 MW oraz Elektrowni Łagisza o mocy 450 MW. W kolejnych dwóch latach planowane jest uruchomienie bloków o mocy 910 MW w Jaworznie i 460 MW w Turowie. W efekcie w 2015 r. w polskim systemie elektroenergetycznym może braknąć 800 MW w 2016 r. i 1100 MW w 2017 r.³⁵

Systemem SR i systemem rezerwy operacyjnej w Polsce objęto część wyeksploatowanych, nieefektywnych i przeznaczonych do zamknięcia jednostek wytwórczych. Dzięki temu z ok. 7000 MW do ok. 5200 MW zmniejszyła się moc, którą planowano wycofać z systemu elektroenergetycznego. W ten sposób, ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w ramach systemu SR przedłużono żywotność dwóch bloków o mocy ponad 450 MW w Elektrowni Dolna Odra. W marcu 2014 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA) włączyła do systemu SR 376 MW mocy bloków Elektrowni Siersza i Stalowa Wola.

Jednocześnie od stycznia 2014 r. część nieefektywnych jednostek wytwórczych (w tym m.in. bloki Elektrowni Połaniec i Rybnik) objęto systemem rezerwy operacyjnej. PSE SA planowała przeznaczyć na dopłaty dla tych jednostek w 2014 r. kwotę w wysokości 400 mln zł³⁶.

³⁵ J. Piszczatowska, *Jak dać impuls do inwestycji*, „Rzeczpospolita”, 3 września 2013 r.

³⁶ R. Zasuń, *Energetycy walczą o rezerwę*, www.wysokienapiecie.pl [21.03.2015].

Około 200 MW mocy PSE SA zamierza pozyskać w drodze wykorzystania mechanizmu DSR. Rozstrzygnięcie dotychczasowych przetargów pozwoliło na uzyskanie w latach 2013-2014 potencjału redukcji mocy w wysokości ok. 150 MW. Zwycięzcami tych przetargów i „dostawcami” tego potencjału zostały spółki PGE GiEK SA i Enspirion Sp. z o.o.

Z raportu autorstwa firmy Ernst & Young, przygotowanego na zlecenie polskich firm energetycznych, przekazanego do Ministerstwa Gospodarki w listopadzie 2014 r., wynika, że prace nad budową docelowego systemu wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych zmierzają w kierunku funkcjonowania równoległego systemu CA i kontraktów CfD. Szacuje się, że docelowe rozwiązanie ma być wdrożone w 2017 r.³⁷

Podsumowanie

Systemy CRM stają się coraz powszechniejszą odpowiedzią państw członkowskich UE na aktualnie pojawiające się lub prognozowane niedobory mocy wytwórczych. Dotychczasowe doświadczenia tych państw wskazują, że rynki (tylko) energii elektrycznej nie radzą sobie z rozwiązaniem problemu tych niedoborów. Istota tego problemu tkwi w tym, że brak dostaw energii elektrycznej powoduje straty lub utraty korzyści wielokrotnie przekraczające cenę tej energii. Państwa nie wdrażające systemów CRM muszą się liczyć z większym importem energii elektrycznej.

System SR jest najprostszym systemem CRM. Między innymi z tego względu jest on najbardziej rozpowszechniony wśród państw członkowskich UE. Do najbardziej istotnych zalet systemu SR należy zaliczyć m.in. łatwość wdrożenia oraz objęcie tylko niezbędnych jednostek wytwórczych z punktu widzenia pokrycia zapotrzebowania szczytowego, co ogranicza koszty funkcjonowania tego systemu. Koszty funkcjonowania systemu SR są generalnie znacznie niższe od kosztów funkcjonowania innych systemów CRM. Ponadto system SR nie zakłóca procesu kształtowania rynkowych cen energii elektrycznej, które pozostają głównym czynnikiem determinującym decyzje inwestycyjne.

Do podstawowych wad systemu SR należy częste ukierunkowanie na zaawansowane wiekowo i dodatkowo nieefektywne jednostki wytwórcze, które w przeciwnym razie zostałyby zamknięte. System ten nie kreuje bodźców inwestycyjnych dla tych jednostek. Ze względu na zbyt częste potrzeby aktywacji jednostek wytwórczych system ten nie jest optymalnym rozwiązaniem z punktu

³⁷ J. Piszczatowska, *Znamy projekt polskiego rynku mocy*, www.wysokienapiecie.pl [15.02.2015].

widzenia rezerwowania jednostek odnawialnych. Jeśli system SR obejmuje wynagrodzeniem także odbiorców energii elektrycznej, ograniczających zużycie tej energii w ramach mechanizmu DSR, mechanizm ten staje się mniej efektywny na rynku (tylko) energii elektrycznej. Działania podejmowane w ramach systemu SR mają charakter krótkoterminowy i nie rozwiązują podstawowego problemu, jakim jest brak opłacalności inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Najczęstszymi przyczynami wprowadzenia systemu SR było zapewnienie mocy rezerwowej dla jednostek odnawialnych (Austria, Dania, Niemcy, Polska), wydłużenie okresu eksploatacji konwencjonalnych gazowych jednostek wytwórczych (Niemcy, Polska, Szwecja), w tym gazowych (Belgia, Niemcy), oraz ograniczenie importu energii elektrycznej (Estonia, Finlandia, Litwa, Łotwa).

Literatura

- Annual Report 2012*, BNetzA, Bonn 2013.
- Authority for Consumers and Markets National Report on Energy Regulation 2012*, „Authority for Consumers and Markets”, 2013.
- Brunekreeft G., Damsgaard N., de Vries L., Fritz P., Meyer R., *A raw model for a North European Capacity Market*, Elforsk rapport, Stockholm 2011.
- Bach P.F., *Denmark needs a capacity market*, <http://pfach.dk> [16.03.2015].
- Bajczuk R., *Austriacy apelują o reformę rynku energii w Niemczech*, Ośrodek Studiów Wschodnich, www.osw.waw.pl [11.02.2015].
- Damsgaard N., Badano A., *Ensuring security of supply in the Nordic countries*, www.agienergia.it [15.03.2015].
- EI Fact sheet Capacity Mechanismus*, „KU Leuven Energy Institute” 2013, nr 3.
- Elering is inaugurating its emergency reserve power plants in Kiisa today*, www.elering.ee [14.03.2015].
- Elering and Wärtsilä sign the construction contract for the emergency reserve power station*, <http://elering.ee> [15.03.2015].
- Emergency Reserve Power Plants*, <http://elering.ee> [14.03.2015].
- Energy in figures 2014. Statistical Pocketbook 2014*, Publications Office of European Union, Luxembourg 2014.
- European Commission Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and internal market in electricity. A TGPE response paper*, www.tgpe.pl [5.02.2015].
- Gonne R., Vandenberghe W., *Capacity market in Belgium*, FSR workshop, Florence, 11.10.2013.
- Hammarstedt U., Nilson M., *Demand response in the strategic reserve – the case of Sweden*, Elforsk rapport, 2014.
- Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014-2028*, „Biuletyn URE” 2014, nr 4(90).
- Kaliś H., *Usługa redukcji obciążenia ratunkiem dla KSE*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2014, nr 2.
- Karlis P., *Latvia emergency reserve power plant*, www.linkedin.com [16.03.2015].
- Koniec tradycyjnej energetyki?*, PwC, ING Bank Śląski, 2015.

- Lampropoulos I., Frunt J., Virag A., *Analysis of the market-based service provision for operating reserves in the Netherlands*, www.e-price-project.eu [16.02.2015].
- 5 mitów polskiej elektroenergetyki 2014, IV edycja Raportu ING Banku Śląskiego i PwC, Warszawa 2014.
- Moller Sneum D., *Strategic reserve as a Danish capacity remuneration mechanism*, Aalborg University, 2014.
- Mortelmans K., *Belgium wants to support gas-fired power plants with nuclear money*, www.naturalgaseurope.com [24.03.2015].
- Motowidlak T., *Ilościowe rynkowe systemy wynagradzania za utrzymywanie mocy wytwórczych w Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” 2015, nr 2(117).
- National Development Plan of the Energy Sector until 2020*, Ministry of Energy of Estonia, Tallin 2009.
- National Energy Independence Strategy, of the Republic of Lithuania*, Ministry of Energy of the Republic of Lithuania, Vilnius 2012.
- National Report 2013 to the ACER and EC*, Energy Market Authority Finland, Ref: 675/601/2013, 2013.
- Piszczatowska J., *Jak dać impuls do inwestycji*, „Rzeczpospolita”, 3 września 2013 r.
- Piszczatowska J., *Znamy projekt polskiego rynku mocy*, www.wysokienapiecie.pl [15.02.2015].
- Strupczewski A., *Ustawa o OZE będzie w ciągu dekady kosztować podatników 129 mld zł*, www.ci-re.pl [20.01.2015].
- Study on capacity remuneration mechanisms*, Regulatory Commission for Electricity and Gas, 11.10.2012.
- Tennbakk B., *Capacity mechanisms in individual markets within the IEM*, Thema Consulting Group, Brussels 2013.
- The Belgian electricity system at a crossroads: a new energy policy for a successful transition*, Ministry of Energy, Brussels 2012.
- Vazquez C., Batlle C., River M., Perez-Arriaga J., *Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options*, Comillas, Madrid 2003.
- Zasuń R., *Energetycy walczą o rezerwę*, www.wysokienapiecie.pl [21.03.2015].

Strategic reserve systems in EU member states

Abstract. *The aim of this article is to define the role of a strategic reserve system in ensuring the continuity of electricity supply in the EU. The essence of this system lies in the possibility of maintaining this continuity in emergency situations.*

In many EU Member States, this continuity is threatened because of a shortage of production capacity, mainly due to the dynamic development of renewable energy, which displaces the conventional market generation units, as well as, the near prospect of excluding a large portion of these units due to an advanced age and exploitation.

That objective was achieved through the analysis of the role of this system in ensuring the continuity of electricity supply in the EU Member States, where the system is more advanced. Another goal, which is complementary in nature, is to analyze the development of other capacity remuneration systems in these countries, e.g. systems of capacity obligation, capacity auctions, reliability options, capacity payments, and supporting the system of contracts for difference.

Keywords: *capacity markets, electricity market of EU, security of electricity supply of EU*

Zbigniew Nadolny

Politechnika Poznańska
Instytut Elektroenergetyki
e-mail: zbigniew.nadolny@put.poznan.pl
tel. 61 665 22 98

Oddziaływanie pola elektrycznego i magnetycznego na organizmy żywe

Streszczenie. W artykule dokonano analizy wpływu pola elektrycznego i magnetycznego na organizmy żywe. Omówiono skutki natychmiastowe, do których zaliczają się efekt termiczny i wyindukowanie się prądu w ciele człowieka, oraz przeprowadzono rzetelną analizę możliwości zachorowania na różne schorzenia jako skutek oddziaływania pola po pewnym czasie. Skonfrontowano wartości natężenia pola, jakie muszą zaistnieć, by wywołać negatywne skutki, z wartościami, jakie generują różne urządzenia powszechnego użytku i system przesyłu energii elektrycznej.

Słowa kluczowe: pole elektryczne i magnetyczne, organizmy żywe

Wstęp

Pole elektryczne i magnetyczne na przełomie ostatnich kilkudziesięciu lat wywołuje jednoznacznie negatywne reakcje wśród szeroko rozumianej opinii publicznej. Istnieje niezliczona liczba artykułów świadczących o negatywnych skutkach oddziaływania pola na organizmy żywe. Warto jednak odnotować, że do lat 70. ubiegłego wieku pole elektryczne i magnetyczne nie budziły żadnych negatywnych skojarzeń.

Pierwsze poważne badania dotyczące możliwości negatywnego oddziaływania pola na organizmy żywe zostały wymuszone intensywnym rozwojem prac

pod napięciem, który miał miejsce na początku lat 60. XX w. Jednakże przełom w postrzeganiu pola, zwłaszcza magnetycznego, jako czynnika negatywnie oddziałującego na organizmy żywe nastąpił w roku 1979, wraz z opublikowaniem wyników badań N. Weitheimera i E. Leepera, w których opisują oni większą od przeciętnej zachorowalność na białaczkę wśród dzieci, wywołaną prawdopodobnie bliskim sąsiedztwem linii wysokiego napięcia względem miejsca ich zamieszkania. Od tego czasu notuje się intensywny rozwój badań, na różnych poziomach, nad wpływem pola elektrycznego i magnetycznego na organizmy żywe.

Należy dodać, że badania nad wpływem pola na organizmy żywe są zagadnieniem dość trudnym, ponieważ granice indywidualnego odczuwania pola przez ludzi zaczynają się dopiero od 100 kV/m i 10 kA/m, a obecność zwierząt dopiero w polu o natężeniu 500 kV/m może być przyczyną śmierci, spowodowanej jednak nie bezpośrednim oddziaływaniem pola, lecz porażeniem prądem¹.

1. Skutki oddziaływania pola elektrycznego i magnetycznego

Skutki oddziaływania zmiennego pola elektrycznego i magnetycznego podzielić można na dwie zasadnicze grupy, a mianowicie na termiczne i nietermiczne. Te ostatnie podzielić można na natychmiastowe, w postaci wyindukowanego prądu w ciele człowieka, i dostrzegalne po dłuższym okresie, będące wynikiem uszkodzonych struktur biologicznych².

Najlepiej poznanym, z medycznego punktu widzenia, efektem oddziaływania zmiennego pola elektrycznego i magnetycznego jest efekt termiczny, istotą którego jest wzrost temperatury ciała do poziomu mogącego wywołać nieodwracalną koagulację białka. Najbardziej narażone na ten efekt są partie ciała znajdujące się najbliżej źródła pola, jak skóra czy kończyny, oraz te partie ciała, które charakteryzują się słabą cyrkulacją krwi, jak soczewka oka czy woreczek żółciowy. Dowodem na to mogą być doniesienia mówiące o przypadkach zaćmy i zmętnienia oka wśród operatorów radarów.

¹ A.S. Farag, *Impact of electromagnetic fields management on the design of 500 kV transmission lines*, IX International Symposium on High Voltage Engineering, Graz, Austria 1995; A.H. Hamza, A. Mahmoud Shaher, M. Ghania Samy, *Evaluation of human exposure to magnetic fields under live line maintenance conditions*, XIII International Symposium on High Voltage Engineering, Delft, Holandia 2003; S. Szmigielski, E. Sobiszewska, *Współczesne poglądy na ryzyko nowotworowe pól magnetycznych 50 Hz w świetle wyników międzynarodowych programów naukowych*, Konferencja Pola Elektromagnetyczne 50 Hz w Środowisku Człowieka, Poznań 2003.

² H. Mościcka-Grzesiak, *Inżynieria wysokich napięć w elektroenergetyce*, Wyd. Politechniki Poznańskiej, Poznań 1996.

Efekt termiczny jest skutkiem obecności pola o stosunkowo wysokiej częstotliwości, przedział której zaczyna się od wartości 0,3 GHz. Miarą określającą intensywność tego pola jest gęstość mocy, jednostką której jest W/m^2 . Nie stwierdzono występowania efektu termicznego wywołanego obecnością pola o niższej częstotliwości. Na tej podstawie można stwierdzić, że linia wysokiego napięcia, o częstotliwości zaledwie 50/60 Hz, nie powinna być postrzegana jako źródło tego typu zagrożenia.

Na podstawie wielu badań stwierdzono, że efekt termiczny występuje w obecności pola o gęstości powyżej $100 W/m^2$. Natomiast poniżej wartości $10 W/m^2$ pojawienie się tego efektu jest mało prawdopodobne. W wielu krajach efekt termiczny stanowi główne kryterium doboru wartości dopuszczalnej gęstości mocy. Przykładem tego mogą być Stany Zjednoczone, gdzie wartość dopuszczalna równa jest właśnie $100 W/m^2$. Największe kontrowersje w zakresie pola o stosunkowo wysokiej częstotliwości budzą dziś telefony komórkowe. Nie stwierdzono wyraźnego ich wpływu na pojawienie się efektu termicznego. Na podstawie licznych badań dowiedziono, że telefony komórkowe są źródłem pola o gęstości mocy rzędu kilku W/m^2 w przypadku starszych modeli, oraz poniżej $1 W/m^2$ w przypadku modeli telefonów używanych obecnie³.

Kolejnym wyznacznikiem bezpiecznego poziomu zmiennego pola elektrycznego i magnetycznego jest gęstość prądu w ciele człowieka wyindukowanego na skutek obecności pola. Zdaniem wielu autorów oraz międzynarodowej organizacji ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) gęstość ta nie powinna przekraczać wartości $10 mA/m^2$, ponieważ przekroczenie jej może zakłócić działanie centralnego systemu nerwowego.

Warto dodać, że natężenie pola elektrycznego o wartości $10 kV/m$ i częstotliwości 50 Hz (wartość dopuszczalna w Polsce) wywołuje przepływ prądu o gęstości zaledwie $0,53 mA/m^2$, a magnetycznego o natężeniu $60 A/m$ (wartość dopuszczalna w Polsce) przepływ prądu o gęstości $0,48 mA/m^2$. Można zatem stwierdzić, że pod względem dopuszczalnej wartości gęstości prądu polskie przepisy są niesłychanie restrykcyjne. Dopuszczalne wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego o częstotliwości 50 Hz mogą wywołać przepływ prądu o gęstości dwudziestokrotnie mniejszej od dopuszczalnej⁴.

³ B. Chazan, *Teratological and developmental effect of long – term exposition to low – level and thermal microwave fields of pregnant mice*, Conference Biological effect of electromagnetic fields, Bierutowice 1980; E. Grudziński, H. Trzaska, *Electromagnetic field measurements for environment protection purpose*, Konferencja Biological effect of electromagnetic fields, Bierutowice 1980; E. Martinez, *Effects of magnetism on living organism*, II Międzynarodowa Konferencja Naukowa Oddziaływanie Pól Elektromagnetycznych na Środowisko Rolnicze AGROLASER 2003, Lublin 2003; H. Trzaska, *Pomiary pól elektromagnetycznych w polu bliskim*, WN PWN, Warszawa – Wrocław 1998.

⁴ R. Bottauscio, R. Conti, *Magnetically and electrically induced currents in human body models by ELF electromagnetic fields*, X International Symposium on High Voltage Engineering, Quebec,

Gęstość prądu wyindukowanego w ciele człowieka stanowi jedną z chętniej symulowanych komputerowo wielkości fizycznych. Na podstawie znajomości parametrów elektrycznych różnych partii ciała człowieka oraz znajomości wartości zewnętrznego pola elektrycznego i magnetycznego o częstotliwości 50 Hz, uzyskanych na drodze ich pomiaru pod linią wysokiego napięcia, z dużą dokładnością można określić wartość gęstości prądu. W ramach symulacji komputerowej postać człowieka odzwierciedla się zazwyczaj bryłą sferoidalną, co znacznie ułatwia i skraca proces obliczeniowy. Istotnym parametrem mającym wpływ na wartość gęstości prądu jest konduktywność ciała ludzkiego, która ma średnią wartość ok. 0,7 S/m. Niestety, w wielu różnych publikacjach podawane są różne jej wartości, przykładem czego może być konduktywność serca, która według różnych źródeł równa jest od 0,08 do 0,70 S/m.

Na podstawie symulacji komputerowej obliczono, że gęstość prądu, jaki wyindukuje się pod linią na napięciu 380 kV ($I = 700$ A), ma dla poszczególnych partii ciała następujące wartości:

- głowa 0,046 mA/m²,
- łokieć 0,020 mA/m²,
- pas 0,018 mA/m²,
- nogi 0,007 mA/m².

Jak widać, żadna z powyższych wartości nie przekroczyła dopuszczalnej, tj. 10 mA/m².

Na podstawie innych badań obliczono gęstość prądu w przypadku linii na napięciu 400 kV, osobno rozpatrując gęstość prądu wywołanego obecnością pola elektrycznego i pola magnetycznego. Natężenie pola elektrycznego przyjęte do obliczeń miało wartości z zakresu od 1,9 do 9,9 kV/m, a magnetycznego od 0,39 do 7,36 A/m, co odpowiada wartościom rzeczywistym w różnych miejscach pod linią 400 kV. Obliczona gęstość prądu wywołana obecnością zmiennego pola elektrycznego równa była od 0,37 do 1,90 mA/m², a magnetycznego od 0,0016 do 0,0300 mA/m². Na tej podstawie można stwierdzić, że przebywanie pod linią 400 kV nie wywołuje wyindukowania się prądu w ciele ludzkim o gęstości przekraczającej wartość dopuszczalną 10 mA/m².

Innym istotnym wnioskiem bazującym na wyżej przytoczonych obliczeniach jest fakt, że pole magnetyczne, źródłem którego jest linia wysokiego napięcia,

Kanada 1997; R. Conti, *Live – line maintenance works – characterization of human exposure to 50 Hz electric and magnetic fields in view of a correct formulation of occupational protective standards*, International Conference on Live Maintenance, Madryt, Hiszpania 2000; T. Matsumoto, *Effect of concurrent ELF electric and magnetic field on induced current density in biological model in the vicinity of the ground*, XI International Symposium on High Voltage Engineering, Londyn, Wielka Brytania 1999.

wywołuje przepływ prądu w ciele człowieka o gęstości sto razy mniejszej od tej, jaka jest skutkiem obecności pola elektrycznego. Jest to bardzo ważne stwierdzenie, jeżeli weźmie się pod uwagę fakt, że pole magnetyczne znacznie trudniej ekranować w porównaniu z polem elektrycznym.

Dodatkowo należy pamiętać, że skóra ludzka jest materiałem stosunkowo dobrze przewodzącym elektrycznie, co dobrze świadczy o jej właściwościach ekranujących, tzn. zabezpieczających ciało ludzkie przed przedostawaniem się w jego wnętrze zewnętrznego pola elektrycznego. Niestety, wysoka przewodność skóry ludzkiej nie chroni już wnętrza ciała przed polem magnetycznym.

Na marginesie można dodać, że ciało owadów, w odróżnieniu od ludzkiego, pokryte jest chitynowym pancerzem o stosunkowo niskiej przewodności elektrycznej, a więc o słabych właściwościach ekranujących przed polem elektrycznym. Z tego też względu niektóre owady, jak trzmiele czy pszczoły, są bardzo wrażliwe na obecność pola elektrycznego.

Inną ważną informacją jest stwierdzenie, że prąd wyindukowany w obecności zmiennego pola magnetycznego o natężeniu od 12 A/m może zakłócić pracę rozrusznika serca. Z tego też względu Światowa Organizacja Zdrowia (WHO) zaleca, by osoby z takimi urządzeniami ze szczególną ostrożnością i zapobiegliwością podchodziły do wszelkiego rodzaju źródeł pola⁵.

Najwięcej kontrowersji budzi zmienne pole elektryczne i magnetyczne jako czynnik mogący być przyczyną nowotworów. Istnieje mnóstwo publikacji na ten temat, traktujących zwłaszcza zmienne pole magnetyczne jako przyczynę różnych zaburzeń i schorzeń, w tym szczególnie nowotworów⁶.

Badania medyczne dotyczące oddziaływania zmiennego pola elektrycznego i magnetycznego na organizmy żywe przeprowadza się w wielu płaszczyznach. Zaliczyć do nich można badania typu: *in vitro* (i), polegające na wydzieleniu komórki DNA, a następnie obserwowaniu, w warunkach hermetycznych, wpływu pola na komórki DNA; *in vivo* (ii), polegające na badaniu wpływu pola

⁵ M.A. Abd-Allah, *Magnetic field-induced currents in human body in the proximity of power lines*, XIII International Symposium on High Voltage Engineering, Delft, Holandia 2003; S. Reivonen, *Internal currents in a human body with spheroidal model in 400 kV switching substation*, XI International Symposium on High Voltage Engineering, Londyn, Wielka Brytania 1999; H. Tarao, N. Hayashi, K. Isaka, *Characteristics of ELF magnetically induced current inside biological model with statistically distributed conductivities*, XII International Symposium on High Voltage Engineering, Bangalore, Indie 2001.

⁶ T. Connor, H.J. Koch, *General aspects of electromagnetic fields for high voltage systems*, XIII International Symposium on High Voltage Engineering, Delft, Holandia 2003; E. Engelmann, J. Kindersberger, *Magnetic field stress during live working in high voltage transmission lines*, International Conference on Live Maintenance ICOLIM-2000, Madryt, Hiszpania 2000; M. Souques, J. Lambrozo, M. Plante, *Electromagnetic fields and health*, CIGRE session, Work Group 36.06. 2000.

na zwierzęta; laboratoryjne, przeprowadzane na ochotnikach (iii); epidemiologiczne, przeprowadzane na odpowiedniej populacji ludzi, która w większym stopniu wystawiona jest na działanie pola (iv). Niestety, wszystkie te rodzaje badań mają pewne wady.

Badania typu *in vitro* (i) pozbawiają możliwości wykorzystania całego arsenału naturalnych mechanizmów obronnych, jakimi dysponują organizmy żywe, ponieważ w badaniach tych udział biorą tylko wyselekcjonowane komórki DNA. Do mechanizmów, jakie wykształciły się na drodze ewolucji człowieka, zaliczyć można mechanizm adaptacyjny (przystosowawczy), kompensacyjny (wyrównawczy) czy regenerujący (naprawczy).

Z kolei wyniki badań na zwierzętach (ii) trudno jest bezpośrednio przenieść na człowieka z powodu innej budowy ciała i innego systemu odpornościowego.

Badania na ochotnikach (iii) mają ten minus, że dotyczą grupy osobników, które tylko w czasie eksperymentu poddane są oddziaływaniu pola. Natomiast badania epidemiologiczne (iv) na odpowiedniej populacji ludzi są w zasadzie niemożliwie do przeprowadzenia z tego względu, że populacja taka praktycznie nie istnieje⁷.

Na całym świecie analiza wpływu zmiennego pola elektrycznego i magnetycznego jest tematem szeroko zakrojonych badań, mimo wielu problemów dotyczących prawidłowego wnioskowania. Na podstawie wyników badań przeprowadzonych w wielu ośrodkach naukowych można jednoznacznie stwierdzić, że nie ma negatywnego wpływu pola na komórki DNA. Trudno wysunąć jednoznaczne wnioski dotyczące oddziaływania pola na takie parametry, jak rytm serca, ciśnienie tętnicze, EKG (elektrokardiogram) czy EEG (encefalogram), ponieważ różne źródła podają różne, najczęściej sprzeczne, wyniki. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku zmiennego pola magnetycznego jako czynnika mogącego wywołać lub przyspieszyć rozwój nowotworów. Z jednej strony można znaleźć przeważającą liczbę artykułów mówiących o braku związku między polem magnetycznym a wzrostem ryzyka wystąpienia nowotworu. Z drugiej zaś – istnieją raporty udowadniające, że ryzyko takie istnieje.

Na podstawie badań przeprowadzonych na zwierzętach (ii) udowodniono, że zmienne pole magnetyczne może być czynnikiem rakotwórczym. Badania te przeprowadzono jednak w obecności pola o natężeniu rzędu tysięcy A/m, a jak wiadomo, człowiek nie ma kontaktu z tak wysokim poziomem natężenia pola magnetycznego.

⁷ F. Mosiński, A. Wira, *Ekologiczne problemy przesyłu i użytkowania energii elektrycznej*, Wyd. Politechniki Łódzkiej, Łódź 1999; M. Szuba, *Inwestycje elektroenergetyczne w środowisku*, „Przegląd Komunalny” 2004, nr 2(149); M. Zmyślony, H. Aniołczyk, *Oddziaływanie pól elektromagnetycznych na człowieka – metodyka prowadzenia badań i ocena wiarygodności ich wyników*, Konferencja Pola Elektromagnetyczne 50 Hz w Środowisku Człowieka, Poznań 2003.

Duże zaniepokojenie wywołać mogą wyniki uczonych ze Szwecji i USA, według których rozwój białaczki u dzieci może być spowodowany obecnością pola magnetycznego już o natężeniu 0,33 A/m, a według innych źródeł nawet o natężeniu 0,16 A/m. Warto jednak dodać, że nie istnieją żadne źródła mówiące o negatywnym wpływie zmiennego pola elektrycznego na rozwój nowotworów.

Wiele kontrowersji budzi wpływ pola, szczególnie magnetycznego, na proces rozwoju płodu ludzkiego. Warto podkreślić, że duże osiągnięcia w rozpoznaniu tego zagadnienia ma polski ośrodek badawczy – Katedra i Klinika Ginekologii Akademii Medycznej w Lublinie. Badania przeprowadzone przez ten ośrodek koncentrowały się wokół łożyska ludzkiego na poziomie *in vitro* (i). Na podstawie badań wykazano pewne anomalie w funkcjonowaniu łożyska, lecz należy dodać, że eksperyment odbywał się w obecności zmiennego pola magnetycznego o natężeniu równym aż 1600 A/m.

Ważną informacją jest fakt, że reakcja organizmów żywych na zmienne pole magnetyczne nie jest liniowa, co jeszcze bardziej utrudnia prawidłowe interpretowanie wyników badań medycznych. Wyniki badań dowodzą, że w obecności pola o natężeniu większym od 12 A/m organizm ludzki nie wykazywał żadnych reakcji, czego nie można powiedzieć w przypadku natężenia poniżej tej wartości. Efekt „okna” może być prawdopodobnie tłumaczony właściwościami adaptacyjnymi organizmu⁸.

Wiele organizacji międzynarodowych, w oparciu o wyniki niezależnych badań medycznych, wnioskują, że zmienne pole elektryczne nie jest czynnikiem mogącym być źródłem różnego rodzaju schorzeń czy dolegliwości. W przypadku zmiennego pola magnetycznego takie organizacje, jak CIGRE (grupa robocza 36.06) oraz NIEHS (ang. National Institute of Environmental Health Science), zalecają dalsze badania, gdyż nie jest do końca poznany wpływ zmiennego pola magnetycznego na organizmy żywe. Utrudnieniem poznania tego wpływu może być fakt, że nie jest on zależnością liniową. Badania te powinny mieć zatem zdecydowanie charakter bardziej fundamentalny, by lepiej poznać istotę reakcji organizmów żywych na obecność zmiennego pola magnetycznego⁹.

⁸ R. Hauf, *Influence of alternating electric field 50 Hz on human beings*, Conference Biological effect of electromagnetic fields, Bierutowice 1980; S.J. London, T. Tynes, A. Ranung, *Electric and magnetic field cancer: an update*, CIGRE session, Working Group 36.06., 1995; R. Maruti, *Electric and magnetic fields around AC transmission lines*, IX International Symposium on High Voltage Engineering, Graz, Austria 1995.

⁹ H. Markiewicz, *Bezpieczeństwo w elektroenergetyce*, Wyd. Naukowo-Techniczne, Warszawa 2002; A. Piłatowicz, *Zagadnienia pól elektromagnetycznych w pracach CIGRE*, Konferencja Pola Elektromagnetyczne 50 Hz w Środowisku Człowieka, Poznań 2003; M. Zeńczak, *Linie elektroenergetyczne w środowisku przyrodniczym*, Ogólnopolska Konferencja Naukowo-Techniczna Pomiarów wysokonapięciowe w elektroenergetyce, Poznań 1998.

Inne spojrzenie na zagadnienie oddziaływania zmiennego pola elektrycznego i magnetycznego pozwala przypuszczać, że jego obecność może być czynnikiem wzmacniającym układ odpornościowy człowieka oraz ustrzegającym go od efektu „czystych rąk”.

Wpływ stałego pola elektrycznego i magnetycznego na organizmy żywe jest stosunkowo mały. Stałe pole elektryczne ($E = 100\div 150$ V/m) i magnetyczne ($H = 40$ A/m) jest składnikiem środowiska naturalnego Ziemi od początku jej istnienia. Z tego też względu organizmy żywe na etapie ewolucji zdążyły zaakceptować istnienie stałego pola elektrycznego i magnetycznego. Na podstawie badań medycznych udowodniono, że dopiero stałe pole magnetyczne o natężeniu przekraczającym wartość 3,2 MA/m jest przyczyną nudności w czasie poruszania głową. Jak wiadomo, człowiek nie ma kontaktu ze źródłami stałego pola magnetycznego o tak dużym natężeniu¹⁰.

Podsumowanie

Na podstawie przytoczonych danych można stwierdzić, że pole elektryczne i magnetyczne, z jakim na co dzień ma kontakt człowiek, nie stanowi dla niego zagrożenia. Pole takie może wywołać w szczególnych przypadkach efekt termiczny, który jest jednak rejestrowany tylko dla bardzo dużych wartości jego częstotliwości. Pole może także wyindukować prąd w ciele człowieka, ale potrzebne są do tego duże wartości jego natężenia, znacznie przekraczające te, jakie występują wokół linii wysokiego napięcia. Istnieje dyskusja dotycząca pola jako czynnika będącego źródłem różnych schorzeń. Na dzień dzisiejszy nie ma jednak niepodważalnych dowodów na to, by jednoznacznie stwierdzić, że pole elektryczne czy magnetyczne było przyczyną różnych dolegliwości.

Literatura

- Abd-Allah M.A., *Magnetic field-induced currents in human body in the proximity of power lines*, XIII International Symposium on High Voltage Engineering, Delft, Holandia 2003.
- Bottauscio R., Conti R., *Magnetically and Electrically induced currents in human body models by ELF electromagnetic fields*, X International Symposium on High Voltage Engineering, Quebec, Kanada 1997.

¹⁰ *Linie i stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka*, red. M. Szuba, Biuro Konsultingowo-Inżynierskie „EKO-MARK”, Warszawa 2002.

- Chazan B., *Teratological and developmental effect of long – term exposition to low – level and thermal microwave fields of pregnant mice*, Conference Biological effect of electromagnetic fields, Bierutowice 1980.
- Connor T., Koch H.J., *General aspects of electromagnetic fields for high voltage systems*, XIII International Symposium on High Voltage Engineering, Delft, Holandia 2003.
- Conti R., *Live – line maintenance works – characterization of human exposure to 50 Hz electric and magnetic fields in view of a correct formulation of occupational protective standards*, International Conference on Live Maintenance, Madryt, Hiszpania 2000.
- Engelmann E., Kindersberger J., *Magnetic field stress during live working in high voltage transmission lines*, International Conference on Live Maintenance ICOLIM-2000, Madryt, Hiszpania 2000.
- Farag A.S., *Impact of electromagnetic fields management on the design of 500 kV transmission lines*, IX International Symposium on High Voltage Engineering, Graz, Austria 1995.
- Grudziński E., Trzaska H., *Electromagnetic field measurements for environment protection purpose*, Conference Biological effect of electromagnetic fields, Bierutowice 1980.
- Hamza A.H., Mahmoud Shaher A., Ghania Samy M., *Evaluation of human exposure to magnetic fields under live line maintenance conditions*, XIII International Symposium on High Voltage Engineering, Delft, Holandia 2003.
- Hauf R., *Influence of alternating electric field 50 Hz on human beings*, Conference Biological effect of electromagnetic fields, Bierutowice 1980.
- Linie i stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka*, red. M. Szuba, Biuro Konsultingowo-Inżynierskie „EKO-MARK”, Warszawa 2002.
- London S.J., Tynes T., Ranung A., *Electric and magnetic field cancer: an update*, CIGRE session, Working Group 36.06., 1995.
- Machczyński W., *Wprowadzenie do kompatybilności elektromagnetycznej*, Wyd. Politechniki Poznańskiej, Poznań 2004.
- Markiewicz H., *Bezpieczeństwo w elektroenergetyce*, Wyd. Naukowo-Techniczne, Warszawa 2002.
- Martinez E., *Effects of magnetism on living organism*, II Międzynarodowa Konferencja Naukowa Oddziaływanie Pól Elektromagnetycznych na Środowisko Rolnicze AGROLASER 2003, Lublin 2003.
- Maruti R., *Electric and magnetic fields around AC transmission lines*, IX International Symposium on High Voltage Engineering, Graz, Austria 1995.
- Matsumoto T., *Effect of concurrent ELF electric and magnetic field on induced current density in biological model in the vicinity of the ground*, XI International Symposium on High Voltage Engineering, Londyn, Wielka Brytania 1999.
- Mosiński F., Wira A., *Ekologiczne problemy przesyłu i użytkowania energii elektrycznej*, Wyd. Politechniki Łódzkiej, Łódź 1999.
- Mościcka-Grzesiak H., *Inżynieria wysokich napięć w elektroenergetyce*, Wyd. Politechniki Poznańskiej, Poznań 1996.
- Piłatowicz A., *Zagadnienia pól elektromagnetycznych w pracach CIGRE*, Konferencja Pola Elektromagnetyczne 50 Hz w Środowisku Człowieka, Poznań 2003.
- Reivonen S., *Internal currents in a human body with spheroidal model in 400 kV switching substation*, XI International Symposium on High Voltage Engineering, Londyn, Wielka Brytania 1999.
- Souques M., Lambrozo J., Plante M., *Electromagnetic fields and health*, CIGRE session, Work Group 36.06., 2000.
- Szmigielski S., Sobiszewska E., *Współczesne poglądy na ryzyko nowotworowe pól magnetycznych 50 Hz w świetle wyników międzynarodowych programów naukowych*, Konferencja Pola Elektromagnetyczne 50 Hz w Środowisku Człowieka, Poznań 2003.
- Szuba M., *Inwestycje elektroenergetyczne w środowisku*, „Przegląd Komunalny” 2004, nr 2(149).

- Tarao H., Hayashi N., Isaka K., *Characteristics of ELF magnetically induced current inside biological model with statistically distributed conductivities*, XII International Symposium on High Voltage Engineering, Bangalore, Indie 2001.
- Trzaska H., *Pomiary pól elektromagnetycznych w polu bliskim*, WN PWN, Warszawa – Wrocław 1998.
- Zeńczak M., *Linie elektroenergetyczne w środowisku przyrodniczym*, Ogólnopolska Konferencja Naukowo-Techniczna Pomiary wysokonapięciowe w elektroenergetyce, Poznań 1998.
- Zmyślony M., Aniołczyk H., *Oddziaływanie pól elektromagnetycznych na człowieka – metodyka prowadzenia badań i ocena wiarygodności ich wyników*, Konferencja Pola Elektromagnetyczne 50 Hz w Środowisku Człowieka, Poznań 2003.

Influence of electric and magnetic fields on living organisms

Abstract. *The paper presents an analysis of the influence of electric and magnetic fields on living organisms. Immediate effects and those observed after some time were described. Immediate effects were divided by thermal effect and the induction of current in the human body. In addition, a detailed analysis of the possibility of illness caused by the electric or magnetic fields was shown. A comparison between values of the fields necessary for the appearance of negative effects, and values of fields generated by various devices, including electric power systems, was done as well.*

Keywords: *Electric and magnetic fields, living organisms*

Paweł Nieczuja-Ostrowski

Akademia Pomorska w Słupsku
Instytut Historii i Politologii
e-mail: pawel.nieczuja@onet.eu
tel. 59 840 53 24

Znaczenie energetyki wodnej dla bezpieczeństwa Republiki Armenii

Streszczenie. *We współczesnych badaniach nad bezpieczeństwem międzynarodowym i krajowym wskazuje się, że czynniki pozamilitarne mogą stanowić zagrożenie dla istnienia narodu tak samo jak czynniki wojskowe. Minimalnymi czynnikami egzystencjalnego bezpieczeństwa państwa są: integralność terytorialna, zapewnienie obrony przeciwko agresji, terroryzmowi i skutkami klęsk żywiołowych, ale również zapewnienie dostaw podstawowych dóbr, takich jak woda, żywność i energia.*

Armenia w chwili upadku Związku Radzieckiego i odzyskania niepodległości w 1991 r. znalazła się w konflikcie terytorialnym z sąsiednim Azerbejdżanem. W konsekwencji spowodowało to kryzys gospodarczy w kraju, m.in. z uwagi na brak surowców energetycznych. Od rozejmu w 1994 r. i zamrożenia konfliktu sytuacja energetyczna Armenii stopniowo zaczęła się poprawiać, ale w tym samym czasie kraj był uzależniony od dostaw surowców energetycznych z Rosji. Długotrwały rosyjski monopol na dostawy paliw ma wpływ na coraz większą gospodarczą i polityczną zależność od Rosji.

Niniejszy artykuł jest próbą określenia znaczenia energii wodnej (jako jedynej w pełni niezależnej od czynników zewnętrznych) dla bezpieczeństwa Armenii – kraju, który nie ma dostępu do morza i do kopalnych źródeł energii.

Słowa kluczowe: *Armenia, Kaukaz Południowy, energetyka wodna, bezpieczeństwo energetyczne*

Wstęp

Problematyka bezpieczeństwa narodowego i międzynarodowego traktowana jest aktualnie znacznie szerzej niż tylko w kategoriach militarnych. Za Barrym Buzanem wyróżnia się, obok bezpieczeństwa militarnego, także polityczne, społeczno-kulturowe, ekonomiczne i ekologiczne¹. Z perspektywy narodu czynniki niemilitarne mogą stanowić zagrożenie dla jego egzystencji równie znaczące jak militarne. Jako obiektywne czynniki minimalne bezpieczeństwa egzystencjalnego państwa wskazuje się integralność terytorialną, zapewnienie obrony przed agresją, terroryzmem, rozprzestrzenianiem poważnych epidemii i skutkami katastrof naturalnych, ale też zapewnienie podaży podstawowych dóbr (takich jak woda, żywność i energia), minimalnego zatrudnienia oraz skuteczne rządy². W rozważaniach i badaniach nad bezpieczeństwem narodowym uwzględnia się nie tylko czynniki, które w radykalny sposób zagrażają suwerenności czy niezależności państwa, ale także te, które oddziałują w sposób negatywny na jego potencjał rozwojowy, wzrost gospodarczy i demograficzny, środowisko przyrodnicze czy wyznawane wartości. Do zagrożeń dla dobrobytu odnosi się bezpieczeństwo ekonomiczne, które obejmuje: 1) bezpieczeństwo dostaw surowców, 2) dostęp do rynków, 3) bezpieczeństwo finansowe i kredytowe, 4) bezpieczeństwo techniczno-przemysłowe. Jako jego element wymienia się bezpieczeństwo żywnościowe, polegające na zapewnieniu dostępu do żywności wystarczającej do podtrzymania życia społeczeństwa³. Częścią bezpieczeństwa ekonomicznego jest bezpieczeństwo energetyczne, definiowane jako trwała dostępność przystępnej cenowo, pochodzącej z różnych źródeł energii o odpowiednich parametrach jakościowych i ekologicznych. Aktualnie w rozważaniach nad bezpieczeństwem państwa uwzględnia się też zagrożenia dla środowiska naturalnego, istotne z perspektywy trwałego i zrównoważonego rozwoju i dobrobytu społeczeństwa, zwracając uwagę na wymiar ekologiczny bezpieczeństwa energetycznego⁴.

W tym kontekście współczesna Armenia, w perspektywie ostatniego ćwierćwiecza, stanowi egzemplifikację zagrożenia egzystencjalnego kraju w następstwie odcięcia energetycznego, a dokładnie od dostaw surowców energetycznych. Podejmując się analizy sytuacji geopolitycznej Republiki Armenii, w tym

¹ B. Buzan, *People, States and Fear. An Agenda for International Security Studies in the Post-Cold War Era*, wyd. 2, Harvester Wheatsheaf, London 1991, s. 13. Por. J. Czaputowicz, *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Współczesne koncepcje*, WN PWN, Warszawa 2012, s. 10, 71.

² J. Czaputowicz, op. cit., s. 24.

³ Ibidem, s. 91.

⁴ K. Pronińska, *Nowe problemy bezpieczeństwa międzynarodowego: bezpieczeństwo energetyczne i ekologiczne*, w: *Bezpieczeństwo międzynarodowe*, red. R. Kuźniar, Scholar, Warszawa 2012, s. 306-307.

z perspektywy bezpieczeństwa narodowego i międzynarodowego, należy więc uwzględnić znaczenie energetyki wodnej jako sektora energetycznego potencjalnie niezależnego od czynników zewnętrznych, a tym samym jako ważnego czynnika bezpieczeństwa państwa, oddziałującego na politykę wewnętrzną i zagraniczną.

Niniejszy artykuł stanowi próbę określenia znaczenia energetyki wodnej dla bezpieczeństwa Armenii, państwa nie mającego dostępu do morza oraz złóż kopalnych surowców energetycznych.

1. Rozwój energetyki wodnej w Armenii do wybuchu konfliktu ormiańsko-azerbejdżańskiego (przełom lat 80. i 90. XX wieku)

W drugiej połowie XIX w. część Armenii pozostająca pod rosyjskim panowaniem (które w całości obejmowało obszar dzisiejszej Republiki Armenii) przeżywała okres pomyślnego rozwoju nowych form produkcji, manufaktur i fabryk oraz eksploatacji bogactw naturalnych, zwłaszcza miedzi. Wzrastające dążenie do usprawnienia ich wydobywania przyczyniło się do wykorzystania sprzyjających warunków hydrologicznych. Aż 90% współczesnej Armenii zajmują tereny powyżej 1000 m n.p.m., a 40,5% wznosi się ponad 2000 m n.p.m. Równocześnie na jej obszarze występują kotliny, stanowiące łącznie ok. 10% powierzchni, w tym największa Kotlina Araracka (850-1000 m n.p.m.), gdzie wykształciło się skupisko ludności oraz przemysłu i upraw. Kraj poprzecinany jest licznymi rzekami o charakterze górskim (należącymi do zlewiska Morza Kaspijskiego), a najniżej położonym jego punktem jest dno doliny rzeki Debet (360 m n.p.m.). Ponadto występuje na jego obszarze ponad 100 jezior, z których największe Sewan zajmuje ok. 1270 km², co stanowi ponad 4% powierzchni kraju⁵. Nie dziwi więc fakt, że w początkach rozwoju energetyki w Armenii zwrócono się w stronę wykorzystania zasobów wodnych, tym bardziej że nie występowały na jej obszarze złoża paliw kopalnianych.

Pierwsza elektrownia wodna o mocy 75 kW powstała na rzece Wochzi w 1903 r. w celu zasilenia produkcji miedzi w Kapanie (region Sjuniku), równocześnie z dwoma agregatami diesla (o mocy 110 i 125 kW). W sumie do I wojny światowej powstało 13 małych hydroelektrowni, z czego 5 o wydajności ponad 70 kW⁶.

⁵ *Statistical Yearbook of Armenia, 2011*, National Statistical Service of the Republic of Armenia, www.armstat.am [15.02.2015].

⁶ P. Nieczuja-Ostrowski, *Uwarunkowania i doświadczenia rozwoju energetyki odnawialnej w Armenii*, w: *Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, red. P. Kwiatkiewicz, R. Szerbowski, FNCE, Poznań 2014, s. 716.

Kolejny etap rozwoju tej dziedziny energetyki rozpoczął się po ustabilizowaniu sytuacji politycznej na Kaukazie Południowym po opanowaniu obszaru przez Rosję Radziecką. W 1926 r. oddano do użytku pierwszą dużą elektrownię wodną Erywań EW-1 o mocy 4500 kW, usytuowaną w Erywaniu na rzece Hrazdan. Do wybuchu II wojny światowej powstały jeszcze cztery znaczące elektrownie: w 1928 r. na Kanale Szyrackim w Leninakanie (obecnie Giumri) o mocy 5200 kW, w 1932 r. Erywań EW-2 na rzece Hrazdan o mocy 2400 kW, w 1933 r. Dzora EW na rzece Dzoraget o mocy 25 MW oraz w 1936 r. Kanaker EW na rzece Hrazdan (w okolicy Erywania) o mocy 100 MW⁷. W tym samym okresie (1926-1947) oddano także do użytku 7 przemysłowych i resortowych elektrowni ciepłych o łącznej mocy 3615 kW oraz 21 agregatów diesla dla sektora publicznego i obszarów wiejskich o łącznej mocy 506,4 kW⁸. Inwestycje w energetykę wodną pozwoliły do 1932 r. na dwukrotne zwiększenie wielkości przemysłu w stosunku do stanu z 1913 r., zaś udział przemysłu w strukturze produkcji globalnej wzrósł z 21,8% w latach 1927-1928 do 58% w 1932 r.⁹

Po II wojnie światowej kontynuowano industrializację republiki, jak też rozwój energetyki wodnej. Największą inwestycją hydrologiczną była realizacja projektu systemu elektrowni wodnych zwanych Kaskadą Sewan – Hrazdan, ukończona w latach 1960-1965. System obejmował siedem elektrowni oraz kanałów i zbiorników wodnych wzdłuż rzeki Hrazdan, od jeziora Sewan do Erywania. Oprócz wykorzystania istniejącej już EW Kanaker wybudowano 6 nowych: w 1949 r. Sewan EW (o mocy 34,2 MW) – wykorzystującą wody jeziora Sewan, w 1953 r. Argel EW (224 MW), w 1956 r. Arzni EW (77,6 MW), w 1959 r. Hrazdan EW (81,6 MW), w 1960 r. Erywań EW-3 (5 MW), w 1962 r. Erywań EW-1 (44 MW). Łącznie moc zainstalowana systemu wynosiła 559,4 MW. Już w 1954 r. rozpoczęto prace nad projektem kolejnego systemem elektrowni wodnych, w południowej części kraju, tzw. Kaskady Worotan. Jego budowa rozpoczęła się w 1961 r. na rzece Worotan, a tworzyły go trzy elektrownie: Tatew, Szamb i Spandarian, o łącznej mocy 404,2 MW. Jednak prace zakończono dopiero w 1989 r. Podobna sytuacja była z powstałym w 1966 r. projektem EW Sznogh na rzece Debet w regionie Lori (na północy kraju), o mocy 75 MW, który zawieszono i wrócono do niego dopiero w dobie kryzysu energetycznego w 1993 r.

Od końca lat 50. XX w. równorzędnie rozwijano energetykę cieplną, gdyż z jednej strony zapotrzebowanie na energię w szybko rozwijającej się republice przewyższało przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wodnych, z drugiej zaś – kolejne inwestycje hydroenergetyczne wiązały się z coraz większymi

⁷ Ibidem, s. 716-717.

⁸ *Directions of Effective Integration of the Energy Systems of the South Caucasus Countries*, International Center for Human Development, Baku – Tbilisi – Yerevan 2004, s. 13.

⁹ J. Ciepielewski, *Historia gospodarcza Związku Radzieckiego*, PWE, Warszawa 1977, s. 249; M. Zakrzewska-Dubasowa, op. cit., s. 250-251.

Tabela 1. Dynamika produkcji energii w Armenii i sąsiednich republikach

Kraj	1913		1959		1965		1970	
	mln kWh	mln kWh/ per capita	mln kWh	mln kWh/ per capita	mln kWh	mln kWh/ per capita	mln kWh	mln kWh/ per capita
Armenia	5,1	5,1	2688	1525	2855	1320	6100	2426
Gruzja	19,8	7,6	3151	779	6042	1338	9000	1904
Azerbejdżan	110,8	47,4	6110	1652	10 417	2265	12 000	2328

Źródło: *Directions of Effective Integration of the Energy Systems of the South Caucasus Countries*, International Center for Human Development, Baku – Tbilisi – Yerevan 2004, s. 13-15.

nakładami finansowymi, a także generowały zagrożenia środowiskowe. Tworzony w ramach ZSRR wspólny system elektroenergetyczny na obszarze Kaukazu Południowego pozwolił na rozpoczęcie gazyfikacji republiki, przede wszystkim przy wykorzystaniu zasobów Azerbejdżańskiej SRR, ale też Iranu. Wzrost produkcji energii w Armenii obrazują tabele 1 i 2.

W 1960 r. otwarto gazociąg Karadag – Akstafa – Erywań (z Azerbejdżanu)¹⁰, w 1964 r. Krasny Most – Alawerdi (z obszaru Gruzji) oraz w 1983 r. Jewlach – Stepanakert – Goris – Nachiczewan, wiodący z Azerbejdżanu przez Górski Karabach, Armenię do Nachiczewanu.

Wybudowano trzy duże elektrownie ciepłownicze gazowe: Erywań EC (1963-1967) o mocy 550 MW, największą w kraju Hrazdan EC (1966-1974) o mocy 1110 MW i Wanadzor EC (1964-1976) o mocy 96 MW. W 1975 r. zaczął być dostarczany gaz irański w ilości 3,08 mld m³, jednak dostawy trwały tylko do 1979 r.¹¹ W konsekwencji podjętych inwestycji w 1965 r. ilość energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownie ciepłownicze przewyższyła wytwarzaną przez hydroelektrownie¹².

Do 1990 r. w republice zbudowano w sumie ok. 1768 km magistrali gazowych i 55 stacji dystrybucji gazu, dzięki czemu Armenia znalazła się w czołówce wśród republik ZSRR o najwyższym poziomie gazyfikacji, który w jej przypadku objął 82,6% obszarów miejskich i 83,3% zamieszkałych terenów wiejskich¹³.

¹⁰ Uroczyste zapalenie pierwszego gazowego płomienia odbyło się 12 lutego 1960 r. na centralnym placu w Erewaniu. W pierwszym roku gazyfikacji gaz ziemny został doprowadzony do 16 zakładów przemysłowych, 25 kotłowni i 1270 mieszkań. *История*, Gazprom Armenia, <http://armenia.gazprom.ru/about/history> [11.03.2015].

¹¹ *История*, op. cit.

¹² P. Nieczuja-Ostrowski, *Bezpieczeństwo energetyczne Armenii w kontekście układu geopolitycznego na Kaukazie Południowym*, w: *Bezpieczeństwo energetyczne – surowce kopalne vs alternatywne źródła energii*, red. P. Kwiatkiewicz, Wyd. Wyższej Szkoły Bezpieczeństwa, Poznań 2013, s. 37-38.

¹³ *История*, op. cit.

Tabela 2. Produkcja energii elektrycznej w Armenii w okresie 1913-1990

Lata	1913	1940	1950	1965	1970	1990
Produkcja w mln kWh	5,1	395	949	2855	5408	10 377

Źródło: *Związek Radziecki. Przyroda, człowiek, gospodarka*, Warszawa 1972, s. 302; *Leksykon państw świata '94/95*, Wyd. Kronika, Warszawa 1994, s. 46.

W drugiej połowie lat 60. XX w. zdecydowano o budowie w Armenii elektrowni atomowej, którą usytuowano 30 km od Erywania, w Mecamor. Wyposażono ją w dwa reaktory, każdy o mocy 408 MW. Pierwszy z nich uruchomiono w 1976 r., kolejny w 1980 r.

Rozwój systemu energetycznego Armenii od lat 70. XX w. pozwolił na zaspokojenie nie tylko potrzeb wewnętrznych republiki, ale również na eksport energii elektrycznej do sąsiednich republik, a także poza granice ZSRR. Jednak postęp energetyczny okazał się być obciążony znacznymi kosztami. Część z nich ujawniła się jeszcze w okresie ASRR i chodzi tu przede wszystkim o zagrożenia środowiska naturalnego, inne zaś miały dopiero zaistnieć w sytuacji kryzysu międzynarodowego w początku lat 90. XX w., a wynikały z ogromnego uzależnienia gospodarki republiki od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych.

W krótkim czasie po uruchomieniu systemów hydroenergetycznych i irygacyjnych (Kaskady Hrazdan – Sewan), intensywnie wykorzystujących zasoby wodne jeziora Sewan, ujawniły się negatywne następstwa środowiskowe. Poziom wód tego największego zbiornika wodnego republiki i zarazem jednego z największych na świecie jezior górskich zaczął się gwałtownie obniżać, do 1972 r. spadł o ponad 18 metrów, a powierzchnia zmniejszyła się z 1416 do 1250,8 km², co w konsekwencji poważnie zagroziło lokalnemu ekosystemowi. Sewan postrzegano także jako strategiczny rezerwuuar wody do uniwersalnego zastosowania, wobec czego w latach 60. XX w. zaczęto realizować projekty mające za zadanie przywrócić jego zasoby wodne i równowagę ekologiczną. W latach 1963-1981 wybudowano 48-kilometrowej długości tunel łączący Sewan z rzeką Arpa, która miała zasilić jego wody (240-250 mln m³ rocznie), jednak w ciągu kolejnej dekady poziom wód Sewanu zwiększył się zaledwie o 90 cm. Równocześnie po rozpoczęciu działania elektrowni atomowej przestano w 1978 r. wykorzystywać wody jeziora do produkcji energii elektrycznej (począwszy od 1965 r. wykorzystanie wód z Sewanu wynosiło około 500 mln m³ rocznie, z czego 380 mln m³ były wykorzystywane do nawadniania, a 120 mln m³ do produkcji energii)¹⁴.

¹⁴ National Report of the State of the Environment of Armenia in 2002, Yerevan 2003, United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), s. 101, www.unece.org/fileadmin/DAM/env/europe/monitoring/Armenia/en/Part%20IV%20-%20Ch.2.pdf [10.07.2014].

Schyłek okresu radzieckiego wiązał się z jeszcze inną katastrofą, która miała dramatyczne konsekwencje dla bezpieczeństwa energetycznego i gospodarczego państwa. 7 grudnia 1988 r. w północno-wschodniej części republiki miało miejsce trzęsienie ziemi (6,7 stopni w skali Richtera), w wyniku którego zginęło 25 tys. osób, a 500 tys. zostało pozbawionych domów (m.in. zniszczenia objęły ok. 75% miasta Giumri)¹⁵. Znaczemu uszkodzeniu uległa także infrastruktura energetyczna (m.in. gazociągi i magazyny gazu), w tym elektrowni atomowej, której pracę w 1989 r. musiano całkowicie wstrzymać. Odbudowa zniszczeń pociągnęła znaczne nakłady finansowe, co wpłynęło na zahamowanie restrukturyzacji gospodarki¹⁶.

2. Sytuacja energetyczna kraju w okresie kryzysu politycznego i energetycznego (1988-1994)

Nowe zagrożenia dla bezpieczeństwa Armenii, już nie tylko energetycznego, ale i egzystencjalnego, ujawniły się wraz z postępującą od końca lat 80. XX w. eskalacją konfliktu ormiańsko-azerskiego o Górski Karabach oraz dokonującym się rozpadem ZSRR. Wobec ormiańskich dążeń o przyłączenie Górskiego Karabachu do Armenii w 1991 r. Azerbejdżan zdecydował się nałożyć blokadę na połączenia transportowe z Armenią oraz wstrzymanie dostaw gazu. Decyzja ta mocno dotknęła armeńską gospodarkę, gdyż przez Azerbejdżan docierało 85% surowców, przede wszystkim paliw¹⁷. Kolejny cios przyszedł w 1993 r. wraz z decyzją Turcji o embargu i zamknięciu granicy z Armenią jako formą wsparcia politycznego dla Azerbejdżanu. W jej wyniku Armenia znalazła się w sytuacji bliskiej całkowitej blokady ekonomicznej, gdyż granice z Turcją i Azerbejdżanem stanowiły ok. 84% całej długości jej granic. Równocześnie drogi zaopatrzenia prowadzące przez Gruzję były w 1. poł. lat 90. okresowo blokowane w wyniku trwającej tam wojny domowej i sabotażu połączeń kolejowych z czarnomorskimi portami w Poti i Batumi oraz gazociągów z Rosji. Należy przy tym zaznaczyć, że przejścia graniczne z Iranem na rzece Araks nie nadawały się dla ciężkiego transportu, który mógłby efektywnie zaopatrywać Armenię.

W kraju wystąpił brak gazu i paliw, niedobór żywności i wody oraz prądu. Produkcja energii elektrycznej od 1990 do 1995 r. obniżyła się blisko o połowę (z 10 362 GWh do 5561 GWh), a roczne zużycie ropy naftowej w Armenii spadło

¹⁵ P. Verluise, *Armenia in Crisis. The 1988 Earthquake*, Wayne State University Press, Detroit 1995, s. 28-33.

¹⁶ Ibidem, s. 19-22, 29-30.

¹⁷ Por. P. Nieczuja-Ostrowski, op. cit., s. 38.

Tabela 3. Produkcja energii elektrycznej w Armenii według źródeł energii (GWh)

Lata	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Ropa naftowa	8807	5300	3900	546	636	425	127	127
Gaz	0	2670	2060	1456	1508	2913	2191	2905
Wodna	1550	1546	3044	4293	3514	1919	1572	1600
Nuklearna	0	0	0	0	0	304	2324	1389
Łącznie	10 362	9516	9004	6295	5658	5561	6214	6021

Źródło: K. Hovhannisyan, *Sustainable Development and Energy Security in Armenia: a Step Towards Dilemma*, Lund University, Lund 2003 s. 15.

z 12-13 mln ton (w latach 1985-1988) do ok. 3 mln ton (w latach 1993-1995)¹⁸. PKB republiki obniżył się gwałtownie, w 1991 r. zmniejszając się o 11,7% w stosunku do roku poprzedniego, w 1992 r. aż o 41,8%, zaś w kolejnym 1993 r. jeszcze o 8,8%¹⁹. Proces ten został zahamowany dopiero w 1994 r. wraz z realizacją planu stabilizacyjnego, czemu sprzyjało także podpisanie rozejmu z Azerbejdżanem (trwającego do chwili obecnej).

Sytuację energetyczną ratował w pewnym stopniu rozbudowany systemu hydroenergetyczny dzięki swej niezależności od czynników zewnętrznych. W najtrudniejszym okresie lat 1992-1994 produkcja energii elektrycznej z hydroelektrowni została zwiększona ponad dwukrotnie, osiągając w 1993 r. poziom 68% całości produkcji elektrycznej w kraju (sytuację tę obrazuje tabela 3). Z tych powodów w 1993 r. wrócono do projektu EW Sznogh, który został zaktualizowany przez ormiańską spółkę Armhydroenergyproject. Planowana na rzece Debet elektrownia o mocy 76 MW miała wytwarzać rocznie ok. 300 mln kWh energii. Okres budowy planowano na 8 lat, a jej koszt szacowano na 120-150 mln USD²⁰.

Pełne wykorzystanie w latach 1992-1994 systemu Kaskady Sewan – Hrazdan spowodowało degradację jeziora Sewan i ponowne obniżenie jego poziomu o 1,5 m. W części brzegowej ekotonu jeziora doszło do osuszenia ponad 1000 ha mokradeł, co zagroziło 18 spośród 167 gatunków ptaków migrujących

¹⁸ K. Hovhannisyan, *Sustainable Development and Energy Security in Armenia: a Step Towards Dilemma*, Lund University, Lund 2003, s. 15, Lund University International Master's Programme in Environmental Science (LUMES), www.lumes.lu.se/database/alumni/01.02/theses/hovhan-nisyan_karen.pdf [10.07.2014].

¹⁹ *Growth Challenges and Government Policies in Armenia*, The World Bank, Washington 2002, s. 29.

²⁰ *Hydro Energy*, Ministry of Energy and Natural Resources of the Republic of Armenia, www.minenergy.am/en/page/464 [10.03.2015].

i endemicznych. Spadła też gwałtownie liczba bytujących tam gatunków ssaków²¹. Od 1995 r. zdecydowano się na zmniejszenie prac kaskady o połowę.

Wywołany konfliktem politycznym kryzys energetyczny pierwszej połowy lat 90. miał znacznie szersze konsekwencje dla ormiańskiego społeczeństwa i państwowości. W latach 1992-1997 wielkość użytków rolnych zmniejszyła się o jedną czwartą. Bezrobocie i obniżenie warunków bytowych ludności Armenii stało się przyczyną ogromnej emigracji w tym okresie, którą szacuje się na ok. milion osób, przy stanie 3,45 mln mieszkańców w 1989 r.²² Były to głównie osoby młode i przedsiębiorcze, ale i w dużej części dobrze wykształcone i zaliczane do elity intelektualnej i kulturalnej kraju (artyści, muzycy, nauczyciele, także sportowcy). W latach 1990-1995 liczba pracowników naukowych i akademickich spadła czterokrotnie, z 22 tys. do 5,5 tys.²³ W sytuacji nierozwiązanego konfliktu zbrojnego z Azerbejdżanem obniżanie się populacji Armenii, a więc i liczby młodych ludzi rekrutowanych do armii, ale także na rynku pracy, zwiększało zagrożenie bezpieczeństwa egzystencjalnego państwa – zwłaszcza w kontekście utrzymującego się wzrostu populacji Azerbejdżanu.

3. Energetyka wodna w okresie stabilizacji (1995-2014)

Po zamrożeniu konfliktu z Azerbejdżanem priorytetem dla władz Armenii stało się odbudowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju, przy jednoczesnej odbudowie ekologicznej jeziora Sewan. Uspokojenie sytuacji pozwoliło kontynuować reformy państwa, których elementem była wdrożona w grudniu 1995 r. decentralizacja sektora energetycznego Armenii. Do regionalnych sieci dystrybucji zostały przeniesione funkcje dystrybucji i sprzedaży detalicznej energii elektrycznej. Zadania dotyczące rozwoju przekazano niezależnym i konkurencyjnym (w założeniu) przedsiębiorstwom wytwarzającym energię²⁴. Jednak niektóre elektrownie, w tym Kaskada Worotan, pozostały w ramach państwowego Armenergo.

²¹ *National Report on the State of the Environment in Armenia in 2002*, Yerevan 2003, s. 100, United Nations Economic Commission for Europe, www.unece.org/fileadmin/DAM/env/europe/monitoring/Armenia/en/Part%20IV%20-%20Ch.2.pdf [20.04.2015].

²² P. Nieczuja-Ostrowski, *Porównanie potencjału geopolitycznego państw Kaukazu Południowego*, w: *Oblicza polityki azjatyckiej. Szanse i bariery*, red. J. Marszałek-Kawa, Wyd. Adam Marszałek, Warszawa 2013, s. 104-105.

²³ A. Khachikyan, op. cit., s. 225.

²⁴ *Электрoэнергетика Армении*, Hrazdan Energy Company (RazTES), www.raztes.am/rus/energy/ [6.05.2015].

Podobnie postąpiono z małymi hydroelektrowniami, których większość w późniejszym okresie przekazano w prywatne ręce²⁵.

Następstwa kryzysu były częściowo łagodzone przez zewnętrzną pomoc i pozyskiwane kredyty, o które występowała Armenia. Szacuje się, że w latach 1992-2002 tylko bezzwrotnej pomocy kraj ten łącznie otrzymał od 1,65 mld do 1,87 mld USD²⁶. Około 80% tej pomocy pochodziła ze Stanów Zjednoczonych. W latach 1994-2002 Armenia otrzymała także wsparcie w postaci kredytów preferencyjnych, których wielkość szacuje się na 850-900 mln USD, a które pochodziły głównie od Banku Światowego (skąd 84 mln USD trafiły do sektora energetycznego i kopalnianego) i Międzynarodowego Funduszu Walutowego²⁷. Również Rosja udzieliła szerokiej pomocy, jednak miała ona charakter realizacji własnych interesów geopolitycznych i ekonomicznych. Niezwykle trudna sytuacja gospodarcza i międzynarodowa Armenii wymusiła orientację prorosyjską, gdyż Rosja jako jedyna w tamtym okresie była w stanie zagwarantować dostawy surowców energetycznych niezbędnych do odbudowy gospodarki, jak też wsparcie militarne i polityczne w konflikcie z Azerbejdżanem. Po zamrożeniu konfliktu z Azerbejdżanem w 1994 r. i uruchomieniu elektrowni atomowej produkcja energii elektrycznej z hydroelektrowni w stosunku do całości produkcji elektrycznej w kraju zaczęła spadać, najniższy poziom w tym okresie notując w 2001 r., tj. 17%, podczas gdy elektrownie ciepłe wytworzyły 49% całości energii (sytuację tę obrazuje tabela 4).

Zacieśnianie politycznej współpracy i pomoc ekonomiczna okupione zostały systematycznym uzależnianiem ormiańskiej gospodarki od Rosji²⁸. Mechanizm rosyjskiej pomocy gospodarczej ilustruje wsparcie dla ormiańskiego sektora

²⁵ *Small HPPS*, Ministry of Energy and Natural Resources of the Republic of Armenia, www.minenergy.am/en/page/452 [10.03.2015].

²⁶ W okresie od 1995 do 2001 r. Armenia otrzymała pomoc w wysokości 1 mld 202,97 mln USD. Suma pomocy humanitarnej w tym czasie wyniosła 579,3 mln USD, a suma pomocy finansowej 623,67 mln USD, z czego 123,86 mln USD przeznaczono na potrzeby administracji publicznej, a 455,44 mln USD na potrzeby sektora prywatnego. Zauważalny był równocześnie stopniowy spadek odsetka pomocy humanitarnej i zwiększanie pomocy finansowej. A. Hačatrân, A. Hačatrân, *Inostrannaâ pomoš' postsovetskoj Armenii. Analiz ee haraktera i effektivnosti*, Kwavkazskij Institut SMI, Erevan 2003, s. 5.

²⁷ *Ibidem*, s. 9-11.

²⁸ W 1991 r. Armenia weszła na prawach członka-założyciela do Wspólnoty Niepodległych Państw, a w 1992 r. w Taszkencie podpisała (wraz z Kazachstanem, Kirgizją, Rosją, Tadżykistanem i Uzbekistanem) układ o bezpieczeństwie zbiorowym WNP. W 1997 r. zawarto strategiczny traktat o przyjaźni, współpracy i wzajemnej pomocy między Rosją a Armenią. Stosunki wzmocniono w 2000 r. podpisaniem deklaracji w sprawie sojusznicznych relacji między Rosją i Armenią zorientowanych na XXI wiek, określającej kierunki wspólnych działań w przyszłości. W 2011 r. Armenia wraz z Rosją i siedmioma innymi państwami WNP zawarły porozumienie o utworzeniu strefy wolnego handlu, a w 2013 r. Armenia zdecydowała o rezygnacji z podpisania umowy stowarzyszeniowej z UE i wejściu do Euroazjatyckiej Unii Gospodarczej.

Tabela 4. Produkcja energii elektrycznej w Armenii według źródeł wytwarzania w latach 1998-2005 (GWh)

Lata	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Elektrociepłownie	3064,2	2438,6	2692,1	2790,4	1579,1	1521,5	1613,6	1827,7
Elektrownie wodne	1537,3	1200,0	1261,1	967,7	1657,5	1981,9	2013,6	1772,9
Elektrownia nuklearna	1589,5	2078,3	2005,4	1986,7	2282,2	1997,5	2402,8	2716,3
Łącznie	6191,0	5716,9	5958,6	5744,8	5518,8	5500,9	6030,0	6316,9

Źródło: *Statistical Yearbook of Armenia*, 2001-2006.

atomowego. Rosyjskie kredyty, pomoc techniczna oraz dostarczenie paliwa jądrowego przyczyniły się do uruchomienia w 1995 r. jednego bloku elektrowni w Medzamor, jednak za dostarczenie 110 mld rubli na ten cel Rosja uzyskała m.in. 15% udziałów kapitałowych w elektrowni jądrowej²⁹.

W kolejnych latach rosyjskie koncerny energetyczne, przede wszystkim Gazprom i Inter RAO JES, zdobyły faktyczną kontrolę nad sektorem energetycznym Armenii. W 1997 r. utworzono na bazie ormiańskich przedsiębiorstw gazowych ArmRosgazprom, będący *joint venture* Ministerstwa Energetyki Armenii i Gazpromu oraz Itery (odpowiednio po 45, 45 i 10% udziałów), którego działalność objęła transport gazu i elektryczności, dystrybucję, import i eksport gazu, zarządzanie sieciami i budowanie nowych połączeń. W 2006 r. Gazprom w zamian za inwestycje w sektor energetyczny uzyskał od rządu Armenii szereg korzyści, zwłaszcza zwiększył wielkość udziałów w ArmRosgazpromie do 58% (później aż do 80%) oraz objął zarówno dwudziestopięcioletnią kontrolę nad powstającym piątym blokiem największej elektrowni cieplnej w kraju Hrazdan EC, jak też nad nowo powstającym gazociągiem z Iranu (uruchomionym w latach 2007-2009). W 2014 r. w następstwie kupna od rządu Armenii jego części udziału w spółce Gazprom przejął pełną kontrolę nad ArmRosgazpromem, który następnie przemianowano na Gazprom Armenia³⁰. Znaczący wpływ na sektor energetyki Armenii zdobyła też rosyjska kompania Inter RAO JES. W 2003 r. przejęła ona za zadłużenie 30 mln USD cztery bloki Hrazdan EC (a następnie całość Hrazdańskiej Energetycznej Kompanii RazTES³¹), jak też uzyskała na 5 lat kontrolę nad

²⁹ D.W. Drezner, *The Sanctions Paradox: Economic Statecraft and International Relations*, Cambridge University Press, Cambridge 1999, s. 176-177.

³⁰ *История*, Gazprom Armenia, <http://armenia.gazprom.ru/about/history> [11.03.2015].

³¹ *О компании*, Hrazdan Energy Company (RazTES), www.raztes.am/rus/about [6.05.2015].

elektrownią atomową, przedłużoną w 2008 r. W 2006 r. Inter RAO JES przejęła kontrolę nad spółką akcyjną Sieci Elektryczne Armenii, posiadającą wyłączną licencję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na terytorium Republiki Armenii (posiadającą ok. 985 tys. klientów)³².

Ustępstwa na rzecz Rosji podyktowane były z jednej strony czynionymi przez nią naciskami ekonomicznymi, z drugiej zaś oczekiwanymi w Armenii korzyściami, oprócz politycznych także ekonomicznymi, a więc modernizacją sektora energetycznego oraz preferencyjnymi cenami surowców energetycznych. Uzależnienie ormiańskiej gospodarki od rosyjskiego gazu pozwalało Rosji na instrumentalne wykorzystywanie tego czynnika jako środka nacisku na decyzje władz Armenii. Korzystne dla Rosji porozumienia energetyczne w 2006 r. zostały poprzedzone z początkiem stycznia tegoż roku podniesieniem przez Gazprom dwukrotnie ceny gazu dla Armenii, z 56 do 110 USD za 1000 m³. Takie same podwyżki przewidziano dla Gruzji i Azerbejdżanu. Niemal równocześnie, 21 i 22 stycznia 2006 r., doszło do zamachów bombowych w Rosji w pobliżu granicy gruzińskiej na gazociąg Mozdok – Tbilisi oraz linię energetyczną Kawkasioni, w wyniku których został przerwany przesył prądu do Gruzji i gazu do Gruzji i Armenii. W Gruzji oficjalnie uznano je za dodatkowy element rosyjskiego nacisku na decyzje suwerennych państw. Dalsze podwyżki przewidziano na lata 2009 i 2010 (odpowiednio do 154 i 200 USD), jednak po negocjacjach obniżono je do 180 USD za 1000 m³ od 2010 r. W lutym 2011 r. ponownie negocjowano ceny gazu dla Armenii i w efekcie zdecydowano się na utrzymanie ceny z 2010 r., jednak już w połowie 2011 r. Gazprom dokonał podniesienia ceny dla ArmRosgazpromu do 210 USD³³. Kwestia ta powróciła w 2013 r., gdy Armenia była bliska finalizacji traktatu stowarzyszeniowego z UE. W lipcu 2013 r. Gazprom podniósł cenę gazu dla Armenii do 270 USD za 1000 m³. We wrześniu 2013 r. prezydent Serż Sargsjan ogłosił decyzję o przystąpieniu jego kraju do Unii Celnej Rosji, Białorusi i Kazachstanu, co równocześnie oznaczało rezygnację z integracji gospodarczej z UE. Warto zaznaczyć, że negocjacje odnośnie do dostaw gazu zakończyły się w grudniu 2013 r. umową między Gazpromem a rządem Armenii, według której m.in. obniżono ceny gazu do 189 USD.

W sytuacji energetycznego uzależnienia państwa od Rosji i tym samym utrzymującego się zagrożenia dla suwerenności państwa podjęto działania zmierzające do dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych oraz źródeł wytwarzania elektryczności. Jeszcze w latach 90. XX w. rozpoczęto rozmowy z Iranem jako jedyną realną alternatywą dla dostaw gazu i ropy do Armenii. Realizację wspólnych przedsięwzięć energetycznych rozpoczęto w pierwszych latach XXI w.,

³² ZAO – Električeskie seti Armenii, www.ena.am/AboutUs.aspx?hid=38&lang=3 [6.05.2015].

³³ *Republic of Armenia*, IMF Country Report No. 14/89, International Monetary Fund, www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2014/cr1489.pdf s. 8, [4.03.2015].

podpisując w 2004 r. dwudziestoletni kontrakt na dostawy gazu z Iranu do Armenii oraz inicjując budowę wspólnego gazociągu. W marcu 2007 r. oddano do użytku pierwszy odcinek (Meghri – Kadzaran) blisko 200-kilometrowego gazociągu łączącego oba kraje, który jednak jeszcze w 2006 r. przeszedł pod kontrolę ArmRosGazpromu, a faktycznie Gazpromu. Drugi fragment gazociągu (Meghri – Tabriz) uruchomiono w maju 2009 r. W tym samym roku także ruszyła realizacja projektu 365-kilometrowego ropociągu z Iranu do Armenii (Tabriz – Jerasch/Ararat), który planowo miał zostać ukończony w 2014 r.

Od końca lat 90. XX w. zintensyfikowano wysiłki w kierunku rozwoju energetyki odnawialnej, przede wszystkim hydroenergetyki, jako głównego źródła własnej energii, zwłaszcza w sytuacji zwiększającej się presji międzynarodowej w celu zamknięcia przestarzałej elektrowni atomowej i rozwoju odnawialnych źródeł energii³⁴. Główne założenia polityki energetycznej przedstawiono w przyjętej w 2005 r. przez rząd Armenii rezolucji o „Strategiach rozwoju sektora energetycznego w kontekście rozwoju gospodarczego w Armenii”, podkreślając w niej, że do „trudności związanych z systemem energetycznym Armenii zalicza się brak krajowych zasobów paliw kopalnych o znaczeniu przemysłowym, zależność znacznej części potencjału energetycznego Armenii od dostaw z jednego kraju, a także ograniczone możliwości obecnego systemu transportowego”³⁵. Wskazano też, że w momencie wymaganego zamknięcia elektrowni atomowej w 2016 r. niezależność narodowego sektora energetycznego zmniejszy się z 70 do 40%. Równocześnie podkreślono w tym kontekście posiadanie znaczących zasobów energii odnawialnej. W rezolucji określono główne założenia rozwoju energetyki wodnej (ale też wiatrowej, słonecznej, geotermalnej i z biomasy), szacując teoretyczną wartość zasobów wodnych na 21,8 mld kWh/rok, w tym potencjał technicznie dostępny na 7-8 mld kWh/rok, zaś potencjał uzasadniony ekonomicznie do wykorzystania na ok. 3,6 mld kWh/rok. Jednocześnie zwrócono uwagę na fakt, że aż 70% zamontowanych urządzeń w elektrowniach wodnych działała od ponad 30 lat, a 50% dłużej niż 40 lat. Zauważono więc, że możliwość

³⁴ Jednym z głównych celów porozumień Unii Europejskiej z Armenią było zamknięcie elektrowni atomowej w Mecamor, uwzględnionym w Opracowaniu Strategii Krajowej 2002-2006 dla Armenii. Por. *Country Strategy Paper 2002-2006, National Indicative Programme 2002-2003, Republic of Armenia*, 27 December 2001, http://eeas.europa.eu/armenia/csp/02_06_en.pdf [6.05.2015]. Warto zaznaczyć, że Umowa o Partnerstwie i Współpracy między UE a Armenią, która weszła w życie 1 lipca 1999 r., zakładała współpracę w dziedzinie rozwoju zasobów hydroelektrycznych i innych odnawialnych źródeł energii (art. 54, p. 2). Umowa o Partnerstwie i Współpracy, Dz.U. L 239 z 9 września 1999 r., [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:21999A0909\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:21999A0909(01)&from=EN) [6.05.2015].

³⁵ *Energy Sector Development Strategies in the Context of Economic Development in Armenia*, Adopted by the Government of the Republic of Armenia at June 23, 2005 session N 1 resolution of N 24 protocol, Ministry of Energy and Natural Resources of RA, www.minenergy.am/en/en/policy [10.07.2014].

wykorzystania potencjału zasobów wodnych zależęć będzie zarówno od utrzymania dotychczasowego systemu hydroenergetycznego, jak i od budowania nowych, zarówno dużych, jak i małych elektrowni wodnych. Założono, że wytworzenie 3,6 mld kWh/rok z energii wodnej osiągnie się dzięki wykorzystaniu istniejących już kaskad Sewan – Hrazdan i Worotan oraz małych EW, jak też budowie nowych dużych hydroelektrowni: Meghri EW (o wydajności 140 MW i rocznej produkcji energii elektrycznej 840 mln kWh), Loriberd EW (60 MW i 200 mln kWh/rok) i Sznogh EW (75 MW i 300 mln kWh/rok). Duże znaczenie przypisano małym hydroelektrowniom, wytwarzającym 200-220 mln kWh/rok, których uzasadniony ekonomicznie potencjał określono na 800-850 mln kWh/rok³⁶.

W 2007 r. przyjęto „Narodowy program o oszczędności energii i energii odnawialnej Republiki Armenii”, w którym podkreślono, że włączenie energooszczędnych technologii i odnawialnych źródeł energii do bilansu paliwowo-energetycznego odegra decydującą rolę we wzroście poziomu zaopatrzenia gospodarki w energię poprzez wykorzystanie krajowych zasobów paliwowo-energetycznych i zapewnienie wyższego poziomu niezależności energetycznej. Jako cele oszczędzania energii przyjęto m.in.: ograniczenie zużycia energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energooszczędnych lamp w systemach oświetleniowych, zwiększenie efektywności energetycznej w przemyśle chemicznym, wprowadzenie nowoczesnych technologii i urządzeń w przemyśle spożywczym, modernizację elektrowni Erywań EC i Hrazdan EC, redukcję strat gazu ziemnego podczas przesyłu oraz zastosowanie technologii odnawialnych źródeł energii poprzez wykorzystanie zasobów krajowych³⁷.

Rozbudowa oraz modernizacja systemu hydroenergetycznego Armenii okazała się prawdziwym wyzwaniem dla kraju, przede wszystkim ze względu na ogromne koszty. Niemniej potencjał energetyczny Armenii dzięki trzem nowym, dużym hydroelektrowniom (Lori – Berd, Sznogh i Meghri) mógłby się zwiększyć o 271 MW mocy oraz 1300 mln kWh rocznie.

Jednym z elementów zwiększenia wydajności systemu hydroenergetycznego stało się podniesienie zdolności produkcyjnych istniejących elektrowni wodnych – jak już wcześniej nadmieniono, mocno wyeksploatowanych. Dotyczyło to przede wszystkim systemu Kaskady Sewan – Hrazdan, dostarczającej ok. 10% energii elektrycznej w kraju i istotnej dla utrzymywania równowagi sieci elektrycznej oraz stabilnych cen energii. W 2003 r. właścicielem i operatorem systemu została spółka International Energy Corporation (IEC), powołana przez koncern Inter RAO JES, któremu rząd Armenii odstąpił system za 25 mln USD

³⁶ Ibidem.

³⁷ *National Program on Energy Saving and Renewable Energy of Republic of Armenia*, Yerevan 2007, s. 35-38, Ministry of Energy and Natural Resources of RA, www.minenergy.am/images/stories/documents/national__program_english.pdf [10.07.2014].

(jako częściową zapłatę za 40 mln USD długu Armenii wobec Rosji). W 2011 r., po zakupie 90% udziałów IEC (poprzez zależną spółkę HydroInvest), kontrolę nad kaskadą przejęła rosyjska spółka RusHydro³⁸. W 2013 r. udało się pozyskać 25 mln USD kredytu ze środków Azjatyckiego Banku Rozwoju (ADB) oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (EBRD)³⁹. Program rehabilitacji i modernizacji elektrowni wodnych kaskady zakłada m.in. przebudowę Erywań EW z wymianą dwóch 25-megawatowych jednostek, w Kanaker EW wymianę dwóch 12,5-megawatowych jednostek, w Sewan EW wymianę dwóch stojanów, w Sewan EW i Argel EW wymianę układów wzbudzenia oraz rekonstrukcję kanałów przekierowujących z Sewan EW do Argel EW⁴⁰.

Ważnym elementem koncepcji rozwoju energetyki wodnej w Armenii jest rozbudowa systemu małych hydroelektrowni, tj. o mocy do 10 MW, jako łatwiejszych do budowania ze względu na mniejsze nakłady inwestycyjne i mniejszą inwazyjność dla środowiska naturalnego. W 1997 r. Armhydroenergyproject zaktualizował krajowe założenia rozwoju systemu małych hydroelektrowni, których powinno powstać 325 na obszarze całego państwa, o łącznej mocy 274 MW i rocznej produkcji energii 833 mln kWh. Określono, że przy pełnym wykorzystaniu potencjału produkcyjnego energetyki wodnej (przy założeniu 380 MW i 1,6 mld kWh/rok) byłby on w stanie zaspokoić 25-30% ogólnego zapotrzebowania kraju na energię. Według zaprezentowanego w 2008 r. raportu spółki istniejące małe EW (włącznie z budowanymi) posiadały łączną moc 75 MW i wydajność 244,4 mln kWh⁴¹. W 2009 r. rząd Armenii przyjął go jako „Program dla rozwoju małych elektrowni wodnych”, intensyfikując wysiłki dalszego rozwoju tego sektora energetyki⁴² (rozwój sektora obrazuje tabela 5).

W ciągu kolejnych pięciu lat powstało dalszych 87 małych hydroelektrowni. Na początku 2015 r. w Armenii działało ich 165, o łącznej mocy 282 MW

³⁸ *INTER RAO UES and RusHydro Close Sevan-Razdan Cascade Sale in Armenia*, z dn. 24.03.2011, Inter RAO UES, http://www.interrao.ru/en/news/company/?ELEMENT_ID=441 [11.05.2015].

³⁹ *RusHydro and EBRD sign an agreement to finance the modernization of the Sevan-Hrazdan cascade in Armenia*, z dn. 30.01.2013, RusHydro, www.eng.rushydro.ru/press/news/81948.html [17.04.2015]; *RusHydro secures USD 25 mn loan from Asian development bank for modernization of Armenia's Sevan-Hrazdan hydropower plants*, z dn. 15.05.2013, RusHydro, www.eng.rushydro.ru/press/news/86028.html [17.04.2015]; *Sevan-Hrazdan Cascade Hydropower System*, z dn. 21.05.2014, Asbarez, <http://asbarez.com/123306/sevan-hrazdan-cascade-hydropower-system> [17.04.2015].

⁴⁰ *RusHydro and EBRD...*, op. cit.

⁴¹ *The Update of the Existing Scheme for Small Hydro Power Stations of the Republic of Armenia. Final Report*, Yerevan 2008, Armenia Renewable Resources and Energy Efficiency Fund, <http://r2e2.am/wp-content/uploads/2012/07/The-update-of-the-existing-scheme-for-SHPP.pdf>, s. 14 [17.04.2015].

⁴² *Hydro Energy*, op. cit.

Tabela 5. Dynamika budowy małych elektrowni wodnych w Armenii w latach 1999-2010

Lata	przed 1999	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Liczba jednostek	19	1	2	3	3	3	4	3	11	9	8	12	22
Moc (MW)	29,4	0,75	1,2	1,6	3,5	1,4	12,2	4	11,5	10,3	12,6	13,9	28,33
Wydajność (GWh)	80	3	2,7	7,4	6,7	5,4	37,8	10,7	30,8	10,3	59	58,8	100,1

Źródło: Armenia. *World Small Hydropower Development Report 2013*, United Nations Industrial Development Organization, 2013, s. 1, www.smallhydropower.org/fileadmin/user_upload/pdf/Asia_Western/WSHPDR_2013_Armenia.pdf [17.04.2015].

Tabela 6. Produkcja energii elektrycznej w Armenii według źródeł wytwarzania w latach 2006-2014 (GWh)

Lata	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Elektrociepłownie	1475,7	1488,8	1853,9	1154,1	1438,3	2390,3	3399,1	3173,1	3288,6
Elektrownie wodne	1822,7	1852,5	1797,0	2019,4	2556,1	2488,7	2311,0	2173,4	1992,6
Elektrownia nuklearna	2640,3	2553,4	2461,6	2493,7	2490,0	2548,1	2322,0	2359,7	2464,8
Elektrownie wiatrowe	2,6	2,9	1,9	4,3	7,0	5,6	4,1	3,8	4,0*
Łącznie	5941,3	5897,6	6114,4	5671,5	6491,4	7432,7	8036,2	7710	7750

* W źródle zakwalifikowane jako: inne źródła (produkcji energii elektrycznej). 1.2. *Производство (услугу)*, National Statistical Service of the Republic of Armenia, s. 17, www.armstat.am/file/article/sv_12_14r_121.pdf [11.05.2015].

Źródło: *Statistical Yearbook of Armenia, 2007-2014*, National Statistical Service of the Republic of Armenia, www.armstat.am [11.05.2015]; *Statistical Indicators. Electricity production*, National Statistical Service of the Republic of Armenia, www.armstat.am/en/?nid=126&id=02004 [11.05.2015].

i rocznej zdolności produkcyjnej 853 mln kWh. W trakcie budowy było kolejnych 56, o mocy całkowitej 114 MW i potencjalnie produkcyjnym 396 mln kWh/rok. W 2014 r. sektor ten wytworzył 685 mln kWh, co stanowiło ok. 9% całej produkcji elektrycznej kraju⁴³. W regionie Armenia stała się obok Turcji liderem rozwoju małych hydroelektrowni⁴⁴.

⁴³ Ibidem.

⁴⁴ Por. P. Nieczuja-Ostrowski, *Uwarunkowania i doświadczenia rozwoju...*, s. 725-726.

Rozwój energetyki wodnej przyniósł wymierne efekty. W 2010 r. sektor hydroenergetyczny osiągnął najwyższy poziom produkcji energii elektrycznej od czasu zawarcia rozejmu z Azerbejdżanem (i nadmiernego wykorzystywania wód Sewanu), tj. 2556 mln kWh, co stanowiło ok. 39% ogółu produkcji, wyprzedzając tym samym inne sektory energetyczne (nuklearny – 38%, elektrowni ciepłych – 22% oraz farm wiatrowych – 0,1%). W kolejnych latach zanotowano jednak spadek produkcji energii elektrycznej w tym sektorze (por. tab. 6).

W 2013 r. zatwierdzono rządową „Koncepcję Bezpieczeństwa Energetycznego” (Energy Security Concept), określającą priorytety wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Założono, że sektor energetyki odnawialnej, poza wielkimi hydroelektrowniami, powinien w 2020 r. generować 20% (1627 GWh), a w 2025 r. aż 25% (2259 GWh) energii elektrycznej kraju. W jego ramach małe elektrownie wodne mają łącznie osiągnąć w 2020 r. moc 377 MW i wydajność 1049 GWh oraz w 2025 r. 397 MW i 1106 GWh⁴⁵.

Podsumowanie

Dokonując analizy znaczenia energetyki wodnej dla bezpieczeństwa Republiki Armenii, można sformułować następujące uogólnienia:

1. Odgrywa ona rolę swoistego buforu bezpieczeństwa w sytuacjach zagrożenia egzystencjalnego. Wysoki stopień rozwoju hydroenergetyki w Armenii, mimo że od lat 60. XX w. zepchnięty niejako na drugi plan przez inne sektory energetyczne, w sytuacji przerwania zaopatrzenia państwa ze źródeł zewnętrznych pozwolił istotnie zredukować i zrekompensować skutki odcięcia surowcowego i tym samym uchronić kraj od całkowitego paraliżu energetycznego (np. w 1993 r. wygenerował 68% całości produkcji elektrycznej, a w latach 1992-1994 wyprodukował od 3044 do 4293 GWh, co stanowiło od 1/3 do 2/3 całości produkcji elektrycznej w okresie stabilności).

2. W okresie zamrożenia konfliktu i odbudowy stabilności (ostatnie 20 lat) energetyka wodna w Armenii przyjęła rolę łagodzenia skutków uzależnienia surowcowego od zewnętrznych dostawców kopalnianych surowców energetycznych, a właściwie przez ostatnie dwie dekady od monopolu dostaw Federacji Rosyjskiej. Szczególnie w kontekście polityki rosyjskiej, która uzależnienie surowcowe wykorzystywała do stosowania wobec Armenii nacisków ekonomicznych, szantażu cenowego, a niewykluczone, że także sabotażu w celu zastopowania

⁴⁵ *Scaling Up Renewable Energy Program (SREP). Investment Plan for Armenia*, June 2014, Armenia Renewable Resources and Energy Efficiency Fund, http://r2e2.am/wp-content/uploads/2014/08/Armenia-SREP_2014.pdf [17.04.2015].

dostaw. Czynniki te sprawiły, że ponownie zaczęto postrzegać rozwój sektora energetyki wodnej jako najważniejszego składnika (obok rozwoju energetyki nuklearnej) zwiększania poziomu samodzielności energetycznej państwa. Upatruje się w nim potencjał zaspokojenia nawet połowy zapotrzebowania państwa na energię elektryczną⁴⁶.

3. Równocześnie znaczenie energetyki wodnej dla bezpieczeństwa narodowego obniża ogólnie zła kondycja techniczna starych, a równocześnie wielkich hydroelektrowni, zwłaszcza kompleksu Kaskady Hrazdan – Sewan, a w tym przypadku także jego szkodliwość dla środowiska naturalnego oraz przejęcie kontroli przez Rosję. Sytuację tę próbuje się jednak równoważyć rozwojem sieci małych hydroelektrowni.

Literatura

- Armenia. World Small Hydropower Development Report 2013*, United Nations Industrial Development Organization, 2013, www.smallhydropower.org/fileadmin/user_upload/pdf/Asia_Western/WSHPDR_2013_Armenia.pdf [17.04.2015].
- Armenpress, <http://armenpress.am> [10.03.2015].
- Asbarez, <http://asbarez.com> [17.04.2015].
- Batalden S.K., Batalden S.L., *The Newly Independent States of Eurasia. Handbook of Former Soviet Republics*, The Orix Press, Phoenix 1997.
- Buzan B., *People, States and Fear. An Agenda for International Security Studies in the Post-Cold War Era*, wyd. 2, Harvester Wheatsheaf, London 1991.
- Chahin M., *The Kingdom of Armenia. A history*, Curzon Press, Richmond 2001.
- Ciepielewski J., *Historia gospodarcza Związku Radzieckiego*, PWE, Warszawa 1977.
- Country Strategy Paper 2002-2006, National Indicative Programme 2002-2003, Republic of Armenia*, 27 December 2001, http://eeas.europa.eu/armenia/csp/02_06_en.pdf [6.05.2015].
- Czaputowicz J., *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Współczesne koncepcje*, WN PWN, Warszawa 2012.
- Directions of Effective Integration of the Energy Systems of the South Caucasus Countries*, International Center for Human Development, Baku – Tbilisi – Yerevan 2004.
- Drezner D.W., *The Sanctions Paradox: Economic Statecraft and International Relations*, Cambridge University Press, Cambridge 1999.
- Encyklopedia geograficzna świata. Azja*, t. 6, Opres, Kraków 1998.
- Energy Sector Development Strategies in the Context of Economic Development in Armenia*, adopted by the Government of the Republic of Armenia at June 23, 2005 session N 1 resolution of N 24 protocol, www.minenergy.am/en/en/policy [10.07.2014].
- Fourth National Report to the Convention on Biological Diversity (Republic of Armenia)*, Yerevan 2009, oficjalna strona Convention on Biological Diversity, www.cbd.int/doc/world/am/am-nr-04-en.pdf [10.07.2014].

⁴⁶ Realny do wykorzystania potencjał hydroenergetyczny państwa określono na 3,6 mld kWh, co stanowi 54% całkowitej konsumpcji energii elektrycznej w Armenii na poziomie 6,68 mld kWh (2013 r.). *Statistical Yearbook of Armenia, 2014*, National Statistical Service of the Republic of Armenia, www.armstat.am [11.05.2015].

- Gazprom Armenia, <http://armenia.gazprom.ru> [11.03.2015].
- Growth Challenges and Government Policies in Armenia*, The World Bank, Washington 2002.
- Hačatrân A., Hačatrân A., *Inostrannaâ pomoš' postsovetskoj Armenii. Analiz ee haraktera i effektivnosti*, Kwavkazskij Institut SMI, Erevan 2003.
- Hovhannisyan K., *Sustainable Development and Energy Security in Armenia: a Step Towards Dilemma*, Lund 2003, www.lumes.lu.se/database/alumni/01.02/theses/hovhannisyan_karen.pdf [10.07.2014].
- Hrazdan Energy Company, www.raztes.am [10.03.2015].
- Hydro Energy*, Ministry of Energy and Natural Resources of the Republic of Armenia, www.minenergy.am/en/page/464 [10.03.2015].
- Inter RAO UES, www.interrao.ru [11.05.2015].
- Khachikyan A., *History of Armenia. A Brief Review*, Edit Print, Yerevan 2010.
- Lang D.M., *Armenia kolebka cywilizacji*, Warszawa 1975.
- Leksykon państw świata '94/95*, Wyd. Kronika, Warszawa 1994.
- Ministry of Energy and Natural Resources of the Republic of Armenia, www.minenergy.am [10.03.2015].
- Narodnoe Hozâjstvo SSSR za 70 let*, Moskva 1987.
- National Program on Energy Saving and Renewable Energy of Republic of Armenia*, Yerevan 2007, www.minenergy.am/images/stories/documents/national_program_english.pdf [10.07.2014].
- National Report on the State of the Environment in Armenia in 2002*, Yerevan 2003, United Nations Economic Commission for Europe, www.unece.org/fileadmin/DAM/env/europe/monitoring/Armenia/en/Part%20IV%20-%20Ch.2.pdf [10.07.2014].
- National Statistical Service of the Republic of Armenia, www.armstat.am [11.05.2015].
- News.am, <http://news.am> [10.03.2015].
- Niecuja-Ostrowski P., *Bezpieczeństwo energetyczne Armenii w kontekście układu geopolitycznego na Kaukazie Południowym*, w: *Bezpieczeństwo energetyczne – surowce kopalne vs alternatywne źródła energii*, red. P. Kwiatkiewicz, Poznań 2013.
- Niecuja-Ostrowski P., *Ormianie w Polsce. Przeszłość i teraźniejszość*, Wyd. Adam Marszałek, Toruń 2011.
- Niecuja-Ostrowski P., *Porównanie potencjału geopolitycznego państw Kaukazu Południowego*, w: *Oblicza polityki azjatyckiej. Szanse i bariery*, red. J. Marszałek-Kawa, Wyd. Adam Marszałek, Warszawa 2013.
- Niecuja-Ostrowski P., *Uwarunkowania i doświadczenia rozwoju energetyki odnawialnej w Armenii*, w: *Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, red. P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski, FNCE, Poznań 2014.
- Pronińska K., *Nowe problemy bezpieczeństwa międzynarodowego: bezpieczeństwo energetyczne i ekologiczne*, w: *Bezpieczeństwo międzynarodowe*, red. R. Kuźniar, Scholar, Warszawa 2012.
- Report on Hydropower Project Input Evaluation. Loriberd HPP & Shnokh HPP*, November 2013, USAID, www.leds.am/lr/task1/Report%20on%20Loriberd%20&%20Shnokh%20HPPs_English.pdf [10.03.2015].
- Republic of Armenia*, IMF Country Report No. 14/89, www.imf.org/external/pubs/ft/cr/2014/cr1489.pdf [4.03.2015].
- Republic of Armenia. The Fifth National Report to the Convention on Biological Diversity*, Yerevan 2014, www.mnp.am/images/files/nyuter/2015/January/Biodiversity_5th_report_ENG.pdf [17.04.2015].
- RusHydro, www.eng.rushydro.ru [17.04.2015].
- Scaling Up Renewable Energy Program (SREP). Investment Plan for Armenia*, June 2014, http://r2e2.am/wp-content/uploads/2014/08/Armenia-SREP_2014.pdf [17.04.2015].
- Statistical Yearbook of Armenia*, 2011, National Statistical Service of the Republic of Armenia, www.armstat.am [15.02.2015].

- The Update of the Existing Scheme for Small Hydro Power Stations of the Republic of Armenia. Final Report*, Yerevan 2008, <http://r2e2.am/wp-content/uploads/2012/07/The-update-of-the-existing-scheme-for-SHPP.pdf> [17.04.2015].
- The World Bank, www-wds.worldbank.org [11.05.2015].
- Umowa o partnerstwie i współpracy, Dz.U. L 239 z 9 września 1999 r., [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:21999A0909\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:21999A0909(01)&from=EN) [6.05.2015].
- Verluse P., *Armenia in Crisis. The 1988 Earthquake*, Wayne State University Press, Detroit 1995.
- Zakrzewska-Dubasowa M., *Historia Armenii*, Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Wrocław 1990.
- ZAO „Električeskie seti Armenii”, www.ena.am [6.05.2015].
- Związek Radziecki. Przyroda, człowiek, gospodarka*, PWN, Warszawa 1972.

The importance of water power for the security of the Republic of Armenia

Abstract. *Contemporary studies on international and national security indicate that non-military factors may pose a threat to the existence of the nation that are as significant as other military factors. Minimal factors of existential security of the state are territorial integrity, ensuring of defence against aggression, terrorism, spreading of epidemics, and the effects of natural disasters, but also providing a supply of basic goods such as water, food, and energy, as well as, having minimum employment. During the collapse of the Soviet Union and regaining of independence in 1991, Armenia engaged in territorial conflicts with neighbouring Azerbaijan. As a consequence, 84 percent of its borders were blocked (with Azerbaijan and Turkey) and thus, a blockade of 85 percent of the raw material supply, primarily fuels, causing an energy and economic crisis for the country. From the truce in 1994 and the freezing the conflict, the energy situation of Armenia gradually started to improve, but at the same time the country was dependent on supplies of raw energy materials from Russia. A long lasting Russian monopoly on the supply of fuels has affected the increasing economic and political dependence on Russia. This paper is an attempt to determine the importance of water power (the only fully independent energy sector in external factors) for the security of Armenia - the country that has no access to the sea and to fossil fuel energy resources.*

Keywords: *Armenia, South Caucasus, hydropower, energy security*

Aistė Pikšrytė

Vytautas Magnus
University,
Kaunas, Lithuania
e-mail: a.piksryte
@pmdf.vdu.lt
phone: +370 655 18232

Liudas Mažylis

Vytautas Magnus
University,
Kaunas, Lithuania
e-mail: l.mazylis
@pmdf.vdu.lt
phone: +370 612 57137

Romualdas Povilaitis

Kaunas, Lithuania
e-mail: romualdas.povilaitis
@gmail.com
phone: +370 688 43356

Lithuanian Energy Strategy: European context

***Abstract.** The Lithuanian Energy Independence Strategy is overviewed in this article in the context of European integration, as well as, Europeanization. Stated and discussed within the article are the following topics: the implementation of the Third Energy Package; energy competitiveness and sustainability; the integration of the regional electricity market through electricity grid connections with Poland and Sweden, as well as, the interconnection with the Continental European network for synchronous operation; the diversification of energy (sources) supply through the new LNG terminal; the potential of building a new nuclear power plant in Visaginas; and the exploitation of renewable energy. As the government is quite sceptical on the latter issues, the progress in this field only really occurs due to the conditions and obligations imposed by the European Union (EU).*

***Keywords:** energy strategy, European integration, Europeanization, conventional energy, renewable energy*

Introduction

The uncertainty on the supply of energy sources recently caused many problems in the EU, as many Member States are still dependent on external energy suppliers, in particular Russia. Moreover, some Member States still tend to ignore the principle of solidarity in solving energy issues at the EU-level, in behalf of their national security of energy sources' supply. On the other hand, the growing

consumption of energy, the declining fossil resources as well as their exploitation to meet energy demand pose sensitive socio-economic and environmental problems, such as climate change. To tackle these problems common European energy policy is implemented since 2009, which is reflected in the majority of Member States, such as Lithuania, national energy policies as the result of Europeanization.

The aim of this article is to examine the essential provisions of the EU energy policy, which are transposed to the National Energy Independence Strategy of Lithuania, to analyze the practical implementation of the above-mentioned provisions and to identify primary as well as secondary priorities of Lithuanian energy policy. The tasks of the article are:

- to discuss the evolution of the EU energy policy, to define the fundamental priorities and to identify the essential problems of the EU energy policy,
- to determine the substantive Lithuanian energy policy priorities, set out in the National Energy Independence Strategy (2012), in the context of Europeanization, to identify strengths and weaknesses of the Strategy,
- to carry out the conceptual analysis of the implementation of Lithuanian strategic energy projects and targets, stated in the Strategy, by identifying the most essential as well as secondary national energy policy priorities.

The article analyzes the main provisions of the National Energy Independence Strategy as well as the implementation of Lithuanian strategic energy projects and targets, essentially focusing on the development of renewable energy sector. The conclusion of the article embraces the notion that Lithuanian energy policy priorities, set out in the Strategy, are re-prioritized, with the preference to conventional energy projects, due to the dominance of historically determined conventional energy discourse, which affects the formation as well as the implementation of Lithuanian energy policy.

1. European energy policy: a framework for international integration through policy harmonization

In retrospect, it can be noted that the EU policies in the energy sector have been inherent from the processes of integration, i.e., Member States' cooperation, collective actions etc., as well as from Europeanization, i.e., the processes of policy harmonization. In this case, the regulatory policies in the energy sector can be seen as a stimulus for energy integration, while the harmonization of national Member States' energy policies can be determined as a consequence or a result of

the EU regulatory policies. The legal framework of the EU energy policy consists of a number of strategic legal acts and over 200 directives as well as other regulatory pieces of legislation.¹

In the last decade of the 20th century, when the process of the EU-wide energy market liberalization began, the essential direction of energy regulation was based on bringing in the element of competition into the energy sector.² It should be noted that, prior to the EU directives, imposing liberalization of energy markets, some Member States began to liberalize their markets in the energy sector.

Recent tendencies in the international arena (in particular, the Russian – Ukrainian conflict over gas supply) clearly demonstrated that energy crisis is likely to cause the so-called “domino effect” in strongly interdependent gas markets.³ This external shock not only disrupted gas supplies to some EU Member States (Bulgaria, Slovakia, Greece, as well as Austria, Germany and other countries were affected the most), but also encouraged the EU Member States to review their energy strategies of supply, with prospects of increasing resource-diversification, exploitation of renewable energy and/or bringing in more solidarity to the Member States’ cooperation in such issues as energy.⁴ In this sense, the approaches to energy issues began to alter gradually, moving from a focus on market-related economic aspects of energy towards political as well as security issues.⁵ On the other hand, this change in attitude to energy issues was also induced by the EU enlargement in 2004, as the new Member States’ energy security level was extremely low, due to dependency on a single external supplier. Therefore, in this context, the ideas of the EU-level external energy policy, energy efficiency as well as energy supply diversification through the development of renewable energy, etc., began to spread intensely, which resulted with an initial stage of common EU energy policy. In this way, the market-oriented energy issues of low politics gradually took over the arena of high politics.

The beginning of the EU energy policy as independent policy area is related to the 2009 Treaty of Lisbon. Until the adoption of the Lisbon Treaty, energy policy in the EU was implemented within the framework of environmental policy, as the competences to pursue its competences in the field of environmental

¹ European Commission, *Overview of the secondary EU legislation (directives and regulations) that falls under the legislative competence of DG ENER and that is currently in force* 2014, http://ec.europa.eu/energy/doc/energy_legislation_by_policy_areas.pdf [7.07.2014].

² Lietuvos Respublikos Seimo Europos informacijos biuras, <http://eic.lrs.lt/index.php?-290875191> [7.07.2014].

³ A. Ciambra, *The policisation of an EU energy community: ideas, market, and national interest*, Dissertation Proposal PhD Programme in International Studies, University of Trento 2011, p. 2.

⁴ Ibidem.

⁵ Ibidem, p. 4.

regulation were granted to the EU in the Treaty of European Economic Community (EEC).⁶ The latter Treaty also provided the legal basis for the European Council to take the decision (2002/358/EC), acknowledging the EU's accession to the United Nations (UN) Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol. So, even before the formal consolidation of the EU energy policy, a relatively well-developed environmental and climate change policies were already implemented in the context of energy issues.⁷ The Lisbon Treaty has contributed significantly to the security of energy supply in the EU, it has also determined the prospects to increasing exploitation of renewables.⁸ The provisions of the specific energy section, set out in the Treaty, encompass the main directions as well as the essential goals of the EU energy policy, which include the proper functioning of energy markets, security of energy supply through diversification of energy sources, energy efficiency and conservation, renewable energy issues, development of electricity grids as well as other infrastructure, etc.⁹ It is also worth mentioning the principle of solidarity, postulating that all Member States shall be jointly helping to solve energy problems of Member States, experiencing serious difficulties of energy supply.¹⁰

The reliable energy supply through diversification of energy sources still remains one of the most important EU energy policy goals, considering the fact that some EU Member States (e.g., the Baltic States) could be perceived as certain "energy islands," depending on the sole external supplier of energy resources (i.e., Russia), isolated from the Western European electricity and gas systems. In this way, the security supply relates to another important provision, set out in the Treaty of Lisbon, which is the connection of Eastern and Western European electricity grid systems.

In 2009 the Third Energy Package, which was aimed to complete the process of market liberalization and to ensure the competition in energy markets, was adopted. The Package came into force in 2011 and it consists of two Directives, i.e., 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, and three regulations, i.e., No 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks, No 714/2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and No 713/2009 establishing an Agency

⁶ A. Juškys, *Atsinaujinančių išteklių energijos reguliavimas Europos Sąjungos teisėje: raida ir tendencijos*, "Verslo ir teisės aktualijos" 2012, No 7(1), pp. 183-200.

⁷ Ibidem, p. 186.

⁸ Europos Sąjunga, Lisabonos sutartis. XXI amžiaus Europa, http://europa.eu/lisbon_treaty/glance/better_life/index_lt.htm [6.07.2014].

⁹ Ibidem.

¹⁰ Ibidem.

for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).¹¹ The main provisions of the Third Energy Package are related to the unbundling of energy sector activities, i.e., generation, transmission and distribution, in order to reduce conflicts of interests, in which operators may patronize their own companies, exercising functions of electricity or gas generation and/or supply.¹²

The so-called Climate and Energy Package, otherwise informally known as the “Strategy 20 – 20 – 20”, set out the obligations to the Member States to reduce greenhouse gas emissions by 20 percent from 1990 level, to reach 20 percent of renewable energy in the final energy consumption and to increase the EU’s energy efficiency by 20 percent until 2020. The Package consists of communications, aiming to strengthen the System of Emission Trading, to combat climate change more effectively and to promote energy from renewable resources, as well as of other pieces of legislation, imposing the instruments for reaching the above-mentioned targets, such as the Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, which remains the central regulatory act of renewable energy at the EU-level, since it sets out individual legally binding renewable energy targets as well as interim targets for each Member State.

Energy efficiency is broadly treated as one of the most important issues of the Package. It reflects the latest trends and directions of the EU energy policy in the context of climate as well as sustainability policies. For this purpose, a number of scientific researches are carried out, ambitious construction-modernisation programmes are implemented as well as new modern energy efficiency technologies are developed across the EU.

However, despite the recent initiatives, requiring collective efforts by the Member States, inefficiency of supranational level regulatory policies as well as integration disparities in the energy sector between particular Member States can be witnessed quite frequently.¹³ The external energy relations as well as the different pace of renewable energy development in the Member States may justify this assumption. Despite the fact that renewable sources, according to installed capacities, are the leading technology in such EU Member States, as the Scandinavian countries or Germany (for renewable energy takes up solid position in their energy balances, with the future prospects to completely abandon the use of fossil fuels), at the same time, some Member States often tend to rely on the concept of path dependency as well as on conventional energy discourses, giving priority to

¹¹ Europos Komisijos atstovybė Lietuvoje, *Klausimai ir atsakymai apie trečiąjį energetikos paketą dėl ES gamtinių dujų ir elektros energijos rinkų ir ACER agentūros*, http://ec.europa.eu/lietuva/news_hp/news/02032011_treciasis_energetikos_paketas_lt.htm [7.07.2014].

¹² *Ibidem*.

¹³ E. Kusku, *Enforceability of a Common energy Supply Security Policy in the EU: an Intergovernmentalist Assessment*, “Caucasian Review of International Affairs” 2010, No 4(2), pp. 145-158.

nuclear and/or gas resources. This situation results in quite slow and/or complicated process of renewable energy development, despite the objectively existing technical solutions and the renewable energy potential. Therefore, although the outset of common EU energy policy is recently broadly discussed in the political as well as academic circles, the energy integration disparities across the EU pose a question, whether the latter policy is capable not only to impose specific provision and/or obligations, but also to actually pursue a truly integrated EU-level actions, or whether the EU energy policy, by its nature, is merely a project of a more declarative character.

2. National Energy Independence Strategy: Lithuanian energy priorities

Since the restoration of Lithuanian independence five National Energy Strategies were adopted (1994, 1999, 2002, 2007, 2012). The provisions of the National Energy Act declare that the Strategy should be updated at least every five years,¹⁴ but the Strategy was updated earlier (in 2002) with regard to the EU-accession, according to the principle of conditionality, namely the EU requirements in the context of Europeanization. In 2012 the National Energy Strategy was renamed to the National Energy Independence Strategy, and recently it is being updated prior to the ending of the five years period, as most strategic projects, set out in the Strategy, have already been or will soon be implemented. The above-mentioned National Energy Act intends that the Strategy must encompass the measures for energy independence as well as energy security, the projections of the needs of energy or energy resources, import and export, the demand for energy generation capacities, the structure of the energy sector as well as policy measures for its improvement, the structure of energy consumption and its projections, the evaluation of harmful environmental impacts, caused by the energy sector, the development of renewable and local energy sources, the measures of energy efficiency, the necessary investments in the energy sector, market development measures, the directions of energy management, energy pricing policies and other issues.¹⁵

This section of the article will provide a brief discussion on the essential Lithuanian energy priorities and targets, set out in the latest National Energy (Independence) Strategy (2012).

The fundamental national energy priorities, set out in the Strategy, encompass the implementation of the Third Energy Package, energy competitiveness and

¹⁴ Lietuvos Respublikos Energetikos įstatymas 2000, Valstybės žinios Nr. 56-2224.

¹⁵ *Ibidem*.

sustainability, integration into the regional electricity market through electricity grid interconnections with Poland and Sweden as well as the connection with Continental European network for synchronous operation, the diversification of energy (sources) supply through the new LNG terminal, Visaginas nuclear power plant and the renewables. It should be noted that all of these priorities are complex, so they should not be seen in isolation from one another for their overlapping as well as interconnection.

The Strategy declares that the most important goal of Lithuanian energy independence is to move towards a completely different geopolitical structure, based on market relations as well as competition, and the most important measures to ensure this transition are the alternative gas supply through new LNG terminal, the security of supply through strengthening of existing infrastructure, the establishment of competitive internal electricity-generating capacities through new nuclear power plant, the electricity grid connections with Sweden (“NordBalt”) and Poland (“LitPol link1” and “LitPol link 2”), the properly operating regional electricity market, the interconnection with the Continental European electricity network for synchronous operation, the increasing energy generation from renewable sources which is optimal in economic and technical terms, as well as the creation of well-functioning energy markets by implementing the provisions of the Third Energy Package.¹⁶

It is stated in the Strategy that during the period of 2020-2030 Lithuania will pursue, as far as possible, a more sustainable energy sector development, increasing the share of renewables in the sectors of electricity, heat and transport, which will promote investments in environmentally friendly energy mix, until technically and economically beneficial level of renewable energy consumption is reached.¹⁷ With regard to the evaluation of the whole potential for energy savings, the most important goal in the field of energy efficiency is to reduce energy consumption by 1.5 percent annually by 2020.¹⁸ According to the Strategy, the reduction of greenhouse gas emissions will mainly be ensured by three initiatives, i.e., the construction of regional Visaginas nuclear power plant, power generation from renewable sources as well as implementing the measures of energy efficiency.¹⁹

In accordance with the national legally binding national target, set out in the above-mentioned Directive 2009/28/EC, the Strategy aims to increase the share of renewable energy in the final energy consumption to 23 percent by 2020, giving priority to biomass cogeneration (355 MW) and wind energy (500 MW).²⁰

¹⁶ Nacionalinė energetinės nepriklausomybės strategija patvirtinta Lietuvos Respublikos Seimo 2012 m. birželio 26 d. nutarimu Nr. XI-2133, 2012, p. 20.

¹⁷ *Ibidem*, p. 50.

¹⁸ *Ibidem*, p. 51.

¹⁹ *Ibidem*, p. 55.

²⁰ *Ibidem*, p. 35.

According to the Strategy, the generation of electricity from renewable sources by 2020 should account for at least 20 percent in final consumption of electricity. Jurgis Vilemas argues that the latter target could be increased up to 30 percent, since recently the price of electricity, generated from wind, has been lower than the price of electricity, generated by any other type of newly constructed technologies.²¹ According to him, it is also important to bear in mind that after twelve years period of financial support wind parks will be fully paid off and will produce extremely cheap electricity, so none of the existing technologies will be able to compete.²²

The Strategy was seen quite comprehensively among Lithuanian scientists, as some of the evaluations demonstrated concerns on its various negative aspects. The predictions were raised that the Strategy could create the conditions for the waste of public funds, thus delaying the real energy independence. Alternative views were also expressed that Lithuania, possessing the sufficient potential of alternative energy sources, could ensure its energy security within the period of ten to twelve years without new nuclear power plant (but the state authorities do not tend to concentrate their attention on renewables), etc.²³ The Strategy was also criticized for its abstract character, lacking quantitative calculations as well as financial sources for the project-financing, etc. On the other hand, it is noted that Lithuania, like other Baltic states, has a lack of energy professionals as well as strategists, who would be able to combine their technological knowledge and the future-oriented strategic policy decisions, instead of focusing solely on the narrow specific technological issues.²⁴ Vaclovas Miškinis emphasizes the involvement of scientists in the strategy-forming process and notes that it is namely the scientists, who can precisely answer questions, such as “how the consumption demand should be met, with minimum resources and without violating state’s commitments.”²⁵ Saulius Kutas states that politicians and energy experts often confuse between strategic and tactical decisions, the limits of institutions’ competence and liabilities usually are not defined, and the consequences of the decision-making are often treated inadequately.²⁶ Vladas Lukosevičius emphasizes the necessity of holistic approach

²¹ J. Vilemas, *Kritiškas žvilgsnis į naująją Lietuvos energetikos strategiją*, “Mokslas ir technika” 2013, No 3, pp. 2-6.

²² Ibidem, p. 5.

²³ J. Burkus, *Nacionalinė energetikos strategija gali tapti pagrindu neatsakingam valstybės lėšų švaistymui*, “Energijos erdvė” 2010, No 5(7), pp. 4-8.

²⁴ M. Maigre, *Energy Security Concerns of the Baltic States*, International Centre for Defence Studies, Tallin 2010, p. 9.

²⁵ K. Juozapavičiūtė, *Lietuvos energetikos strategija – interesų konfliktai ir jų sprendimai*, “Žalioji Lietuva” March 12 2013, www.zaliojilietuva.lt/lietuvos-energetikos-strategija-interesu-konfliktai-ir-ju-sprendimai-594.html [6.06.2015].

²⁶ S. Kutas, *Energetika pastumdėlės vietoje*, “Delfi.lt” March 21 2011, www.delfi.lt/news/ringas/lit/skutas-energetika-pastumdeles-vietoje.d?id=43409393 [6.06.2015].

to the energy strategies, assessing not solely the price of electricity, but also other essential factors, Mindaugas Jablonskis highlights the coordination of interests and the understanding of differences between them (e.g., public or private interests, long-term or short-term interests, etc).²⁷ He stresses, that in spite of a wide range of overlapping and competing interests, environmental interests affect the whole system, thus the state authorities must focus on these particular interests and apply objective criteria in shaping the strategic directions of energy policy, which, according to him, is currently a serious drawback.²⁸

3. Implementation of strategic projects and targets in Lithuania: prioritization of national priorities

The analysis of Lithuanian and other new (former Soviet bloc) EU Member States' energy policies demonstrates that the processes of policy-making are highly politicized because of historically determined energy vulnerability as well as dependence on the sole energy resource supplier, and that a certain degree of policy uncertainty exists due to institutional weaknesses, domestic fragmentation or other economic and political reasons, deriving from the Soviet heritage.²⁹ Therefore, former Soviet bloc countries are not properly prepared to deal with the challenges of energy dependence.³⁰ For this reason, their energy policies are more reactive to the external pressures (posed by Russia and/or the EU). From the perspective of new historic institutionalism, the latter type of energy policies derives from the concept of path dependency, when the historically determined circumstances significantly influence the tradition as well as the direction of energy policies. On the other hand, former Soviet bloc countries, including Lithuania, can be seen as the particular EU top-down policy takers, especially while joining the EU due to the pre-accession conditionality.

However, it is worth noting that recently in some areas of EU energy policy, new Member States act as the active policy shapers, in particular, dealing with such issues as the security of energy supply as well as the external energy relations. Although Lithuania, like other two Baltic states Latvia and Estonia, usually

²⁷ K. Juozapavičiūtė, *op. cit.*

²⁸ *Ibidem.*

²⁹ M. Balmaceda, *EU Energy Policy and Future European Energy Markets: Consequences for the Central and East European States*, "Forschungsschwerpunkt Konflikt- und Kooperationsstrukturen in Osteuropa" 2002, No 27, p. 15.

³⁰ *Ibidem.*

acts as a taker of rules and regulations of the EU,³¹ it successfully managed to incorporate its vital national interests into the EU energy policy agenda, which means it took the policy shaper's role in the field of the external energy policy and in the issues of dealing with energy isolation.³² On the other hand, in such EU policy areas as renewable energy, Lithuania remains and is likely to remain only a passive policy taker instead of an active policy shaper. Žygimantas Vaičiūnas notes that the main interests of Lithuania regarding the EU energy policy encompass horizontal EU energy policy integration with the foreign and neighborhood policies, as well as the grid infrastructure development issues and the prioritization of energy security.³³ Other authors, analyzing energy policies of new Member States, also emphasize the notion that the energy security concerns remain their essential priorities, and the main strategies for reaching energy security in this case are mostly related to gas as well as nuclear energy sources.³⁴ Therefore, it can be noted that Lithuania, as most other former Soviet bloc countries, selectively adopts its energy policy priorities and pays specific attention only to the particular issues of the EU energy policy, preferring conventional energy and treating such issues as renewable energy only as issues of secondary importance. The practical implementation of national energy projects and targets, set out in the National Energy Independence Strategy, can justify this assumption. In this case, the implementation of conventional energy projects currently remains much more successful, meanwhile, in such areas as renewable energy or energy efficiency a number of problems arise.

The implementation of the Third Energy Package in electricity sector was accomplished by unbundling the activities of electricity generation (which is the prerogative of the state company "Lietuvos energijos gamyba"), electricity transmission (provided by the national electricity system transmission operator "Litgrid"), as well as electricity distribution (provided by the national electricity distribution operator "Lesto"). The unbundling process was completed in 2012.

Along the lines of quite similar practice, the unbundling process in gas sector was completed in 2014 by separating the activities of gas supply (provided by the

³¹ R. Vilpišauskas, *National Preferences and Bargaining of the New Member States since the Enlargement of the EU into the Central and Eastern Europe: the Baltic States – Policy Takers, Mediators, Initiators?*, Biannual European Studies Association (EUSA) Conference, Panel 1H "How are they doing? The New Member States as Shapers and Taker in EU Policy Making", Boston March 03-05 2001, p. 8.

³² *Ibidem*, p. 24.

³³ Ž. Vaičiūnas, *Europos Sąjungos bendros energetikos politikos formavimasis ir Lietuvos interesai*, "Politologija" 2009, No 3(55), pp. 96-101.

³⁴ M. Misik, *Security First: Energy Policy in the New Member States of the European Union*, in: *From Listening to Action? New Member States in the European Union*, ed. D. Malova et. al., Slovak Research and Development Agency – Devin Printing House 2010, pp. 101-128.

state company “Lietuvos dujų tiekimas”), transmission (company “Amber grid”) and distribution (company “Lietuvos dujos”).

The LNG terminal project was also completed in 2014, which provided the increased capabilities of gas supply diversification by ensuring the access to international gas markets, thus ensuring more flexibility in dealing with “Gazprom”. The floating storage and regasification unit “INDEPENDENCE” created preconditions “to form both national and regional gas markets [...] with the possibility [...] to supply gas to neighboring countries.”³⁵

It is worth mentioning that the construction of electricity grid interconnections with Sweden and Poland (“LitPol link 1”) is also almost completed. “LitPol link 1” “is aimed for market integration of the Baltic States and development of the interconnection between Poland and Lithuania”,³⁶ while “LitPol link 2”, which should be completed by 2020, is “one of the main preconditions for synchronous operation of the Baltic States power system with the Continental European network.”³⁷ “NordBalt” electricity link with Sweden “will enable Lithuania to buy electricity from the Northern European countries and therefore the dependency from a sole provider in the East will be eliminated.”³⁸

The construction of the new nuclear power plant can be seen as an ambitious national energy priority, dominating the political agenda since the decision to close old Ignalina nuclear power plant, as a result of pre-accession conditions, raised by the EU. Despite the fact that the initial concession agreement, providing the contractual framework for the construction of Visaginas nuclear power plant, was announced by Lithuanian government and Japanese company Hitachi,³⁹ there is still high uncertainty about the future of the project, as there are still no official agreements with regional partners, so the uncertainty about the electricity price as well as final investments exists. Furthermore, the international practice demonstrates that currently nuclear power projects are facing economic difficulties, related with increased final investment costs. In addition, the national advisory referendum, held in 2012, rejected the project. Therefore, due to the above-mentioned complex of reasons, the project is currently de facto suspended.

Despite the fact that the state authorities encourage citizens’ initiatives in participation in the programmes of apartment-renovation, the number of renovated apartments is still limited. On the other hand, the efforts of both, the population

³⁵ Ministry of Energy of the Republic of Lithuania, *LNG terminal brochure*, www.enmin.lt/lt/uploads/brosiura_updated-2011.09.30.pdf [10.06.2015].

³⁶ Litgrid, *PCI 2.0 Proposed Projects for the Public Consultations*, 2014, p. 1.

³⁷ *Ibidem*, p. 2.

³⁸ Litgrid, *NordBalt Facts and Figures*, 2014, p. 1.

³⁹ Government of the Republic of Lithuania, *Visaginas Nuclear Power Plant successfully achieves next development milestone*, March 03 2012, www.lrv.lt/en/news/top-stories/?nid=279 [10.07.2015].

and the government, to stimulate the processes of renovation are insufficient, and the lack in decisions for solving these complex issues exists.⁴⁰ Besides the passiveness of the population and the financial problems, there are other important barriers to the large-scale process of renovation, related to the issues of corruption, the lack of professional construction companies, etc.⁴¹

Regardless of the fact that the European obligation to achieve the national 23 percent renewable energy target in the final energy consumption by 2020 is already implemented, and the national energy policy is well harmonized with the EU energy policy, in particular, because of the precise regulation by a broad number of directives, the voluntary initiatives by the state authorities to develop specific policies in the field of renewable energy do not exist, despite the fact that national strategic legal acts embrace environmental goals as well as issues of diversification, sustainability, energy efficiency, etc. During the negotiation process on the Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources Lithuania took the position that if the national energy consumption grows faster than expected, the above-mentioned 23 percent may not be achieved.⁴² However, it is important to note that the latter target had been already achieved in 2013.

As it is already mentioned, the quantitative aspect of renewable energy development is strongly influenced by the precise directive-regulation. On the other hand, in 2009, when the Directive 2009/28/EC, setting the 23 percent renewable energy target, was adopted, the national share of renewables in final energy consumption, according to Eurostat, amounted for 19.8 percent,⁴³ which basically means that within a decade, i.e. from 2010 to 2020, Lithuania had to increase the share of renewables in the final energy consumption only by 3 percent. It is also worth mentioning that the National Energy Independence Strategy sets out the 20 percent renewable energy target by 2020 in the electricity sector, which is not yet achieved, but the quota for renewable electricity is already distributed. Therefore, renewable energy development in the electricity sector is currently suspended, as new regulatory environment is necessary for further development. Consequently, subsequent decisions in this policy area are required in the nearest future. It is assumed that they will depend on the political will, reflected in the updated Strategy.

⁴⁰ A. Lipnevič, *Daugiabučių namų atnaujinimas Lietuvoje: problemos ir gyventojų iniciatyva*, „Viešoji politika ir administravimas“ 2015, No 14(2), pp. 177-193.

⁴¹ *Ibidem*, p. 190.

⁴² Lietuvos Respublikos Seimo Ekonomikos komiteto išvada dėl Europos Parlamento ir Tarybos direktyvos Dėl skatinimo naudoti energiją iš atsinaujinančių šaltinių (ES-80), 16 April 2008.

⁴³ A. Darulis, *Atsinaujinantys energijos išteklių Nacionalinėje energetinės nepriklausomybės strategijoje*, Round-table discussion „Lietuvos ambicijos ir galimybės atsinaujinančios energetikos srityje“, Vilnius October 23 2011.

Assessing Lithuanian renewable energy policy, it must be noted that a number of problems, such as the principle of retroactive regulation, complicated relations between the public authorities and the renewable energy interest groups, the lack of the the cost-benefit analysis and the policy impact assessment as well as long-term strategic vision by the state authorities exist. Likewise, the official statistics does not properly reflect the development of new renewable energy technologies because of the significant share of firewood consumption in private households as well as the big share of electricity, generated at the old large-hydro power plant in Kaunas.

Given the above-mentioned situation, it can be noticed that the implementation of Lithuanian energy priorities and targets is highly influenced by the historically determined political practice, relying on conventional energy. National energy policy is based on path dependency as well as on the domination of centralized gas and nuclear energy discourse. It can be argued that renewable energy development as well as regulatory environment of renewable energy sector *de facto* is not Lithuanian energy priority in comparison with other strategic-level energy projects. Therefore, it can be concluded that the critical juncture of the historically determined conventional energy discourse and the EU-level obligations in the field of renewable energy affect the processes of national energy policy-making as well as energy policy-implementation.

Conclusion

1. The EU energy policy unfolded in reference to the international energy context, embracing the transition from the market-related issues towards the energy security direction of high politics. The 2004 EU enlargement, which has introduced the questions of external energy security, energy efficiency as well as diversification of energy supply, encouraged the processes of common EU energy policy formation, as until the adoption of the Lisbon Treaty, energy issues in the EU were regulated in the framework of environmental policy.

2. The priorities and targets, set out in the National Energy Independence Strategy, are remarkably consistent with the essential European energy policy issues, as they encompass the implementation of the Third Energy Package, the expansion of energy competitiveness and sustainability, the integration into regional electricity markets through electricity grid interconnections with Sweden and Poland and the connection with Continental European network for synchronous operation, as well as diversification of energy (sources) supply through the LNG terminal, Visaginas nuclear power plant and the renewables. These priorities

should be treated as an aggregated complex of interconnected issues, ensuring energy security only as whole.

3. Lithuanian energy policy is based on the historically determined discourse of conventional energy, which is essentially influenced by path dependency. Therefore, conventional energy projects in Lithuania are prioritized to alternative energy projects. The implementation of the Third Energy Package in both, electricity and gas, sectors has been currently completed in Lithuania as well as the implementation of the LNG terminal project, while the implementation of electricity grid interconnections (“LitPol link 1” and “NordBalt”) is going to be completed in the nearest future. The nuclear power plant project is currently de facto suspended due to unfavorable political and economic conditions. Although the overall 23 percent national renewable energy target, as a legally binding obligation under the Directive 2009/28/EC, has already been achieved, the 20 percent target for renewable sources in the electricity sector, set out in the National Energy Independence Strategy, is not yet implemented, for the development of renewable energy in the electricity sector is currently suspended, as it depends on the political will, which will be reflected in the provisions of the revised and updated National Energy Independence Strategy.

Literature

- Balmaceda M., *EU Energy Policy and Future European Energy Markets: Consequences for the Central and East European States*, “Forschungsschwerpunkt Konflikt- und Kooperationsstrukturen in Osteuropa” 2002, No 27, p. 15.
- Burkus J., *Nacionalinė energetikos strategija gali tapti pagrindu neatsakingam valstybės lėšų švaistymui*, “Enerģijos erdvė” 2010, No 5(7), pp. 4-8.
- Ciambra A., *The politicisation of an EU energy community: ideas, market, and national interest*, Dissertation Proposal PhD Programme in International Studies, University of Trento 2011, p. 2.
- Darulis A., *Atsinaujinantys energijos ištekliai Nacionalinėje energetinėje nepriklausomybės strategijoje*, Round-table discussion “Lietuvos ambicijos ir galimybės atsinaujinančios energetikos srityje”, Vilnius October 23 2011.
- European Commission, *Overview of the secondary EU legislation (directives and regulations) that falls under the legislative competence of DG ENER and that is currently in force*, 2014, http://ec.europa.eu/energy/doc/energy_legislation_by_policy_areas.pdf [7.07.2014].
- Europos Komisijos atstovybė Lietuvoje, *Klausimai ir atsakymai apie trečiąjį energetikos paketą dėl ES gamtinių dujų ir elektros energijos rinkų ir ACER agentūros*, http://ec.europa.eu/lietuva/news_hp/news/02032011_treciasis_energetikos_paketas_lt.htm [7.07.2014].
- Europos Sąjunga. Lisabonos sutartis. XXI amžiaus Europa, http://europa.eu/lisbon_treaty/glance/better_life/index_lt.htm [6.07.2014].
- Government of the Republic of Lithuania, *Visaginas Nuclear Power Plant successfully achieves next development milestone*, March 03 2012, www.lrv.lt/en/news/top-stories/?nid=279 [10.07.2014].
- Juozapavičiūtė K., *Lietuvos energetikos strategija — interesų konfliktai ir jų sprendimai*, “Žalioji Lietuva”, March 12 2013, www.zaliojilietuva.lt/lietuvos-energetikos-strategija-interesu-konfliktai-ir-ju-sprendimai-594.html [6.06.2014].

- Juškys A., *Atsinaujinančių išteklių energijos reguliavimas Europos Sąjungos teisėje: raida ir tendencijos*, "Verslo ir teisės aktualijos" 2012, No 7(1), pp. 183-200.
- Kusku E., *Enforceability of a Common energy Supply Security Policy in the EU: an Intergovernmental Assessment*, "Caucasian Review of International Affairs" 2010, No 4(2), pp. 145-158.
- Kutas S., *Energetika pastumdėlės vietoje*, "Delfi.lt", March 21 2011, www.delfi.lt/news/ringas/lit/skutas-energetika-pastumdeles-vietoje.d?id=43409393 [6.06.2014].
- Lietuvos Respublikos Energetikos įstatymas 2000, Valstybės žinios Nr. 56-2224.
- Lietuvos Respublikos Seimo Europos informacijos biuras, <http://eic.lrs.lt/index.php?-290875191> [7.07.2014].
- Lipnevič A., *Daugiabučių namų atnaujinimas Lietuvoje: problemos ir gyventojų iniciatyva*, "Viešojo politika ir administravimas" 2015, No 14(2), pp. 177-193.
- Litgrid, *NordBalt Facts and Figures*, 2014, p. 1.
- Litgrid, *PCI 2.0 Proposed Projects for the Public Consultations*, 2014, p. 1.
- Lietuvos Respublikos Seimo Ekonomikos komiteto Išvada dėl Europos Parlamento ir Tarybos direktyvos Dėl skatinimo naudoti energiją iš atsinaujinančių šaltinių (ES-80), April 16 2008.
- Maigre M., *Energy Security Concerns of the Baltic States*, International Centre for Defence Studies, Tallin 2010, p. 9.
- Ministry of Energy of the Republic of Lithuania, *LNGterminal brochure*, www.enmin.lt/lt/uploads/brosiura_updated-2011.09.30.pdf [10.07.2014].
- Misik M., *Security First: Energy Policy in the New Member States of the European Union*, in: *From Listening to Action? New Member States in the European Union*, ed. D. Malova, M. Rybar, V. Bilcik, E. Lastic, Z. Lisonova, M. Misik, M. Pasiak, Slovak Research and Development Agency – Devin Printing House 2010, pp. 101-128.
- Nacionalinė energetinės nepriklausomybės strategija patvirtinta Lietuvos Respublikos Seimo 2012 m. birželio 26 d. nutarimu Nr. XI-2133, p. 20.
- Vaičiūnas Ž., *Europos Sąjungos bendros energetikos politikos formavimasis ir Lietuvos interesai*, "Politologija" 2009, No 3(55), pp. 96-101.
- Vilemas J., *Kritiškas žvilgsnis į naująją Lietuvos energetikos strategiją*, "Mokslas ir technika" 2013, No 3, pp. 2-6.
- Vilpišauskas R., *National Preferences and Bargaining of the New Member States since the Enlargement of the EU into the Central and Eastern Europe: the Baltic States – Policy Takers, Mediators, Initiators?*, Biannual European Studies Association (EUSA) Conference, Panel 1H "How are they doing? The New Member States as Shapers and Taker in EU Policy Making, Boston March 03-05 2001, p. 8

Litewska strategia energetyczna: kontekst europejski

Streszczenie. W artykule przedstawiona została Strategia niepodległości energetycznej Litwy w kontekście integracji europejskiej i procesu europeizacji. Podano i przedyskutowano: implementację Trzeciego pakietu energetycznego, kwestie konkurencyjności i stabilności dostaw energii, integrację regionalnego rynku energetycznego przez połączenia z Polską i Szwecją, a także z Kontynentalną Siecią Europejską, synchronizację operacji, dywersyfikację źródeł energii, dzielność nowego terminalu gazu skroplonego, perspektywy budowania elektrowni atomowej w Visaginas oraz perspektywy wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Zważywszy na sceptyczne podejście władz państwowych do ostatniego z wskazanych problemów, progres w tym zakresie łączy się z zastrzeżeniami wysuwanymi przez Komisję Europejską i zobowiązaniami Litwy wobec Unii Europejskiej.

Słowa kluczowe: strategia energetyczna, integracja europejska, europeizacja, energia konwencyjna, odnawialne zasoby energii

Remigiusz Rosicki

Uniwersytet im. Adama Mickiewicza
Wydział Nauk Politycznych i Dziennikarstwa
e-mail: remigiusz.rosicki@amu.edu.pl
tel. 61 829 65 44

A new prospect of Poland's gas security

Abstract. *The text addresses the issues of energy security as exemplified by Poland's gas security. The material scope of the analysis has been broken down into three main aspects: (1) natural gas resources in Poland in general, (2) unconventional gas resources in Poland, (3) and the development of the domestic gas infrastructure. A characterization of these three elements may point to "a new prospect of gas security," which we may witness in Poland in 2022.*

With the goal of elaborating the addressed issues of gas security, the text aims to answer the following questions: (1) To what degree will the potential of gas resources and of the development of the domestic gas infrastructure affect Poland's energy security?, (2) What factors affect the under-utilization of Poland's gas potential?, (3) Is it justified to assume that the new "prospect of gas security" will eliminate "political and external factors" that negatively affect the current state of Poland's energy security?

Keywords: *energy security, gas security, energy policy, Poland's energy security*

Introduction

The text aims to analyse gas security as an element of Poland's energy security, which has been broken down into a description of three potentials: (1) natural gas resources in Poland in general, (2) unconventional gas resources in Poland, (3) the development of the domestic gas infrastructure. A characterization of these

three elements may point to “a new prospect of gas security,” which we might witness in Poland in 2022. The analysis will be of speculative character, namely it will approach the issue on the basis of a qualitative extrapolation.

The research issue addressed in the introduction should be elaborated with the aid of the following research questions: (1) to what extent will the potentials of gas resources and of the development of the domestic gas infrastructure affect Poland’s energy security?, (2) what factors affect the insufficient fulfilment of Poland’s gas potential?, (3) is it legitimate to assume that the new “prospect of gas security” will eliminate “political factors” as well as “external factors” that negatively impact the current state of Poland’s energy security?

Energy security can be examined on the grounds of various perspectives and scientific disciplines.¹ Hence, it is difficult to present complementary and exhaustive analyses for that matter. Still, it is worthwhile affirming that the burden of energy security, of the analyses, etc., is conditioned by the provenance of a given discipline represented by the researcher. And so it must be concluded that the material scope of the energy security analyses is frequently incomplete and focuses on selected components. The issue of the gas supply security can also be considered against the backdrop of various perspectives – ranging from the political, to technical, to environmental, to economic ones. By way of illustration, the activity of gas transmission, distribution and storage requires technical capabilities in this respect, and the gas trade must be related to the consumers’ current and projected demand for the raw material, while technical, economic and environmental costs must be taken into account.²

From the standpoint of methodological and theoretical approaches, one might consider the plausibility of the researched reality, to wit the state of energy security. At this point we can refer to two extreme methodological and theoretical trends in political sciences: (1) positivism and (2) interpretationism. In the first case it is assumed that the researched reality exists in reality, and so is not discursive, whereas in the latter case reality is an object of competition in the realm of narrations, which are contentious and essentially represent specific values.³ While

¹ A. Cherp, J. Jewell, *The three perspectives on energy security: intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration*, “Current Opinion in Environmental Sustainability” 2011, No. 3, pp. 202-212.

² Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348 ze zm.; M. Domagała, *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, KUL, Lublin 2008, pp. 13-60; R. Rosicki, *Pojęcie i definicje bezpieczeństwa energetycznego*, in: *Bezpieczeństwo energetyczne Polski w Unii Europejskiej – wizja czy rzeczywistość?*, ed. T.Z. Leszczyński, WSIZiA, Warszawa 2012, pp. 35-66.

³ P. Furlong, D. Marsh, *A Skin Not a Sweater: Ontology and Epistemology in Political Science*, in: *Theory and methods in political science*, eds. D. Marsh, G. Stoker, Palgrave Macmillan, Basingstoke 2010, pp. 184-211.

analysing energy security one should bear this in mind and/or take into consideration the aforesaid perspectives. For instance, the discourse on the necessity to decrease the import dependence is of no avail if we do not dispose of technical capabilities to diversify the directions and sources of energy supply. The same problem applies to the creation of a competitive market. It is not possible to increase competitiveness if transmission infrastructure is lacking, whereas the sector is unique in that it poses a number of “barriers to entry.”⁴

The normative approach to the term „energy security” is contained in the juridical definition presented by the Polish legislator in the Energy Law Act. The defining of the term “energy security” reads as follows (Art. 3, item 16): “the state of economy that makes it possible to cover the consumers’ current and projected demand for fuels and energy in a technically and economically well-founded manner, while meeting the demands of nature conservation.”⁵ This approach can actually be broken down into several basic elements of (1) economic, (2) social, (3) environmental, and (4) technical nature. All these should be considered within each prediction of Poland’s gas potential. It is also worth emphasising that the Polish legislator, as part of the legislative work driven by the requirements of the European Union, attempted to single out the issues of conducting economic activity in the field of natural gas transmission, distribution, sale, storage and pipeline transport, export, liquefaction and regasification in a separate legal act, that is the Gas Law Act. The Draft Act also included the juridical definition of the term “gas security,” which is essentially the same as the above-mentioned definition of “energy security.” The only difference is the reference made to the aim of the “security of natural gas supply,” that is the provision of “common security.”⁶

1. A potential of natural gas

According to the 2014 data from the State Geological Institute the amount of recoverable natural gas in Poland is estimated at 129.75 bn m³. The estimate applies to the so-called economically feasible and infeasible resources, to wit the total amount of mineral within the deposit. The resources extracted from the developed deposits of natural gas have been estimated at 106.8 bn m³. However, it must be pointed out that the quantity of industrially viable deposits of natural gas

⁴ R. Rosicki, *The notion of energy security in the European Union*, www.jdsupra.com/legalnews/the-notion-of-energy-security-in-the-eur-52748 [18.06.2015].

⁵ Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348 ze zm.

⁶ Projekt Ustawa Prawo gazowe z 9 października 2012 r. Wersja 2.004, Ministerstwo Gospodarki 2012.

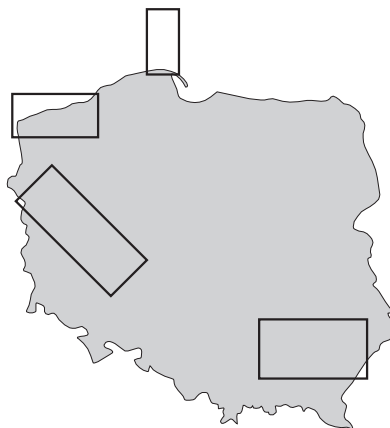


Figure 1. Main deposits of crude oil and natural gas in Poland

Source: own study on the basis of the State Geological Institute.

have been assessed only at 57.30 bn m³.⁷ This remark is of some import given the evaluation of Poland's real potential in relation to the diversification of gas supply, and by extension in relation to the evaluation of gas security. The industrially viable deposits are the ones that can be subjected to a real activity of extraction, while taking into account the fulfilment of technical, economic and environmental conditions. Focusing on industrially viable resources is of importance in short-term forecasts, but basing long-term forecasts on industrially viable reserves may be of less importance, given the advancement in extraction technology.

One should pay attention to the geographical distribution of the hydrocarbon mining industry in Poland, which is of significance for the evaluation of the economic potential of particular regions in the country. The largest deposits are located in the Polish Lowlands (69%), in the Carpathian foreland (26%), the Baltic Sea area (4%), and the Carpathians (1%) (see Figure 1). Additionally, the reserves of the so-called nitrogen natural gas should be taken into account; its deposits are located in the Polish Lowlands (deposits at Cychry and Sulęcín). As the State Geological Institute emphasises, this type of gas can be used for the production of liquid nitrogen, but it is most often used for the adjustment of the chemical composition of the gas transported within the domestic transmission and distribution infrastructure.⁸

⁷ *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na dzień 31.12.2014 r.*, PIG, PIB, Warszawa 2015.

⁸ *Azotowy gaz ziemny*, http://geoportal.pgi.gov.pl/surowce/energetyczne/azotowy_gaz_ziemny [10.06.2015]; *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na dzień 31.12.2014 r.*, PIG, PIB, Warszawa 2015.

It is worth comparing the Polish gas resources to the output and to the import dependence. According to the Energy Regulatory Office the gas supply from abroad in 2014 amounted to 10.4 Mtoe, while the domestic output was 3.8 Mtoe. A substantial quantity of the foreign gas supply came from the “eastern direction,” the “Yamal Contract” import accounting for 7.8 Mtoe.⁹ This means that the Gazprom import into Poland accounted for 75% of the total import. The issue of import dependence on one direction – the Russian one – has been a much-discussed political topic, as well as has featured in numerous election campaigns. The said import dependence is viewed as one of the major factors that might considerably influence the security of gas supply. Apart from the plausibility of the disruption of supplies from the eastern direction, the lack of transmission infrastructure has certainly influenced the great bargaining power of Gazprom; by extension, the earlier lack of infrastructural strategies to be efficiently implemented influences the pricing of the gas supplied to Poland.

2. The potential of unconventional gas

In 2013 the estimates of the shale gas resources were presented by the Polish Geological Institute in collaboration with the United States Geological Survey. The size of the projected deposits was based on the data from 1950-90, which were concerned with the shale formations from the Lower Palaeozoic in the Baltic Basin and Podlachia-Lublin Basin. With the aid of this data it was estimated that the extracted gas resources on land and shelf might amount to a maximum of 1920 bn m³. However, considering the estimation parameters, the probable resources were assessed at 346-765 bn m³.¹⁰ Noteworthy, these estimates were not the first ones presented by state institutions. For instance, in the 1980s a team of scientists from the Polish Geological Institute estimated the unconventional gas deposits at 665 bn m³, whereas a team from the University of Science and Technology provided the figure of 402 bn m³ in the 1990s. The latter estimate was verified in 1996 – the mean amount of the reserves was then evaluated at 1595 bn m³, the range being 799-2393 bn m³.¹¹

⁹ *Charakterystyka rynku gazu 2014*, www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/6161,2014.html [1.06.2015].

¹⁰ *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 2012 r.*, PIG, PIB, Warszawa 2013, pp. 16-17; R. Rosicki, *Assessment of shale gas potential in Poland (2014)*, www.jdsupra.com/legalnews/assessment-of-shale-gas-potential-in-pol-79130 [18.06.2015].

¹¹ M. Rutkowski, *Gaz pojawia się i znika, czyli krótka historia szacowania zasobów węglowodorów niekonwencjonalnych w Polsce*, „Przegląd Geologiczny” 2013, Vol. 61, No. 1, pp. 331-333.

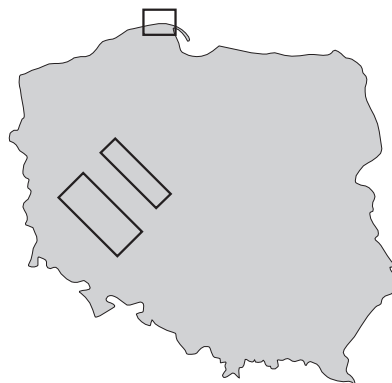


Figure 2. Prospective areas of tight gas

Source: own study on the basis of the State Geological Institute.

In 2014 the Polish Geological Survey put forward a report entitled The forecast natural gas resources in selected compact reservoir rock in Poland, which contained estimated tight gas resources.¹² The forecast was based on various prediction methods and techniques. To effect the prediction geological information from more than 500 drillings was used, as well as available data from approximately 30 drillings. These data were supplemented with new information from the companies that had performed exploratory drillings. Three geological groups were subjected to the analysis: (1) the Poznań-Kalisz zone (rotliegend sandstones), (2) the Greater Poland-Silesia zone (carboniferous sandstones), (3) a part of the Baltic Basin (Cambrian sandstones). The results of the prediction were the estimates of the tight gas reserves of 1528-1995 bn m³ (see Figure 2). The greatest potential of the geological tight gas reserves was ascribed to the Great Poland-Silesia zone (57-75%), whereas the second biggest prospective area is to be the Poznań-Kalisz zone. The analysis did not include the tight gas reserves, which had been found earlier in the so-called “deposit traps”.¹³ It follows that there is a considerable potential of unconventional gas in the western part of Poland too. It remains an open question what kind of industrially viable resources we might be dealing with here. It is estimated that the reserves might account for 153-200 bn m³.¹⁴

¹² *Prognostyczne zasoby gazu ziemnego w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski*, PIG, PIB, Warszawa 2014, pp. 5-58.

¹³ *Ibidem*; P. Poprawa, H. Kiersnowski, *Zwięzłe formacje zbiornikowe (tight reservoir) dla gazu w Polsce*, „Biuletyn PIG” 2010, Vol. 439, pp. 177-180.

¹⁴ *Ile mamy gazu uwięzionego? Informacja prasowa*, 2015, PIG-PIB, pp. 1-2.

As regards the interest in shale gas exploration licences evinced by foreign investors, there was some dynamics in the term of the first PO-PSL (Civic Platform-Polish Peasants' Party) government coalition (2008-2009). Towards the end of the first PO-PSL coalition, and at the beginning of the second coalition (2011-2012) the interest began to wane, which should be ascribed to (1) the enduring ambiguities in the legislative process concerned with the legal acts regulating hydrocarbon extraction and trading; (2) a lack of coherent vision on the part of those in power as to the role of shale gas in Poland's energy policy; (3) a lack of unequivocal and steady visions of extraction activity taxation; (4) the post-audit appraisal by the Supreme Audit Office of the state institutions in respect of gas exploration, extraction and development of shale gas reserves in the years 2007-2013.

The state of legislative and organizational work of the Polish authorities is best captured by the main statements in the report by the Supreme Audit Office, which pointed out: (1) the prolonged legislative work on the regulations concerned with hydrocarbon exploration and extraction, (2) a lack of a proper body coordinating the hydrocarbon extraction, (3) a lack of a government strategy for the use of shale gas and for the synergy of the potential "shale gas revolution" and the whole of the economy, (3) an inefficient operation of the Ministry of the Environment as regards the ministry operation organization (e.g. organizational shortcomings concerned with the ministry administration responsible for licensing). By and large, the issues of the responsibility of the Ministry of Economy for the energy policy, and in particular cases also of the Ministry of the Environment point to the necessity to establish a more efficient and separate Ministry of Energy and Sustainable Development, (5) an improper licensing process (including the scope of granted licences, not taking into account the financial or technical potential of the companies, *inter alia*), (6) problems of prolonged and negligent processing of licensing applications from entrepreneurs, as well as unlawful way of paying concession fees and fixing payment deadlines. Moreover, arbitrariness of proceedings and unfair treatment of applicants, (7) a lack of credible, definitive and reliable estimates of shale gas resources in Poland, despite the fact that state institutions were involved in the assessment of the reserves, which serves to highlight the incompetence on the part of the state authorities as regards the work on the improvement of the country's energy security, (8) a lack of activity undertaken with a view to limiting the corruption-fostering areas and mechanisms concerned with the licensing process (exploration licences), (9) a relatively slow pace of exploratory drilling procedures. These in turn are necessary for a thorough estimation of the resources, (10) defective results of geological drillings (including the failure of the samples to meet quality standards, (11) an ineffective supervision by the mining authorities of the entrepreneurs' operations as far as environmental protection standards are concerned, (12) a lack of reliability on the part of some entrepreneurs

conducting exploratory activity as far as the tasks and obligations following from exploration licences are concerned.¹⁵

Given the fact that all the major international companies specializing in unconventional gas extraction have backed out of the Polish market, the Sejm Economic Committee was convened 8 July 2015 – the appraisal of the work so far conducted on the detection of the resources was not positive. It must be pointed out that the pace of exploration of shale gas resources has decreased, which is chiefly caused by subsequent foreign gas exploration licence-holding companies backing out of the Polish market. In mid-2015 only two drillings were performed, which compared to 2014 was a negligibly meagre number. In 2010-2015 seventy exploratory boreholes were made; the greatest number – 24 – was made in 2012. At the peak of gas prospecting in Poland, that is in 2012-2013 thirty eight boreholes were made. In mid-2015 two drillings were performed, compared with three planned for the whole year.¹⁶ Moreover, in 2015 forty licences were in use; these were held by 11 entities (10 capital groups); last year a dozen or so concessions were put in for pursuant to the as-yet-unamended law.¹⁷

The instability of the legal situation and a lack of a coherent vision have given rise to an unfavourable investment atmosphere for foreign investors. Besides, the ideas of taxing the extraction activity surely did not have a positive effect on long-term planning of upstream activities.¹⁸ It must be stressed that the very process aimed at recognizing deposits is capital-intensive; for instance, one drilling with a complete round of hydraulic fracturing is estimated at 15 million dollars. In order to obtain a reliable estimate of the unconventional shale gas resources in Poland, approximately 300 exploratory drillings are needed, which means that the costs of the recognition stage in this respect amount to 4.5 bn dollars.¹⁹ Other data demonstrate that while holding a concession 80 so-called pads can be drilled (that is, parts of the concession segments), and with one pad 12 drillings can be made, and then the number of drillings for a concessional area can be as high as 960.²⁰

¹⁵ *Poszukiwanie, wydobycie i zagospodarowanie gazu ze złóż łupkowych*, Najwyższa Izba Kontroli, Warszawa 2014; R. Rosicki, *Assessment of shale gas potential in Poland*, 2014, www.jdsupra.com/legalnews/assessment-of-shale-gas-potential-in-pol-79130 [18.06.2015].

¹⁶ *Stan prac poszukiwawczych za gazem łupkowym – maj 2015 r.*, <http://info.lupki.pgi.gov.pl/pl/stan-prac-poszukiwawczych/aktualnosci/stan-prac-poszukiwawczych-za-gazem-lupkowym-maj-2015-r> [15.06.2015]; *Zestawienie prac rozpoznawczych za gazem z łupków – zakończonych i będących w trakcie, stan na dzień 04.05.2015 r.*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2015.

¹⁷ A. Sofuß, *Łupkowy szok poznawczy*, http://gazownictwo.wnp.pl/lupkowy-szok-poznawczy,253655_1_0_0.html [11.07.2015].

¹⁸ P. Turowski, *Gaz łupkowy w Polsce – szanse, wyzwania i zagrożenia*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2013, No. 2. Vol. 26, pp. 129-145.

¹⁹ M. Rewizorski, R. Rosicki, W. Ostant, *Wybrane aspekty bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, Difin, Warszawa 2013, pp. 270-274.

²⁰ D. Malinowski, *Sen o łupkach*, „Nowy Przemysł” 2012, No. 9, p. 72.

Taking into account the number of drillings made in 2010-2015, a theoretical assumption is due here, whereby the total recognition of the deposits can be attained only around the year 2030. The potential dynamics of prospecting can be upset by a malign interpretation of the European Union regulations as regards the environmental conditions for the drillings, for instance the Polish law prescribed that exploratory drillings up to 5,000 metres did not require any prior assessment of environmental effects. Hence, attention should be drawn to Poland's potential problems resulting from the need to ensure proper environmental conditions concerned with granting and using the permissions to explore, examine and produce hydrocarbons.²¹

Noteworthy, there are several problems concerned with the development of Poland's gas potential as far as shale gas is concerned. The first problem is the one of poor legislative culture of the Polish legislator, which is not able to put through a speedy and transparent legislative process. Even if legislative proceedings are fast-paced, then the legal solutions following therefrom are characterized by ambiguity and/or vagueness. The second problem concerns a lack of coordinated activity within the Polish energy sector, beginning with the mineral extraction figures and ending with electric energy transmission. This follows from the fact that the "energy" issues are governed by several ministries, e.g. the Ministry of Economy, the Ministry of State Treasury, the Ministry of the Environment, the Ministry of Agriculture. The "state's comprehensive energy policy" (as defined by the Energy Law Act), prepared every four years, is within the remit of the Minister of Economy. The third problem is the "energy policy" itself, that is its status as a document within the sources of law. It is worth remembering that the energy policy results from a resolution passed by the Council of Ministers, and so it is of internal character and only applies to organizational entities accountable to the body that issues a given normative act.²² Given the current legal situation, the problem is not the binding force of the state's energy policy for "other entities", but the accountability of the Minister of Economy and of the Council of Ministers for the failure to implement it. Hence, some serious thought should be given to a new formula of the energy policy shape.

²¹ G. Paździorek, *Dyrektywa 94/22/WE w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów oraz jej implementacja do prawa polskiego*, „Polityka Energetyczna” 2005, No. 8, pp. 431-439; S. Raszewski, J. Górski, *Energy Security or Energy Governance? Legal and Political Aspects of Sustainable Exploration of Shale Gas in Poland*, “Oil, Gas & Energy Law Intelligence” 2014, Vol. 12, No. 3, pp. 27-47.

²² M. Pawełczyk, B. Pikiewicz, *Polityka energetyczna*, in: *Prawo energetyczne. Komentarz*, ed. M. Pawełczyk, Iuris, Poznań 2012, pp. 430-482; M.A. Waligórski, *Polityka energetyczna państwa jako sektorowa polityka administracyjna*, „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki” 2008, No. 4, pp. 69-74.

3. The potential of the domestic gas infrastructure development

The development of the transmission infrastructure in Poland is to drastically change the situation of the gas supply security and diversification in the nearest future. Certainly, in the year the “Yamal Contract” is terminated, Poland will be in a different negotiating position against Russia. Poland’s gas-related position will be entirely different, even if Russia maintains higher gas prices, given the “political factors.” Regarding the prediction of Poland’s increased demand for gas, still the imported volume of 10.2 bn m³ will have to be secured. However, in 2022 the breakdown of technical capabilities to import gas, that is from “the eastern direction” the volume will still amount to 10.2 bn m³, whereas from all the other directions the import capabilities will reach 28 bn m³.

It is worth juxtaposing the 2016 situation and the 2022 situation as regards the technical capabilities to import gas. This will afford a better picture of the situation and show the ongoing changes deriving their dynamics from the development of the gas infrastructure in Poland. In 2016 the LNG terminal will come into operation, whereas the year 2020 will mark the start-up of new connections, inter alia: Poland-Slovakia, Poland-Czech Republic (Hat), Poland-Lithuania. In 2022

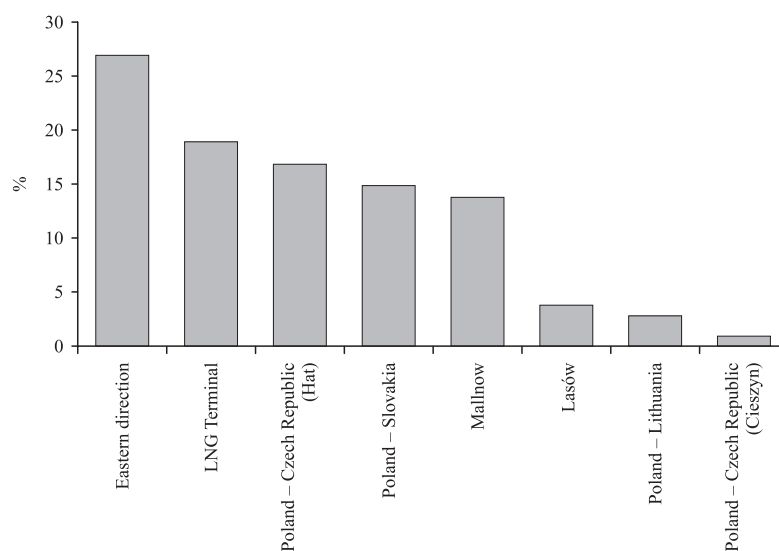


Figure 3. Poland’s technical capabilities to import gas in 2022 (in percentage points)

Source: own study based on PGNiG and Gas-System data.

the technical capabilities for import will attain the total throughput of 38.3 bn m³ (see Figure 3).²³

In 2022 the “eastern direction,” as part of the structure of technical capabilities for import, will account for 27%. Of great import will be the development of the transmission infrastructure from the “southern direction,” which in total will reach the 33% share in the structure of technical capabilities for import. Speaking of the “southern direction,” the following connections merit a mention: Poland-Czech Republic (Hat) – 17%, Poland-Czech Republic (Cieszyn) – 1%, Poland-Slovakia – 15% (see Figure 3). The infrastructural development in this direction is connected with the project of the so-called “North-South Corridor,” with a view to increasing Poland’s gas supply security, but also to making it possible to construct a more effective and competitive Poland-European Union energy market. This means that the Polish infrastructure will undergo a series of preparations that will allow a reception of gas from directions presently unavailable, e.g. from LNG terminals located in the Mediterranean Sea. Within its development plan, the Gaz-System S.A. Transmission System Operator provides for a construction of 2,000-kilometre long pipelines by 2023.²⁴

It is worth pointing out that in 2022 in respect of the transmission infrastructure gas security will increase substantially; still, it must be borne in mind that the infrastructure development will not necessarily strengthen Poland’s position, given a possible European Union-Russia energy conflict or other “political factors” connected with Russia. This is conditioned by the fact that Russia will continue acting as a significant gas provider for the European Union member states. And so any conflict resulting in a resort to a “gas blackmail,” will give rise to a disruption of gas supplies to Poland. It must be emphasised that the Russian invasion of Ukraine in 2014 *de facto* made it easier for Poland to present the fears concerned with the all too carefree energy relations of the European Union “old member states” with Russia. The idea of the Energy Union, raised by Donald Tusk for domestic politics purposes, gave rise to more dynamics in the discourse on energy in the European Union.²⁵ It must however be noted that the dynamics has decreased in 2015, and moreover, there is some information on subsequent gas investments

²³ *Plan rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zaopatrzenia na paliwa gazowe na lata 2014-2023*, Gaz-System, Warszawa 2014.

²⁴ *Ibidem; Lista projektów strategicznych dla infrastruktury energetycznej, w ramach programu operacyjnego “Infrastruktura i Środowisko 2014-2020”. Wersja 1.1.*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.

²⁵ R. Rosicki, *Commentary to the article by Prime Minister Donald Tusk concerning the proposal to create an energy union, which was featured in the Financial Times (A united Europe can end Russia's energy stranglehold, 21 April 2014)*, www.jdsupra.com/legalnews/commentary-to-the-article-by-prime-minis-17114 [18.06.2015]; D. Tusk, *A united Europe can end Russia's energy stranglehold*, “Financial Times”, 21.04.2014.

of Russia, that is the plans of the “Nord Stream 2” project. The implementation of this project would mean that 110 bn m³ will be transported across the Baltic Sea to Germany, the collateral effect being that Gazprom would discontinue the gas transmission across Ukraine.²⁶ In addition, another EU climate and energy package as well as member states’ internal policies on the development of renewable energy sources (e.g. the German ‘Energiewende’) will give rise to an increased rather than decreased gas import dependence in the nearest two decades.²⁷

It is also worthwhile drawing attention to the effects of earlier infrastructural neglect, which can be seen in high prices of the gas imported from the “eastern direction.” It must be recognized that the only factors giving rise to such a state of affairs are: (1) a “political factor” (recognizing Poland as a country unfavourable to Russia’s foreign policy), (2) an “infrastructural factor” (multi-year neglect as regards the direction diversification and sources of gas supply). For instance, an average price for 1000 m³ of gas, supplied by Gazprom to Western European countries in 2012 was 440 dollars, in 2013 – 385 dollars, and in 2014 – 341 dollars. At the same time the average gas price for Poland was 500 dollars (according to some press accounts it was as much as 525 dollars), 429 dollars and 379 dollars, respectively, the mean difference in the three-year period between Poland and the Western European countries being more than 47 dollars.²⁸ The real loss resulting from the operation of the “Yamal Contract” in that period may have amounted to 0.5 bn dollars annually in round figures (in relation to the average gas price applicable to the Western European countries).

Conclusions

The object of the analysis in this text is Poland’s gas security, which has been broken down into three elements: (1) a potential of natural gas resources in Poland in general, (2) a potential of unconventional gas resources in Poland, (3) a potential for the domestic gas infrastructure development. In its scope the analysis embraces the status quo and the changes, including the prediction of Poland’s gas security in 2022. The qualitative prediction provides that it can be assumed that

²⁶ *Nord Stream II to enhance reliability of Russian gas supplies to Europe*, www.gazprom.com/press/news/2015/july/article239944 [1.07.2015].

²⁷ Cf. A. Korytowski, *Wpływ Energiewende na inwestycje w źródła wytwórcze w Polsce*, in: *Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, eds. P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski et al., Fundacja na Rzecz Czystej Energii, Poznań 2014, pp. 751-774; *Niemiecka transformacja energetyczna*, Heinrich Böll Stiftung, Berlin 2014, pp. 2-96.

²⁸ *Больше всех в Европе «Газпрому» платят македонцы и поляки*, 2013, <http://izvestia.ru/news/544100>, 01.02.2013; *Gazprom Annual Report 2014*, OAO Gazprom, Moscow 2015, pp. 77-85.

within the set time-frame there will be a qualitative change to Poland's gas security, which can be defined as the "new prospect of Poland's gas security." With a view to elaborating the said problem, the paper features three questions, which can be related to the following conclusions:

1. To what degree will the potential of gas resources and of the development of the domestic gas infrastructure affect Poland's energy security?

It must be pointed out that the lack of reliable and hard data on unconventional gas resources gives rise to difficulties concerned with a short-term and long-term prediction of Poland's gas security. However, one can theoretically assume that the industrially viable shale gas resources may amount to at least 50 bn m³; and similarly in the case of tight gas. Such an assumption means that even in relation to the theoretical prediction as to the gas resources, we can assume the proper annual extraction potential of 3 Mtoe of each of the two unconventional resource deposits. Potentially, we might assume that the domestic extraction of conventional and unconventional gas might be as high as 9-10 bn m³, which would substantially decrease Poland's gas import dependence. Still, such a prediction is subject to a wide margin of error. Even if we adopt such a variant the raw material exploration, extraction and investment processes should be made more dynamic. In the years to come this variant seems rather unlikely, which can be affected by "economic" and "organizational" factors; in the latter case the organizational weakness of the state structures comes to the forefront.

As regards the gas transmission infrastructure, Poland has made the greatest progress, which can be attributed to financial outlays, inter alia, by obtaining some support from the European Union, but also to the efficient management of the Transmission System Operator, that is Gaz-System S.A. On account of the prediction adopted in the text and concerned with the second decade of the 21st century, it is worthwhile to pay attention to the increase in the technical potential of the gas transmission infrastructure. The "eastern direction" share in the structure of import technical capabilities will only account for 27%. This means that Gazprom will not have a privileged position regarding the future technical capability to import gas to Poland. The higher prices of the gas imported from Russia are already economically unjustified; they will be all the more unjustified in the future. If the prices hold steady, then that will be through a "political factor." Given the development of the infrastructure, it is worth mentioning the decreased threat to Poland's energy security as far as Russia's potential resort to a "gas blackmail" is concerned. Still, the assumption will be of no import if the Russia-European Union conflict becomes more radical, for the bulk of the gas imported into the European Union still comes from the "eastern direction."

2. What factors affect the insufficient fulfilment of Poland's gas potential?

The main factors that affect the use of Poland's gas potential follow from: (1) the hardly efficient system of management organization on the executive author-

ity level, (2) the ambiguous status of the quasi-planning document of the “state’s energy policy,” (3) the instability and lack of transparency of legislation on the subject of energy and geology law, that is from the not-too-mature legal culture of the Polish legislator, (4) a lack of a coherent vision of the strategy to be adopted in the energy policy (not including the necessity to implement the European Union guidelines in the energy sector). A good solution would be to create a separate “ministry of energy and sustainable development,” however such an assumption does not emphasise the fact of appointing a minister as such, but rather the intellectual potential of the personnel that would fulfil new tasks within the ministry.

(3) Is it justified to assume that the new „prospect of gas security” will eliminate “political and external factors” that negatively affect the current state of Poland’s energy security?

A transition from the stage of the theoretical determination of unconventional resource deposits to the extraction of the industrially viable material would substantially influence the decrease in gas import dependence. The domestic “political factors” are concerned with bad organization, planning and a game played by lobby groups. All this negatively affects the “new prospect of Poland’s gas security” presented in the text. Besides, it must once again be stressed that “external factors,” e.g. the “gas blackmail,” will be diminished, but not eliminated. Hence, in conclusion, it must be pointed out that: the internal “political factors,” concerned with consistent governmental decisions, may in reality hinder the implementation of the strategy of the energy structure diversification, based on gas, while the external “political factors,” connected chiefly with the “eastern direction” will change in respect of their impact on Poland’s energy security.

The text does not analyse all the factors capable of affecting Poland’s gas security; while undertaking further research, it will be worthwhile investigating environmental and economic aspects of energy security. Certainly, in the case of unconventional gas extraction these would be of great significance, in reality influencing the implementation of gas projects. In addition, apart from the infrastructural aspect, the changes in Poland’s gas market will be affected by the liberalization processes as well as new gas trading instruments.

Literature

Azotowy gaz ziemny, 2014, http://geoportal.pgi.gov.pl/surowce/energetyczne/azotowy_gaz_ziemny [10.06.2015].

Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 2012 r., PIG, PIB, Warszawa 2013.

Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na dzień 31.12.2014 r., PIG, PIB, Warszawa 2015.

- Больше всех в Европе «Газпрому» платят македонцы и поляки, 2013, <http://izvestia.ru/news/544100> [1.02.2013].
- Charakterystyka rynku gazu 2014, 2015, www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/6161,2014.html [1.06.2015].
- Cherp A., Jewell J., *The three perspectives on energy security: intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration*, "Current Opinion in Environmental Sustainability" 2011, No. 3.
- Domagała M., *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, KUL, Lublin 2008.
- Furlong P., Marsh D., *A Skin Not a Sweater: Ontology and Epistemology in Political Science*, in: *Theory and methods in political science*, eds. D. Marsh, G. Stoker, Palgrave Macmillan, Basingstoke 2010.
- Gazprom Annual Report 2014*, OAO Gazprom, Moscow 2015.
- Ile tony gazu uwięzionego? Informacja prasowa*, PIG-PIB, 2015.
- Korytowski A., *Wpływ Energiewende na inwestycje w źródła wytwórcze w Polsce*, in: *Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, eds. P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski et al., Fundacja na Rzecz czystej Energii, Poznań 2014.
- Lista projektów strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach programu operacyjnego "Infrastruktura i Środowisko 2014-2020". Wersja 1.1.*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.
- Malinowski D., *Sen o łupkach*, "Nowy Przemysł" 2012, No. 9.
- Niemiecka transformacja energetyczna*, Heinrich Böll Stiftung, Berlin 2014.
- Nord Stream II to enhance reliability of Russian gas supplies to Europe*, 2015, www.gazprom.com/press/news/2015/july/article239944 [1.07.2015].
- Paździorek G., *Dyrektywa 94/22/WE w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów oraz jej implementacja do prawa polskiego*, "Polityka Energetyczna" 2005, No. 8.
- Pawełczyk M., Piekiewicz B., *Polityka energetyczna*, in: *Prawo energetyczne. Komentarz*, ed. M. Pawełczyk, Iuris, Poznań 2012.
- Plan rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zaopatrzenia na paliwa gazowe na lata 2014-2023*, Gaz-System, Warszawa 2014.
- Poprawa P., Kiersnowski H., *Zwięzłe formacje zbiornikowe (tight reservoir) dla gazu w Polsce*, "Biuletyn PIG" 2010, Vol. 439.
- Poszukiwanie, wydobycie i zagospodarowanie gazu ze złóż łupkowych*, Najwyższa Izba Kontroli, Warszawa 2014.
- Projekt Ustawa Prawo gazowe z 9 października 2012 r. Wersja 2.004, Ministerstwo Gospodarki, 2012.
- Raszewski S., Górski J., *Energy Security or Energy Governance? Legal and Political Aspects of Sustainable Exploration of Shale Gas in Poland*, "Oil, Gas & Energy Law Intelligence" 2014, Vol. 12, No. 3.
- Rewizorski M., Rosicki R., Ostant W., *Wybrane aspekty bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, Difin, Warszawa 2013.
- Rosicki R., *Assessment of shale gas potential in Poland (2014)*, www.jdsupra.com/legalnews/assessment-of-shale-gas-potential-in-pol-79130 [18.06.2015].
- Rosicki R., *Commentary to the article by Prime Minister Donald Tusk concerning the proposal to create an energy union, which was featured in the Financial Times (A united Europe can end Russia's energy stranglehold, 21 April 2014)*, 2014, www.jdsupra.com/legalnews/commentary-to-the-article-by-prime-minis-17114 [18.06.2015].
- Rosicki R., *Pojęcie i definicje bezpieczeństwa energetycznego*, in: *Bezpieczeństwo energetyczne Polski w Unii Europejskiej – wizja czy rzeczywistość?*, ed. T.Z. Leszczyński, WSIZiA, Warszawa 2012.

- Rosicki R., *The notion of energy security in the European Union*, 2012, www.jdsupra.com/legalnews/the-notion-of-energy-security-in-the-eur-52748 [18.06.2015].
- Rutkowski M., *Gaz pojawia się i znika, czyli krótka historia szacowania zasobów węglowodorów niekonwencjonalnych w Polsce*, "Przegląd Geologiczny" 2013, Vol. 61, No. 1.
- Sofuł A., *Łupkowy szok poznawczy*, 2015, http://gazownictwo.wnp.pl/lupkowy-szok-poznawczy,253655_1_0_0.html [11.07.2015].
- Stan prac poszukiwawczych za gazem łupkowym – maj 2015 r.*, 2015, <http://infolupki.pgi.gov.pl/pl/stan-prac-poszukiwawczych/aktualnosci/stan-prac-poszukiwawczych-za-gazem-lupkowym-maj-2015-r> [15.06.2015].
- Turowski P., *Gaz łupkowy w Polsce – szanse, wyzwania i zagrożenia*, "Bezpieczeństwo Narodowe" 2013, No. 2. Vol. 26.
- Tusk D., *A united Europe can end Russia's energy stranglehold*, "Financial Times", 21.04.2014.
- Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., Dz.U. nr 54, poz. 348 ze zm.
- Waligórski M.A., *Polityka energetyczna państwa jako sektorowa polityka administracyjna*, "Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki" 2008, No. 4.
- Zestawienie prac rozpoznawczych za gazem z łupków – zakończonych i będących w trakcie, stan na dzień 04.05.2015 r.*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2015.

Nowa perspektywa bezpieczeństwa gazowego Polski

Streszczenie. *W tekście podjęta została problematyka bezpieczeństwa energetycznego na przykładzie bezpieczeństwa gazowego Polski. Zakres przedmiotowy analizy został sprowadzony do trzech głównych aspektów: (1) zasobów gazu ziemnego w Polsce w ogóle, (2) zasobów gazu niekonwencjonalnego w Polsce, (3) rozwoju krajowej infrastruktury gazowej. Dokonanie charakterystyki tych trzech elementów wskazywać może na „nową perspektywę bezpieczeństwa gazowego”, z którą możemy mieć do czynienia w Polsce w 2022 r.*

W celu uszczegółowienia podjętej problematyki bezpieczeństwa gazowego w tekście podjęto się odpowiedzi na następujące pytania: (1) W jakim zakresie potencjały zasobów gazu i rozwoju krajowej infrastruktury gazowej wpłyną na bezpieczeństwo energetyczne Polski?, (2) Jakie czynniki wpływają na niedostateczne wykorzystanie potencjału gazowego w Polsce?, (3) Czy zasadne jest założenie, że nowa „perspektywa bezpieczeństwa gazowego” wyeliminuje „czynniki polityczne” i „czynniki zewnętrzne” mające negatywny wpływ na obecny stan bezpieczeństwa energetycznego Polski?

Słowa kluczowe: *bezpieczeństwo energetyczne, bezpieczeństwo gazowe, polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne Polski*

Radosław Szczerbowski

Politechnika Poznańska
Instytut Elektroenergetyki
e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl
tel. 61 665 20 30

Rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego w kontekście dostępności paliw

Streszczenie. *W artykule przedstawiono problemy związane z rozwojem sektora elektroenergetycznego Polski. Przyszłość energetyki od wielu lat stanowi jeden z najważniejszych problemów w polityce krajowej. Związane jest to z troską sektora energetycznego o zapewnienie dostatecznych ilości energii w najbliższych latach. Problematyka bezpieczeństwa energetycznego podejmowana jest w wielu publikacjach i przez specjalistów z wielu dziedzin nauki. Eksperci z zakresu prawa, ekonomii, energetyki, ochrony środowiska starają się wskazać, które czynniki są istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego. Ma to szczególnie istotne znaczenie w perspektywie kilku najbliższych lat, a związane jest z faktem, że z krajowego systemu elektroenergetycznego wycofywane będą jednostki wytwórcze, które nie spełniają wymagań ochrony środowiska, oraz te mocno wyeksploatowane.*

Słowa kluczowe: *bezpieczeństwo energetyczne, energetyka, polityka energetyczna, system elektroenergetyczny, system paliwowy*

Wstęp

Aktualny stan bezpieczeństwa energetycznego w poszczególnych sektorach polskiej energetyki jest mocno zróżnicowany. W elektroenergetyce oraz ciepłownictwie, które oparte są na własnych zasobach węgla kamiennego i brunatnego, Polska jest samowystarczalna. W sektorze gazu oraz paliw płynnych w znacznej

mierze uzależniona jest od importu. W oparciu o bilanse paliwowo-energetyczne konieczne jest wypracowanie wieloletniej strategii energetycznej dla Polski, która uwzględni rosnące potrzeby odbiorców indywidualnych oraz przemysłowych, a jednocześnie zapewni bezpieczeństwo energetyczne. Dlatego od kilku lat podejmowane są próby określenia nowej strategii energetycznej, która z jednej strony uwzględniałaby potrzeby odbiorców, a z drugiej – odpowiadałaby na wyzwania z zakresu ochrony środowiska stawiane przez Unię Europejską. Z punktu widzenia Polski taka strategia powinna w znacznym stopniu zapewniać dużą samowystarczalność. Możliwa do zrealizowania strategia energetyczna powinna uwzględniać nasze zasoby naturalne, których głównym źródłem jest węgiel. Wykorzystanie tego paliwa powinno być oczywiście oparte na czystych i wysokosprawnych technologiach. Możliwe jest także zwiększenie wydobycia gazu z zasobów krajowych, w tym być może z ciągle słabo rozpoznanych złóż gazu łupkowego. Ogromne znaczenie będzie miało także wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza wiatrowych i opartych na przetwarzaniu biomasy, a prawdopodobnie mniejsze znaczenie będzie miała fotowoltaika. Jest to tym bardziej istotne, że zwiększony udział energii odnawialnych w bilansie energetycznym państw członkowskich popiera Unia Europejska. W wielu opracowaniach rozważa się także budowę elektrowni jądrowych.

Jak powszechnie wiadomo, nadrzędnym zadaniem państwa w odniesieniu do sektora energetycznego jest zapewnienie wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego jako:

- bezpieczeństwo dostaw, czyli zapewnienie ciągłości i jakości dostaw energii na poziomie wynikającym z potrzeb społecznych i gospodarczych; na poziomie krajowym oznacza to także ograniczenie uzależnienia od importu surowców energetycznych,
- bezpieczeństwo ekonomiczne, rozumiane jako zapewnienie, że ceny energii nie będą tworzyły bariery dla rozwoju gospodarczego i nie będą prowadziły do ubóstwa energetycznego,
- bezpieczeństwo ekologiczne, sprawiające, że produkcja energii nie będzie powodowała nadmiernego zanieczyszczenia środowiska i nieodwracalnych zmian (w tym wyczerpania zasobów)¹.

Bezpieczeństwo energetyczne zależy od wielu czynników, z których najważniejsze to:

- stopień zrównoważenia podaży i popytu na energię i paliwa,
- zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących krajowy bilans paliwowy,
- stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw,

¹ M. Wilczyński, *Zmierzch węgla kamiennego w Polsce*, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2013.

- stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji,
- stany zapasów paliw,
- uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i ich wyniki finansowe,
- stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, tj. zdolność do zaspokajania potrzeb energetycznych na szczeblu lokalnych społeczności².

Polityka klimatyczno-energetyczna UE wywiera ogromny wpływ na rozwój polskiej energetyki w perspektywie do 2050 r. Dotyczy to zarówno energetyki konwencjonalnej, energetyki odnawialnej, jak i w przyszłości energetyki jądrowej. Realizacja założeń Pakietu Energetycznego 3×20 oraz EU ETS (Europejski System Handlu Emisjami) wiąże się z koniecznością poniesienia przez energetykę ogromnych nakładów inwestycyjnych w dziedzinie modernizacji źródeł energetyki konwencjonalnej, w szczególności zaangażowania w technologie niskoemisyjne, promocji odnawialnych źródeł energii, rozważenia perspektywy rozwoju energetyki jądrowej oraz poprawy efektywności przemian energetycznych. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia spełnienia ostrych wymogów emisyjnych nowej dyrektywy IED³.

W kontekście spełnienia wymogów UE kluczowe wyzwania dla polskiej energetyki związane są z:

- niedostosowaniem technologicznym elektroenergetyki i ciepłownictwa pod względem osiągnięć emisyjnych,
- uzależnieniem elektroenergetyki i ciepłownictwa od węgla,
- złym stanem technicznym przestarzałych źródeł i sieci elektroenergetyki i ciepłownictwa,
- niewielkim zakresem wykorzystania OZE oraz brakiem energetyki jądrowej,
- niską efektywnością energetyczną w obszarze odbioru i użytkowania energii, a także źródeł wytwórczych i sieci elektroenergetycznych (średnia sprawność energetyczna bloków wytwórczych w Polsce wynosi ok. 35%, a sprawności nowych budowanych jednostek są na poziomie ok. 45%).

Opóźnienia modernizacji bloków energetycznych w zakresie instalacji odsiarczania spalin powodują, że niektóre bloki mogą być w niedalekiej przyszłości wyłączane z ruchu ze względu na przekroczenia emisji. Nowe, zaostrzone wymogi, wynikające z dyrektywy IED, mogą doprowadzić do tego, że wiele dotychczasowych inwestycji proekologicznych w energetyce okaże się chybionych i nie uchroni instalacji przed ponowną modernizacją lub wyłączeniami z ruchu.

² J. Malko, *Ogólne uwarunkowania bezpieczeństwa energetycznego w Polsce*, Materiały konferencji naukowo-technicznej „Bezpieczeństwo energetyczne Polski”, Warszawa 22.03.2013 r.

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych.

1. Strategie energetyczne

W ostatnich latach zagadnieniom strategii i planów rozwoju systemu energetycznego kraju poświęcono dużo uwagi. Temat ten pojawił się w wielu aktach prawnych, raportach, opracowaniach oraz materiałach konferencyjnych. Dokumenty, które przedstawiają problem rozwoju systemu energetycznego, to m.in.:

– Rządowe Centrum Studiów Strategicznych, Zaopatrzenie kraju w surowce energetyczne i energię w perspektywie długookresowej, Warszawa, 27 września 2004,

– Polityka energetyczna Polski do 2025 roku. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 4 sierpnia 2005 r.,

– Biuro Bezpieczeństwa Narodowego/Ministerstwo Obrony Narodowej, Strategia bezpieczeństwa narodowego Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa 2007,

– EnergSys., Raport 2030 „Wpływ proponowanych regulacji unijnych...”, Warszawa 2008,

– Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r.,

– Instytut na rzecz Ekorozwoju, Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Warszawa, kwiecień 2009,

– Zespół Doradców Strategicznych Prezesa R.M., Raport Polska 2030 („Raport Boniego”), Warszawa, wrzesień 2010,

– Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Skarbu Państwa, Informacja Rządu o aktualnej sytuacji i perspektywach polskiej energetyki, Warszawa, grudzień 2010 r.,

– Ministerstwo Gospodarki, Strategia innowacyjności i efektywności gospodarki, Warszawa 2011;

– Ministerstwo Środowiska, Ministerstwo Gospodarki, Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko”, Warszawa 2011,

– Ministerstwo Gospodarki, Mix energetyczny 2050. Analiza scenariuszy dla Polski, Warszawa 2011,

– Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych, Optymalny Mix energetyczny dla Polski do roku 2060, Warszawa 2013.

W kwietniu 2014 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie przyjęcia strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.”⁴ Celem Strategii jest rozwój nowoczesnego, przyjaznego środowisku sektora energetycznego, który będzie w stanie zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne.

⁴ http://strateg.stat.gov.pl/strategie_pliki/Strategia_Bezpieczenstwo_Energetyczne_i_Srodowisko.pdf [15.06.2014].

Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko (BEiŚ) obejmuje dwa istotne obszary: energetykę i środowisko oraz określa kluczowe reformy i niezbędne działania, które powinny zostać podjęte w perspektywie do 2020 r. Cele szczegółowe i kierunki Strategii to m.in.:

a) zrównoważone gospodarowanie zasobami środowiska, które ma być realizowane przez działania obejmujące:

- racjonalne i efektywne gospodarowanie zasobami kopalin,
- gospodarowanie wodami,
- zachowanie bogactwa i różnorodności biologicznej, w tym wielofunkcyjnej gospodarki leśnej, uporządkowanie zarządzania przestrzenią;

b) zapewnienie gospodarce krajowej bezpiecznego i konkurencyjnego zaopatrzenia w energię dzięki:

- wykorzystaniu krajowych zasobów energii i poprawie efektywności energetycznej,
- zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw importowanych surowców energetycznych,
- modernizacji sektora elektroenergetyki zawodowej, w tym przygotowaniu do energetyki jądrowej,
- wzrostowi znaczenia rozproszonych, w tym odnawialnych źródeł energii oraz rozwojowi energetycznemu obszarów podmiejskich i wiejskich;

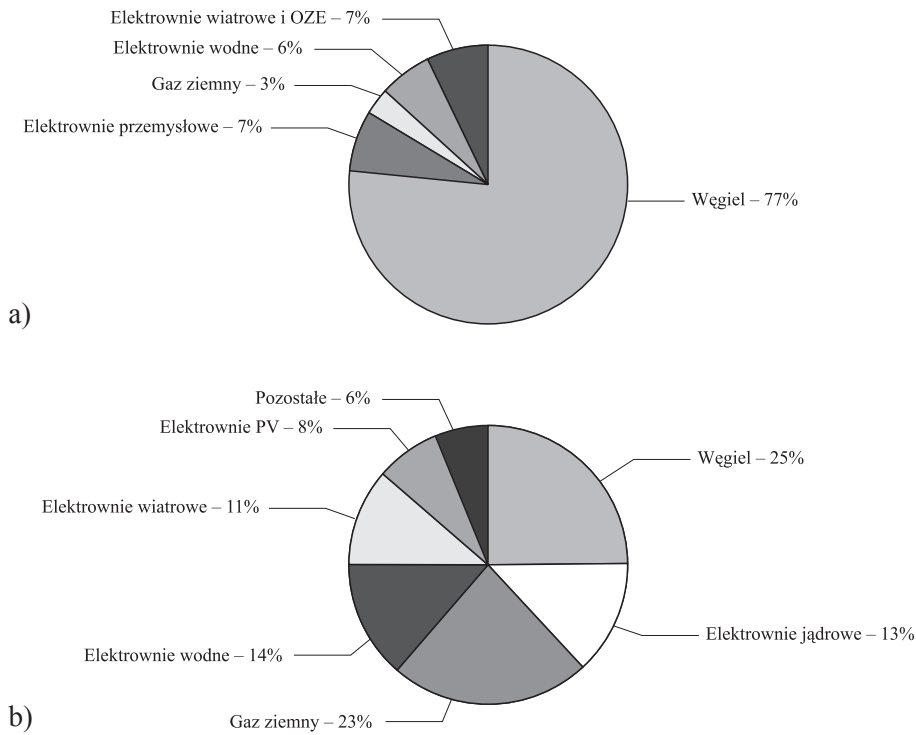
c) poprawa stanu środowiska poprzez:

- racjonalne gospodarowanie odpadami,
- ochronę powietrza, w tym ograniczenia oddziaływania energetyki,
- wspieranie nowych i promocję polskich technologii energetycznych.

W dokumentach Strategii znalazł się zapis, że do 2020 r. polska elektroenergetyka będzie opierać się przede wszystkim na węglu. Polska, dzięki znacznym złożom węgla w porównaniu z pozostałymi państwami UE, jest krajem bezpiecznym w kontekście produkcji energii elektrycznej i stosunkowo niskich kosztów jej wytwarzania.

Porównując strukturę mocy zainstalowanych w Polsce ze średnią dla Unii Europejskiej (rysunek 1) można zauważyć, że w naszym kraju dominującym paliwem jest węgiel. Miks energetyczny dla całej Unii Europejskiej przedstawia się o wiele bardziej korzystnie. Wykorzystanie wielu paliw i technologii pozwala jednocześnie na zapewnienie odpowiednich mocy wytwórczych, a także pozwala sprostać wymogom ochrony środowiska. Dywersyfikacja paliw jest też istotna z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego.

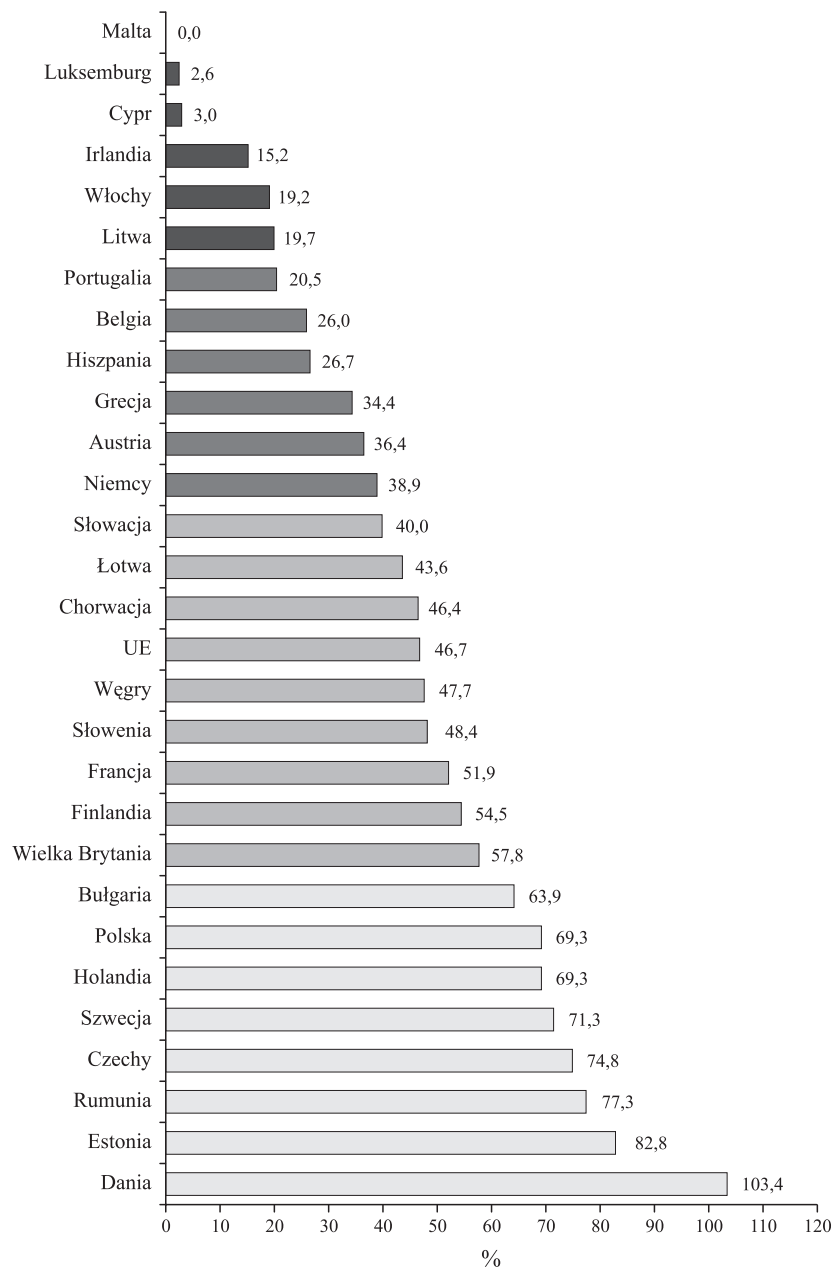
Z danych Eurostatu wynika, że w 2012 r. kraje Unii były uzależnione od importu surowców energetycznych i energii aż w 54%. Sytuacja Polski jest zdecydowanie korzystniejsza: nasze uzależnienie wynosi nieco ponad 30%, co plasuje nas w czołówce najbezpieczniejszych energetycznie państw UE. W mniejszym stopniu uzależnione są tylko Czechy, Estonia, Rumunia i Szwecja.



Rysunek 1. Struktura mocy zainstalowanej w Polsce (a) i w Europie (b) w 2012 r.

Źródło: dane Eurostatu.

W zdecydowanie gorszej sytuacji są natomiast największe unijne gospodarki. Uzależnienie od zewnętrznych surowców energetycznych w Niemczech wynosi 61%, we Francji 48,1%, w Wielkiej Brytanii 42,1%. Są także kraje uzależnione niemal całkowicie, jak Włochy, Belgia czy Hiszpania. Kraje o stosunkowo niskim poziomie energetycznego uzależnienia od importu bazują na swoich naturalnych paliwach kopalnych. Przykładem są tu Czechy, Estonia i Rumunia. Szwedzi opierają się na świetnie rozwiniętych odnawialnych źródłach energii, a Dania, jedyne państwo w UE w pełni energetycznie niezależne, korzysta z rodzimych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. Analiza danych zależności od importu paliw Unii Europejskiej w latach 1990-2010 oraz prognozy na lata 2020 i 2030 pokazuje, że Wspólnota w coraz większym stopniu staje się zależna od importu paliw. Przy czym w poszczególnych krajach wygląda to różnie (rysunek 2). Polska, dzięki temu, że prawie w 80% korzysta z węgla, jest jednym z krajów o wysokim stopniu niezależności. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego jest to bezspornie zaletą.



Rysunek 2. Poziom niezależności energetycznej krajów Unii Europejskiej

Źródło: dane Eurostat za 2012 r.

2. Plany rozwojowe konwencjonalnych źródeł wytwórczych oraz zasoby energetyczne paliw

Szacuje się, że prawie 1/3 bloków elektrowni zawodowych oraz ponad połowa elektrociepłowni i ciepłowni nie będzie w stanie spełnić warunków dyrektywy IED. Z tej liczby znaczna większość, ze względu na wiek, nie będzie także nadawała się do modernizacji, a koszty dostosowania ich do wymagań dyrektywy będą ogromne⁵. Istotne okaże się rozważenie kwestii, czy istniejące bloki energetyczne doposażyć w instalacje odsiarczania spalin, instalacje odazotowania oraz wysoko-sprawne filtry blokowe, czy też podjąć decyzję o wyłączeniu z eksploatacji.

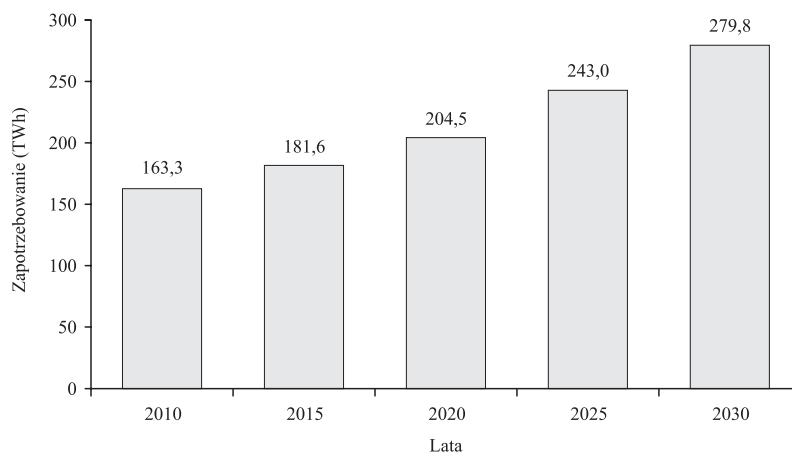
Należy przy tym podkreślić, że prawie połowa mocy elektrycznej krajowych elektrowni i elektrociepłowni to bloki eksploatowane powyżej 30 lat. Oznacza to, że konieczna będzie budowa nowych mocy wytwórczych. Przyrost nowych mocy powinien dotyczyć także elektrowni gazowych, które zapewniłyby elastyczną pracę systemu oraz prognozowanie grafików obciążeń.

Założenia rządowych dokumentów mówią, że, niezależnie od przyjętego wariantu rozwoju, zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce wzrośnie w ciągu pierwszego ćwierćwiecza XXI w. To z kolei najprawdopodobniej wymusi konieczność rozbudowy istniejących elektrowni opartych na węglu bądź też doprowadzi do znacznego zwiększenia importu energii. W Polityce energetycznej Polski do 2030 r. przyjęto, że poziom zainstalowanej mocy KSE w 2020 r. powinien kształtować się w granicach 44 GW, co oznacza wzrost o 7 GW. W tym samym dokumencie założono, że do 2020 r. planowane i prognozowane wycofania wytwórczych mocy brutto sięgną łącznie 7 GW (oprócz ponad 4 GW wymagających głębokiej modernizacji). Z tego zestawienia wynika konieczność budowy w ciągu najbliższych kilku lat nowych mocy wytwórczych o wartości 15 GW.

Malejące z roku na rok darmowe uprawnienia (z 70% w 2013 r. do zera w 2020 r.) zagwarantowano tylko dla tych elektrowni, które pracowały przed 31 grudnia 2008 r. Założono także, że nowe elektrownie o mocy powyżej 300 MW, które powstaną po 2014 r., powinny być przygotowane do procesu wychwytywania i składowania CO₂.

Wskaźnik udziału węgla jako wsadu energetycznego w polskiej elektroenergetyce wynosi 0,94 i jest porównywalny w UE tylko z Estonią i Grecją. Jest 3-krotnie wyższy w porównaniu z przodującymi gospodarkami UE. Jest to główny

⁵ A. Gajda, K. Melka, *Możliwości i zagrożenia w dostosowaniu sektora energetycznego do przyjętych przez Polskę zobowiązań i wymogów ekologicznych Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2008, t. 11, z. 1, s. 43-62; J. Sowiński, *Analiza wpływu na polski system energetyczny propozycji dyrektywy IED w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli*, „Polityka Energetyczna” 2010, t. 13, z. 2, s. 401-410.



Rysunek 3. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (TWh)

Źródło: A. Gajda, K. Melka, *Możliwości i zagrożenia w dostosowaniu sektora energetycznego do przyjętych przez Polskę zobowiązań i wymogów ekologicznych Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2008, t. 11, z. 1, s. 43-62.

powód wysokiej emisyjności naszej elektroenergetyki. Na koniec grudnia 2013 r. moc elektryczna zainstalowana w elektrowniach w KSE wyniosła 38 400 MW. Z tego 29 180 MW w zawodowych elektrowniach ciepłych, 2221 MW w zawodowych elektrowniach wodnych, 2561 MW w elektrociepłowniach przemysłowych i 3504 MW w OZE, natomiast produkcja energii elektrycznej ogółem wyniosła 162,5 TWh, w tym: 147,7 TWh w zawodowych elektrowniach ciepłych, 2,7 TWh w zawodowych elektrowniach wodnych, 9,1 TWh w elektrociepłowniach przemysłowych i 5,9 TWh w OZE⁶.

Według Urzędu Regulacji Energetyki plany inwestycyjne polskiej energetyki są następujące: w naszym kraju w latach 2014-2028 planuje się wybudowanie 18 GW nowych mocy, z czego 32,4% będą stanowić elektrownie węglowe, 22,11% elektrownie na gaz ziemny, a najwięcej, bo aż 40,12% – elektrownie wiatrowe.

Stąd, zdaniem URE, w obliczu planów inwestycyjnych w nowe moce Polsce nie grozi w najbliższych latach niedobór energii. Ryzyko blackoutu może się pojawić w okresach zimowych w latach 2014-2017, jednak braki w systemie mogą uzupełnić mniejsze jednostki o mocy poniżej 50 MW, których badanie URE nie objęło⁷.

⁶ Źródło: URE.

⁷ Ibidem.

3. Rozwój energetyki opartej na węglu

Polska ciągle ma dużą niezależność energetyczną, opartą na paliwie pierwotnym, jakim jest węgiel. W krajowym miksie energetycznym, który w najbliższych latach będzie się zmieniał, rola węgla będzie coraz mniejsza. Obecna struktura ma źródło historyczne, w którym dostęp do węgla kamiennego oraz brunatnego powodował, że oparto na nim prawie całą krajową energetykę. Przez kolejnych co najmniej 30 lat węgiel nadal będzie podstawowym źródłem paliwa dla naszej energetyki. Produkcja energii elektrycznej z tego paliwa wzrośnie o ok. 10%, jednak zużycie węgla kamiennego pozostanie na obecnym poziomie ze względu na poprawę sprawności nowych bloków wytwórczych. Zmaleje natomiast produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego.

Sytuacja w Polsce jest tym bardziej poważna, że już za kilkanaście lat w Adamowie, a za blisko 30 lat w innych odkrywkach węgla brunatnego (w Bełchatowie, Koninie i Turowie) wyczerpią się jego pokłady⁸. Można oczywiście próbować sięgnąć po nowe złoża w okolicy Legnicy i Gubina, ale wiązałoby się to z ogromnymi kosztami oraz problemami ze względu na brak akceptacji społecznej dla nowych odkrywek.

Obecne plany budowy elektrowni węglowych przedstawiono w tabeli 1.

4. Energetyka jądrowa

W polityce energetycznej Polski do roku 2030 znalazł się zapis o rozwoju energetyki jądrowej w naszym systemie energetycznym. Elektrownia jądrowa o mocy 3000 MW, której budowa byłaby ukończona dopiero ok. 2030 r., raczej nie złagodzi kryzysu energetycznego, który może nas dotknąć już znacznie wcześniej, bo w latach 2016-2018. Nawet po uruchomieniu nie będzie ona miała znaczącego wpływu na polski system energetyczny, którego moc w 2025 r. powinna przekroczyć 40 GW. Czy jednak należy definitywnie rezygnować z budowy bloku jądrowego i dalszego rozwoju tej technologii?

W wielu krajach, w których technologia jądrowa odgrywa znaczną rolę, planuje się dalszy rozwój i budowę nowych reaktorów jądrowych. Przykładem mogą być: Finlandia, Czechy czy Wielka Brytania. Budowa elektrowni jądrowej z pewnością będzie bardzo kosztowną inwestycją, ale będzie to inwestycja na 50-60 lat, bo taki jest przewidywany okres eksploatacji elektrowni jądrowych nowych

⁸ Z. Kasztelewicz, *Blaski i cienie górnictwa węglowego w Polsce*, „Polityka Energetyczna” 2012, t. 15, z. 4, s. 7-27.

Tabela 1. Realizowane i planowane elektrownie i elektrociepłownie w Polsce

Elektrownia / elektrociepłownia	Inwestor	Moc (MW)	Paliwo
Elektrownia Turów (blok nr 11)	PGE	430-450	węgiel brunatny
Elektrownia Opolo (bloki nr 5 i 6)	PGE	2 × 900	węgiel kamienny
Elektrownia Jaworzno	Tauron	910	węgiel kamienny
EC Tychy	Tauron	50	węgiel kamienny
Elektrownia Kozienice (blok nr 11)	Enea	900-1000	węgiel kamienny
Elektrownia Ostrołęka	Energa	1000	węgiel kamienny
Elektrownia Rybnik	EDF	900	węgiel kamienny (współspalanie z biomasą)
Elektrownia Północ w m. Rajkowy	Jacek Strzelecki (prezes zarządu) – 50,01%, Radwan Investments GmbH – 10%, Kulczyk Holding – 39,99%.	2 × 1000	węgiel kamienny
Elektrownia na terenie byłej kopalni Cieczott	Kompania Węglowa	ok. 1000	węgiel kamienny
Kopalnia Murcki-Staszic i Mysłowice-Wesoła	Katowicki Holding Węglowy	40-60 (każ- da z nich)	węgiel kamienny
Koksownia Przyjaźń w Dąbrowie Górniczej (blok energetyczny)	Koksownia Przyjaźń	71	gaz koksowniczy
Włocławek	PKN Orlen	463	gaz
Grudziądz (elektrownia gazowo-parowa)	Energa	420-600	gaz
Puławy	ZA Puławy i PGE Górnictwo i Energetyka	800-900	gaz
Elektrownia Kozienice – jedna z lokalizacji	Enea i PGNiG	800-900 (Kozienice)	gaz
Elektrownia Blachownia (nowy blok gazowy)	Tauron i KGHM Polska Miedź	800-910	gaz
Płock	PKN Orlen	596	gaz
ZE PAK (nowy blok parowo-gazowy w Elektrowni Konin)	ZE PAK	120	gaz
Zespół Elektrowni Dolna Odra – Elektrownia Pomorzany (nowy blok gazowo-parowy)	PGE	200-270	gaz
Lublin	PGE	135	gaz
Elektrownia Jaworzno III (nowy blok)	Tauron	50	biomasa
Elektrownia Stalowa Wola (nowy blok)	Tauron	50	biomasa
Elektrownia wodna na Wiśle	Energa	60-100	energia wody
Elektrownie jądrowe	PGE	2 × 3000	paliwo jądrowe

Źródło: www.pse.pl, Informacje o zasobach wytwórczych KSE [1.12.2014].

generacji. Ponadto elektrownia jądrowa, pracująca w podstawie obciążenia, poprawi stabilność systemu elektroenergetycznego, co w perspektywie znacznego rozwoju niestabilnych źródeł odnawialnych będzie z pewnością miało istotne znaczenie.

Rozwój energetyki jądrowej na świecie to nie tylko bloki o znacznych mocach, ale również próba budowy małych modułowych jednostek o niewielkich mocach. Bloki takie, w dalszej perspektywie, mogłyby zastępować wyeksploatowane elektrownie węglowe. Przykładem jest amerykański projekt elektrowni jądrowej z reaktorem mPower o mocy elektrycznej 160 MW. Do zalet tego reaktora można zaliczyć fakt, że może on bardzo szybko zmieniać moc wyjściową, tak by nadążyć za zmianami mocy w systemie elektroenergetycznym, a istniejące elektrownie jądrowe zazwyczaj pracują ze stałą mocą. Ponadto umieszczenie go pod ziemią sprawia, że ma niewielką, rzędu 300 m, strefę bezpieczeństwa i do jego budowy wystarczy teren starej elektrowni, bez ingerencji w budynki czy instalacje⁹.

5. Energetyka oparta na paliwie gazowym

Zeroemisyjna polityka klimatyczna przekłada się na plany inwestycyjne krajowych grup energetycznych, które przygotowują inwestycje w nowe moce wytwórcze oparte na gazie ziemnym. Tauron Polska Energia oraz KGHM Polska Miedź podjęły decyzję o pracach projektowych dotyczących budowy bloku o mocy 800-910 MW w Elektrowni Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu. Tauron prowadzi prace nad budową bloku gazowego o mocy 400 MW w Stalowej Woli i planuje budowę bloku gazowego o mocy elektrycznej 135 MW w Elektrociepłowni Katowice. Energa pracuje nad budową bloku gazowego o mocy 860 MW w Grudziądzu, a Polska Grupa Energetyczna planuje budowę dwóch bloków gazowych o mocach ok. 400-450 MW w Zespole Elektrowni Dolna Odra, prowadzi także prace przygotowawcze do budowy bloków gazowych w swoich elektrociepłowniach w Bydgoszczy i Gorzowie oraz rozważa budowę elektrowni w Gdańsku, gdzie mogą stanąć dwa bloki gazowe o mocy 400-450 MW każdy. Od dawna budowę bloku gazowego o mocy 400-450 MW we Włocławku zapowiada PKN Orlen, w KGHM Polska Miedź opracowano koncepcję budowy dwóch bloków gazowych o mocy po 45 MW. Budowę własnych źródeł gazowych rozważa także PGNiG. Na plany inwestycyjne grup energetycznych nakłada się z pewnością budowa gazoportu w Świnoujściu oraz perspektywy wydobycia gazu łupkowego w Polsce. Na chwilę obecną nie da się niestety odpowiedzieć na pytanie, jak duże

⁹ K. Samul, A. Strupczewski, G. Wrochna, *Małe Reaktory Modułowe SMR*, 2013, www.ncbj.gov.pl [15.02.2015].

w Polsce są złoża gazu łupkowego i ile gazu z nich będzie można opłacalnie wydobywać. Na te odpowiedzi trzeba będzie jeszcze poczekać.

Na pewno gaz łupkowy w Polsce nie będzie odgrywał tak dużego znaczenia jak w USA, ale spore znaczenie będzie miał gaz importowany z USA. Pozostaje jednak otwarte pytanie o cenę tego gazu – czy będzie on znacznie tańszy od rosyjskiego, czy też tylko nieznacznie wpłynie na obniżenie jego ceny na rynku europejskim. Spadające ceny gazu na rynkach międzynarodowych są instrumentem, który skłania do budowy elektrowni gazowych. Obecnie jednak eksploatacja elektrowni gazowych w Polsce i wielu krajach UE się nie opłaca. Cena tego surowca sprawia, że bloki energetyczne oparte na paliwie gazowym są drogie w eksploatacji. Zaletą jest natomiast stosunkowo niski koszt inwestycji oraz krótki czas budowy.

6. Zasoby energetyczne paliw

Wystarczalność zasobów węgla kamiennego szacuje się – według zasobów udostępnionych w czynnych kopalniach – na 28 lat; opierając się na zasobach udostępnionych i możliwych do udostępnienia w czynnych kopalniach – na 38 lat; przy zasobach przemysłowych, ocenianych na ok. 7,4 mld t, eksploatację można przedłużyć do 72 lat. Zdolności wydobywcze, które przed wdrożeniem programu restrukturyzacji kopalń węgla kamiennego określone były na ok. 140-145 mln t/r., obecnie ocenia się na ok. 105-110 mln t/r.

Pod względem posiadanych i nadających się do wykorzystania zasobów węgla brunatnego Polska należy do ścisłej czołówki światowej. Przy utrzymaniu wydobycia na poziomie ok. 60 mln t rocznie zasobów w udokumentowanych złożach wystarczy na ponad 200 lat. Zasoby w czynnych czterech kopalniach stanowią niespełna 15% udokumentowanych bilansowych zasobów tego paliwa. Pełne ich wykorzystanie może zapewnić utrzymanie wydobycia węgla na obecnym poziomie przez zaledwie ok. 20 lat, natomiast przez następne 20-25 lat następowałoby sukcesywne zmniejszanie wydobycia, aż do całkowitego jego zaniku.

Przy obecnym poziomie wydobycia zasoby gazu ziemnego starczą na ok. 30 lat. Udokumentowane złoża gazu ziemnego w Polsce oceniane są na ok. 120 mld m³ (w przeliczeniu na gaz o wartości opałowej 34,3 MJ/m³). Zakłada się, że wyczerpywanie istniejących zasobów będzie w przyszłości kompensowane nowo udokumentowanymi i zagospodarowanymi złożami, co ustabilizuje krajowe wydobycie na obecnym poziomie ok. 4 mld m³. Perspektywy odkrycia nowych zasobów istnieją przede wszystkim na Niziu Polskim (zasoby prognostyczne to ok. 650 mld m³). Na tym samym obszarze, gdzie odkryto ropę naftową, tzn. na

Szelfie Bałtyckim, według Petrobaltic rozpoznano złoża na ok. 10 mld m³. Całkowite zasoby na Szelfie szacowane są na ok. 100 mld m³¹⁰.

Możliwość wykorzystania wielu złóż jest ograniczona przez:

- uwarunkowania naturalne występowania złóż i stan ich bazy zasobowej (wyczerpywanie się możliwych do eksploatacji zasobów, niska jakość kopalin w niektórych złożach, brak perspektyw dla dokumentowania złóż niektórych kopalin),

- uwarunkowania ekonomiczne (opłacalność eksploatacji, posiadanie środków kapitałowych na budowę lub rozbudowę kopalń),

- wymagania ochrony krajobrazu i innych składników środowiska przyrodniczego,

- bariery związane z wykorzystaniem terenu i dostępnością złóż kopalin,

- istniejące lub planowane zagospodarowanie terenu, wykluczające możliwość podjęcia eksploatacji,

- prawa własności nieruchomości gruntowych, z którymi wiąże się prawo własności złóż, w szczególności eksploatowanych sposobem odkrywkowym,

- bariery społeczne (protesty, ruchy ekologiczne).

Można również wymienić warunki niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa surowcowego:

- zapewnienie możliwości pozyskiwania surowców ze źródeł krajowych: pierwotnych, wtórnych i odpadowych,

- zapewnienie stabilności dostaw surowców deficytowych ze źródeł pozakrajowych,

- racjonalne wykorzystanie użytkowanych surowców.

Podsumowanie

Dotychczasowa polityka energetyczna na poziomie europejskim oraz krajowym koncentruje się nadmiernie na aspektach klimatycznych, co ma negatywny wpływ na realizację podstawowych celów bezpieczeństwa energetycznego, niezależności energetycznej oraz przystępnych cen energii. Dochodzenie do odpowiedniego modelu energetyki będzie długim i trudnym procesem. Obecnie niezbędne jest podejmowanie działań zabezpieczających bezpieczeństwo energetyczne Polski w zakresie niezakłóconych dostaw tradycyjnych nośników energii, głównie gazu i ropy naftowej, poprzez ich dywersyfikację. Perspektywa deficytu energii powoduje, że już dziś trzeba się zastanawiać, czy i co budować. Wydaje

¹⁰ *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2013 r.*, Państwowy Instytut Geologiczny, Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2014.

się, że w obecnej sytuacji trzeba stawiać na górnictwo węgla kamiennego i brunatnego, a także na odnawialne źródła energii i na energetykę jądrową – bowiem każda forma energii będzie w naszym systemie energetycznym coraz bardziej potrzebna.

Niestabilne środowisko legislacyjne budzi wiele niejasności co do przyszłego kształtu regulacji energetycznych, a związany z tym niepewny rachunek ekonomiczny sprawia, że coraz częściej inwestorzy podejmują decyzję o zaniechaniu inwestycji w budowę nowych źródeł wytwórczych.

Dostęp do surowców mineralnych oraz możliwość ich wykorzystania obecnie i w przyszłości jest podstawowym warunkiem bezpieczeństwa gospodarczego kraju i jego zrównoważonego rozwoju. Zagrożeniem dla dostępności złóż jest planowanie innych inwestycji, zwłaszcza o znaczeniu ponadlokalnym, nie liczące się z faktem występowania złóż na terenie planowanej inwestycji.

Literatura

- A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, Bruksela 2011.
- Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2013 r.*, Państwowy Instytut Geologiczny, Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2014.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych, Dz.U. UE z 2010 r., nr L 334, s. 17-119.
- Dyrektywa 2008/1/WE z dnia 15 stycznia 2008 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC), Dz.U. UE z 2008 r., nr L 24, s. 8-29.
- Dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (LPC), Dz.U. WE z 2001 r., nr L 309, s. 1-21.
- Gajda A., Melka K., *Możliwości i zagrożenia w dostosowaniu sektora energetycznego do przyjętych przez Polskę zobowiązań i wymogów ekologicznych Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2008, t. 11, z. 1.
- Informacje i opracowania statystyczne: PSE S.A., URE, GUS i EUROSTAT.
- Kasztelewicz Z., *Blaski i cienie górnictwa węglowego w Polsce*, „Polityka Energetyczna” 2012, t. 15, z. 4.
- Malko J., *Ogólne uwarunkowania bezpieczeństwa energetycznego w Polsce*, Materiały konferencji naukowo-technicznej „Bezpieczeństwo energetyczne Polski”, Warszawa 22.03.2013 r.
- Paska J., *Ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności zasilania*, „Rynek Energii” 2013, nr 2.
- Polityka energetyczna Polski do roku 2030. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.
- Samul K., Strupczewski A., Wrochna G., *Małe Reaktory Modułowe SMR*, 2013, www.ncbj.gov.pl [15.02.2015].
- Sowiński J., *Analiza wpływu na polski system energetyczny propozycji dyrektywy IED w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli*, „Polityka Energetyczna” 2010, t. 13, z. 2.
- Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.*, Załącznik do uchwały nr 58 Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. (poz. 469), Warszawa 2014.
- Wilczyński M., *Zmierzch węgla kamiennego w Polsce*, Fundacja Instytut na Rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2013.

Development of the national power system in the context of fuel availability

***Abstract.** In this paper the author presented problems connected with the development of the Polish power system. The future of energy engineering is one of the most important problems in Polish policy. It is connected with the necessity of supplying a sufficient amount of energy in the coming years. Energy safety issues are discussed in many publications by various experts. Law, economic, energy, and environment preservation experts try to indicate factors that are important in the context of power engineering. It is particularly important in Poland because in the next few years the plants that do not meet environmental standards and those that are exploited will be withdrawn.*

***Keywords:** energy safety, power engineering, energy policy, power system, fuel system*

Robert Wróblewski

Politechnika Poznańska
Instytut Elektroenergetyki
e-mail: robert.wroblewski@put.poznan.pl
tel. 61 665 25 23

Znaczenie biomasy dla energetyki w Polsce

***Streszczenie.** Rosnące zapotrzebowanie na paliwa, ograniczone zasoby paliw kopalnych oraz uwarunkowania ekologiczne spowodowały wzrost zainteresowania odnawialnymi źródłami energii (OZE). Rozwój technologii wykorzystujących OZE wynika z mechanizmów wsparcia zapisanych w aktach prawnych. W warunkach polskich biomasa jest najbardziej znaczącym odnawialnym źródłem energii. W artykule przedstawiono wpływ aktów prawnych na rynek odnawialnych źródeł energii, w tym biomasy.*

***Słowa kluczowe:** polityka gospodarcza, biomasa, energetyka*

Wstęp

Biomasa, w tym głównie drewno, była podstawowym paliwem w epoce preindustrialnej (przed 1850 r.), służącym do zaspokajania potrzeb związanych z ogrzewaniem pomieszczeń, podgrzewaniem wody czy przygotowywaniem potraw. Węgiel drzewny wykorzystywano w metalurgii i kuziennictwie. Zapotrzebowanie na energię było wówczas stosunkowo niewielkie i do jego zaspokojenia wystarczające były zasoby dostępnej biomasy. Zastosowanie maszyny parowej, zastąpienie manufaktur produkcją przemysłową, a następnie wynalezienie silników spalinowych spowodowało coraz większe zapotrzebowanie na

paliwa. Odkrycie w tym czasie możliwości wykorzystania paliw kopalnych, które charakteryzowały się wyższą wartością opałową, łatwiejszym magazynowaniem i transportem, ograniczyło stosowanie drewna. Ciągłe postępujący rozwój cywilizacji stał się przyczyną rosnącego zapotrzebowania na energię i surowce. Z roku na rok zwiększa się wydobycie kopalin, w tym paliw kopalnych. Niestety zasoby tych paliw są ograniczone i pomimo odkrywania coraz to nowych złóż niewątpliwie kiedyś się wyczerpią. Według szacunków najszybciej nastąpi wyczerpanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a w dalszej perspektywie węgla. Ponadto spalanie na niespotykaną w przeszłości skalę paliw kopalnych jest przyczyną emitowania do atmosfery dwutlenku węgla (CO_2), który jest gazem cieplarnianym i przez część naukowców jest uważany za jedną z przyczyn zmian klimatycznych.

Wyczerpywanie złóż paliw kopalnych oraz konieczność sięgania po te trudniej dostępne powoduje wzrost cen tych surowców. Przesłanki ekologiczne stały się przyczyną powstania porozumienia zwanego protokołem z Kioto¹, który zobowiązuje poszczególne kraje do podjęcia kroków w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Biorąc pod uwagę rosnące koszty pozyskania surowców, w tym paliw kopalnych, oraz względy ekologiczne wprowadza się w przemyśle technologie o wyższej efektywności energetycznej. Jednym z priorytetów polityki energetycznej jest też promowanie stosowania odnawialnych źródeł energii (OZE)², w tym zastosowanie biomasy. Zainteresowanie biomasą jako paliwem wynika z przekonania, że można nią częściowo zastąpić kopalne nośniki energii. Ponadto spalanie biomasy charakteryzuje się zerowym współczynnikiem emisji CO_2 . Biomasa może być uprawiana na terenach wyłączonych z produkcji rolniczej (zdegradowanych przez przemysł, zalewowych itp.). Do celów energetycznych można pozyskać również odpady z leśnictwa i przemysłu drzewnego oraz odpadowe opakowania drewniane, a także słomę zbożową, z roślin oleistych i strączkowych oraz siano. Ze względu na specyfikę tego paliwa i problem z magazynowaniem większych jego ilości oraz małą opłacalnością transportu na znaczne odległości powinno ono być wykorzystywane w małych lokalnych ciepłowniach i elektrociepłowniach.

¹ Protokół z Kioto – traktat międzynarodowy uzupełniający Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (United Nations Framework Convention on Climate Change) i jednocześnie międzynarodowe porozumienie dotyczące przeciwdziałania globalnemu ociepleniu. Został wynegocjowany na konferencji w Kioto w grudniu 1997 r. Traktat wszedł w życie 16 lutego 2005 r.

² Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne”, Dz.U. nr 54, poz. 348 z późn. zm.; rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, Dz.U. nr 261, poz. 2187 z późn. zm.

1. Geneza rozwoju rynku biomasy

Przejawem dążeń polityków w Unii Europejskiej do zwiększenia udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych była dyrektywa 2001/77/WE³ i późniejsze jej zmiany. W dalszej konsekwencji pojawiły się zapisy w polskich aktach prawnych zmierzające do zwiększenia udziału energii odnawialnej. W wyniku wprowadzonych w 2004 r. zmian w Prawie energetycznym⁴ oraz opublikowania rozporządzenia o świadectwach pochodzenia⁵ został nałożony obowiązek produkcji pewnej, corocznie powiększanej ilości energii przy wykorzystaniu źródeł odnawialnych. Biorąc pod uwagę strukturę polskiego systemu wytwórczego, opartego głównie na technologii spalania węgla, w momencie wejścia w życie zobowiązań jedynym możliwym sposobem produkcji zielonej energii było zastosowanie współspalania biomasy w istniejących instalacjach. Coroczne zwiększanie udziału OZE w ogólnej produkcji energii wymusiło na wytwórcach współspalających biomasę zawieranie wieloletnich umów (nawet kilkunastoletnich) na jej dostawy. Powstały firmy zajmujące się obrotem i przeróbką biomasy. Współspalanie biomasy w kotłach energetycznych jest najprostszym sposobem wyprodukowania energii z odnawialnego paliwa. Niemniej ma ono szereg wad, związanych głównie z konstrukcją urządzeń projektowanych do eksploatacji na innym paliwie aniżeli biomasa. Wprowadzenie biomasy jako współspalanego paliwa powoduje m.in. obniżenie sprawności kotła energetycznego i zwiększenie zużycia energii na potrzeby własne⁶.

2. Obecne uwarunkowania prawne

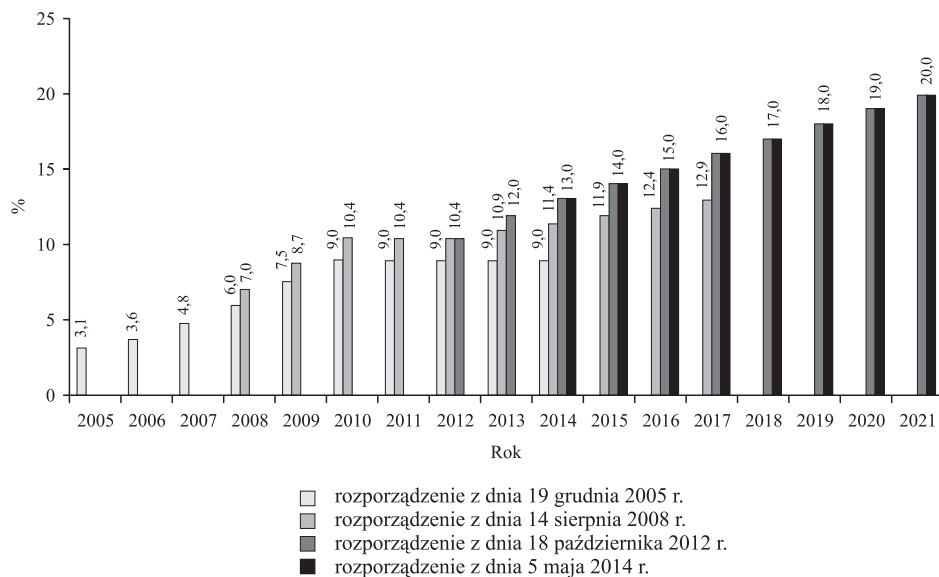
Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne właściwie co roku jest nowelizowana. Kilkakrotnie też wydawano nowe rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii

³ Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dz.U. z 2001 r., nr L 283.

⁴ Dz.U. z 2004 r., nr 91, poz. 875; Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska.

⁵ Dz.U. z 2005 r., nr 261, poz. 2187.

⁶ M. Ściążko, J. Zuwała, M. Pronobis, *Zalety i wady współspalania biomasy w kotłach energetycznych na tle doświadczeń eksploatacyjnych pierwszego roku współspalania biomasy na skalę przemysłową*, „Energetyka” 2006, nr 3.

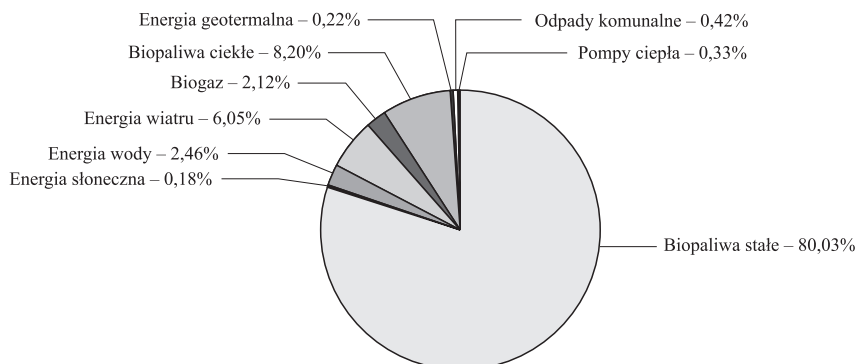


Rysunek 1. Wymagany udział energii wyprodukowanej z OZE w całkowitej ilości energii dostarczonej odbiorcom końcowym według poszczególnych rozporządzeń Ministra Gospodarki

Źródło: opracowanie własne.

oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. W rozporządzeniu tym zmianie uległa m.in. ścieżka dochodzenia do planowanego udziału energii odnawialnej w wyprodukowanej energii elektrycznej ogółem (rysunek 1). Ścieżki te stopniowo, wraz z kolejnymi rozporządzeniami, zakładały coraz szybsze tempo wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w produkcji energii elektrycznej. Początkowo zakładano dojście do piętnastoprocentowego udziału energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE w stosunku do energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym w roku 2020. Obecnie ten udział planowany jest na 19% w roku 2020 oraz 20% w roku 2021. Zmianie uległ również minimalny udział biomasy agro.

Według rozporządzenia z 2008 r. w instalacjach współpalających biomasę w 100% powinna być to tzw. biomasa agro, czyli biomasa pochodząca z upraw energetycznych lub odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, z wyłączeniem odpadów i pozostałości z produkcji leśnej, a także przemysłu przetwarzającego jej produkty. W rozporządzeniu z 2012 r. próg 100% biomasy agro został obniżony do 80% oraz 85% od roku 2018.



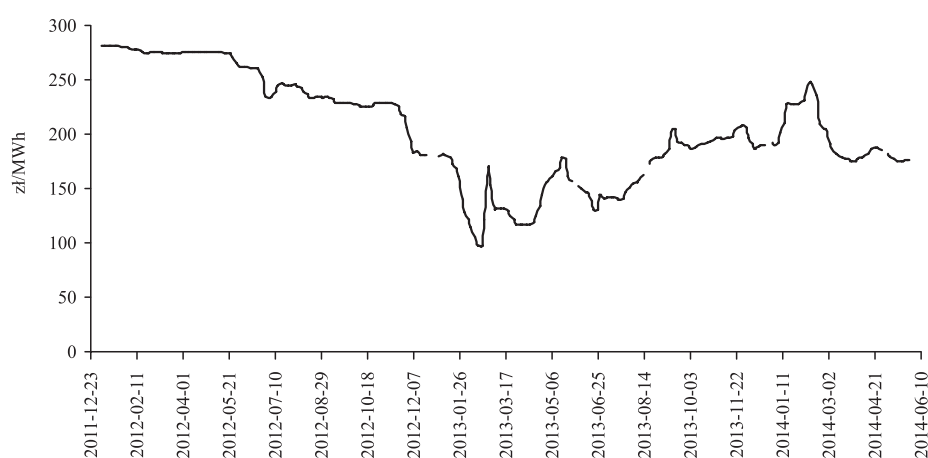
Rysunek 2. Udział poszczególnych nośników energii odnawialnej w łącznym pozyskaniu energii ze źródeł odnawialnych w roku 2013

Źródło: opracowanie własne.

Dla technologii hybrydowych, czyli układów wytwarzających energię elektryczną albo energię elektryczną i ciepło, w których w procesie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wykorzystywane są nośniki energii wytwarzane oddzielnie w odnawialnych źródłach energii i w źródłach energii innych niż odnawialne, pracujące na wspólny kolektor oraz zużywane wspólnie w tej jednostce wytwórczej do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła dla mocy powyżej 20 MWe, również obniżono obowiązujące progi udziału biomasy agro. Podobne obniżenie limitów jeśli chodzi o minimalny udział biomasy agro dotyczy układów dedykowanych wyłącznie biomase o mocy powyżej 20 MW.

Mimo obniżenia progów udziału biomasa w warunkach polskich pozostaje głównym źródłem OZE. Pozostałe odnawialne źródła mają zdecydowanie mniejsze znaczenie. Wynika to ze stosunkowo dużej lesistości, która osiąga poziom 30% powierzchni kraju, jak również z dość dużej ilości powierzchni uprawnych. Mimo nieznacznego, na przestrzeni lat 2008-2013, spadku udziału w tym zestawieniu z biopaliw stałych uzyskuje się ponad 80% energii odnawialnej. Energetyka wodna ze względu na nizinne położenie osiąga tylko 2-3% udziału. Rosnące znaczenie ma rozwijająca się energetyka wiatrowa, osiągając coroczne znaczące przyrosty mocy zainstalowanej. Jednakże w tym zestawieniu w roku 2013 uzyskała niewiele ponad 6% udziału wśród źródeł energii odnawialnej (rysunek 2). W pozyskaniu energii z OZE mają swój udział również biopaliwa ciekłe, które osiągnęły w 2013 r. poziom przekraczający 8%. Pozostałe technologie pozyskiwania energii odnawialnej nie zostały rozwinięte do tej pory i ilość wytwarzanej dzięki nim energii jest marginalna.

Do 2012 r. dominującą technologią o stale rosnącej produkcji było współspalanie. Od 2013 r. technologią wiodącą stała się energetyka wiatrowa. Spadek produkcji energii elektrycznej jest też widoczny w przypadku elektrowni na biomasę z instalacjami dedykowanymi wyłącznie do spalania tego paliwa. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest z jednej strony stale rosnąca liczba farm wiatrowych, a co za tym idzie produkcja energii z tych źródeł. Z drugiej strony – w roku 2012 pojawiła się nadpodaż świadectw pochodzenia zielonej energii, co spowodowało załamanie się ich cen (rysunek 3).



Rysunek 3. Notowania cen świadectw pochodzenia energii z OZE na Towarowej Gieldzie Energii

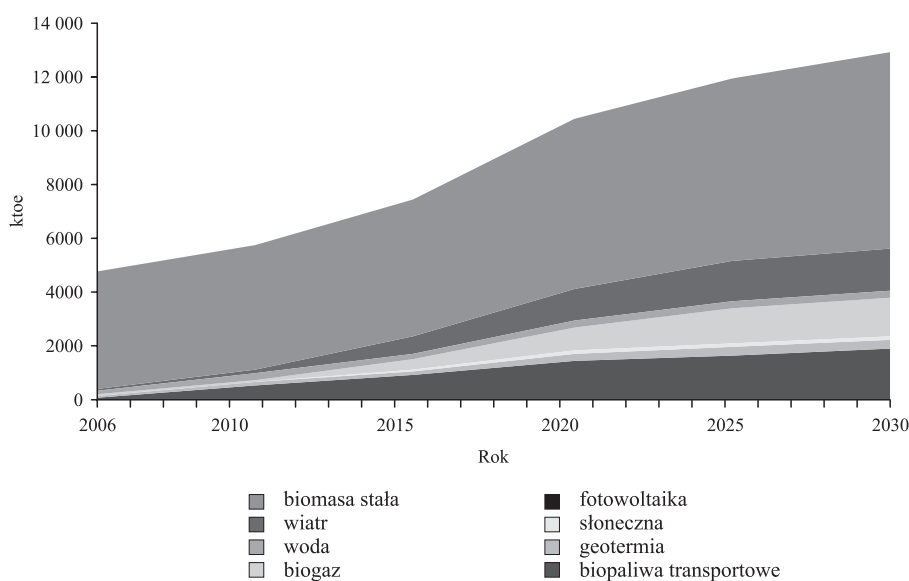
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ze strony <http://wyniki.tge.pl/wyniki/archiwum/> [1.07.2015].

Znaczny spadek cen spowodował zrywanie przez elektrownie umów z dostawcami biomasy i rezygnację z zakupu tego paliwa. Biomasa jako paliwo spalane i współspalane w konwencjonalnych elektrowniach parowych bez odpowiednio wysokiego wsparcia w postaci świadectw pochodzenia stała się paliwem zbyt drogim. Nieopłacalność produkcji z biomasy doprowadziła do ograniczenia produkcji energii elektrycznej w tej technologii. Sytuacja ta spowodowała pewne załamanie na rynku producentów biomasy, którzy, wychodząc naprzeciw rosnącemu zapotrzebowaniu na biomasę, inwestowali w urządzenia do jej przerobu. Uzyskane dofinansowanie na rozwój przedsiębiorstw z funduszy pomocowych UE wiąże się z koniecznością utrzymania stworzonych w ten sposób nowych miejsc pracy przez 5 lat. W związku z tym utrata z dnia na dzień odbiorcy biomasy powodowała szereg perturbacji finansowo-prawnych.

3. Polityka energetyczna Polski do roku 2030 a biomasa

Dalszy rozwój produkcji energii z odnawialnych źródeł jest jednym z priorytetów Polityki energetycznej Polski do roku 2030. Według założeń tego dokumentu wspierane będzie zrównoważone wykorzystanie poszczególnych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych. W zakresie wykorzystania biomasy szczególnie preferowane będą rozwiązania najbardziej efektywne energetycznie, m.in. z zastosowaniem różnych technik jej zgazowania i przetwarzania na paliwa ciekłe, w szczególności biopaliwa II generacji. Docelowo zakłada się wykorzystanie biomasy przez generację rozproszoną. Poza tym główne kierunki polityki energetycznej to:

- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- osiągnięcie w 2020 r. 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych oraz zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji,



Rysunek 4. Zapotrzebowanie na energię z OZE w podziale na rodzaje energii

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Polityka energetyczna Polski do roku 2030, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r., www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf [20.02.2015].

– ochrona lasów przed nadmiernym eksploataowaniem w celu pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem.

Na rysunku 4 przedstawiono przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię odnawialną. Według tych prognoz biomasa będzie ciągle głównym odnawialnym źródłem energii. Poza biomasą znaczny przyrost udziału w pokrywaniu zapotrzebowania na energię z OZE będzie miała energetyka wiatrowa, biogazownie oraz biopaliwa transportowe.

Podsumowanie

W warunkach polskich biomasa jest najbardziej znaczącym źródłem OZE. Pozyskiwane jest z niej ok 4/5 energii odnawialnej. W przypadku produkcji energii elektrycznej z biomasy wytwarzana jest co trzecia kilowatogodzina energii z OZE. Zastąpienie części paliw kopalnych biomasą powoduje obniżenie emisji CO₂, gdyż jej spalanie charakteryzuje się zerowym bilansem tego związku. Ponadto wykorzystywanie energii chemicznej biomasy zamiast energii chemicznej paliw kopalnych powoduje oszczędność tych drugich. W przyszłości dostęp do paliw, takich jak ropa naftowa, gaz, a w dalszej perspektywie także węgiel, będzie ograniczony, więc stosowanie paliw alternatywnych powoduje zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Należy pamiętać, że biomasa jest paliwem stosunkowo drogim i budzącym sporo kontrowersji, zwłaszcza jeśli chodzi o wspieranie współspalania. Z jednej strony lobby energetyczne usiłuje utrzymać ten sposób poprawiania rentowności elektrowni. Z drugiej – ten sposób utylizacji biomasy jest mało efektywny (obniżenie sprawności kotła, zwiększenie potrzeb własnych, transport paliwa na znaczne odległości). Ponadto biomasa, mimo że jest paliwem odnawialnym, ma jednak ograniczoną podaż. Z tego względu powinno się ją wykorzystywać w instalacjach o dużej efektywności energetycznej. Taki kierunek wykorzystania gwarantuje uzyskanie większych ilości energii użytecznej z jednostki paliwa. W naszym systemie energetycznym zwiększa się ilość instalacji wytwarzających energię wyłącznie z biomasy. Wprowadzanie tych instalacji jest uwarunkowane promującymi takie rozwiązania aktami prawnymi. W związku z powyższym nasuwają się następujące pytania: jaka będzie przyszłość biomasy i innych odnawialnych źródeł energii w związku ciągle zmieniającymi się aktami prawnymi (nową ustawą o OZE)? Czy faktycznie biomasa trafi do generacji rozproszonej, jak to jest zapisane w polityce energetycznej Polski, co spowodowałoby lokalne wykorzystanie jej zasobów i ograniczenie zużycia paliw kopalnych (emisji CO₂) na jej transport? Czy też nadal główną technologią będzie

współspalanie? Wprowadzanie nowych technologii wytwarzania energii w oparciu o biomasę, w tym instalacji zintegrowanych z jej zgazowaniem, gwarantowałyby wysoką efektywność wykorzystania tego paliwa.

Literatura

Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dz.U. z 2001 r., nr L 283.

Energia ze źródeł odnawialnych w 2013 r., GUS, Warszawa 2014.

<http://wyniki.tge.pl/wyniki/archiwum> [20.02.2015].

Polityka energetyczna Polski do roku 2030, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r., www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf [20.02.2015].

Protokół z Kioto – traktat międzynarodowy uzupełniający Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (United Nations Framework Convention on Climate Change) i jednocześnie międzynarodowe porozumienie dotyczące przeciwdziałania globalnemu ociepleniu. Został wynegocjowany na konferencji w Kioto w grudniu 1997 r. Traktat wszedł w życie 16 lutego 2005 r., Dz.U. z 2005 r., nr 203, poz. 1684.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, Dz.U. nr 261, poz. 2187 z późn. zm.

Ściążko M., Zuwała J., Pronobis M., *Zalety i wady współspalania biomasy w kotłach energetycznych na tle doświadczeń eksploatacyjnych pierwszego roku współspalania biomasy na skalę przemysłową*, „Energetyka” 2006, nr 3.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. nr 54, poz. 348 z późn. zm.

Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska, Dz.U. nr 91, poz. 875.

www.ure.gov.pl.

The importance of biomass for energy in Poland

Abstract. *The growing demand for fuel, the limited resources of fossil fuels and environmental concerns have increased interest in renewable energy sources. The development of systems using renewable energy sources is due to the support mechanisms enshrined in legislation. In Polish conditions, biomass is the most significant source of renewable energy. The paper presents the impact of legislation on the market of renewable energy sources, including biomass.*

Keywords: *economic policy, biomass, energetics*

**Lista recenzentów współpracujących z czasopismem
„Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu”**

**(List of reviewers collaborating with
“The Poznan School of Banking Research Journal”)**

dr inż. Justyna Adamska – *Uniwersytet im. A. Mickiewicza w Poznaniu*
dr hab. Agnieszka Alińska – *Szkoła Główna Handlowa w Warszawie*
prof. Artem Bardas PhD – *National Mining University, Dnipropetrovsk, Ukraine*
prof. dr hab. Ewa Maria Bogacka-Kisiel – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Jan Borowiec – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Grażyna Borys – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Stanisław Czaja – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Waldemar Czternasty – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
dr hab. inż. Anna Beata Cwiąkała-Malys – *Uniwersytet Wrocławski*
dr hab. Waldemar Dotkuś – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
dr hab. Józef Dziechciarz – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Teresa Famulska – *Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach*
prof. dr hab. Beata Filipiak – *Uniwersytet Szczeciński*
dr Donald Finlay PhD – *Coventry University Business School, United Kingdom*
prof. dr hab. Stanisław Flejterski – *Uniwersytet Szczeciński*
prof. dr hab. Jan Głuchowski – *Wyższa Szkoła Bankowa w Toruniu*
dr Klaus Haberich – *Franklin University, USA*
prof. Ing. Eva Horvátová PhD – *Ekonomická univerzita v Bratislave, Slovensko*
prof. Arvind K. Jain PhD – *Concordia University, Canada*
prof. dr hab. Krzysztof Jajuga – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
dr hab. Maria Jastrzębska – *Uniwersytet Gdański*
prof. dr hab. Andrzej Kaleta – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Andrzej Kiepas – *Uniwersytet Śląski w Katowicach*
dr hab. Krzysztof Klincewicz – *Uniwersytet Warszawski*
prof. dr hab. inż. dr h.c. Jan Koch – *Politechnika Wroclawska*
dr hab. Bożena Kołosowska – *Uniwersytet Mikołaja Kopernika*
prof. dr hab. Adam Kopiński – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. inż. Dorota Elżbieta Korenik – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Stanisław Korenik – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Maria Kosek-Wojnar – *Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie*
doc. Ing Peter Krištofik PhD – *Univerzita Mateja Bela v Banskej Bystrici, Slovensko*
dr hab. Aleksandra Kuzior – *Politechnika Śląska*
prof. dr hab. Teresa Krystyna Lubińska – *Uniwersytet Szczeciński*
dr hab. Krzysztof Łobos – *Wyższa Szkoła Bankowa we Wrocławiu*
dr Berenika Marciniak – *Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości*
prof. dr hab. Bogdan Marciniak – *Uniwersytet im. A. Mickiewicza w Poznaniu*
prof. dr hab. Henryk Mruk – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
dr Tony Muff – *University of Northampton, United Kingdom*
prof. dr hab. Jerzy Niemczyk – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
dr hab. Bartłomiej Nita – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Edward Nowak – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*

-
- prof. dr hab. Adam Nowicki – *Politechnika Częstochowska*
prof. dr hab. Walenty Ostasiewicz – *Wyższa Szkoła Zarządzania „Edukacja” we Wrocławiu*
prof. dr hab. Kazimierz Pająk – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
dr hab. Zbigniew Pastuszek – *Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie*
prof. dr hab. Kazimierz Perechuda – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Bogusław Pietrzak – *Szkoła Główna Handlowa w Warszawie*
dr hab. Wojciech Piotr – *Wielkopolska Wyższa Szkoła Społeczno-Ekonomiczna w Środzie Wielkopolskiej*
dr hab. Marzanna Poniatowicz – *Uniwersytet w Białymstoku*
prof. dr hab. Wiesława Przybylska-Kapuścińska – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
prof. dr hab. Andrzej Rączaszek – *Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach*
prof. dr hab. Wanda Ronka-Chmielowiec – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Ireneusz Rutkowski – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
dr Leo V. Ryan, C.S.V. – *DePaul University Chicago, USA*
dr hab. Henryk Salmonowicz – *Akademia Morska w Szczecinie*
dr hab. Maria Smejda – *Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach*
dr hab. Jadwiga Sobieska-Karpińska – *Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa im. Witelona w Legnicy*
prof. dr hab. Bogdan Sojkin – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
prof. dr hab. Jerzy Sokołowski – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Tadeusz Sporek – *Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach*
dr hab. Edward Stawasz – *Uniwersytet Łódzki*
dr hab. Rafał Szczepaniak – *Uniwersytet im. A. Mickiewicza w Poznaniu*
dr hab. Beata Świecka – *Uniwersytet Szczeciński*
dr hab. Bogusław Walczak – *Uniwersytet Szczeciński*
dr Christopher Washington PhD – *Franklin University, USA*
dr hab. Jan Wiśniewski – *Wyższa Szkoła Bankowa w Gdańsku*
dr hab. dr h.c. inż. Tadeusz Zaborowski – *Politechnika Poznańska*
dr hab. Ewa Ziemba – *Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach*
prof. dr hab. Marian Żukowski – *Katolicki Uniwersytet Lubelski Jana Pawła II*

**Recenzenci „Zeszytów Naukowych
Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu”
nr 58-65 za rok 2015**

**(Reviewers of “The Poznan School of Banking
Research Journal”
issues 58-65 of the year 2015)**

dr hab. Agnieszka Alińska – *Szkoła Główna Handlowa w Warszawie*
dr hab. Krzysztof Kasprzak – *Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu*
dr Elżbieta Kicka – *Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie*
prof. dr hab. inż. Dorota Elżbieta Korenik – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
dr hab. Jacek Kotus – *Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu*
dr hab. Elżbieta Kowalczyk – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
dr hab. inż. Marzena Kramarz – *Politechnika Śląska*
dr hab. Piotr Kwiatkiewicz – *Wojskowa Akademia Techniczna im. Jarosława Dąbrowskiego
w Warszawie*
dr hab. inż. Monika Łada – *Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie*
dr hab. Zbigniew Matyjas – *Uniwersytet Łódzki*
prof. dr hab. Jerzy Niemczyk – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
dr hab. Agnieszka Niezgoda – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
prof. dr hab. Edward Nowak – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*
prof. dr hab. Kazimierz Pająk – *Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu*
prof. dr hab. Bogusław Pietrzak – *Szkoła Główna Handlowa w Warszawie*
dr hab. Beata Pluta – *Akademia Wychowania Fizycznego im. Eugeniusza Piaseckiego w Poznaniu*
dr hab. Tomasz Sahaj – *Akademia Wychowania Fizycznego im. Eugeniusza Piaseckiego w Poznaniu*
dr hab. Bogusław Walczak – *Uniwersytet Szczeciński*
dr hab. Alina Zajadacz – *Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu*
prof. dr hab. Czesław Zajac – *Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu*

Wymogi edytorskie Wydawnictwa WSB w Poznaniu

Tekst

- kompletny, w postaci 1 wydruku oraz na płycie CD (w formacie *.doc lub *.rtf)
- pozbawiony fragmentów pozwalających zidentyfikować autora, np. *Jak wskazałem w pracy...* należy zastąpić formą bezosobową: *Jak wskazano w pracy...*

Układ tekstu

- imię i nazwisko autora, stopień/tytuł naukowy, afiliacja
- telefon, e-mail, adres • tytuł pracy • spis treści (w przypadku książki) • streszczenie w języku polskim (maksymalnie do 1000 znaków ze spacjami) • słowa kluczowe (maksymalnie 8 słów) • wstęp • tekst główny • zakończenie (wniosek) • bibliografi a • tytuł pracy, streszczenie i słowa kluczowe w języku angielskim

Objętość

- artykuł – do 1 arkusza wydawniczego wraz z rysunkami i tabelami (ok. 22 stron)
- książka – według umowy wydawniczej

Marginesy – 2,5 cm z każdej strony

Numeracja stron – ciągła w obrębie całej publikacji, u dołu strony

Tekst główny

- czcionka Times New Roman z polskimi znakami, 12 pkt
- odstęp między wierszami – 1,5 pkt
- wyróżnienia – pismem półgrubym
- słowa obcojęzyczne – kursywą
- nazwiska użyte po raz pierwszy – pełne imię i nazwisko, kolejne przywołanie – samo nazwisko
- skróty – za pierwszym razem pełny termin, a skróty w nawiasie; dalej – tylko skróty, np. *jednostki samorządu terytorialnego (JST)*
- liczby do 4 cyfr – bez spacji i kropek (5000, a nie: 5.000 czy 5 000), a powyżej 5 cyfr – ze spacjami co 3 cyfry, licząc od prawej (5 000 000, a nie: 5.000.000)
- w liczbach dziesiętnych – przecinek, nie kropka (z wyjątkiem tekstów angielskich)

Cytaty

- poprzedzone wprowadzeniem (np. *Jak zauważył Jan Kowalski...*)
- ujęte w cudzysłowie, bez kursywy, dokładnie przytoczone
- opuszczenia fragmentu cytowanego tekstu – zaznaczone za pomocą nawiasu kwadratowego: [...]
- wtrącenia własne w cytatach – opatrzone inicjałami autora: [moje – X.Y.]

Przypisy

- umieszczone u dołu strony (nie w tekście w nawiasach)
- przy kolejnych powołaniach – łacińskie sformułowania i skróty (op. cit., ibidem, idem, eadem)

Przykłady przypisów

- wydawnictwa zwarte:
 - ♦ autor lub kilku autorów:
 - ¹ P. Pioterek, B. Zieleniecka, *Technika pisania prac dyplomowych*, wyd. 3 zm., Wyd. WSB w Poznaniu, Poznań 2004, s. 9.
 - ♦ praca zbiorowa:
 - ¹ *Przemiany we współczesnej gospodarce światowej*, red. E. Oziewicz, PWE, Warszawa 2006, s. 20-28.

- ♦ artykuły lub rozdziały w pracy zbiorowej:

¹ A. Michalewicz, *Systemy informacyjne wspomagające logistykę dystrybucji*, w: *Logistyka dystrybucji*, red. K. Rutkowski, Difin, Warszawa 2001, s. 102-123.

- wydawnictwa ciągłe (artykuły w czasopismach lub gazetach)

¹ K. Strzyżewska, *Zarządzanie dostawami*, „Logistyka a Jakość” 2008, nr 3-4, s. 31-32.

² W. Orłowski, *Wielki wybuch, czyli giełdy w panice*, „Gazeta Wyborcza”, 13 października 2008 r., s. 3.

- materiały internetowe i elektroniczne (w nawiasie pełna data korzystania ze strony WWW)

¹ H. Arndt, *Globalisation*, „Pacific Economic Paper” 1998, No. 27, www.crawford.anu.edu.au/pdf/pep/pep-275.pdf [17.05.2008].

² NBPortal.pl. Portal wiedzy ekonomicznej [CDROM], edycja Banknot, NBP, Warszawa 2005.

- prace niepublikowane

¹ W. Balicki, *Bezrobocie a długookresowa stagnacja transformacyjna* [praca niepublikowana], [b.m.] 2003 [wydruk komputerowy].

- akty prawne

¹ Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym, t.j. Dz.U. z 2001 r., nr 142, poz. 1591.

² Ustawa z dnia 19 listopada 1999 r. Prawo działalności gospodarczej, Dz.U. nr 101, poz. 1178 z późn. zm.

Ilustracje

- edytowalne, wyłącznie czarno-białe,
- rysunki, wykresy i schematy – w plikach źródłowych (*.xls lub *.cdr)
- zdjęcia – w plikach źródłowych (najlepiej *.tif), rozdzielczość min. 300 dpi
- opatrzone numerem oraz źródłem (np. *opracowanie własne*)
- pozbawione napisów: półgrubych, wersalikami, białych na czarnym tle, czarnych wypełnień, dodatkowych ramek
- z odwołaniem w tekście (np. *zob. rys. 1*, a nie: *zob. rysunek poniżej/powyżej*)
- z objaśnieniem użytych skrótów
- z pisemną zgodą na przeniesienie praw autorskich

Tabele

- ponumerowane, opatrzone tytułem oraz źródłem (np. *opracowanie własne*)
- z odwołaniem w tekście (np. *zob. tab. 1*, a nie: *zob. tabela poniżej/powyżej*)
- każda rubryka wypełniona treścią
- skróty użyte w tabeli – objaśnione pod nią
- z pisemną zgodą na przeniesienie praw autorskich

Wzory matematyczne

- przygotowane w programie Microsoft Equat on 3.0
- poprawnie zapisane potęgi i indeksy
- zmienne – kursywą, liczby i cyfry – pismem prostym
- znak mnożenia to: · lub × (nie gwiazdka czy „iks”)
- pisownia jednostek – według układu SI
- symbole objaśnione pod wzorem

Bibliografia

- pozbawiona numeracji
- uporządkowana alfabetycznie według nazwisk autorów i tytułów prac zbiorowych

The WSB Press Instructions for Authors Submitting Their Contributions in English

General requirements

- only complete submissions are accepted – a single printed copy and an electronic source file saved to a CD (*.doc or *.rtf format)
- ensure your text contains no phrases by which your authorship could be identified, e.g. *In my 2008 book on African Voodoo I pointed out...* is not allowed and should be replaced with e.g. *John Smith's 2008 book on African Voodoo indicates...*

Text layout

- author's first and last name, scientific degree/title, organization/institution (if applicable) • phone number, e-mail address, mailing address • title of book/paper • contents (books only) • summary in English (up to 1000 words including spaces) • keywords in English (up to 8 words) • introduction • body text • conclusion (findings, recommendations) • bibliography/references • title of book/paper, summary and keywords in Polish

Size limit

- for a single paper – the limit is 40 000 characters (around 22 pages, 1800 characters per page) including tables and figures
- for books – as specified in the publishing contract

Margins: 2.5 cm each margin

Page numbering: continuous throughout the text, using Arabic numerals, placed at the bottom of the page (footer)

Body text

- typeface: Times New Roman, 12 pts
- line spacing: 1.5 line
- highlights or emphasis: apply bold print
- foreign (non-vernacular) words and expressions: in italics
- people's names: give the full name (including all given names and the last name) at first mention; for any further reference – quote the last name only
- abbreviations and acronyms: when first used, give the complete phrase (name), including its abbreviation in brackets, e.g. *Information and Communication Technology (ICT)*; onward – use the abbreviation only
- numbers consisting of up to 4 digits: use no thousands separator (5000 rather than 5,000 or 5 000); numbers including 5 or more digits – insert space every three digits starting from the right (5 000 000 rather than 5,000,000)
- decimal fractions should be separated by points (2.25)

Citations

- preceded by an introductory phrase (e.g. *John Smith notes that...*)
- must be quoted verbatim and enclosed in double quotation marks (inverted commas) – no italics; for citations within citations, use single marks
- omissions in cited text should be marked with parentheses [...]
- phrases interposed by the author within cited text should be followed by author's parenthesized initials – [J.S.]

References

- placed at the bottom of the page (footnotes) rather than within body text or as endnotes
- when making further references to the same source – use Latin terms and abbreviations, such as *op. cit.*, *ibidem*, *idem*, *eadem*, etc.

References – examples

- books:
 - ♦ by single or multiple authors:
 - ¹ W.R. Lane, K.W. King, T. Reichert, *Kleppner's advertising procedure*, 18th ed., Upper Saddle River, Pearson Prentice Hall, New Jersey 2011, p. 43.
 - ♦ edited books:
 - ¹ *Multinational Firms. The Global-Local Dilemma*, eds. J.H. Dunning, J.L. Mucchielli, Routledge, London – New York 2002, pp. 345-346.
 - ♦ papers or chapters in edited books:
 - ¹ W. Cornwall, *The rise and fall of productivity growth*, in: *The Capitalist Economies. Prospects for the 1990s*, ed. J. Cornwall, Edward Elgar, Aldershot – Brookfield 1991, pp. 40-62.
- periodicals (journal and newspaper articles)

¹ J. Bughin, J. Doogan, O. Vetvik, *A new way to measure word-of-mouth marketing*, "McKinsey Quarterly" 2010, No. 2, pp. 113-116.

² P. Spenner, K. Freeman, *To keep your customers, keep it simple*, "Harvard Business Review" May 2012, pp. 108-114.

- online and electronic sources (for Internet sources, include date source was retrieved)

¹ H. Arndt, *Globalisation*, "Pacific Economic Paper" 1998, No. 27, www.crawford.anu.edu.au/pdf/pep/pep-275.pdf [accessed May 17, 2008].

² NBPortal.pl. Portal wiedzy ekonomicznej [CD-ROM], edycja Banknot, NBP, Warszawa 2005.

- unpublished work

¹ W. Balicki, *Bezrobocie a długookresowa stagnacja transformacyjna* [unpublished], [month missing] 2003 [computer script].

² A. Lindqvist, *The Saving Behavior of Households* [doctoral dissertation], The Stockholm School of Economics, Stockholm 1981 [computer manuscript].

- legislation

¹ Council Directive 90/365/EEC of 28 June 1990 on the right of residence for employees and self-employed persons who have ceased their occupational activity.

² Act of 4 February 1994 on Copyright and Related Rights, Journal of Laws No. 24, item 83, as later amended.

Artwork and graphics

- editable, in black and white only, with no shading
- drawings, graphs and diagrams must be supplied in their native electronic formats (*.xls or *.cdr)
- photographs – supply source files (preferably, *.tif); minimum resolution: 300 dpi
- number all graphical components consecutively using Arabic numerals
- for any artwork that has already been published elsewhere, indicate the original source (otherwise state e.g. *Source: own*)
- apply no lettering in white against a black background, whether in bold or italics, and no black fills or excess frames
- if the figure is referenced in the text, use its number rather than terms such as "above" or "below" (e.g. *cf. Fig. 1, not: see figure above/below*)
- provide an explanation of any abbreviations and symbols used
- copyrighted work must be supplied along with the original author's consent to the publication

Tables

- numbered consecutively and consistently using Arabic numerals
- including a caption (title) and a reference to the source of data (e.g. *Author's own research*)
- identify any previously published material by giving the original source
- when referencing the table in the text, use its number rather than expressions such as "above" or "below" (e.g. *cf. Table 1, not: see table above/below*)
- with no blank cells
- any abbreviations used must be expanded below the table
- for any copyrighted material, attach the original author's written permission

Mathematical formulas

- processed using Microsoft Equation 3.0
- special attention should be given to the correct placement of any sub- or super-scripts
- variables – written in italics; numbers and digits – in normal font style
- use "." or "x" only as the multiplication sign (rather than e.g. an asterisk or an "x")
- quantities should be represented in SI units only
- any symbols must be explained below the formula

Bibliography

- add no numbering
- all items should be arranged alphabetically by authors' last names or titles of edited books rather than in their order of appearance in the text