

Konrad Hennig

Krajowa własność technologii wytwarzania energii jako czynnik składowy bezpieczeństwa energetycznego Polski

Bezpieczeństwo energetyczne każdego kraju jest uzależnione od takiego ukształtowania bilansu energetycznego, aby gwarantował on najwyższą odporność na: ataki z zewnątrz (rozproszenie instalacji wytwórczych), awarie (opanowanie technologii) oraz zaburzenia dostaw źródeł energii (niezależność lub dywersyfikacja źródeł i kanałów transportu). W praktyce politycznej bezpieczeństwo energetyczne bywa często rozumiane jedynie jako niezależność energetyczna, czyli maksymalizacja wykorzystania źródeł energii pozyskiwanych na własnym terytorium. Oparcie krajowego bilansu energetycznego na dostępnych w danym kraju źródłach energii pierwotnej jest z pewnością pierwszym krokiem odpowiedzialnej polityki energetycznej. Nie mniej istotne, a często pomijane, jest wykorzystywanie własnych technologii pozyskania źródeł oraz wytwarzania energii. Wobec rosnącego znaczenia wyzwań ekonomicznych i technologicznych w rywalizacji mocarstw zagadnienia bezpieczeństwa energetycznego stają się istotnym elementem debaty publicznej. Można wyróżnić cztery elementy składowe bezpieczeństwa energetycznego: 1) niezależność pozyskiwania źródeł energii; 2) stabilność sieci elektroenergetycznej i przesyłu paliw; 3) dywersyfikacja zagranicznych kierunków dostaw surowców energetycznych i źródeł wytwarzania energii na terenie kraju; 4) niezależność technologiczna, czyli krajowa własność technologii wytwarzania energii, na której autor skoncentrował się w niniejszym artykule.

Stopień niezależności energetycznej – obliczony jako udział energii wytworzonej z krajowych źródeł w całości zużytej energii – prezentuje się następująco dla pięciu wybranych państw UE (tab. 1).

Tab. 1. Stopień niezależności energetycznej dla wybranych państw (dane z 2014 r.).

Kraj	Zużycie energii ogółem (w tys. toe)	Pozyskanie energii ogółem (w tys. toe)	Stopień niezależności energetycznej (współczynnik proporcji)
Niemcy	306 753	120 713	0,393519
Hiszpania	114 559	35 101	0,306401
Francja	242 642	137 128	0,565145
Wlk. Brytania	179 421	108 236	0,603252
Polska	94 018	67 326	0,716097

Źródło: Opracowanie własne za: „Energy Balances of OECD Countries”, IEA.

Polska wykazuje się wysokim stopniem niezależności energetycznej, co wynika z proporcjonalnej do potrzeb polskiej gospodarki eksploatacji węgla kamiennego i brunatnego oraz wydobycia gazu ziemnego, pokrywającego ok. 30 proc. krajowego zapotrzebowania. *Najważniejszym pozyskiwanym nośnikiem energii jest węgiel kamienny (60,6% w 2015 r.). Drugim pod względem wielkości wydobycia nośnikiem był węgiel brunatny z udziałem wynoszącym 17,9%. Udział gazu ziemnego w pozyskaniu wyniósł 5,4%, ropy naftowej 1,4%, a pozostałych, w znacznej mierze odnawialnych nośników energii, 14,7%. Z kolei (...) najważniejszym zużywanym nośnikiem był węgiel kamienny z udziałem wynoszącym 39,5%. Udział ropy naftowej wyniósł 25,1%, a gazu ziemnego 14,0%. Węgiel brunatny stanowił 11,6% zużytej energii, a pozostałe nośniki 9,8%*¹. Czy w związku z tym można uznać z satysfakcją, że jako kraj Polska ma zapewniony podstawowy poziom bezpieczeństwa energetycznego?

Być może na tak postawione pytanie byłoby możliwe udzielenie odpowiedzi twierdzącej przy perspektywie ujęcia statystycznego. Należy jednak mieć świadomość, że bezpieczeństwo to nie stan, ale zbiór diachronicznych procesów. Zmienność zjawisk w czasie, szczególnie wobec ich złożoności i wzajemnej współzależności, wymusza uwzględnienie dynamiki stojących przed rządami wyzwań oraz zagrożeń. Procesy widziane dzisiaj w małej skali mogą w perspektywie niedługiego czasu rosnąć geometrycznie, zagrażając stabilności systemu elektroenergetycznego czy paliwowego. Z wielką ostrożnością należy pochodzić do złudnego optymizmu płynącego z dotychczasowych doświadczeń funkcjonowania systemu elektroenergetycznego opartego na spalaniu węgla.

W polityce rządowej duży nacisk kładzie się w ostatnich latach na dywersyfikację dostaw paliw płynnych (zwłaszcza gazu), podczas gdy polski system elektroenergetyczny cierpi na wyjątkowo niską elastyczność pięciu podstawowych obszarów regulujących pracę tego systemu: 1) sterowania dostawami; 2) sterowania zapotrzebowaniem; 3) magazynowania; 4) starzejących się sieci oraz 5) konstrukcji rynków hurtowego, bilansującego i detalicznego². To powoduje, że ten system jest narażony na utratę stabilności dynamicznej (ryzyko obniżenia napięcia: *brown-out*, ryzyko odcięcia napięcia: *black-out*) na skutek niezbilansowania ilości energii wyprodukowanej w danym czasie z ilością energii przetworzonej w odbiornikach i utraconej podczas przesyłu. Elastyczność systemu elektroenergetycznego w Polsce jest ograniczona przez brak zarówno połączeń międzynarodowych, magazynów energii, jak i krajowej rezerwy mocy, którą można dysponować. Instalacje węglowe stanowiące bazę w produkcji prądu są częściowo elastyczne, ale ich wygaszanie wiąże się z wysokim ryzykiem uszkodzeń i awarii, a praca w pełnej ich mocy jest uzależniona od dostęp-

¹ *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2014 i 2015*, Warszawa 2016, http://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/4/11/1/gospodarka_paliwowo_energetyczna_2014_2015.pdf [dostęp: 12 VI 2017].

² I. Kielichowska, E. Haesen, T. Sach, *Flexibility Tracker Country Report Poland*, <http://www.leonardo-energy.org/resources/503/flexibility-tracker-country-report-poland-5814f41cb7050> [dostęp: 12 VII 2017].

ności wody chłodzącej. Najwyższą elastyczność wykazują instalacje gazowe, które są wykorzystywane tylko w segmentach ciepłownictwa, skojarzonej kogeneracji komunalnej i przemysłowej. Instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne są zależne wyłącznie od pogody i nie jest możliwe dysponowanie nimi zgodnie z potrzebami Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Wzrost udziału tych dwóch instalacji w miksie energetycznym prowadzi do dalszego nabrzmiewania problemu niskiej elastyczności systemu. Wyłącznie elektrownie szczytowo-pompowe, nieliczne w Polsce, mają wysoką elastyczność (reakcja w ciągu 2–3 minut) oraz możliwość magazynowania energii. Tym bardziej dziwi zawieszenie pod koniec lat 80. XX w. budowy Elektrowni Wodnej Młoty (750 MW), a następnie sprzedanie jej Électricité de France. Nieukończona elektrownia wróciła wraz z końcem 2017 r. w ręce Polskiej Grupy Energetycznej S.A., więc można się spodziewać przeprowadzenia w najbliższym czasie analizy opłacalności jej dokończenia. Jediną alternatywną lokalizacją umożliwiającą budowę elektrowni o porównywalnej skali jest zwałowisko zewnętrzne Pola Szczerców przy Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów. Obecnie w Polsce działa sześć elektrowni szczytowo-pompowych: 1) Żarnowiec; 2) Porąbka-Żar; 3) Żydowo; 4) Solina; 5) Dychów oraz 6) Niedzica. Łącznie są w stanie magazynować 10 GWh, a ich moc zainstalowana wynosi 1700 MW.

Podobnie jak kilka dekad temu elastyczność polskiego systemu elektroenergetycznego jest uzależniona od stopni zasilania, a więc elastyczności odbiorców energii elektrycznej, a nie jej wytwórców. Wprowadzenie odpłatnego ograniczania poboru prądu przez wybranych odbiorców DSR (*Demand Side Response*)³ pozwoli wyłącznie na ominięcie kosztu politycznego wprowadzenia stopni zasilania (w połowie 2018 r. umowy DSR zostały podpisane na ok. 500 MW⁴), ale nie zmieni dotychczasowej logiki. Co więcej, (...) *sieci przesyłowe są wiekowe i obciążone: ponad 80% sieci 220 kV, 56% sieci 400 kV oraz 34% podstacji ma ponad 30 lat; również w przypadku sieci dystrybucyjnych ich przeciętny wiek to ponad 30 lat*⁵. Podstawą konstrukcji rynku zakupów energii przez odbiorców hurtowych są kontrakty terminowe i zakupy Rynku Dnia Następnego. Polska jest dopiero w przededniu zróżnicowania cen dla okresów szczytu i nizin poboru mocy, a za ich pośrednictwem sterowania zapotrzebowaniem na prąd odbiorców przemysłowych.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego przez zwiększanie elastyczności sieci elektroenergetycznej wymaga wdrożenia całego szeregu rozwiązań technologicznych, realizacji inwestycji o wartości kilkudziesięciu miliardów złotych i aktualizacji uregulowań prawnych. Dzięki przedsiębiorstwom technologicznym, które starają się zainteresować decydentów swoimi produktami i rozwiązaniami informatycznymi, zwiększa się świadomość powyższych potrzeb. Ścisłe powiązania branży energetycznej z przemysłem i konieczność odpowiadania na zapotrzebowania

³ Odpłatne ograniczanie poboru prądu przez dużych odbiorców.

⁴ <https://www.pse.pl/uslugi-dsr-informacje-ogolne> [dostęp: 8 VI 2018].

⁵ *Elastyczność w energetyce – wyzwania stojące przed Polską*, <http://nowa-energia.com.pl/2017/03/30/elastycznosc-w-energetyce-wyzwania-stojace-przed-polska/> [dostęp: 20 VII 2017].

gospodarki stwarza nadzieję, że zaniedbania trzech ostatnich dekad uda się odrobić szybciej, niż w przypadku modernizacji technicznej Sił Zbrojnych RP.

Niezależność energetyczna i stabilność sieci elektroenergetycznej to jednak nie wszystko. Nie mniej ważna dla bezpieczeństwa energetycznego jest dywersyfikacja krajowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Struktura polskiego bilansu energetycznego jest pokłosiem decyzji podjętych w czasach komunizmu przez decydentów radzieckich. W 1990 r. produkcja prądu była oparta w 98 proc. na spalaniu węgla w elektrowniach zawodowych i elektrociepłowniach, a w 2 proc. na elektrowniach wodnych. Węgiel kamienny stanowił wówczas źródło prawie 70 proc. energii konwencjonalnej, a brunatny niemal 30 proc. Pomimo korzystania z własnego surowca, nie była to sytuacja optymalna z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu. Jak w przypadku każdej monokultury, cały krajowy system elektroenergetyczny był narażony na ryzyko zmian w jednym sektorze (czyli w sektorze węglowym), związanych ze wzrostem cen surowca bądź wdrożeniem unijnej polityki antywęglowej. Udział węgla w produkcji prądu ograniczono obecnie do 86 proc., część pozostałych 14 proc. stanowi współspalanie biomasy w instalacjach węglowych. Gospodarka energetyczna wciąż nie może pochwalić się proporcjonalnie zdywersyfikowanym bilansem energetycznym, w którym udział poszczególnych 4–5 źródeł wynosiłby 15–30 proc., co wydaje się być sytuacją optymalną.

Kształtowanie się krajowych bilansów energetycznych było na całym świecie wynikiem wieloletnich procesów, na które wpływało wiele endo- i egzogenicznych czynników. Odmienne uwarunkowania poszczególnych państw skutkowały wytworzeniem się diametralnie różnych proporcji udziału energii odnawialnej, jądrowej, węglowej czy gazowej. Najistotniejszą rolę w powstawaniu miksu energetycznego danego kraju odgrywało ukształtowanie powierzchni tego kraju, jego zasoby wodne, zasoby paliw kopalnych, sytuacja geopolityczna i stopień rozwoju technologicznego. W konsekwencji zarówno bilans energii pierwotnej, struktura wytwarzania energii elektrycznej oraz wykorzystanie paliw w sektorze komunalno-bytowym mogą różnić się znacznie nawet pomiędzy bardzo podobnymi i sąsiadującymi ze sobą państwami, gdyż wystarczy różnica jednego czynnika, aby diametralnie zaburzyć proporcje udziału poszczególnych źródeł energii.

Struktura wytwarzania energii elektrycznej dla danego kraju jest względnie trwałą, co jest związane z tym, że procesy intencjonalnego przechodzenia na inne źródła energii trwają latami, np. cykl planowania i budowy jednej elektrowni konwencjonalnej to 5–12 lat, jej budowa pochłania ogromne koszty kapitałowe, a w przypadku zmiany bilansu kraju średniej wielkości należy zbudować co najmniej kilka takich elektrowni. Przechodzenie na inne źródła energii jest zazwyczaj motywowane odkryciem na terenie danego państwa bardziej efektywnych źródeł energii, np. rozpoczęciem eksploatacji nieznanych wcześniej zasobów kopalni lub wypracowaniem nowej technologii (bądź rezygnacji ze stosowanej technologii) w związku z katastrofami naturalnymi czy antropogenicznymi). W przypadku większości zmian nowe źródła zamiast zastępować dotychczasowe, uzupełniały wzrastające zapotrzebowanie gospodarki na energię

elektryczną. Przykładem wprowadzania intencjonalnych zmian są Japonia⁶ i Niemcy, które podjęły decyzję stopniowego wygaszenia elektrowni atomowych do 2022 r. Wydaje się, że polska transformacja energetyczna nie będzie tak rewolucyjna, a wykorzystywanie nowego źródła wytwarzania będzie wynikało z zaspokajania rosnącego popytu. Otwartym pytaniem pozostaje, jakie źródło będzie wybrane przez polski rząd (do tego pytania autor powróci w podsumowaniu niniejszego tekstu).

Z ekonomicznego punktu widzenia bilans energetyczny jest funkcją dostępności i kosztu wytworzenia energii. W przypadku Polski dostępność poszczególnych źródeł energii można podzielić na trzy segmenty (tab. 2).

Tab. 2. Dostępność źródeł energii w Polsce.

Poziom dostępności	Źródło wytwarzania energii
Dostępność wysoka	węgiel kamienny i brunatny, biopaliwa stałe i ciekłe (odpady stałe roślinne i zwierzęce, odpady przemysłowe stałe i ciekłe, odpady komunalne, biogaz z wysypisk śmieci i oczyszczalni ścieków), energia geotermalna
Dostępność średnia	gaz ziemny (w tym łupkowy), energia wiatru
Dostępność niska	ropa, energia wody, energia jądrowa, energia promieniowania słonecznego

Źródło: Opracowanie własne autora.

Pod względem technicznych kosztów wytworzenia energii poszczególne źródła prezentują się następująco (tab. 3).

Tab. 3. Jednostkowe koszty techniczne wytworzenia energii w Polsce (zł/MWh) w latach 2012–2015.

Źródło energii	2012	2013	2014	2015
Węgiel brunatny	139,7	134,6	134,9	130,4
Woda	186,2	153,0	170,5	164,2
Węgiel kamienny	212,5	199,3	183,9	172,3
Wiatr	208,0	222,1	227,8	210,9
Gaz ziemny	303,1	372,2	261,0	241,2
Biomasa	446,1	405,6	361,6	367,9

Źródło: Opracowanie własne za: Z. Kasztelewicz, A. Tajduś, T. Słomka, *Węgiel brunatny to paliwo przyszłości czy przeszłości?*, w: *Węgiel brunatny gwarantem bezpieczeństwa energetycznego* (materiały pokonferencyjne), Kraków 2016, s. 237.

⁶ W Japonii po kilku latach od katastrofy w Fukushima można zauważyć stopniowe odchodzenie od tak radykalnych decyzji, zob. J. Malko, *Energetyka japońska. Jak radykalna transformacja?*, „Energetyka” 2013, nr 6; także http://www.cire.pl/pliki/2/energ_japonska.pdf [dostęp: 18 VIII 2017].

Z powyższych danych wynika, że w Polsce czynniki ekonomiczne premiąją wykorzystanie węgla brunatnego, kamiennego i energii wody, a wpływają na ograniczenie stosowania gazu ziemnego i biomasy. W polskim miksie energetycznym nie występuje energia jądrowa, a energia słoneczna i geotermalna jest obecna w śladowych ilościach, gdyż użytkowanie tych dwóch źródeł powoduje podwyższenie kosztów wytworzenia. Kryteria ekonomiczne nie są jednak decydujące przy podejmowaniu decyzji politycznych. Powinny być oczywiście brane pod uwagę ze względu na spadek międzynarodowej konkurencyjności energochłonnych sektorów gospodarki przy wysokich cenach energii, ale polityka energetyczna państwa musi uwzględniać również inne czynniki, a nie tylko efektywność ekonomiczną. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego istotne są czynniki geograficzne i technologiczne: dostępność źródeł energii oraz opanowanie przez krajowy przemysł technologii wytwarzania z nich prądu. O niezależności energetycznej nie można mówić na podstawie samego tylko posiadania źródeł energii (kopalnych lub odnawialnych), ale dopiero po uwzględnieniu posiadania przez przedsiębiorstwa i instytucje naukowo-badawcze danego kraju know-how całego cyklu projektowania obiektów wydobywczych i wytwórczych oraz produkcji maszyn i urządzeń służących do wydobycia i wytwarzania energii elektrycznej.

Krajowe przedsiębiorstwa – zarejestrowane, płacące podatki, prowadzące działalność produkcyjną i badawczo-rozwojową w danym kraju, znajdujące się w rękach państwa bądź obywateli danego kraju – w przypadku Polski mają zdolność całkowicie samodzielnej realizacji projektów wydobywczych kopalni znajdujących się w konwencjonalnych złożach na terytorium kraju: węgla kamiennego, brunatnego, ropy i gazu ziemnego oraz energii geotermalnej. Polska jest ważnym producentem kolektorów słonecznych (ogrzewanie wody użytkowej w sektorze komunalno-bytowym) i coraz lepiej radzi sobie z rozwojem własnych technologii w energetyce wiatrowej (również zlokalizowanej na morzu), choć najistotniejsze elementy (turbina wiatrowa i generator) wciąż pochodzą od zagranicznych dostawców. W mniejszym stopniu opanowaliśmy technologię wytwarzania energii elektrycznej. Pomimo że Polska ma zdolności produkcyjne instalacji bazujących na węglu kamiennym, brunatnym i energii wody, to duże inwestycje były w ostatnich latach niejednokrotnie realizowane przez firmy zagraniczne bądź konsorcja firm krajowych i zagranicznych – najważniejsze technologie dostarczał Siemens, Hitachi Mitsubishi oraz General Electric. Zastawienie najważniejszych modernizacji i inwestycji w instalacje wytwarzania obrazuje tab. 4.

Tab. 4. Wykonawcy wybranych inwestycji w moce wytwórcze.

Rok realizacji	Inwestor	Lokalizacja	Wykonawca
1	2	3	4
1995–2004	Elektrownia Wodna Żarnowiec S.A.	Żarnowiec	system WDPF 2 firmy Westinghouse, system Compass firmy Brüel&Kjær, system HydroScan firm MCM i IRIS, Automatyczny System Technicznej Kontroli Zapór od firmy Budokop Sp. z o.o.
2013–2017	PKN Orlen SA	Elektrociepłownia Przemysłowa Włocławek	blok gazowo-parowy od konsorcjum General Electric i SNC Lavalin
2012–2014	Jastrzębska Spółka Węglowa SA	Koksownia Przyjaźń w Dąbrowie Górniczej	generalny wykonawca: Energoinstal; turbozespół na gaz koksowniczy firmy Siemens
2011–2013	KGHM Polska Miedź SA	EC Głogów EC Polkowice	bloki gazowo-parowe firmy Energoinstal
2004–2011	PGE S.A.	Elektrownia Bełchatów	blok nadkrytyczny na węgiel brunatny konsorcjum firm General Electric, Alstom i Rafko
2014–2017	Spółka Energetyczna Jastrzębie SA	EC Zofiówka	kogeneracyjny blok fluidalny CFB od konsorcjum Energoinstal S.A. (80 proc.) i Przedsiębiorstwa Budownictwa Ogólnego Skobud (20 proc.)
2013–2017	PGE S.A.	EC Gorzów Wielkopolski	blok gazowo-parowy od konsorcjum firm Siemens Sp. z o.o. oraz Siemens Industrial Turbomachinery AB
2012–2017	Enea S.A.	Elektrownia Kozienice	blok na węgiel kamienny o parametrach nadkrytycznych od konsorcjum Polimex-Mostostal i Hitachi Power Europe
2015–2018	Fortum	EC Zabrze	blok kogeneracyjny na paliwo alternatywne, węgiel i biomasę; inżynier kontraktu ILF Consulting Engineers; kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym od firmy Amec Foster Wheeler; turbozespół wraz z generatorem oraz systemem wymienników ciepłowniczych od Doosan Škoda Power; zewnętrzny układ podawania węgla i paliwa alternatywnego od BMH Technology; konstrukcje stalowe od firmy Mostostal Zabrze; roboty budowlane świadczone przez Budimex SA

1	2	3	4
2014–2019	PGE S.A.	Elektrownia Turów	blok na węgiel brunatny od konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (55,38 proc.), Budimex (22,31 proc.) oraz Tecnicas Reunidas (22,31 proc.)
2014–2019	PGE S.A.	Elektrownia Opole	konsorcjum firm Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa. Blok ultra nadkrytyczny firmy General Electric; dwa kotły BP firmy Rafako; generatory i turbiny parowe na parametry ultrakrytyczne, kotły, systemy pomocnicze elektrowni oraz instalacje ochrony środowiska od firmy Alstom
2014–2019	Tauron S.A.	Elektrownia Jaworzno	konsorcjum Rafako (99,99 proc.) i Mostostal Warszawa (0,01 proc.); turbina firmy Siemens
2014–2016	Zakłady Azotowe Kędzierzyn	EC Kędzierzyn-Koźle	kompletna instalacja kogeneracyjna od firmy Rafako
2012–2019	Tauron S.A. PGNiG Termika	EC Stalowa Wola	w 2016 r. zerwano kontrakt z generalnym wykonawcą, hiszpańską firmą Abener Energia; turbina gazowa General Electric oraz turbozespół parowy Skoda Power; budowę w formule EPCM (Engineering Procurement Construction Management) dokończy konsorcjum Zakładów Pomiarowo-Badawczych Energetyki Energopomiar i Energoprojekt-Katowice
2017–2020	PGNiG Termika	EC Żerań	kogeneracyjny blok gazowo-parowy od konsorcjum firm Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, Polimex-Mostostal

Źródło: Opracowanie własne na podstawie materiałów prasowych przedsiębiorstw oraz informacji pt. *Budowane i planowane elektrownie*, <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html> [dostęp: 16 VIII 2017].

Istnienie krajowych firm specjalizujących się w poszczególnych branżach podkreślono wyraźnie w *Programie dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce z 2016 r.*:

Polska posiada rozwinięty sektor górniczy, w tym przemysł maszyn i urządzeń górniczych. Rodzime firmy produkujące maszyny i urządzenia górnicze są przedsiębiorstwami prywatnymi, często notowanymi na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Przeważająca większość firm skupiona jest w południowej części kraju. Należy także zaznaczyć, że polski sektor maszyn górniczych charakteryzuje się dużą różnorodnością. W ciągłej produkcji są maszyny służące do wydobywania surowców mineralnych, sekcje obudowy zmechanizowanej, przenośniki (taśmowe i zgrzeblowe), maszyny służące do transportu ludzi i materiałów, urządzenia zapewniające bezpieczeństwo, sprzęt wiertniczy, przewody elektryczne, transformatory, pompy, odzież robocza i inne. Polskie marki są rozpoznawalne na świecie i cenione za wysoką jakość. Obecnie eksport ukierunkowany jest głównie na: Rosję, Chiny, Mongolię, Kazachstan, Australię, Indonezję, Indie, Kanadę, Stany Zjednoczone, Argentynę, Kolumbię, Ekwador i Kongo. Jak wynika z powyższego krajowi producenci są rozpoznawalni na wszystkich kontynentach, na których prowadzone jest wydobycie surowców mineralnych i energetycznych metodą odkrywkową, otworową i podziemną⁷.

Polski przemysł specjalizuje się w wydobyciu konwencjonalnych kopalni. Eksploatacją krajowych zasobów gazu i ropy naftowej zajmuje się PGNiG SA, wydobycie węgla kamiennego prowadzą m.in.: JSW SA, PGG S.A., Bogdanka S.A., a węgla brunatnego PGE GiEK S.A., ZE PAK SA oraz KWB Sieniawa Sp. z o.o. Polskie firmy są również potentatem w produkcji maszyn i urządzeń. Grupa Famur S.A. (m.in. Kopex, Famak, Famago, Fugo, Pioma), Bumech S.A. i Fasing S.A. produkują wszystkie rodzaje maszyn górniczych i przenośników. Realizacji pierwszych całościowych zleceń dla KWB Turów podjęła się niedawno spółka RAMB z grupy PGE S.A. Prężnie działają instytuty badawcze i biura projektowe, m.in. Energoprojekt-Katowice SA, SKW Biuro Projektowo-Techniczne Sp. z o.o., Poltegor-Projekt Sp. z o.o., Główny Instytut Górnictwa, Poltegor-Institut, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla. Potentaci polskiego rynku wraz z polskimi podwykonawcami mają możliwości pełnego zakresu poszukiwania i badania złóż, budowy szybów projektowania kopalń i prowadzenia wydobycia. Polska ma całościowe know-how i zaplecze produkcyjne maszyn i urządzeń dla prowadzenia nowych projektów wydobywczych.

Nieco gorzej sytuacja wygląda w przypadku instalacji wytwórczych ze względu na technologiczne zacofanie polskich firm w podnoszeniu sprawności tych instalacji i ograniczaniu emisyjności. Firmy budowlane – Elektrobudowa SA, Mostostal Warszawa SA i Polimex-Mostostal S.A. – zapewniają obsługę kontraktów budowlanych i dostarczają konstrukcje stalowe elektrowniom i elektrociepłowniom budowanym w Polsce. Rafako S.A. i Remak S.A. dostarczają kotły i oprzyrządowanie elektrowniom węglowym, a Energoprojekt-Warszawa SA czy HydroErgia Sp. z o.o. sp.k elektrowniom wodnym. Dziesiątki małych i średnich firm produkują podzespoły i urządzenia dla górnictwa i energetyki. Spośród nich warto wymienić Konsorcjum Przemysłowe INTEC-WAKMET,

⁷ Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, Warszawa 2016, s. 80.

grupę Revico, Ania Holding, firmę CHEMAR Armatura Sp. z o.o. czy Fabrykę Kotłów SEFAKO S.A. Brakuje polskiego producenta turbogeneratorów parowych i gazowych. Przemysł polski posiłkuje się rozwiązaniami Siemens, General Electric, Doosan Škoda Power czy Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe. Szanse na repolonizację elbląskiego Zamechu (który po prywatyzacji w 1990 r. przeszedł z rąk ABB i Alstomu do General Electric) nie wydają się dzisiaj realne. Najgorzej jednak polski przemysł wypada w sektorze odnawialnych źródeł energii – brakuje przede wszystkim firmy produkującej nowoczesne i konkurencyjne turbiny bezprzekładniowe. Nieco lepiej sytuacja wygląda w obszarze energii słonecznej. Polska jest potentatem produkcji i wykorzystania kolektorów solarnych (podgrzewanie wody użytkowej), a w produkcji paneli fotowoltaicznych wyspecjalizowała się bydgoska firma FreeVolt, która prowadzi zaawansowane badania nad zastosowaniem grafenu, co zwiększy wydajność ogniw o kilkadziesiąt procent. Rozwój tych technologii mógłby być stymulowany polityką przemysłową państwa realizowaną przez cztery największe grupy energetyczne znajdujące się w rękach Skarbu Państwa. W sektorze mikroinstalacji i prosumenckiej⁸ energetyki rozproszonej Polska jest jeszcze na początku drogi, pomimo samych zalet tego rodzaju energetyki i finansowania tysięcy drobnych inwestorów.

Posiadanie własnego zaplecza technologicznego i produkcyjnego maszyn i urządzeń do wydobywania kopaliny oraz wytwarzania energii elektrycznej oprócz gwarancji bezpieczeństwa energetycznego przynosi krajowej gospodarce dodatkowe korzyści. Są nimi: rozwój technologiczny polskich przedsiębiorstw osiągających wysoką wartość dodaną z prowadzonej działalności, uczelni i instytutów badawczych oraz istnienie wysokopłatnych miejsc pracy wymagających zaawansowanych kompetencji i oferujących wysokie wynagrodzenia (w przypadku polskiej gospodarki to prawie pół miliona pracowników).

Rozwój krajowych koncernów przemysłowych powinien być objęty dużo większą troską władz publicznych niż start-upy powstające w branży nowych technologii. Tym bardziej, że ryzyko negatywnej weryfikacji modelu biznesowego w przypadku start-upów jest dużo wyższe. Słabością polskiej gospodarki na tle zachodniej konkurencji jest niedostatek dużych przedsiębiorstw przemysłowych, co skutkuje brakiem partnera dla polskich uczelni technicznych i niską innowacyjnością całej gospodarki. Brakuje rozwiniętych, doświadczonych firm dysponujących gotówką i mających zdolność kredytową, które mogłyby podejmować wyzwania komercjalizacji nowych technologii. Ta strukturalna słabość polskiej gospodarki ma przyczyny historyczne. Start polskich firm na otwartym międzynarodowym rynku był trudniejszy niż zachodnich firm ze względu na nierynkowe warunki wzrostu w gospodarce socjalistycznej i konsekwencje uwarunkowań organizacyjno-kulturowych, m.in. wpływy antyrozwojowych grup interesu czy nieelastyczna postawa związków zawodowych.

⁸ Polski ustawodawca wdrożył rozbudowane instrumentarium finansowego i regulacyjnego wspierania energetyki zawodowej, pracuje nad systemem wsparcia dla elektrociepłownictwa, natomiast małych wytwórców prądu, będących jednocześnie jego konsumentami (małe firmy i gospodarstwa domowe), traktuje z dużą rezerwą.

W gospodarce socjalistycznej obrót gospodarczy był z przyczyn politycznych ograniczony, co wpłynęło na niedostateczne wykształcenie się przedsiębiorstw o wysokim stopniu specjalizacji produktowej i technologicznej. Specjalistyczne kompetencje były rozdzielone między różne zakłady, zamiast zostać skoncentrowane w jednym podmiocie świadczącym tym zakładom usługi. Po 1989 r. nie scentralizowano odgórnie zakładów mających podobne kompetencje. Rządy III RP zrezygnowały z prowadzenia skoordynowanej polityki przemysłowej, a nawet zbierania danych o losach przedsiębiorstw prywatyzowanych przez urzędy wojewódzkie i centralne⁹.

Budowanie przedsiębiorstw na podstawie posiadanych technologii (patentów, know-how), kompetencji pracowników, znajomości rynku oraz relacji handlowych było wyróżnikiem zachodniego modelu kapitalizmu, podczas gdy w bloku komunistycznym tymi samymi zasobami dysponowało państwo będące właścicielem wszystkich przedsiębiorstw. Brakowało rozdzielenia własności przedsiębiorstw górniczo-energetycznych (wydobycie kopalin i wytwarzanie energii) oraz produkcyjnych (produkcja maszyn i urządzeń do wydobycia i wytwarzania). Pomimo funkcjonowania w ramach bloku państw socjalistycznych pewnych mechanizmów odgórnej koordynacji polityki gospodarczej, nie udało się w porównywalnym do Zachodu stopniu zbudować silnych przedsiębiorstw technologicznych, zdolnych do istnienia na rynkach zagranicznych. Funkcjonowanie na tak dużym rynku wiąże się z koniecznością poniesienia wysokich kosztów badań oraz stałych kosztów zatrudniania specjalistów posiadających wyjątkową wiedzę i umiejętności. Podjęcie ekspansji zagranicznej nie jest zatem decyzją zarządzających, ale wynika ze struktury rynku, z konieczności prowadzenia określonego rodzaju działalności. Transformująca się (a w rzeczywistości – wychodząca z bankructwa) polska gospodarka nie zapewniła potencjalnym narodowym czempionom dostatecznie stabilnych warunków, aby przetrwać najtrudniejszy okres. Na skutek patologicznego modelu transformacji ustrojowej Polska pozbawiła się zagranicznych rynków zbytu, a krajowy był zbyt mały, aby zapewnić ciągłość działania firm o wysokim stopniu specjalizacji. Musiały one dodatkowo nadganiać zapóźnienie technologiczne wobec zagranicznej konkurencji, nie mając praktycznie żadnego dostępu do kredytu.

Niewydolności gospodarcze w czasach realnego socjalizmu związane z centralnym planowaniem sprzyjały daleko idącej integracji pionowej kombinatów przemysłowych. Wobec ograniczonych możliwości pozyskiwania towarów i usług z przedsiębiorstw zewnętrznych firmy energetyczne wytwarzały własne zaplecze we wszystkich niezbędnych obszarach (bocznice kolejowe, środki transportu, produkcja komponentów, oddziały remontowe, zaplecze gastronomiczne, hotelowe, czasowe, sportowe). W dużych przedsiębiorstwach powstawały nawet przyzakładowe gospodarstwa rolne, które miały dostarczać żywność stołówkom pracowniczym. Po przemianach ustrojowych proste usługi, jak ochrona, sprzątanie, logistyka, gastronomia, zostały prze-

⁹ Zob. B. Godusławski, *Prywatyzacyjne fakty i mity. Do dzisiaj nie wiemy, ile firm sprzedaliśmy*, http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/1087293_prywatyzacyjne-fakty-i-mity.html [dostęp: 25 XI 2017].

kazane podmiotom zewnętrznym (niekiedy pozostającym w dalszym ciągu w grupie kapitałowej). W strukturach państwowych przedsiębiorstw energetycznych pozostały komórki zajmujące się procesami wymagającymi zaawansowanych kompetencji i zaplecza technicznego, na przykład robotami budowlanymi, remontowymi, produkcją komponentów i półproduktów.

Polski rząd przy podejmowaniu decyzji o inwestycjach w moce wytwórcze kolejnych elektrowni powinien mieć na celu wzmacnianie kondycji finansowej i kompetencji technologicznych polskich przedsiębiorstw. Analogia do programu modernizacji technicznej Sił Zbrojnych RP, jaka pojawiła się na początku artykułu, nie była przypadkowa. Przy zakupach rodzajów uzbrojenia niedostępnych w kraju jest podpisywana umowa offsetowa gwarantująca transfer technologii i zaangażowanie krajowych przedsiębiorstw w produkcję komponentów, serwis i montaż. Energetyka, sektor paliwowy, telekomunikacja i uzbrojenie to równie strategiczne obszary wobec siebie, w których powinno się dążyć do możliwie najwyższej niezależności technologicznej i biznesowej. Takie założenia były podstawą polityki gospodarczej Korei Południowej i Tajwanu, która okazała się skuteczna.

Truizmem jest stwierdzenie, że rozwój technologii w danym kraju powinien być skorelowany z rozwojem biznesowych struktur organizacyjnych, które będą komercjalizowały nowe produkty czy rozwiązania. W Polsce kuleje przede wszystkim obszar wdrożeń produkcyjnych, a finansowanie przez państwo badań naukowych dotyczących tego obszaru okazuje się marnotrawieniem publicznych pieniędzy. Ogromnym problemem jest też nadzór właścicielski. Kultura polityczna polskich elit jest wyjątkowo niesprzyjająca dla rozpoczynania przez państwo nowych przedsięwzięć gospodarczych, o czym świadczą negatywne doświadczenia z komercjalizacją azotku galu i grafenu oraz rozwijaniem gazomobilności opartej na CNG i LNG.

Stojąc u progu transformacji energetycznej wymuszonej starzeniem się bloków energetycznych i zmianą międzynarodowego otoczenia regulacyjnego, należy mieć na uwadze otwarcie polskiego bilansu energetycznego na te technologie, które już istnieją lub które można opanować nie tylko od strony naukowej, lecz także produkcyjnej. Nie ulega wątpliwości, że polski miks energetyczny w dużej mierze będzie oparty w dalszym ciągu na węglu kamiennym, brunatnym, gazie ziemnym, biomasie i energii wody. Pojawiła się już w nim energia wiatru, a należy również rozważyć wprowadzenie energii jądrowej. W ocenie autora przy wyborze między dwiema technologiami o zbliżonym koszcie (np. elektrownie wiatrowe na morzu i elektrownie jądrowe) należy kierować się większym udziałem krajowych przedsiębiorstw w realizacji tych inwestycji, co niezaprzeczalnie przemawia na korzyść energii wiatrowej. Minimalizacja ryzyka przedłużającej się budowy, przekraczanych kosztorysów, a może nawet wstrzymania budowy, powinna przekonywać polskie władze do uznania, że energia jądrowa to dla Polski zbyt złożony projekt. Zwłaszcza, że już raz wstrzymano budowę takiej elektrowni w Żarnowcu, a harmonogram przyjęty 28 stycznia 2014 r. przez Radę Ministrów w *Programie polskiej energetyki jądrowej* został już, po zaledwie czterech latach, przekroczony. Niestety, w chwili obecnej Polska podąża szlakiem wytyczonym

przez Brazylię, która jest modelowym przykładem niedojrzałej polityki energetycznej, dlatego warto przedstawić jej program atomowy.

Budowa pierwszej brazylijskiej elektrowni atomowej rozpoczęła się w 1971 r. w Angra dos Reis, miejscowości pozbawionej tradycji przemysłowych, oddalonej o 130 km od Rio de Janeiro, 220 km od São Paulo i 350 km od Minas Gerais. Inwestorem był państwowy koncern energetyczny, a dostawcą technologii amerykański Westinghouse. Pierwszy blok, Angra 1 o mocy 657 MW, udało się ukończyć po 14 latach, w 1985 r. po dwóch procesach sądowych i licznych niedociągnięciach stwierdzonych po obu stronach. Umowa z firmą Westinghouse zakładała budowę elektrowni pod klucz, ale bez przekazania stronie brazylijskiej najważniejszych technologii (w tym wzbogacania uranu, a więc produkcji paliwa do własnej elektrowni). W związku z tym już w 1975 r. Brazylijczycy podpisali umowę o współpracy z niemieckim Siemensem, który oprócz budowy kolejnych bloków miał przekazać technologię produkcji paliwa jądrowego. Rozpoczęto budowę dwóch reaktorów bazujących na technologii Siemens, jednak z powodu braku środków, ich budowa została w latach 1986–1995 wstrzymana. Dopiero w 2000 r. udało się ukończyć budowę reaktora Angra II. Przyspieszenie nastąpiło po *black-oucie* z 1999 r., spowodowanym wstrzymaniem pracy elektrowni wodnych (dostarczających większość prądu brazylijskim odbiorcom) z powodu suszy. Budowa trzeciego reaktora, rozpoczęta w 1984 r., jest kontynuowana od 2009 r. we współpracy z francuską Arewą, mimo zapowiedzi sprzed dwóch lat, że Brazylia osiągnie całkowitą samodzielność technologiczną w wydobyciu i wzbogacaniu uranu, przy budowie elektrowni, w wytwarzaniu prądu i utylizowaniu odpadów nuklearnych. Na marginesie warto wspomnieć, że w Brazylii znajdują się znaczne złoża uranu, ponad 5 proc. światowych zasobów, więc ten kraj jest w sposób naturalny predestynowany do wykorzystania energii jądrowej (w przeciwieństwie do Polski)¹⁰. Pomimo ambitnych planów z lat 60. XX w. i cyklicznie potwierdzanych perspektyw budowy co najmniej trzech elektrowni atomowych, dopiero w najbliższych latach zostanie zakończona budowa pierwszej z nich, po blisko 50 latach od rozpoczęcia procesu inwestycyjnego.

Niewątpliwie Brazylia jest dzisiaj dużo bardziej zaawansowana technologicznie w rozwoju energetyki jądrowej niż Polska. Jednak droga, jaką przeszła Brazylia – koszty na poziomie kilkunastu miliardów dolarów wydanych na przestrzeni 50 lat – nie napawa optymizmem i nie zachęca do podjęcia przez Polskę tych samych wyzwań. Pozyskiwanie technologii jądrowej od zagranicznego partnera w przypadku państwa postkolonialnego, jakim jest Polska, o słabej strukturze instytucjonalnej, rynkach finansowych, niestabilnym systemie politycznym i nieugruntowanej kulturze politycznej, będzie najprawdopodobniej projektem skazanym z góry na porażkę. Dla Polski takim doświadczeniem (choć w dużo mniejszej skali) była budowa gazoportu w Świnoujściu. Wykonawca tej inwestycji, włoski Saipem, prze-

¹⁰ Zob. *Angra-3 PWR Nuclear, Brazil*, <http://www.power-technology.com/projects/angranuclear/> [dostęp: 22 VIII 2017].

kroczył zarówno budżet inwestycji, jak i harmonogram oddania jej do użytku. Taki sam los spotyka w ostatnich latach większość inwestycji jądrowych prowadzonych przez firmy zachodnie (Olkiluoto w Finlandii, Hinkley Point w Wielkiej Brytanii oraz w USA – Vogtle w Georgii i Virgil C. Summer w Południowej Karolinie). Warto również mieć świadomość przeszkód, jakie napotyka Słowacja posiadająca już cztery reaktory jądrowe, a więc mająca doświadczenie w wykorzystaniu technologii atomowej. Słowacja kontynuuje rozpoczętą w 1986 r. – i wznowioną po 16 latach przerwy w 2008 r. – budowę dwóch dodatkowych bloków w elektrowni Mochovce. W 2017 r. przedłużono harmonogram o kolejne sześć lat i po raz czwarty podniesiono szacunkowe koszty tej inwestycji, które przekroczyły już dwukrotnie pierwotną wysokość. Są to środki zamrożone na bardzo długi czas, bez generowania dodatnich przepływów finansowych. Jest to ryzyko, na które należy być szczególnie uwrażliwionym.

Koszt 1 MW zainstalowanego w elektrowni jądrowej ciągle rośnie, natomiast elektrowni wiatrowej na morzu – nieustannie spada. Być może – kierując się zasadą oparcia bezpieczeństwa energetycznego na własnych zasobach źródeł energii (odnawialnych i kopalnych) oraz na własnych technologiach wytwarzania energii elektrycznej – w Polsce szybciej mogłaby powstać firma produkująca turbiny wiatrowe (domykając tym samym łańcuch produkcyjny wiatraków), niż opanowano by technologię wykorzystania energii atomowej. Tym samym można byłoby uniknąć ryzyka wzrostu kosztów oraz przedłużania terminów oraz przyszłych awarii i problemów związanych ze składowaniem radioaktywnych odpadów. Decyzja rządu Republiki Federalnej Niemiec o odejściu od atomu powinna być dla Polski przestrożą przed wkraczaniem na ścieżkę energii atomowej. Dwie firmy prowadzące w chwili obecnej projekty budowy farm wiatrowych na Bałtyku (Polenergia 1200 MW i PGE Energia Odnawialna 1040 MW) przewidują, że moc farm będzie równa mocy wytworzonej przez dwa spośród trzech planowanych na Pomorzu bloków atomowych. W 2017 r. koszt budowy instalacji o mocy 1 GW w elektrowni jądrowej przekroczył już (w przypadku technologii francuskiej i amerykańskiej) koszt takiej samej inwestycji w wiatraki na morzu. Zaletą wiatraków są niższe koszty eksploatacji, krótszy czas budowy, mniejsze ryzyko awarii i zerowy koszt paliwa. Wadą jest brak sterowalności i niższy współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej. To źródło energii wymaga zatem uzupełnienia źródłem rezerwowym (optymalnie – gazowym), które jest najtańsze na poziomie inwestycji (CAPEX) i najdroższe w eksploatacji (OPEX). Należy jednak pamiętać, że reaktory jądrowe również mają bardzo niski współczynnik elastyczności: w godzinach nocnych przy niskim zapotrzebowaniu na prąd mogą zmniejszyć swoją produkcję o zaledwie 10 proc. w stosunku do mocy zainstalowanej. Argumentem, który powinien przeważać w procesie decyzyjnym o nowym miksie energetycznym dla Polski, powinna być zatem możliwość stosowania krajowych technologii i zaangażowania polskich dostawców instalacji wytwarzania. Już dzisiaj komponentów do budowy morskich farm wiatrowych dostarcza polski przemysł stoczniowy, m.in. Stocznia Remontowa Nauta S.A. i Energomontaż-Północ Gdynia SA. Najważniejszym

komponentem, a jednocześnie jedynym, jaki musi być importowany, jest turbina. Jednak to i tak znacznie mniejsza część kosztów inwestycyjnych, która wypłynęłaby za granicę niż w przypadku elektrowni jądrowej. Utrzymanie przepływu kapitału, jaki pochłonie transformacja polskiej energetyki, będzie decydowało o przejściu z grona krajów rozwijających się do grona krajów rozwiniętych. Kluczem do rozwoju jest bowiem wzmacnianie pozycji krajowych przedsiębiorstw w zakresie wysokomarżowej produkcji przemysłowej. A taką właśnie jest sektor wydobywania surowców i wytwarzania energii elektrycznej. Jest to szansa, której polska polityka przemysłowa nie może przeoczyć i zmarnować.

Bibliografia:

Angra-3 PWR Nuclear, Brazil, <http://www.power-technology.com/projects/angranuclear/> [dostęp: 22 VIII 2017].

Budowane i planowane elektrownie, <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html> [dostęp: 16 VIII 2017].

Elastyczność w energetyce – wyzwania stojące przed Polską, <http://nowa-energia.com.pl/2017/03/30/elastycznosc-w-energetyce-wyzwania-stojace-przed-polska/> [dostęp: 20 VII 2017].

Godusławski B., *Prywatyzacyjne fakty i mity. Do dzisiaj nie wiemy, ile firm sprzedaliśmy*, <http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/1087293,prywatyzacyjne-fakty-i-mity.html> [dostęp: 25 XI 2017].

Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2014 i 2015, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2016, http://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/4/11/1/gospodarka_paliwowo_energetyczna_2014_2015.pdf [dostęp: 12 VI 2017].

<https://www.pse.pl/uslugi-dsr-informacje-ogolne> [dostęp: 8 VI 2018].

Kasztelewicz Z., Tajduś A., Słomka T., *Węgiel brunatny to paliwo przyszłości czy przeszłości?*, w: *Węgiel brunatny gwarantem bezpieczeństwa energetycznego* (materiały pokonferencyjne), Kraków 2016, s. 225–254.

Kielichowska I., Haesen E., Sach T., *Flexibility Tracker Country Report Poland*, <http://www.leonardo-energy.org/resources/503/flexibility-tracker-country-report-poland-5814f41cb7050> [dostęp: 12 VII 2017].

Malko J., *Energetyka japońska. Jak radykalna transformacja?*, „Energetyka” 2013, nr 6; także http://www.cire.pl/pliki/2/energ_japonska.pdf [dostęp: 18 VIII 2017].

Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, Ministerstwo Energii, Warszawa 2016.

Abstrakt

Na bezpieczeństwo energetyczne składają się cztery czynniki, których łączne osiągnięcie pozwala mówić o zaistnieniu stabilnych ram sektora energetycznego. Pierwszym jest niezależność pozyskania źródeł energii na terenie własnego kraju, drugim stabilność sieci elektroenergetycznej i przesyłu paliw, trzecim dywersyfikacja zarówno źródeł zagranicznych dostaw surowców energetycznych, jak i źródeł wytwarzania energii na terenie kraju, czwartym zaś – niezależność technologiczna, czyli krajowa własność technologii wytwarzania energii. Autor koncentruje się na czwartym składniku bezpieczeństwa energetycznego, wskazując, że Polska ma rozwinięty przemysł na potrzeby wydobywania węgla kamiennego i brunatnego, budowy elektrowni węglowych, wiatrowych i wodnych, ale nie ma krajowego producenta generatorów elektrycznych: zarówno turbin parowych, jak i turbin wiatrowych. Najmniejszy potencjał polskie firmy mają w zakresie wybudowania elektrowni jądrowych, dlatego ich budowa skutkowałaby wypłynięciem znacznych środków finansowych poza granice kraju.

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, miks energetyczny, niezależność energetyczna, gospodarka, energetyka.