



BRE BANK SA



Centrum Analiz  
Społeczno-Ekonomicznych

# ⟨Scenariusze energetyczne dla Polski⟩



Zeszyty BRE Bank – CASE  
Nr 121/2012

Publikacja jest kontynuacją serii wydawniczej Zeszyty PBR-CASE

CASE-Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych, Fundacja Naukowa

00-010 Warszawa, ul. Sienkiewicza 12

BRE Bank SA

00-950 Warszawa, ul. Senatorska 18

Copyright by: CASE – Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych – Fundacja Naukowa i BRE Bank SA

Redakcja naukowa

Ewa Balcerowicz

Sekretarz Zeszytów

Krystyna Olechowska

Autorzy

Piotr D. Moncarz

Stanisław Poręba

ISSN 1233-121X

Wydawca

CASE – Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych – Fundacja Naukowa, 00-010 Warszawa, ul. Sienkiewicza 12

Nakładca

Fundacja BRE Banku, 00-950 Warszawa, ul. Królewska 14

## SPIS TREŚCI

LISTA UCZESTNIKOW SEMINARIUM.....	4
WPROWADZENIE .....	5
STAN I PERSPEKTYWY RYNKU ENERGII W POLSCE – <i>Stanisław Poręba</i> .....	13
GAZ ŁUPKOWY – DLACZEGO Z POŁNOCNĄ AMERYKĄ – <i>Piotr D. Moncarz</i> .....	29

## LISTA UCZESTNIKOW SEMINARIUM

Ewa Balcerowicz	CASE
Witold Baran	GUS
Magdalena Bielicka	Novenergia Poland
Andrzej Bień	Aband Consultants
Edward Bodnarz	Orlen
Piotr Bojko	BCG
Grzegorz Brudziński	Miesięcznik Bank
Marek Buczak	Quercus TFI
Grzegorz Bukowski	Obserwator
Adam Czyżewski	Orlen
Andrzej Cylwik	CASE-Doradcy
Bernadetta Czeska	GAI
Adrianna Fabijańska	KNF
Wojciech Kałkusiński	Emer
Paweł Karbownik	MSZ
Piotr Kazimierczyk	FPE
Sylvia Koch-Kopyszko	Green Energy
Ryszard Kowalczyk	Aband
Grzegorz Kozieja	Orlen
Joanna Kulczycka	GUS
Dariusz Ledworowski	SNRPRE
Sylvia Leszowska	BCG
Adam Loewe	Grupa Lotos
Marcin Luziński	BZ WBK
Witold Michałek	BCG
Piotr Moncarz	Uniwersytet Stanforda
Tomasz Muszyński	Dalkia Polska
Marek Niechciał	NBP
Krystyna Olechowska	CASE
Stanisław Poręba	Ernst&Young
Maciej Powroźnik	Grupa Lotos
Witold Roman	GUS
Leszek Rydzewski	Kancelaria FKA
Maciej Sobolewski	CASE
Andrzej Szczęśniak	NaftaGaz.pl
Piotr Szpunar	NBP
Zbigniew Szymczak	PORT / KPK
Ewa Tomaszewska	UW
Joanna Traczyk	Saponis Investments
Michał Wilczyński	Eneko
Paweł Woźniak	BZ WBK
Mateusz Wyżylewski	GUS
Tomasz Żylicz	UW

# Wprowadzenie

Przed elektroenergetyką, nie tylko polską, stoją poważne wyzwania. Konieczne są rewolucyjne zmiany w stosowanych technologiach. Najbliższe zmiany są wymuszone przez unijne regulacje, co nie zawsze uwzględnia realność tempa i terminów. Czy Polska ma szanse sprostać tym wyzwaniom?

O stanie i perspektywach rynku energii w Polsce dyskutowali goście 121 seminarium BRE-CASE. Seminarium odbyło się w Warszawie, w maju 2012 r. Organizatorzy do wygłoszenia referatów zaprosili Stanisława Porębę, eksperta Ernst&Young oraz Piotra Moncarza, profesora konsultanta Uniwersytetu Stanforda i wiceprezesa Exponenta.

Nakłady konieczne w polskiej energetyce szacowane są ogółem na 50 – 65 mld euro. Aż połowa tej kwoty to nakłady wymuszone. Po pierwsze, to koszty związane z wprowadzeniem pakietu klimatycznego (nowelizacja dyrektywy ETS), którego głównym celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych o 20%; udział odnawialnych źródeł energii w łącznej produkcji energii na poziomie 20% (dla Polski jest to 15%, bo dyrektywa o promowaniu wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych (OZE) ustala cele dla poszczególnych krajów, głównie w proporcji do dotychczasowego udziału) oraz zwiększenie efektywności energetycznej o 20%. Po drugie, to koszty związane z przebudową polskiego ciepłownictwa (dyrektywa IED), a zwłaszcza wyeliminowanie węglowych kotłów wodnych do 2023 r. Zdaniem S. Poręby, takie nakłady zbyt mocno obciążąby gospodarkę, konieczne będzie ich ograniczanie i wykorzystywanie środków pomocowych, między innymi tych powiązanych z bezpłatnymi uprawnieniami przy korzystaniu z derogacji przez Polskę.

S. Poręba szacuje zapotrzebowanie na nowe moce na poziomie 25 GW. To teza nieco zaskakująca (**Michał Wilczyński, Eneko**). Od 1990 r. uczestniczę w opiniowaniu kolejnych strategii energetycz-

nych. Pierwsza strategia (lata 1992–1993) zużycie energii w roku 2010 szacowała na poziomie 200–250 terawatogodzin (TWh). W momencie opracowywania tej strategii zużycie wynosiło 134 TWh, a w 2010 r. faktycznie wyniosło 141 TWh. A więc w ciągu 20 lat Polska dokonała podwojenia produktu krajowego brutto przy zerowym wzroście energetycznym. Dlaczego zatem w kolejnych strategiach, na przykład do roku 2030, przewidywany wzrost zużycia energii w ciągu najbliższych 5 lat jest niewielki, a potem rośnie lawinowo? Czy przypadkiem nie mamy do czynienia z podobną sytuacją, jaka była na początku lat 90.? Warto też pamiętać, że w Polsce zużycie energii na jednostkę PKB jest 2,5 razy większe niż na przykład w Niemczech. Czyli ciągle mamy kolosalnie dużo do zrobienia w dziedzinie poszanowania energii, rozwoju energooszczędnych technologii.

Przywoływane 25 GW to ani prognoza, ani plan (**Stanisław Poręba**). Skąd się wzięła? Z założenia, że Polska ma mieć średnią moc na jednego mieszkańca taką, jak w UE. Polityka energetyczna zakłada przyrost jedynie 15 GW do roku 2030. Kiedy mamy osiągnąć unijny wskaźnik mocy na jednego mieszkańca jest kwestią otwartą. Niemniej ilość mocy potrzebna do utrzymania bezpieczeństwa energetycznego będzie, tak czy inaczej, rosła. Jakie efekty dadzą proste rezerwy, działania profektywnościowe? Trudno oszacować. Wydaje się, że szacowanie zapotrzebowania na moce wymaga nieco innego spojrzenia niż energochłonność produktu krajowego brutto. Analizując dane statystyczne wydaje się, że ciągle mamy problem siły nabywczej według kursu i siły nabywczej naszego złotego. Ostrożnie zatem należy oceniać zakładaną dużą rezerwę w energochłonności PKB. Czy w dłuższym okresie możliwe jest utrzymanie zerowego, a nawet minusowego wzrostu energetycznego? Dzisiaj brakuje przykładów wspierających to założenie. Niemcy co prawda są blisko, ale trudno mówić o trwałym trendzie, bo dopiero od kilku lat można mówić o rozwoju gospodarczego bez wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Wydaje się, że prognoza zawarta w obowiązującej polityce energetycznej Polski jest w miarę wyważona. Rozumiem, że różnimy się w ocenie, który wskaźnik jest prawidłowy.

Czy liczenie produkcji energii elektrycznej na głowę mieszkańca, czy też: ile trzeba zużyć energii, żeby wytworzyć, przykładowo, miliard zł PKB (**M. Wilczyński**). Pomińmy jednak tę kwestię. Ważniejsza bowiem wydaje się inna kwestia. Czy w polskiej gospodarce istnieją jeszcze rezerwy na zmniejszenie zużycia energii?

Oczywiście, i to znaczące (**S. Poręba**). Ale istnieją też niepokryte potrzeby, które coraz wyraźniej będą ujawniane, między innymi w gospodarstwach domowych i w branży usług.

Rząd przyjął Krajowy Plan Inwestycji (KPI) i przedłożył do akceptacji UE w kontekście tzw. derogacji i ostatecznego zdefiniowania ile polski sektor energetyczny może dostać tzw. bezpłatnych uprawnień. To sprawa na pewno ważna, bo od 2013 r. już za 30% emisji będzie trzeba płacić (**Dariusz Ledworowski, SRNPRE**). Ernst & Young uczestniczył w przygotowaniu KPI i stoi na czele konsorcjum, które opra-

cowywało wniosek derogacyjny skierowany do Komisji Europejskiej o przydział darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla polskich elektrowni na lata 2013–2019. Kiedy ostatecznie Unia zatwierdzi ten program i jakiego poziomu akceptacji należy się spodziewać? Jest to niezwykle ważne z punktu widzenia planowania inwestycji. Dopóki nie będą znane ceny emisji, dopóty banki nie są w stanie podjąć decyzji finansowych, a inwestorzy nie mogą przygotować rzetelnych biznesplanów. I druga kwestia. Wiemy, że UE, szczególnie szefowa komisji ekologicznej, poszukuje sposobu jak zmniejszyć poziom uprawnień. Pan twierdzi, że niezwykle niska cena uprawnień może stać się problemem. Wydaje się jednak, że stan ten jest korzystny dla Polski, zwłaszcza, że czeka nas realizacja potężnego programu nie tyle budowania, co odtwarzania mocy. Program wymaga ogromnego finansowania. Będzie ono bardzo groźne z punktu widzenia cen energii. Czy zatem niski poziom cen uprawnień naprawdę jest niekorzystny dla Polski?

KPI jest jedynie elementem działań związanych z derogacjami (**S. Poręba**). Powinien zawierać nakłady, które będą równoważne wartości rynkowej cen uprawnień. Ceny rynkowe zostały zaprojektowane przez KE, podane w oficjalnym dokumencie. Z wytycznych zawartych w Komunikacie KE z 29 marca bieżącego roku wynika, że Polska może wnioskować o przydzielenie wytwórcom energii elektrycznej na lata 2013–2019 około 400 mln darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, których wartość to około 7,3 mld euro w poziomie cen roku 2008. Jaki jest stan prac unijnych? Niestety, Unia już natworzyła wiele przepisów i dokumentów, niejednoznacznych regulacji. Widoczne są trudności w poruszaniu się w tym gąszczu. A przygotowywane są następne, na przykład projekt mówiący o sposobie traktowania pomocy publicznej w obszarze polityki klimatycznej. Dokument zawiera wiele regulacji o charakterze powielaczowym, na przykład wylicza, jaki procent przedsięwzięcia może stanowić pomoc publiczna. Uogólniając, Unia tworzy przepisy, które później trudno jej przestrzegać. Efektem jest przeciągające się rozpatrywanie wniosków poszczególnych krajów o darmowe uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>. Tylko trzy kraje uzgodniły wnioski derogacyjne. Co jest najważniejszym problemem uzgodnień? Wysokość i sposób przydziału. Niemniej wydaje się, że do końca czerwca 2012 r. (najpóźniej do połowy lipca) decyzja w sprawie polskiego wniosku derogacyjnego powinna być podjęta. Generalnie, dyrektywa unijna umożliwia przydział uprawnień blokom energetycznym, które są jeszcze w budowie, pod warunkiem, że budowa rozpoczęła się przed końcem roku 2008. Jakiej wielkości nowych mocy dotyczą plany energetyki? Zgłoszenia nowych mocy przekraczają 20 GW. Większość tych budów jest w niewielkim stopniu zaawansowana, a 2/3 z nich tak naprawdę nigdy nie powstanie. Wydawałoby się, że nic złego nie powinno się stać, bo uprawnienia przydzielone tym instalacjom trafią na aukcję. Takie były pierwotne unijne ustalenia. Teraz KE zmieniła zdanie. Prawdopodobnie będzie więc konieczność korekty listy polskich wytwórców energii starających się o przydzielenie darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Warto pamiętać, że udział darmowych uprawnień dla nowych projektów inwestycyjnych zmienia ekonomię tych projektów w granicach błędu sporządzanych analiz. Dlaczego? Zakończenie nowych inwestycji w energetyce, jeśli w ogóle zostaną ukończone, przewidywane jest na lata 2016–2018. A więc w końcowym okresie, kiedy przydziałów darmowych uprawnień będzie niewiele. Warto pamiętać, że elektrownie z krajów, którym derogacje zostaną przyznane, zamiast kupować

od 2013 r. 100% uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na aukcjach, znaczną ich część na początku będą otrzymywać bezpłatnie. W 2013 r. mają otrzymać za darmo uprawnienia do 70 proc. przeciętnej emisji rocznej z lat 2005-2007. Następnie ten wskaźnik ma maleć aż do zera w 2020 r. W przypadku Polski znaczy to tyle, że uzyskując derogacje, energetyka może w 2013 r., według prognoz, dostać darmowe uprawnienia do około 55% rzeczywistych emisji, a potem coraz mniej. A więc problemy z przydziałem uprawnień nie są powodem braku decyzji potencjalnych inwestorów w energetyce. Przyczyn należy upatrywać w klimacie wokół węgla oraz niskich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA\*). W kwietniu 2012 r. ceny spadły do rekordowo niskiego poziomu po tym, jak KE opublikowała dane, z których wynika, że emisje instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (*EU ETS – European Union Emission Trading Scheme*) były w 2011 r. znacznie niższe niż oczekiwano. Niskie ceny EUA krótkoterminowo są dla Polski korzystne, ale długoterminowo tracą walor atrakcyjności. Przecież ten paropodatek miał dawać impuls inwestycyjny. Jeśli cena uprawnień jest niska, to inwestor rozważający budowę bloku gazowego na pewno zmieni swoje plany i zacznie zastanawiać się nad zainwestowaniem pieniędzy, na przykład, w węgiel. Zatem liczące staje się ryzyko wyboru technologii. Wydaje się, że lepszym rozwiązaniem byłby system, który zapewnia, że ceny uprawnień wahają się, ale w powiązaniu z wartościami materialnymi, na przykład w powiązaniu z kosztem technologii wychwytywania. Pamiętajmy, że banki bardzo nie lubią ryzyka, którego się nie da się jednoznacznie określić czy ono jest duże, czy małe. Jeśli nie wiadomo jakie ono jest, to nawet jak jest małe, to wszyscy zaczynają dywagować: a może w praktyce będzie duże, a może ceny uprawnień gwałtownie spadną. Czyli zaczynamy funkcjonować w obszarach wysokiego ryzyka, które powodują, że inwestorzy pasują i czekają na wyjaśnienie sytuacji. Jeśli ceny EUA utrzymają dzisiejszy poziom, to lepiej zlikwidować system EU ETS, nawet narażając firmy na stratę poniesionych kosztów dostosowania do tego systemu. Co w zamian? Proponuję powszechny podatek węglowy. Jeśli nadal będzie utrzymywany mechanizm, który zależy od decyzji, których później nie daje się skorygować, to na pewno nie należy oczekiwać sukcesu. Przykład? Gospodarka Kalifornii załamała się w roku 2000, ponieważ władze stanu zaplanowały administracyjne wdrażanie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Wyznaczono 4-letni okres przejściowy nie wprowadzając żadnego mechanizmu ubezpieczającego, który pozwoliłby na korektę. Trzeba było sięgać po rezerwy stanowe, federalne, aby ratować gospodarkę stanu. I mimo tych zabiegów i wpompowanych pieniędzy gospodarka Kalifornii z 6. miejsca spadła na 16. i do dzisiaj nie może się podźwignąć.

---

\* EUA to prawo do emisji CO<sub>2</sub> przydzielane krajom członkowskim Unii Europejskiej podlegającym temu prawu. W przeciwieństwie do innych certyfikatów, są jedynymi prawami do emisji CO<sub>2</sub> przyznawanymi przez państwo, za pomocą których prowadzący instalacje mogą wypełnić swój prawny obowiązek kontrolowanego handlu emisjami. Najczęściej używanymi w handlu dwustronnym certyfikatami CO<sub>2</sub> są certyfikaty EUA i CER, rzadziej ERU.



Polska energetyka oparta jest prawie wyłącznie na węglu. Istnieje jednak źródło energii, które nie pyli i nie skutkuje tak wysoką emisją CO<sub>2</sub> jak węgiel kamienny czy brunatny, a jest tego surowca w Polsce bardzo dużo. To naturalny i łupkowy gaz ziemny. Paliwo gazowe robi w energetyce polskiej zawrotną karierę. I słusznie – twierdzi Piotr Moncarz – Polska angażując się w poszukiwania i późniejszą eksploatację złóż gazu gra o własny sukces na własnym boisku. To nie jest wychodzenie na wielkie boisko międzynarodowe. Jeśli inni mają Polskę za złe, to albo kieruje nimi zazdrość, albo im nie po drodze z naszym krajem.

Dlaczego Polska w poszukiwaniach i eksploatacji złóż powinna związać się z Ameryką Północną? Przykładowo, Stany Zjednoczone mają na swoim koncie 487 tys. odwiertów gazowych. To niepodważalne doświadczenie na światową skalę. Trudno nie wykorzystać tego doświadczenia (wiedzy i kapitału) wchodząc w nową fazę energetyki polskiej. Dobranie właściwej technologii, odpowiednich materiałów do danego złoża w Polsce będzie rzutowało na koszt wydobycia gazu. A doświadczenia amerykańskie obejmują kwestie związane z ochroną środowiska, budową specjalistycznej infrastruktury, geologią, technologiami wierceń oraz zagadnieniami regulacyjnymi i prawnymi. Polski kapitał intelektualny jest ogromny. Trzeba go wykorzystać w rozwoju innowacyjnych technik i technologii związanych z wydobyciem i zużyciem gazu łupkowego.

Wydaje się, że nowe technologie, o czym świadczy dzisiejsza prezentacja P. Moncarza, mogą spowodować radykalną zmianę w polskiej energetyce. A nawet są pewną szansą eksportu technologii (**Zbigniew Szymczak, PORT/KPK**). Z dzisiejszymi rozwiązaniami, niestety, świata nie zawojujemy. Natomiast shell gaz, czy kolben i następne niekonwencjonalne źródła, które się zapewne pojawiają, dają możliwość stworzenia nowej energetyki rozproszonej. Odwierty poziome umożliwiają bowiem rozwój podziemnej inżynierii chemicznej i powstanie nowych technologii, o których dzisiaj nie wiemy. Czy shell gaz może spowodować radykalną zmianę w polskiej energetyce?

By pomóc firmom w ekspansji i rozwoju swojej oferty, Polsko-Amerykańska Rada Współpracy (USPTC) działająca w Dolinie Krzemowej powołała nowy projekt – Polsko-Amerykański Hub Innowacyjności (**P. Moncarz**). Hasłem otwarcia brzmiało: *Go Global Poland*. Polska ma potencjał, który jest niewykorzystywany, ponieważ nie ma dialogu między gospodarką i nauką, co najwyżej jest sporadyczny. Natomiast bardzo dużo pomysłów i rozwiązań o bardzo wielkim potencjale leży na biurkach prezesów firm, którzy nie wiedzą, co z nimi zrobić, bo rynek nie jest w stanie wchłonąć tych rozwiązań. Polska ma świetnych matematyków i statystyków, stąd, na przykład, sukces Polski na rynku hazardowych gier komputerowych. Polsko-Amerykański Hub Innowacyjności w Palo Alto da polskim przedsiębiorcom dostęp do amerykańskich funduszy *venture capital*, bezpośrednie kontakty bizne-

sowe i szeroką wiedzę na temat zasad działania amerykańskiego i globalnego rynku. Powstałe centrum ma umożliwić polskim spółkom dostęp do światowego rynku, a amerykańskim wszelką pomoc w odnalezieniu się na polskim rynku. Hub-Centrum Innowacji jest jednym z częściej powielanych obecnie wzorców w gospodarkach innowacyjnych i jest z założenia elementem łączącym i konsolidującym środowiska badawcze, przedsiębiorców i inwestorów. Hub-Centrum będzie się starać otworzyć drzwi polskiej gospodarce, żeby wyszła na rynek światowy. Bliska współpraca z lokalnymi liderami technologicznymi może znacząco przyspieszyć rozwój ekosystemu polskiej przedsiębiorczości i pozwolić Polsce aspirować do roli lidera technologicznego Wspólnoty Europejskiej.

Rozwój energetyki opartej na gazie (na przykład z łupków) może być ważnym elementem wspierającym rozwój odnawialnych źródeł energii. Polskie firmy powinny skorzystać z doświadczeń zgromadzonych w USA i Kanadzie, aby wydobycie gazu łupkowego w Polsce było opłacalne. W Polsce jest potencjał, żeby za 3 lata inwestycja wydobycia gazu łupkowego stała się ważną częścią gospodarki. Żeby rozwinęły się najróżniejsze technologie stosowane w produkcji gazu. Potrzebne są zatem specjalistyczne centra związane z poszczególnymi technologiami. Ale mają to być centra celowe a nie studyjne. Każdy uniwersytet w Polsce ma tysiące projektów, tylko, że są one ciekawe jedynie dla tych, którzy je badają. Teraz projekty mają się skoncentrować, aby zrealizować konkretne przedsięwzięcie, na które, jak wiemy, będzie zapotrzebowanie na rynku światowym. To ogromna szansa.

Rozwój energetyki gazowej jest faktem (**S. Poreba**). Zwiększa się ilość energii uzyskiwanej ze źródeł odnawialnych (energetyka rozproszona). W ostatnich 5–6 latach ze skojarzonych źródeł energii elektrycznej i ciepłej zasilanych gazem ziemnym uzyskiwaliśmy po 2 tys. MW. Certyfikaty i systemy wsparcia spowodowały, że taka forma produkcji energii stała się opłacalna. Przykładowo, silniki gazowe, gotowe do użycia, stały nieużywane w Zakopanem przez 7 lat. Uruchomiono je w 2010 r., kiedy weszły w życie powszechne systemy wsparcia. Żeby rozproszona energetyka mikro mogła się rozwijać, musimy przebudować sieci energetyczne. Nie łudźmy się, że jest to technologia opanowana. W Kalifornii budowa inteligentnych sieci energetycznych i energetyki rozproszonej trwa od ponad 20 lat. I mimo że to aż 20 lat, to trudno mówić o sukcesie. A przecież amerykańskie koncerny samochodowe za inwestowały w to przedsięwzięcie co najmniej 100 mld USD. Dzisiejsza technologia pozwala na funkcjonowanie inteligentnych sieci energetycznych, czego przykładem Dania, Finlandia, Wielka Brytania. Bariery energetyki rozproszonej w Polsce jest ograniczenie techniczne, związane z integracją z systemami energetycznymi, czyli brak modelu linii elektroenergetycznych prądu przemiennego typu T.

Od dwóch lat z FEP próbują się komunikować specjaliści BŚ, którzy mają duży kłopot z przekonaniem MF, żeby przygotować ogólnonarodowy program oszczędności energii w zakresie budownictwa energooszczędnego w sektorze administracji publicznej (**Piotr Kazimierczyk, Fundacja Poszanowania Energii**). A przecież to ogromny rynek. Oszczędności szacowane są na 5% deficytu budżetowe-

go. Zatem to bardzo opłacalna inwestycja, a okresy zwrotu mogą być krótsze niż przy inwestycjach w budowanie źródeł energii. Trudno nie rozumieć ministra finansów, który balansując na krawędzi deficytu budżetowego mówi „Nie, na to nie mam”. Ale przecież, zawsze jest coś, za coś. Druga kwestia związana z tym planem to aspekty prawne. W Polsce inwestycje te są traktowane jak normalny dług. A przecież nic nie stoi na przeszkodzie, aby inwestycje ESKO prowadzić w taki sposób, że de facto nie jest pożyczką, tylko jest gwarancją efektywności energetycznej. Można je zbudować za pomocą derywatów w taki sposób, że jest to ciąg płatności, które z góry nie są zdeterminowane, tylko w zależności od parametrów zdeterminowane w późniejszym czasie. Są też inne przeszkody prawne. Pewnie trzeba byłoby zmienić ustawę o zamówieniach publicznych, a także okres budżetowania, bo żeby dobrze gospodarować i przeprowadzić inwestycje w budynku administracji publicznej, to trzeba by móc budżetować w dłuższym okresie a nie tylko na rok, itd. A więc jest wiele do zrobienia po to, aby nie tylko w wydobyciu gazu, nie tylko w produkcji energii dać komuś zarobić, ale żeby dać komuś zarobić na inwestycji w oszczędności. Wydaje się, że niektóre inwestycje w oszczędności mogłyby się zwracać po 5 latach, a nie po 20 i mogłyby szybciej poprawić możliwości budżetowe również w zakresie produkcji w przyszłości.

W Polsce zasoby węgla brunatnego, obecnie udostępnione, wyczerpią się do roku 2040 (**Z. Szymczak**). Alternatywą jest otwarcie nowego zagłębia koło Legnicy, co, ewentualnie pozwoliłoby uzyskać 10 GW. Przeciwnicy gazu łupkowego straszą trzęsieniami ziemi. Kopalnia bełchatowska generuje od 10 lat trzęsienia ziemi. Zarejestrowane w styczniu 2011 r. miało moc 6,5 stopni w skali Richtera. Zniszczona została infrastruktura w kilkunastu gminach. Przeciwnicy gazu łupkowego drą szaty z powodu 5 tys. m<sup>3</sup> wody potrzebnej do wiercenia. (Notabene może być ona zwracana i może być oczyszczana, tak, jak robią to oczyszczalnie ścieków). A ile km<sup>3</sup> wypompuje kopalnia w Bełchatowie, żeby odvodnić odkrywkę, żeby można wydobywać? Tzw. lej depresyjny zajmuje 700 km kw.

Polska ma przyjętą *energy route* do roku 2050. W energetyce mamy zredukować 90% emisji CO<sub>2</sub>. Unijny komisarz ds. energii Günther Oettinger powiedział jednoznacznie: Róbcie, co chcecie. Możecie deponować CO<sub>2</sub> gdziekolwiek chcecie, ale emitować go nie będziecie mogli. No, dobrze! Zatem czym będą zasilane nowe inwestycje w energetyce? W Stanach Zjednoczonych prawie 30% energii elektrycznej wytwarzane jest z gazu, zużywa się go 190 mld m<sup>3</sup>. Polska ma gaz łupkowy. Jego wydobycie i tak byłoby biznesem, nawet gdyby dzisiejsza cena płacona Gazpromowi za 1000 m<sup>3</sup> gazu (ok. 500 USD) zmniejszyła się o połowę. Twierdzę, że gaz to przyszłość energetyki. Lata całe w Fundacji EkoFundusz budowałem elektrociepłownię gazowe o mocach od kilku do kilkunastu MW. Według danych URE mamy w Polsce kilkadziesiąt tysięcy MW ciepłych w przestarzałych ciepłowniach węglowych o sprawnościach dramatycznie niskich. To prawda, że dzisiaj sieci, na dużą skalę, nie są przystosowane do energetyki rozproszonej. Niemniej wytworzenie kilku tysięcy MG przez energetykę zasilaną gazem powoduje samoistny rozwój. Warto przypomnieć, że Fundacja EkoFundusz spowodowała wykorzystywa-

nie złóż gazu zaazotowanego o niskiej wartości energetycznej do wytwarzania energii elektrycznej. Tempo inwestowania w energetyce gazowej to 15–18 miesięcy. Elektrownię jądrową buduje się 15 lat. Zatem, po co Polsce gigantomania, czyli elektrownie jądrowe, wielkie inwestycje w energetyce?

*Energy route map* do roku 2050 to czerwone światło dla naszych decydentów, żeby zaczęli myśleć o przeorientowaniu polityki, żeby o energetyce mówili z pozycji konsumentów a nie producentów energii. Warto się zastanowić, dlaczego Chiny oddały palmę pierwszeństwa w zużyciu węgla w energetyce i stały się światowym liderem energetyki odnawialnej.

Szacuje się, że kilowat w przeliczeniu na koszty budowy elektrowni jądrowej to 9 mln USD (**P. Moncarz**). Wybudowanie bloku rzędu 1000 MW takiej elektrowni to co najmniej 10 mld USD. Czyli koszty są 4-5-krotnie wyższe niż podobna moc w elektrowniach gazowych.

Wbrew pozorom dzisiejszą dyskusję jednak prowadzimy z pozycji konsumenta. Jeśli Stany Zjednoczone z importera paliwa (co kosztowało rocznie 500 mld USD) stały się eksporterem paliwa, to zdecydowanie jest to zachowanie prokonsumenckie. Zatem są pieniądze dla szpitali, uniwersytetów, służbę zdrowia i zasiłki dla bezrobotnych. Jest to zachowanie prokonsumenckie, bo tworzy nowe miejsca pracy w zaawansowanych technologiach, miejsca pracy oparte na intelekcie. Wydobywanie gazu łupkowego w Polsce nie będzie związane z produkcją wiertnic, ani budową hut, które będą robiły odkuwki do tych wiertnic. Polski wsad to przede wszystkim intelektualne możliwości specjalistów. Czy to jest zachowanie prokonsumenckie? Oczywiście, tak.

Warto podkreślić, że niskim cenom bardziej sprzyja wyższa liczba kW na mieszkańca (**S. Poręba**), na co wskazuje, na przykład, analiza cen w UE. Jeśli jest dużo zainstalowanej mocy wytwórczej, to jest wtedy miejsce na konkurencję.

# Stan i perspektywy rynku energii w Polsce

W ostatnich dwudziestu latach elektroenergetyka na całym świecie przechodzi głębokie transformacje związane z urynkowaniem. W ostatnich kilku latach doszły kolejne zmiany wynikające z ochrony klimatu. Wysoko kapitałochłonna elektroenergetyka stała się przemysłem podwyższonego ryzyka.

W takich warunkach jednym z najpoważniejszych problemów jest zapewnienie finansowania inwestycji. Polska elektroenergetyka od początku aktywnie uczestniczy w tych przemianach, z dodatkowym utrudnieniem ze względu na transformację całego otoczenia. Przy ocenie stanu polskiej elektroenergetyki i prognozach rozwoju, konieczne jest uwzględnianie uwarunkowań wynikających zarówno z globalnej transformacji elektroenergetyki jak i transformacji polskiej gospodarki.

## I. Rynek energii elektrycznej w Polsce

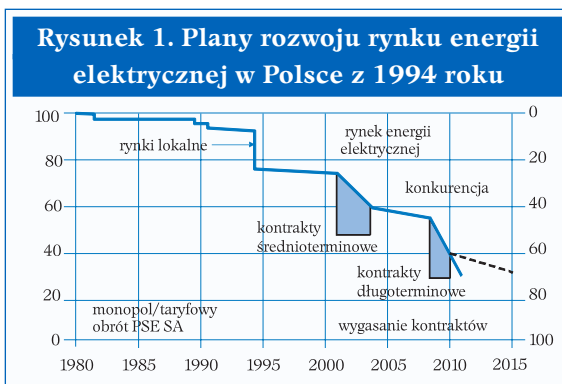
### Rys historyczny i kontekst międzynarodowy

Do lat dwudziestych XX w. dominowała prywatna elektroenergetyka rozproszona, odbiorcy budowali źródła energii elektrycznej głównie na własne potrzeby. W pierwszej połowie XX w. zaczęły powstawać prywatne, bądź samorządowe przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej, mające monopol na dostawy energii elektrycznej na określonym obszarze. W tych okresach finansowanie rozwoju odbywa się na zasadach ogólnych, wysoka kapitałochłonność była częściowo rekompensowana brakiem lub ograniczeniem konkurencji.

Dla przyspieszenia powszechnej dostępności energii elektrycznej, w latach pięćdziesiątych i sześćdziesiątych ub. w. w elektroenergetyce zawodowej powstają krajowe i regionalne monopole, często przez nacjonalizację istniejących przedsiębiorstw. Taka organizacja ogranicza ryzyko sektorowe i szeroki dostęp do taniego finansowania. Tanie finansowanie umożliwia budowę nawet tak kosztownych technologii jak energetyka jądrowa. Następuje szybki rozwój technologiczny i budowa systemów energetycznych zapewniających wysokie parametry jakościowo-niezawodnościowe. Lata siedemdziesiąte i osiemdziesiąte przyniosły standaryzację zasad funkcjonowania systemów umożliwiającą łączenie systemów z wielu krajów. Po kilkudziesięciu latach przewagi popytu, w kolejnych krajach dochodzi do równowagi, a nawet nadwyżki podaży. W pierwszej kolejności, nowe warunki są wykorzystywane do ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko. Nowe technologie pozwalają na radykalne ograniczenie emisji pyłów, tlenków siarki i azotu. Dla ograniczania negatywnych aspektów monopoli następuje szybki rozwój regulacji, pojawiają się próby wprowadzania elementów konkurencji, zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych. W Polsce lata osiemdziesiąte ub.w. przyniosły wyhamowanie rozwoju, utrudniony dostęp do nowych technologii, niewystarczające działania proekologiczne, urzędowe ceny coraz bardziej odbiegały od kosztów.

Lata dziewięćdziesiąte XX w. były okresem prorynkowych przemian, ustawowe zmiany praw energetycznych likwidują prawne podstawy monopoli. W wielu krajach rozwój konkurencji jest wspomagany decyzjami administracyjnymi o wprowadzeniu obligatoryjnych rynków. Następuje rozwój

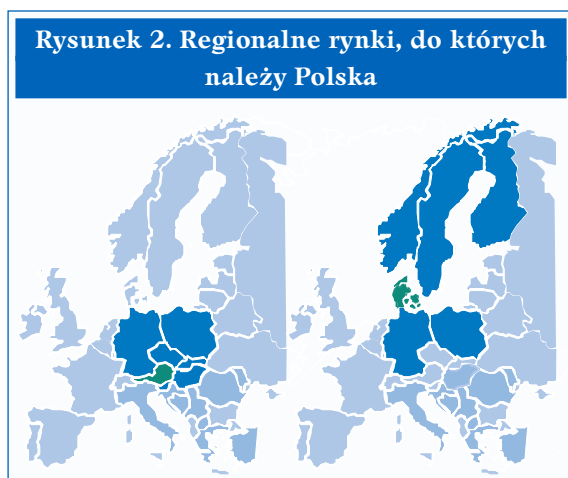
prywatyzacji i fuzji firm, tworzą się energetyczne koncerny międzynarodowe. Duże nadwyżki podaży zdecydowanie ograniczają poziom inwestycji i ułatwiają podejmowanie decyzji o liberalnych rozwiązaniach rynkowych. W finansowaniu rozwoju znów istotną rolę odgrywa kapitał komercyjny, głównie przez struktury *project finance*, w których zabezpieczeniem zwrotu kapitału są przychody gwarantowane umowami długoterminowymi. W tym czasie w Polsce nastąpił podział zmonopolizowanej elektroenergetyki na ponad siedemdziesiąt firm, które miały rynkowo łączyć się w kilkanaście konkurencyjnych firm. Ponadto w modelu rynku planowano prywatyzację i segmentację rynku na długo-, średnio- i krótkoterminowy. Plany te wdrożono tylko fragmentarycznie.



Przełom wieków przyniósł szereg kryzysów w elektroenergetyce wielu krajów, przede wszystkim związanych z niedostosowaniem regulacji do stopnia liberalizacji rynku. W efekcie kryzysów Unia Europejska wprowadziła wiele regulacji kontynuujących budowę wspólnego rynku energii, ale przy wzmocnionej roli regulatorów. Rośnie rola Komisji Europejskiej w tworzeniu rynku konkurencyjnego, część regulacji obowiązuje bezpośrednio w krajach UE.



W tym samym roku przyjęto Pakiet Energetyczny, zawierający regulacje rynkowe, w tym utworzenie wspólnego rynku jako cel na 2015 rok.



Dla regulacji wspólnego rynku utworzono specjalną agencję ACER. Tworzenie wspólnego rynku zostało przyspieszone, planuje się utworzenie rynku w 2014 roku. Stwarza to szanse, ale i zagrożenia dla polskich konsumentów i wytwórców energii elektrycznej.

Rozwój rynku konkurencyjnego i regulacje unijne wymuszają konieczność rynkowego finansowania podstawowych inwestycji. Z drugiej strony, stale zwiększa się obszar elektroenergetyki wyłączony z rynku bo realizacja polityki klimatycznej UE wymusza preferencje jednych technologii i obciążenia podatkami lub paropodatkami innych. Szybki rozwój energetyki odnawialnej i rozproszonej wymaga wykorzystywania różnych form wsparcia dla tych technologii.

Zmiany wynikające z wdrażania polityki klimatycznej wprowadzają dodatkowe ryzyko do sektora energetycznego. W ostatnich pięciu latach europej-

skie firmy energetyczne straciły po dwie trzecie wartości rynkowej, znacznie więcej niż przeciętny spadek wynikający z kryzysu. Utrudnia to finansowanie planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych.

## **Obecny rynek energii elektrycznej w Polsce**

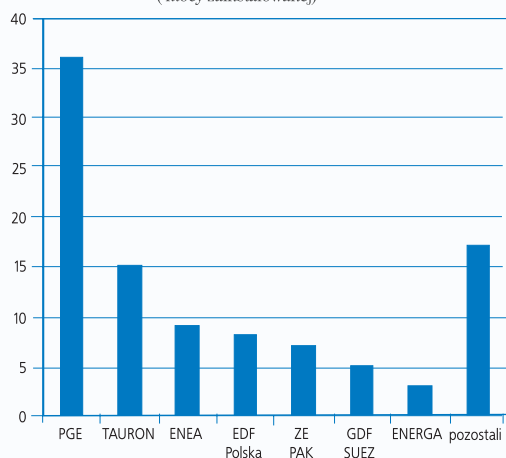
Podstawowym dokumentem regulującym rynek jest wielokrotnie nowelizowana ustawa Prawo energetyczne z 1997 r. oraz liczne rozporządzenia wykonawcze. Nowelizacje prawa energetycznego wprowadzają coraz bardziej szczegółowe regulacje. Ustawy prawo energetyczne w większości krajów UE są na ogół jeszcze mniej szczegółowe niż polska ustawa z 1997 roku. Obecnie przygotowuje się projekty trzech ustaw – prawo gazowe, prawo elektroenergetyczne i prawo o odnawialnych źródłach energii (OZE). Prawdopodobnie wprowadzą one jeszcze bardziej szczegółowe regulacje rynkowe, pozostawiając jeszcze mniej swobody uczestnikom rynku. Planowane rozwiązania w projekcie ustawy OZE, ograniczają konkurencję między technologiami oraz wyłączają z rynku znaczącą ilość energii elektrycznej wytwarzanej z OZE. Jeżeli taki kierunek zmian regulacji się utrzyma to rynek energii elektrycznej będzie rynkiem regulowanym.

Formalnie rynek energii jest zderegulowany poza dostawami do gospodarstw domowych, rozwiązanie problemu osłony dla gospodarstw o niskich dochodach w nowym prawie energetycznym powinno uwolnić i ten segment rynku. W praktyce funkcjonuje wiele ograniczeń dla uczestników rynku i planuje się następne.

## Rysunek 3. Główne firmy elektroenergetyczne w Polsce

### Wytwarzanie

Udziały w rynku w 2011 roku  
(mocy zainstalowanej)



Dane finansowe (2010)*	mln PLN
Przychody	33 189
EBITDA	8 844
Zysk brutto	6306
CAPEX**	-8 300

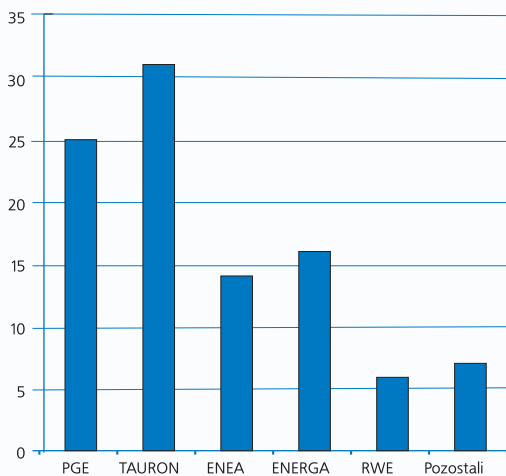
### Przesył

PSE Operator



Dane finansowe (2010)*	mln PLN
Przychody	7156,0
EBITDA	881,4
Zysk netto	212,0
CAPEX**	493,0
Dług netto/EBITDA	-1,3

### Dystrybucja



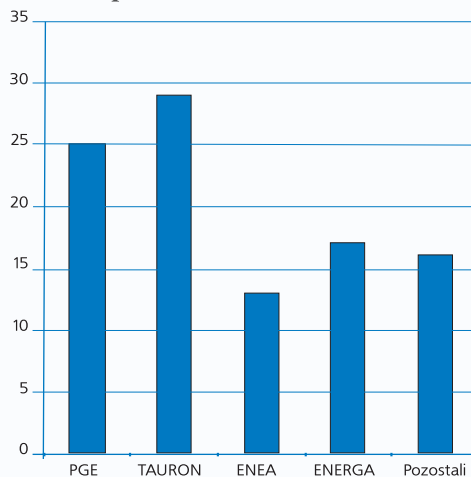
Dane finansowe (2010)*	mln PLN
Przychody	16308
EBITDA	3705
Zysk brutto	1425
CAPEX**	~4000

\* Jedynie elektrownie zawodowe ciepłone

\*\* Dane szacunkowe na podstawie udziałów w rynku trzech największych graczy

Źródło: Ernst & Young

### Sprzedaż detaliczna



Dane finansowe (2010)*	mln PLN
Przychody	44704
EBITDA	796
Zysk brutto	1028



Generalnie polskie regulacje są zgodne z regulacjami UE, ale wprowadzają dodatkowe wymogi, które utrudniają integrację z innymi rynkami. Podobne działania podejmują inne kraje UE, chroniąc własne rynki. Prawdopodobnie determinacja KE w budowie wspólnego rynku energii doprowadzi do szerokiego udziału bezpośrednich regulacji unijnych.

Głównymi uczestnikami rynku są cztery firmy powstałe kilka lat temu z połączenia spółek dystrybucyjnych i wytwórczych. Poza nimi jest kilka liczących się firm powiązanych z grupami międzynarodowymi lub z krajowymi konglomeratami. Poza tym aktywnie działa kilkadziesiąt małych i średnich firm aktywnie wypełniając obszary niszowe. Polski rynek, jako jeden z niewielu w krajach UE, po stronie wytwarzania i po stronie sprzedaży detalicznej samodzielnie (w wielu krajach kryteria liczy się dla rynku regionalnego) spełnia podstawowe kryteria rynku konkurencyjnego.

Operator systemu przesyłowego (OSP) jest w pełni oddzielony od innych działalności, a operatorzy systemów dystrybucyjnych prawnie. Ostatnie regulacje unijne zobowiązują bezpośrednio OSP do współdziałania w budowie europejskiego rynku energii. Głównym rynkiem zorganizowanym jest Towarowa Giełda Energii (TGE), posiadająca niemal monopol na obrót w niektórych segmentach. W ostatnich latach TGE aktywnie działa na rzecz budowy rynków regionalnych. Współdziałanie Prezesa URE, OSP i TGE w obszarze integracji polskiego rynku z rynkami innych krajów, powinny doprowadzić Polskę do pełnego uczestnictwa w rynku europejskim.

Od 2009 roku przychody firm elektroenergetycznych są na poziomie zapewniającym rentowność,

co najmniej porównywalną z firmami z innych krajów. Pozwala to na rozwój inwestycji, w ostatnich latach nakłady rosną, zbliżając się do 20 mld zł rocznie, znaczący udział mają inwestycje w odnawialne źródła energii. Część zadań inwestycyjnych otrzymuje wsparcie ze środków pomocowych.

Utrzymanie poziomu nakładów wynikających z polityki energetycznej kraju, wymaga generowania wyższych środków finansowych (EBIDTA), m.in. poprzez poprawę efektywności. Jest to konieczne dla zrównoważenia rosnących kosztów zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Przy obecnym poziomie EBIDTA i ograniczeniu dywidend do 30% zysku, sektor może sfinansować wymagane programy inwestycyjne.

## **II. Prognozy, ochrona klimatu, rozwój OZE**

### **Obecny bilans energii elektrycznej**

Moc zainstalowana w Polsce w latach 2009–2011 rosła średnio o ok. 3%. W 2011 r. wynosiła ona 38 715 MW. Najszybciej przyrasta moc w obszarze odnawialnych źródeł energii, gdzie moc zainstalowana wzrosła z 1 255 MW w 2010 r. do 3 193 MW w 2011 r. Największą moc zainstalowaną mają elektrownie ciepłownicze, ok. 80% mocy zainstalowanej w kraju. Niewiele mocy zainstalowanej przyrasta za to w elektrowniach przemysłowych i od paru lat utrzymuje się na tym samym poziomie ok. 2 400 MW. Podobnie rośnie produkcja energii elektrycznej, która ogółem w Polsce wzrosła w ostatnich latach o 4% do 163,2 TWh 2011 r. Najszybszy przyrost produkcji nastą-

pił w obszarze OZE, o blisko 100%, jednak wciąż jej udział w produkcji ogółem jest niski, w 2011 roku energia elektryczna z odnawialnych źródeł stanowiła niecałe 2%.

Zużycie krajowe energii elektrycznej w 2009 roku wynosiło 148,7 TWh, a w 2011 r. 157,9 TWh. Odbiorcy krajowi stanowią około 80% zużycia krajowego, natomiast pozostałe 20% to zużycie na potrzeby elektrowni i sieci. Saldo wymiany międzynarodowej w Polsce jest ujemne, przeważa eksport nad importem, w 2011 r. przewaga eksportu wyniosła 5,2 TWh.

## Prognozy zużycia energii elektrycznej w Polsce

Polska ma bardzo niskie zużycie energii elektrycznej na mieszkańca. W 2010 r., tylko trzy kraje UE miały niższe wskaźniki zużycia – Łotwa, Litwa i Rumunia. Średnie roczne zużyciu energii elektrycznej na jednego mieszkańca – w Polsce wynosi ok. 3,9 MWh, przy średniej UE-27 6,5 MWh.

Podobnie moc zainstalowana na mieszkańca jest jedna z najniższych w UE. Prognozy opracowywane dla potrzeb Polityki Energetycznej z 2009 ro-

ku (PE 2009) są dość ostrożne w stosunku do innych krajów UE. Według prognoz, wykorzystywanych do oceny wpływu polityki klimatycznej UE na poszczególne kraje, moc zainstalowana i zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w Polsce w 2030 roku będzie poniżej obecnej średniej EU-27. W Polsce zakłada się, że jest jeszcze bardzo duży potencjał poprawy efektywności użytkowania energii.

Obecne prognozy nie odbiegają od zawartej w PE 2009, nie było planowanego spadku zużycia w 2010 roku, ale przewiduje się większą poprawę efektywności i wolniejszy wzrost gospodarczy.

Prognozy przyrostu mocy zainstalowanej zakładają wzrost poziomu i znaczną zmianę struktury. Obecnie moc zainstalowana w Polsce wynosi łącznie około 38,2 GW, co oznacza około 1 kW na jednego mieszkańca. Wskaźnik *per capita* jest jednym z najniższych w Unii Europejskiej i odbiega znacznie od średniej unijnej, która wynosi 1,6 kW. W PE 2009 planuje się przyrost około 8 GW do 2020 roku i kolejne 7 GW w latach 2021–2030. Do 2020 roku przewiduje się wyłączenie jednostek o mocy około 7 GW. Oznacza to konieczność budowy jednostek o mocy około 15 GW w latach 2010–2020, w tym około 7

**Tabela 1. Prognoza zapotrzebowania w PE 2009.**

<b>Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w PE 2009 [TWh]</b>							
<b>Lata</b>	<b>2010</b>	<b>2010</b> wykonanie	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	
Odbiorcy końcowi	104,6	115,9	115,2	130,8	152,7	171,6	
Zapotrzebowanie brutto	141	155,0	152,8	169,3	194,6	217,4	
<b>Prognoza wzrostu Produktu Krajowego Brutto (PKB)</b>							
<b>Lata</b>	<b>2011-2015</b>		<b>2016-2020</b>		<b>2021-2025</b>		<b>2026-2030</b>
Zmiany roczne PKB [%]	105,8		105,2		105,7		104,6

GW w elektrowniach wiatrowych. PE 2009 nie zakładała rozwoju źródeł fotowoltaicznych, ale duże spadki kosztów tej technologii, mogą doprowadzić do budowy źródeł o mocy około 1 GW do 2020 roku. Z kolei szybki rozwój energetyki jądrowej został wyhamowany po awarii w japońskiej elektrowni jądrowej Fukushima oraz pojawieniem szansy na znaczne wydobycie gazu łubkowego w kraju.

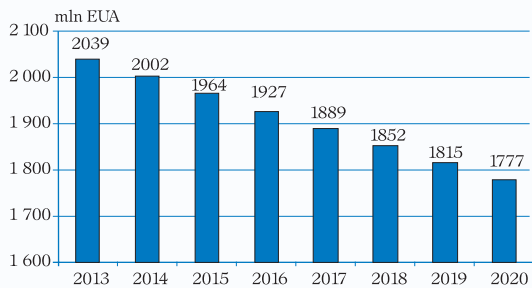
Zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce są wymuszane przede wszystkim wdrażaniem polityki klimatycznej Unii Europejskiej oraz dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED). W marcu 2007 roku Rada Europejska przyjęła kierunkowe ustalenia w zakresie polityki klimatycznej i energetycznej z ustaleniem konkretnych celów na 2020 rok i kierunkowych na 2050 rok. Regulacje wdrożeniowe dla celów na 2020 rok zostały wydane w 2009 roku w ramach Pakietu Klimatycznego i Pakietu Energetycznego.

W Pakiecie Klimatycznym najistotniejsze regulacje zawarte są w znowelizowanej dyrektywie o handlu emisjami (ETSD), która wprowadza odpłatne nabywanie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla wytwórców energii elektrycznej już od 2013 roku, a dla pozostałych operatorów instalacji od 2027 roku. Polscy wytwórcy energii elektrycznej i z kilku innych krajów mogą otrzymywać część uprawnień bezpłatnie w ramach odstępstwa od standardowych regulacji (tzw. derogacje CO<sub>2</sub>). Pozostali operatorzy instalacji objętych ETSD, będą otrzymywać bezpłatne uprawnienia na podstawie historycznych poziomów produkcji i standardowych wskaźników emisji CO<sub>2</sub> (tzw. benchmarków). Ilość uprawnień jest limitowana na poziomie Unii Europejskiej

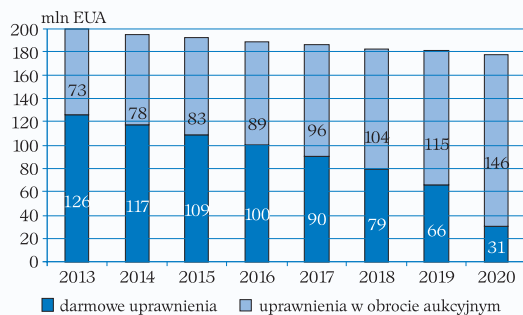
Polska terminowo złożyła wnioski o derogacje CO<sub>2</sub> dla instalacji wytwarzających energię elektryczną i wnioski o przydziały dla pozostałych instalacji. Warunkowa Decyzja KE zatwierdzająca wniosek w sprawie derogacji została opublikowana 13 lipca 2012 roku. Najtrudniejszym warunkiem jest wycofanie 30 zadań inwestycyjnych z krajowego planu inwestycyjnego (KPI), są to zadania związane z budową instalacji uprawnionych do otrzymywania bezpłatnych uprawnień jako instalacje, których fizyczna realizacja rozpoczęła się przed końcem 2008 roku. W wielu firmach utrudnia to zbilansowanie nakładów na zadania KPI z wartością otrzymywanych uprawnień. Decyzji w sprawie przydziałów dla pozostałych instalacji jeszcze nie ma, ciągle trwa weryfikacja i uzupełnianie danych przez Komisję Europejską. Pełne dane są niezbędne dla obliczenia współczynnika korygującego jako iloraz sumy wstępnych przydziałów zawartych we wnioskach krajów członkowskich i limitu przydziałów wynikającego z ETSD.

Bezpłatne przydziały uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej mogą być istotnym stymulatorem dla wielu zadań inwestycyjnych. Wartość rynkowa bezpłatnych uprawnień wynosi ponad 7 mld euro w poziomie cen prognozowanych przez Komisję Europejską, przy obecnym poziomie cen około trzech razy mniej. Pomimo derogacji, szacowane potrzeby zakupu uprawnień w Polsce mogą wynieść ponad 600 mln uprawnień na energię elektryczną oraz 250–350 mln uprawnień na ciepło. Rosnący koszt zakupu uprawnień będzie wymuszał ograniczanie produkcji w źródłach węglowych, co też jest jednym z powodów planowanych wyłączeń jednostek wytwórczych.

**Rysunek 4. Limity uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wg Decyzji Komisji Europejskiej z 22. X. 2011 r..**



**Rysunek 5. Szacunkowe ilości uprawnień dla Polski na podstawie publikacji KOBIZE i EY**



Prognozy cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2013–2020 są obciążone bardzo dużym ryzykiem. Analiza kształtowania się ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w przeszłości wskazuje na wysoki poziom niepewności związany z jej prognozowaniem. Istotny poziom czynników o charakterze politycznym oraz wahania koniunktury wraz z wydarzeniami nieprzewidywalnymi miały zawsze bardzo silny, trudny do oszacowania, wpływ na zmianę ceny EUA.

w poprzednich latach. Dodatkowo ryzyko cen uprawnień jest zwiększane przez działania Komisji Europejskiej na rzecz podniesienia celu reduk-

cyjnego na 2020 r. z 20 na 25 lub 30%, lub bezpośrednią ingerencję na rynku uprawnień w celu zwiększenia ich ceny. Obecnie koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ma niewielki udział w kosztach całkowitych wytwarzania energii elektrycznej, ale od 2013 roku koszt wytwarzania energii elektrycznej wzrosł o koszt zakupu około 40% uprawnień potrzebnych do rozliczeń z emisją CO<sub>2</sub>. Obecny poziom cen rynkowych uprawnień jest ponad dwukrotnie niższy niż prognozy Komisji Europejskiej. Rynek uprawnień jest stale zależny od regulacji, a KE podejmuje działania zmierzające do zmniejszenia ilości uprawnień i podniesienia cen do poziomu stymulującego działania redukcyjne, czyli co najmniej 20 euro/EUA. Projekt stosownej Decyzji Komisji Europejskiej w tej sprawie jest już opublikowany do konsultacji społecznych na stronach Komisji.

Drugą, istotną dla wytwarzania energii elektrycznej, regulacją Pakietu Klimatycznego jest dyrektywa o wspieraniu rozwoju odnawialnych źródeł energii (Dyrektywa OZE). Przede wszystkim ustala cele na 2020 rok udziału energii z OZE w zużyciu finalnym, dla Polski jest to 15%, przeciętnie 20%, najwyższy cel ma Szwecja – 49%. Polskie plany zakładają, że w energii elektrycznej udział ma wynosić w 2020 roku ponad 19%. Przy prognozach zużycia energii elektrycznej z PE 2009, konieczna będzie produkcja w OZE 32–33 TWh w 2020 roku. Krajowy plan działań w zakresie energii z OZE zakłada, że blisko 90% produkcji w 2020 roku będzie w źródłach wiatrowych (ponad 15 TWh) oraz w biomasowych i biogazowych (ponad 14 TWh). Dla osiągnięcia tego celu konieczna jest budowa 5–6 GW w elektrowniach wiatrowych, 3 GW w źródłach biomasowych i biogazowych oraz wykorzystywanie

współspalania w istniejących źródłach o mocy około 20 GW. Konieczny będzie rozwój podaży biomasy, głównie przez uprawy energetyczne oraz pełniejsze wykorzystywanie odpadów z gospodarki leśnej i żywnościowej. Zakłady przetwarzania biomasy muszą zdecydowanie powiększyć swoje możliwości produkcyjne. Ostatnie projekty krajowych regulacji w sprawie OZE, zakładają budowę większej ilości źródeł fotowoltaicznych, w 2020 r. ich łączna moc ma wynosić około 1 GW.

Rozwiązania zawarte w Dyrektywie OZE wprowadzają ramowe zasady w systemach wsparcia rozwoju OZE, pozostawiając wybór mechanizmów wsparcia krajom członkowskim. W Polsce trwają prace nad implementacją tej dyrektywy do prawa krajowego. Projekt ustawy o wspieraniu OZE w Polsce zmienia zasadniczo podstawowy system wsparcia OZE. Rezygnuje się z prostego systemu bazującego na mechanizmach rynkowych na rzecz skomplikowanego systemu mieszanego, ze znaczną ilością elementów taryfowych.

Wdrażanie dyrektywy o emisjach przemysłowych wprowadza kolejne wymuszenia wymiany jednostek wytwórczych. Dyrektywa o emisjach przemysłowych zastępuje kilka dotychczasowych regulacji i jest kolejnym krokiem działań zapewniających „czyste powietrze” dla Europy. Dla bloków systemowych wzrost wymagań nie jest duży, największe zmiany dotyczą mniejszych jednostek wytwórczych. Osiągnięcie nowych standardów emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów, wymaga kosztownych instalacji, zabudowa ich w wielu starszych jednostkach nie będzie opłacalna. Konieczne będzie zastępowanie ich nowymi, w niektórych przypadkach opłacalne mogą być przebudowy umożliwiające

spalanie dużych ilości biomasy, a nawet przejście w całości na biomasę.

Dyrektywa o emisjach przemysłowych dopuszcza możliwość zastosowania różnych odstępstw w okresach przejściowych, pozwalających na stopniowe dostosowanie instalacji do nowego prawa. Do odstępstw tych należą:

- 1) przejściowy plan krajowy (PPK) – zbiorowe rozliczanie redukcji emisji tlenków siarki, azotu i pyłów do osiągnięcia norm do 30 czerwca 2020 roku,
- 2) ograniczony czas eksploatacji – dla starych jednostek, dla których modernizacja instalacji jest nieopłacalna, pozwalający na eksploatację starych instalacji w ograniczonym zakresie do 31 grudnia 2023 roku (przy spełnieniu standardów określonych w dniu 31 grudnia 2015 roku),
- 3) odstępstwo dla zakładów zasilających sieci ciepłownicze – jednostki eksploatowane przed 27 listopada 2003, których co najmniej 50% produkcji ciepła dostarczane jest do publicznej sieci ciepłowniczej (możliwość eksploatacji do 31 grudnia 2022 roku przy spełnieniu wymogów obowiązujących w dniu 31 grudnia 2015 roku),
- 4) odstępstwo dla źródeł szczytowych – dla obiektów szczytowych (praca do 1500 godzin w roku), których eksploatacja rozpoczęła się nie później niż 27 listopada 2003 (derogacja bezterminowa).

Nawet przy korzystaniu z wyżej wymienionych odstępstw, konieczna jest przebudowa polskiego ciepłownictwa, a zwłaszcza wyeliminowanie węglowych kotłów wodnych z pracy do 2023 roku.

Pakiet Energetyczny z 2009 roku zawiera regulacje unijne w zakresie rozwoju konkurencyjnego rynku energii i budowie europejskiego rynku. Zgodnie z tymi regulacjami w 2014 roku powinny funkcjonować rynki regionalne, a nawet jeden rynek kontynentalny. Regulacje zawierają bezpośrednie zobowiązania regulatorów i operatorów systemów przesyłowych w krajach członkowskich do działania w tym kierunku. Stwarza to szanse na przełamanie oporu wielu krajów przed otwieraniem własnych rynków i co najmniej rozwój handlu hurtowego ponad granicami państw. Zapewni to kreowanie wiarygodnych, jednolitych indeksów cen rynkowych, znacznie bardziej stabilnych niż obecnie.

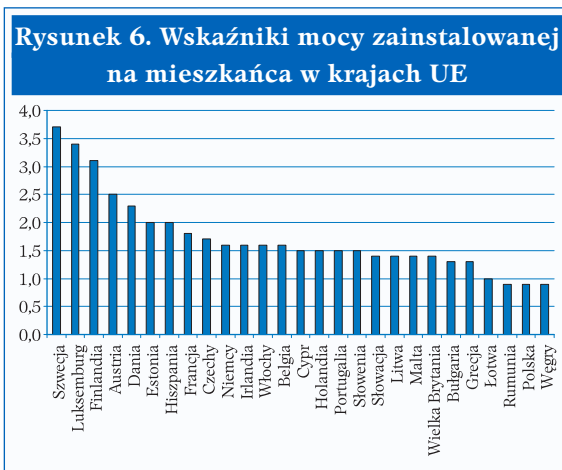
Obniży się ryzyko dla inwestycji, w których finansowanie bazuje na przychodach rynkowych. Z drugiej strony zwiększy się presja rynkowa na pełniejsze wykorzystywanie źródeł o niskich kosztach w skali regionów, pogarszanie sytuacji źródeł mniej efektywnych aż do ich wymiany lub likwidacji.

### III. Programy inwestycyjne

#### Inwestycje w elektroenergetyce

Programy inwestycyjne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce wynikają przede wszystkim z konieczności dostosowywania do wymogów ekologicznych i klimatycznych zawartych w regulacjach unijnych. W tej grupie inwestycji są przede wszystkim przedterminowe odtworzenia mocy oraz zmiany w strukturze technologicznej sektora, głównie poprzez wprowadzanie odnawialnych źródeł energii. Ponadto część inwestycji jest planowana dla podniesienia niskiego w skali Unii

wskaźnika mocy zainstalowanej na mieszkańca oraz dla odtwarzania istniejącej mocy.



Wraz z inwestycjami w obszarze wytwarzania, konieczne są równocześnie inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną. Przeciętny wiek bloków energetycznych w Polsce to około 30 lat, a 64% mocy bloków energetycznych jest w drugiej połowie okresu eksploatacji. W przypadku elektrociepłowni, przeciętny wiek bloków to około 26 lat, a 46% mocy bloków elektrociepłowni jest w drugiej połowie okresu eksploatacji.

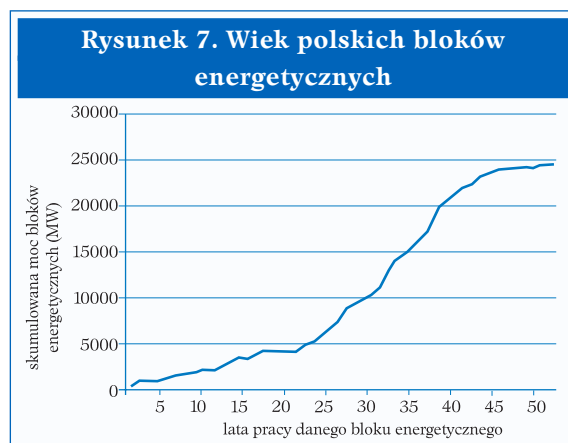
Trzeba zaznaczyć, że sytuacja polskiej elektroenergetyki nie jest wyjątkiem na tle innych krajów europejskich. 70% elektrowni opartych na węglu brunatnym i elektrowni jądrowych w Europie znajduje się w drugiej połowie okresu eksploatacji, a w przypadku węgla brunatnego, to 60%. Najmłodsze są źródła gazowe, gdzie tylko 50% znajduje się w drugim okresie eksploatacji.

Wymuszenia klimatyczne to konieczność zakupu 100% uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przez wytwórców energii elektrycznej od 2013 roku, czyli po rozpoczęciu trzeciej fazy ETS. W Polsce i w kilku innych upraw-



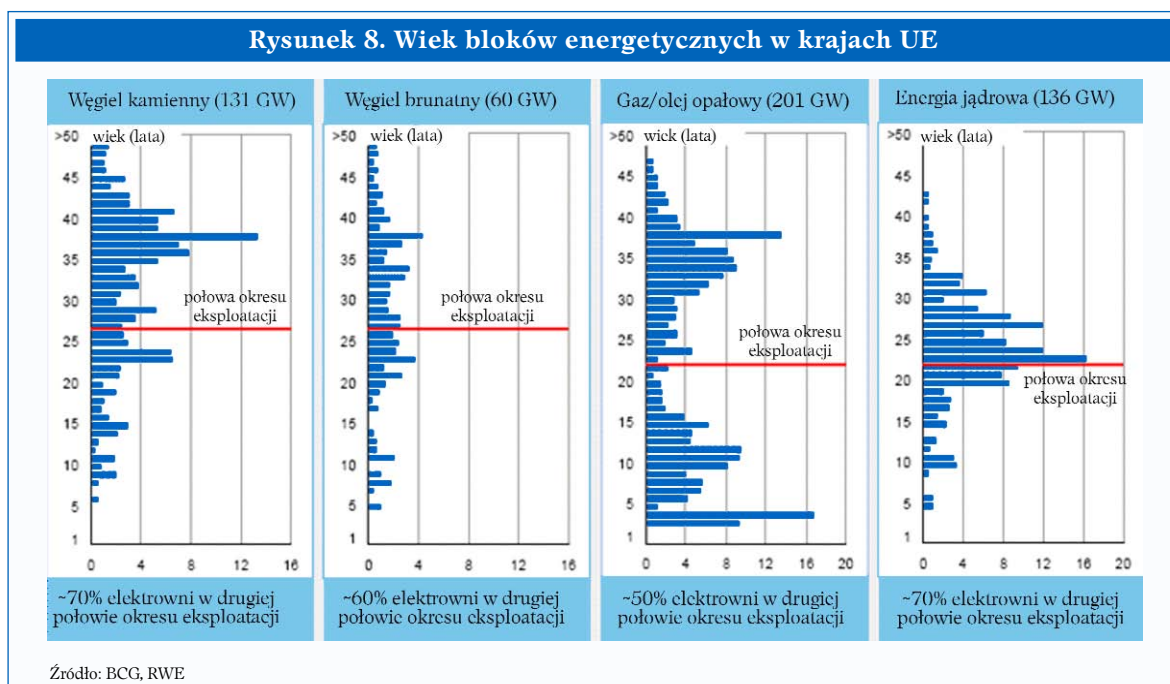
nionych krajach, obowiązek ten będzie złagodzony, ze względu na przyznane nieodpłatne uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> w ramach derogacji. W analizach wykonywanych na potrzeby wniosku Polski o derogację założono, że konieczne będzie przyspieszenie odnowień pełnych i modernizacji obecnych jednostek o około 10 lat. Ponadto, prawdopodobnie będzie konieczne wdrożenie energetyki jądrowej i opanowywanie czystych technologii węglowych, w tym CCS. Drugi blok wymuszeń klimatycznych wiąże z koniecznością uzyskania 15% udziału energii z odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu finalnym.

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski z 2009 roku w latach 2011–2020 powinno przyrosnąć około 8 GW mocy zainstalowanej przy wyłączeniu około 7 GW w najmniej ekonomicznych jednostkach. W sumie trzeba zbudować około 15 GW w nowych jednostkach i głęboko zmodernizować około 5 GW. W źródłach odnawialnych powinno przyrosnąć oko-

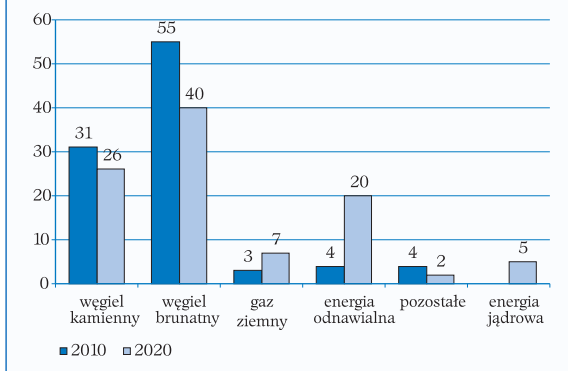


ło 5 GW w elektrowniach wiatrowych i około 1,5 GW w źródłach biomasowych i biogazowych.

Dla realizacji celów ustalonych w Polityce Energetycznej 2009, zostały podjęte działania przygotowawcze w firmach energetyki zawodowej, przemysłowej i komunalnej. Powstaje szereg nowych podmiotów rozwijające projekty głównie w energetyce odnawialnej.



**Rysunek 9. Zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej do 2020 roku wg Polityki Energetycznej z 2009 roku**



Przygotowywane projekty inwestycyjne mają łączną moc kilkakrotnie przekraczającą potrzeby. Do zadań krajowego planu inwestycyjnego, będącego częścią wniosku o derogacje CO<sub>2</sub> zostało zgłoszonych około 300 projektów modernizacji i budowy nowych jednostek wytwórczych (bez elektrowni wiatrowych) o łącznej mocy około 28 tys. MW. Szanse na realizację ma 20-25% projektów związanych z budową nowych jednostek. Część firm już weryfikuje swoje programy inwestycyjne, przedstawiony przy-

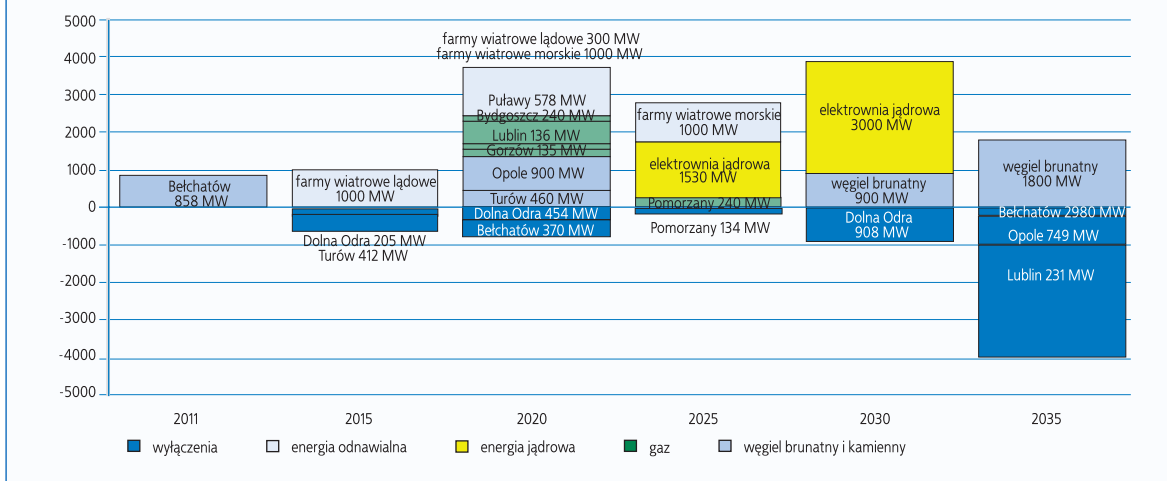
kładowo program inwestycyjny PGE, jest już ograniczony w stosunku do planów z 2010 roku.

Rozbudowa sieci przesyłowej ma zapewnić polskim odbiorcom i wytwórcom efektywny udział w europejskim rynku energii elektrycznej oraz możliwość przyłączania nowych jednostek, na ogół w innych lokalizacjach niż jednostki wycofywane z eksploatacji.

W sieciach dystrybucyjnych, główne inwestycje są związane z zapewnieniem możliwości rozwoju generacji rozproszonej i zarządzania poborem przez konsumentów.

Analizując tylko potrzeby, razem z nakładami na sieci, polska elektroenergetyka do 2020 roku powinna zainwestować 240–280 mld zł. Takie nakłady zbyt mocno obciążałyby gospodarkę, konieczne będzie ich ograniczanie. Prawdopodobnie nakłady w elektroenergetyce do 2020 roku będą na poziomie 140–200 mld zł, zależnie od tempa rozwoju gospodarczego kraju. Część nakładów może być pokryta ze środków pomocowych

**Rysunek 10. Program inwestycyjny PGE z 2010 roku**

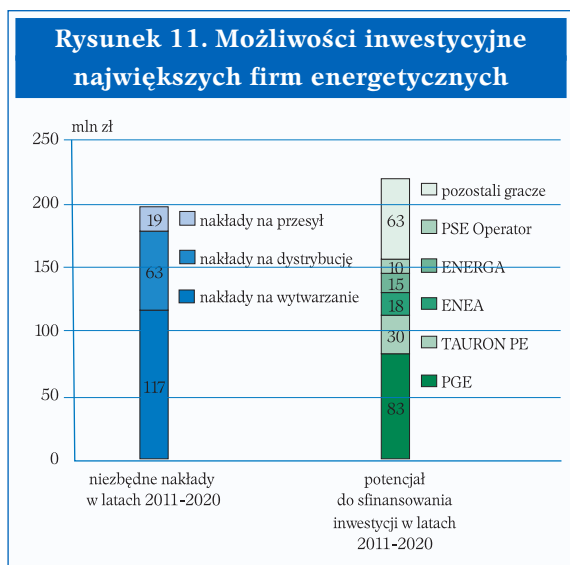




z Unii Europejskiej. Obecnie trwają prace nad budżetem UE na lata 2014–2020 oraz nad polityką klimatyczną UE do 2050 roku. Konieczne jest więc zabieganie o uwzględnienie po stronie unijnych wydatków budżetowych w latach 2014–2020 rekompensat z tytułu wdrażania polityki klimatycznej. Ponadto powiązanie bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> otrzymanych w ramach derogacji z zadaniami inwestycyjnymi, może odciążyć ceny energii elektrycznej o koszty kapitałowe wynikające z nakładów 15–25 mld zł.

ze sfinansowaniem programów inwestycyjnych, ale spowolnienie gospodarcze może znacznie obniżyć możliwości finansowe. Ponadto istotne zmiany w regulacjach i technologiach wprowadzają dodatkowe ryzyka do sektora, który jeszcze 15 lat temu był uznawany za sektor niewielkiego ryzyka.

#### IV. Ryzyko realizacji elektroenergetycznych projektów inwestycyjnych



Elektroenergetyka jest jednym z najbardziej kapitałochłonnych przemysłów o długim okresie zwrotu kapitału, w którym od początku ryzykiem było uzyskanie wymaganych przychodów. Od początku problemy z finansowaniem inwestycji istotnie wpływały na kształt sektora. W okresie podstawowej elektryfikacji w większości krajów, dla zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego, prawnie wprowadzono monopol jednej firmy na danym obszarze. Kilkadziesiąt lat rozwoju w warunkach monopolu doprowadziło do postrzegania sektora energetycznego jako sektor niewielkiego ryzyka, a firmy energetyczne pozyskiwały finansowanie zewnętrzne z kosztami zbliżonymi do bonów skarbu państwa. Uzyskanie równowagi między podażą a popytem energii elektrycznej umożliwiło wprowadzanie elementów konkurencji, potem prawne zniesienie monopolu. Do elektroenergetyki wróciło ryzyko typowe dla innych działalności o dużej kapitałochłonności. Dla zapewnienia możliwości rozwoju w nowych warunkach, rozpoczęły się procesy koncentracji w skali regionalnej, a nawet globalnej. Kryzysy na przełomie wieków oraz konieczność zmian technologicznych wymuszanych polityką ochrony klimatu spowodowały zwiększenie ryzyka inwestycyjnego. W takich

W latach 2012–2020 tylko najwięksi gracze na polskim rynku elektroenergetycznym będą w stanie pokryć niezbędne nakłady inwestycyjne. Byłoby to możliwe przy utrzymaniu rentowności z lat 2009–2011 oraz wypłaty dywidend poniżej 1/3 zysku. Zakłada się, że około 50% łącznych nakładów może być pokryte finansowaniem dłużnym.

Znaczącą część nakładów pokrywają i będą pokrywać inne firmy energetyczne i autoproducenci. W zasadzie nie powinno być większych problemów

warunkach procesy przygotowania i realizacji inwestycji muszą być prowadzone niezwykle starannie.

Ryzyko inwestycyjne jest związane z wyborem technologii, uzyskiwaniem pozwoleń prawno-środowiskowych, zapewnieniem finansowania, właściwego wykonawstwa oraz uzyskaniem wymaganych przychodów.

## Wybór technologii

Technologie elektroenergetyczne rozwijane przez kilkadziesiąt lat przeżywają obecnie kryzys. Technologie spalające paliwa kopalne emitują CO<sub>2</sub>, uznawany za główny gaz cieplarniany. Unijne plany szybkiego opanowania technologii wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub>, nie przynoszą spodziewanych efektów. Energetyka jądrowa szuka rozwiązań, które pozwolą uniknąć zagrożeń awariami nawet w tak nietypowych warunkach jak w Fukushima. W wielu krajach rozwijają się tylko źródła odnawialne, wspierane bezpośrednio i pośrednio przez państwa.

W Polsce, zgodnie z globalnymi trendami, najszybciej rozwija się energetyka odnawialna. Są to technologie znacznie droższe od konwencjonalnych i wymagają systemów wsparcia. Obecny system premiuje technologie o najniższych kosztach, czyli biomasowe i lądowe wiatrowe, przygotowywane zmiany systemu mają umożliwić powstawanie pilotowych źródeł fotowoltaicznych i morskich elektrowni wiatrowych. Ich rozwój wymusza rozbudowę sieci przesyłowych, w tym linii transeuropejskich do przesyłu energii elektrycznej na duże odległości. Rosnący udział źródeł odnawialnych będzie wymagał włączania ich w procesy dostosowywania produkcji do zużycia i magazynowania energii,

zwłaszcza że będą się rozwijać niesterowalne mikroźródła zainstalowane u odbiorców. Wymusi to przebudowę sieci dystrybucyjnej i systemów pomiarowych. W obszarze odnawialnych źródeł energii najpoważniejszym ryzykiem jest niedostosowanie poziomu wsparcia do możliwości gospodarki.

Ponadto w Polsce konieczna jest wymiana znacznej części węglowych jednostek wytwórczych, będą to nowoczesne elektrownie węglowe i gazowe oraz jednostki skojarzone, głównie gazowe. Dla nowych elektrowni węglowych głównym ryzykiem jest dalszy sposób wdrażania polityki klimatycznej w UE, dla gazowych – koszt gazu. Energetyka jądrowa wymaga jeszcze długiego okresu wstępnych przygotowań. W prognozach przychodów dla elektrowni trzeba uwzględniać ryzyko niższej produkcji z tytułu rosnącego udziału energetyki odnawialnej i rozproszonej, częściowo rekompensowany przychodami za usługi regulacyjne.

## Aspekty środowiskowe w przygotowaniu budowy jednostek energetycznych

Na terminowość realizacji programów inwestycyjnych największy wpływ ma faza przygotowawcza, a w szczególności działania związane z uzyskiwaniem pozwolenia na budowę. Dla większości inwestycji energetyki zawodowej otrzymanie pozwolenia na budowę wymaga uzyskania administracyjnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Ubieganie się o tę decyzję wiąże się z opracowaniem raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko lub karty informacyjnej. Dodatkowo, postępowania prowadzące do wydania decyzji środowiskowych są bez ograniczeń otwarte dla społeczeństwa i dla organizacji ekologicznych, również z innych krajów.

W konsekwencji większość dużych projektów inwestycyjnych ma istotne problemy w tej części fazy przygotowawczej. Wydłużenia niektórych projektów z powodu najczęściej ponawianych tych samych skarg i protestów na każdym etapie postępowań odwoławczych już dziś można liczyć w latach. Taki stan zdecydowanie zagraża terminowości realizacji programów inwestycyjnych w Polsce, zwłaszcza że implementacja unijnych regulacji do polskiego prawa nie zawsze jest terminowa.

## **Finansowanie**

Uproszczone analizy potencjału finansowego polskiej elektroenergetyki wskazują na możliwość realizacji wymaganych inwestycji. Obecnie głównie są realizowane mniejsze zadania w wytwarzaniu konwencjonalnym i zadania w odnawialne źródła energii, które mają wsparcie regulacyjne i dotacyjne. Sprawdzenie pełnych zdolności do sfinansowania wymaganych zadań będzie dopiero przy zamknięciu finansowania jednostek 800–1000 MW. W Polsce istnieją warunki do zapewnienia ryzyka na poziomie akceptowalnym dla inwestorów i kredytodawców nawet dla tak dużych jednostek.

## **Wykonawstwo**

Zmiany w technologiach zwiększają ryzyko techniczne, zwłaszcza w energetyce jądrowej (przedłużane budowy bloków we Francji i Finlandii) czy wielkich bloków węglowych (opóźnienia w Neurath i Bełchatowie). Spiętrzenie realizacji wielu jednostek w Polsce, planowanych do uruchomienia w latach 2016–2018 może utrudniać uzyskiwanie optymalnych cen i dotrzymanie właściwego poziomu technologicznego. Dodatkowo, polskie prawo

zamówień publicznych utrudnia optymalizację wyboru dostawcy urządzeń i wykonawcy. Nie jest jeszcze opanowana technologia CCS, ale na razie regulacje nie wymagają jej wprowadzania.

## **Przychody**

W zasadzie ryzyko uzyskania wymaganych przychodów powinno być porównywalne z ryzykiem uzyskania przychodów z innych działalności. Ceny energii elektrycznej w Polsce są kształtowane w wyniku gry konkurencyjnej, ale głównie na rynku krajowym, zbyt mały jest wpływ rynków sąsiednich. W ciągu najbliższych trzech lat powinien działać unijny rynek i ceny powinny być bardziej przewidywalne. Przygotowywane jest także pełne uwolnienie cen w dostawach do odbiorców domowych. W rezultacie tych zmian, można zakładać, że w 2015 roku ryzyko uzyskiwania przychodów rynkowych będzie porównywalne do ryzyka w innych krajach UE. Unijnym problem staje się szybko rosnący, znaczący udział energii z dotowanych źródeł odnawialnych i rozproszonych.

## **Podsumowanie**

Przed elektroenergetyką, nie tylko polską, stoją poważne wyzwania. Obecna polityka klimatyczna UE zdecydowanie zwiększa koszty energii i produkcji towarów, obniżając konkurencyjność europejskiej gospodarki na globalnym rynku. W związku z regulacjami energetyczno-klimatycznymi konieczne są rewolucyjne zmiany w stosowanych w elektroenergetyce technologiach. Wymuszane są dodatkowe inwestycje w obszarach zaopatrzenia w surowce energetyczne, wytwarzania, przesyłu i dystrybucji. Inwestycje te nie zawsze mają eko-

nomiczne uzasadnienie, a ich wartość mocno obciąża całą gospodarkę. Narzucane przez regulacje tempo zmian oraz terminy nie zawsze uwzględniają realne możliwości gospodarek i sektorów energetycznych krajów członkowskich. W Polsce mamy szansę sprostać obecnym wyzwaniom, i przy odpowiednim wsparciu na poziomie krajowym i unijnym, zrealizować w elektroenergetyce program inwestycyjny o skali niespotykanej w historii.

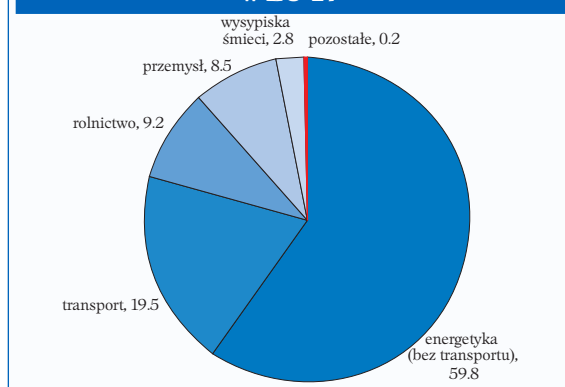
Kolejne zaostżenia polityki klimatycznej UE muszą być bardzo staranie przeanalizowane pod względem wpływu na gospodarki poszczególnych krajów, dla takich krajów jak Polska muszą być zaplanowane odpowiednie rekompensaty.

## Gaz łupkowy – dlaczego z Północną Ameryką

Środowiska energetyczne świata oraz społeczeństwa świadome prognoz zmian klimatycznych i środowiskowych jednoznacznie łączą te zjawiska (często postrzegane jako groźne) z konsumpcją węgla i paliw węglowodorowych. Nie jest rozwiązaniem problemu założenie, że jest on urojony, bo wystarczy spojrzeć na piętrzące się wysiłki legislacyjne i związane z nimi ogromne konsekwencje ekonomiczne, aby zrozumieć, że *business-as-usual* w konsumpcji paliw opartych na węglu jest już nie do zaakceptowania. Jak się to ma do gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, tj. przede wszystkim gazu łupkowego? Otóż, zastąpienie węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej gazem ziemnym obniża w znacznej mierze ilość gazu cieplarnianego na kilowatogodzinę energii elektrycznej poprzez czystsze spalanie gazu ziemnego oraz mniejszą ilość energii zużytej dla wydobycia i transportu tego paliwa. Taka poprawa bilansu gazów cieplarnianych

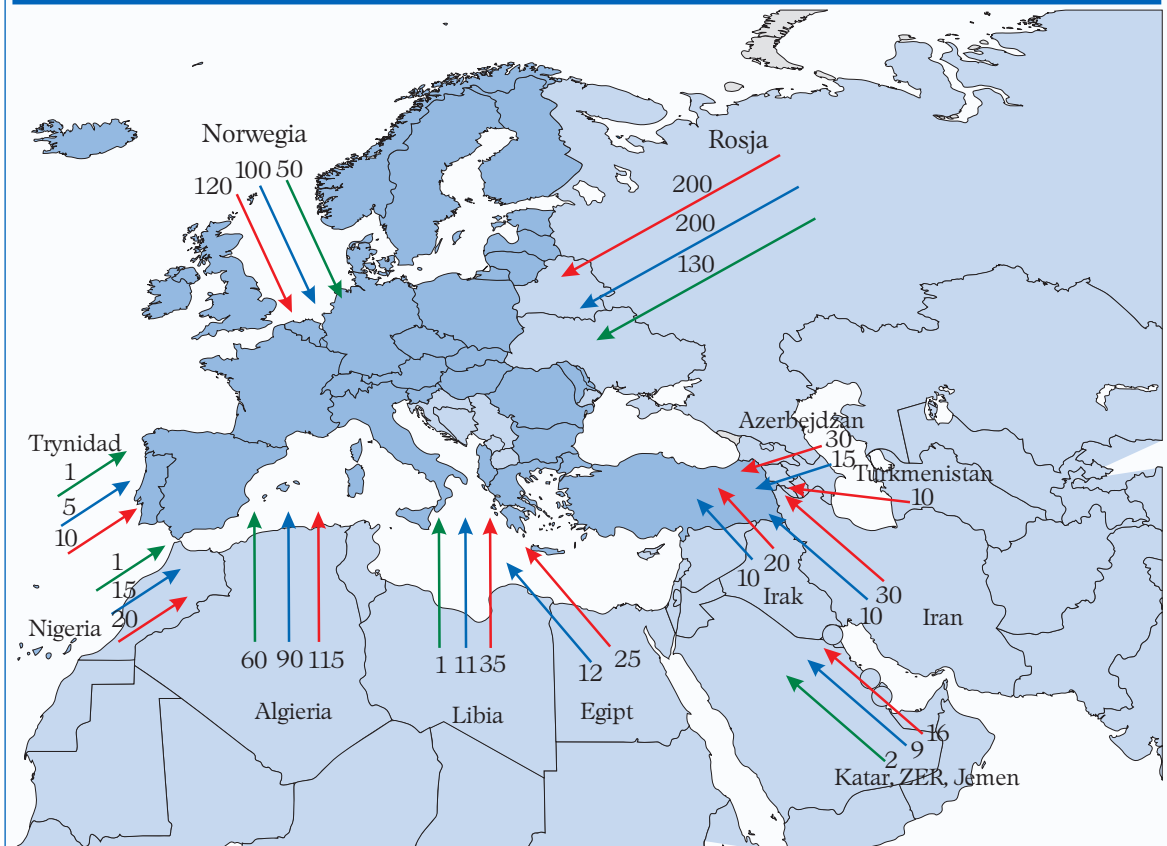
w sektorze energetycznym znakomicie wpływa na ogólny bilans gazów cieplarnianych jak to wynika ze schematu na rysunku 1.

**Rysunek 1. Europa – Środowisko a energia. Gazy cieplarniane wg źródła ich wytwarzania w EU-27**



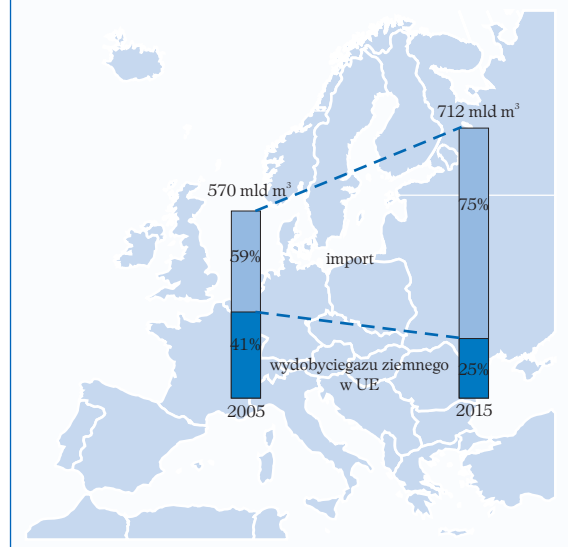
Drugim aspektem omawianym podczas tego wykładu jest stabilność ekonomiczna kraju związana z nieupolitycznionym dostępem do nośników energii do-

Rysunek 2. System dostaw gazu do Europy, mld m<sup>3</sup>

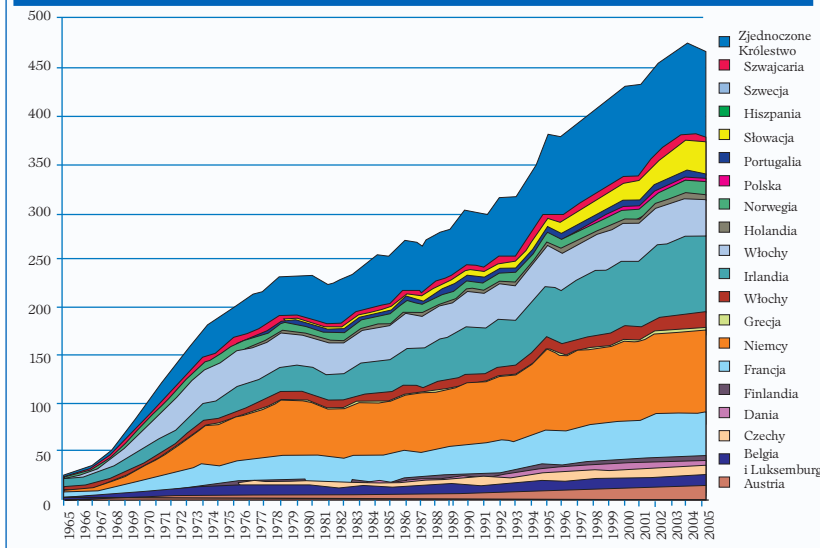


starczanych ich potencjalnym użytkownikom po cenie pozwalającej na ich opłacalne użycie. Gaz naturalny jest dopiero na trzecim miejscu nośników energii używanych w Polsce, mimo atrakcyjnych charakterystyk środowiskowych i licznych atutów związanych z energetyką rozproszoną. Położenie jego źródeł i struktura cen narzucana Polsce przez rynek zewnętrzny powodują, że rynek gazu naturalnego w Polsce przeżywa już od dwudziestu lat okres stagnacji. Oba te elementy nie ulegną szybkiej zmianie przy zachowaniu *status quo*, jak to wynika z rysunków 2, 3 i 4. Pojawienie się gazu łupkowego „made in Poland” w tej strukturze rynkowej mogłoby doprowadzić do drastycznej zmiany cen jak i ilości gazu zużywanego przez gospodarke polską.

Rysunek 3. Polityczne uzależnienie UE od dostawców gazu



**Rysunek 4. Zużycie gazu naturalnego przez kraje UE**

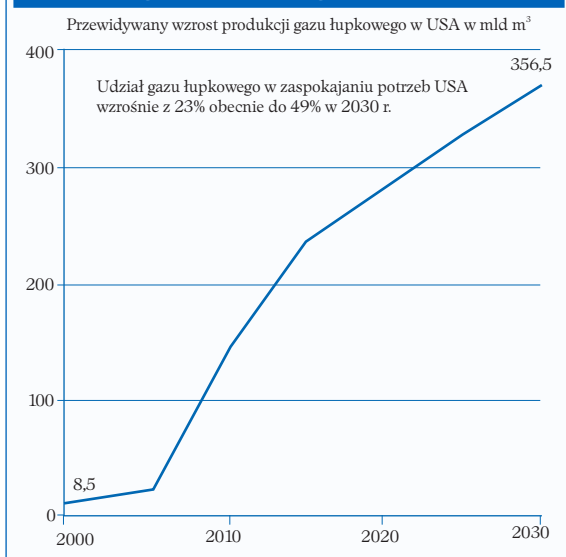


inaczej niż dotychczas, rozważając ich wartość jako bufor przeciwko takim naciskom. Rysunek 5 pokazuje, że ta analiza zasobów i produkcji nie obiecywała pełnego bezpieczeństwa dostaw gazu: malejące wielkości nowych odkryć i malejąca pojemność rezerw udokumentowanych spowodowały konsternację wśród strategów energetycznych USA i doprowadziła do decyzji rządu Stanów Zjednoczo-

Technologie wydobywania gazu łupkowego to długi okres rozwoju i ogromne inwestycje gospodarki amerykańskiej. Gdy w latach 70. bliskowschodni dostawcy ropy zaczęli używać tego surowca jako broni politycznej, Stany Zjednoczone spojrzały na swoje konwencjonalne złoża gazu naturalnego

nych rozpoczęcia prac nad rozwojem technologii wydobywania gazu łupkowego uważanego przez dziesięciolecie za produkt uboczny i o małym znaczeniu. To miało ulec zmianie nie jako rezultat wielkiego odkrycia czy wynalazku, ale jako systematyczna realizacja strategicznego planu narodowego. Tabela przedstawia historię zainteresowania gazem łupkowym już w połowie XIX w. aż po jego dzisiejszą rolę w ekonomii amerykańskiej. Po ogromnych inwestycjach B+R stymulowanych i wspieranych finansowo przez kolejne rządy, w roku 1997 firma Mitchell Energy rozpoczęła komercyjną produkcję gazu z pokładów łupków gazowych.

**Rysunek 5. Gwałtowny wzrost wydobywania gazu łupkowego w USA**



Pierwszy komercyjny gaz łupkowy to rok 1998. Od tego momentu, po kilku latach rozpędzania komercyjnego koła zamachowego wydobywania tego cennego surowca, krzywa wzrostu produkcji wykazywała alpejską stromiznę (rys. 7). Taki wzrost produkcji wymagał ogromnej liczby nowych szybów: trzynaście tysięcy rocznie (35 dziennie), w rezultacie powodując wzrost szybów gazowych z 342 000

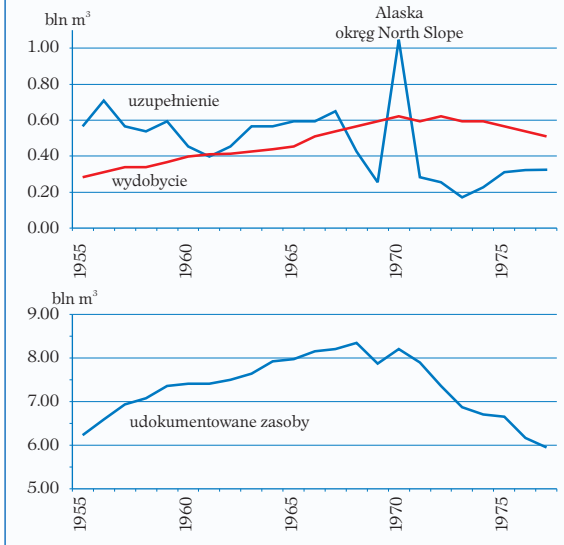


**Tabela 1. Historia wydobycia gazu łupkowego w USA**

1821	Wydobycie gazu łupkowego z pierwszego odwiertu gazu ziemnego na skalę komercyjną w Stanach Zjednoczonych w miejscowości Fredonia w stanie Nowy Jork.
1859	Edwin Drake dowodzi możliwości wydobycia ropy naftowej w większej ilości, otwierając drogę dla amerykańskiego przemysłu naftowego.
Od lat sześćdziesiątych XIX w. do lat dwudziestych XX w.	Gaz ziemny, w tym również gaz z płytko położonych spękanych złóż łupkowych o niskim ciśnieniu węglowodorów w basenie Appalachów i Illinois, wykorzystywany jest wyłącznie w miejscowościach w okolicy miejsc wydobycia.
Lata trzydzieste XX w.	Powstaje technologia umożliwiająca układanie rurociągów o dużej średnicy, dzięki czemu można przesyłać w dużej ilości gaz wydobywany ze złóż w głębi kontynentu i na południowym wschodzie do miast na północnym wschodzie. Branża gazownicza rozwija się dynamicznie.
Pod koniec lat czterdziestych XX w.	Pierwsze zastosowanie szczelinowania hydraulicznego do stymulacji odwiertów wydobywczych ropy naftowej i gazu. Po raz pierwszy płyn do szczelinowania wpompowano do odwiertu wydobywczego gazu eksploatowanego przez Pan American Petroleum Corporation w hrabstwie Grant w stanie Kansas.
Początek lat siedemdziesiątych XX w.	Dynamiczny rozwój silników węgłbnych, kluczowego elementu technologii odwiertów kierunkowych. Potencjał wiercenia otworów kierunkowych rośnie przez kolejne trzy dekady.
Koniec lat siedemdziesiątych i początek lat osiemdziesiątych XX w.	W świetle obaw związanych z kurczeniem się zasobów gazu ziemnego w USA powstaje federalny program badawczy, który umożliwia stworzenie metod szacowania ilości gazu w „niekonwencjonalnych złożach gazu ziemnego” jak złoża łupkowe, gaz zamknięty w piaskowcach i w pokładach węgla, a jednocześnie prowadzi do usprawnienia wydobycia gazu z takich złóż. Głębiej położone skały łupkowe, jak złoża Barnett w Teksasie i Marcellus w Pensylwanii, są już znane, ale ze względu na zasadniczo zerową przepuszczalność uznane za nieekonomiczne.
Lata osiemdziesiąte i początek lat dziewięćdziesiątych XX w.	Dzięki zastosowaniu szczelinowania na większą skalę, dokładnej analizie złóż, odwiertów poziomych i niższych kosztów szczelinowania, Mitchell Economy rozpoczyna rentowne wydobycie ze złoża Barnett.
2003 – 2004	Wydobycie gazu ze złoża Barnett przekracza poziom wydobycia gazu z płytko położonych złóż łupkowych w tradycyjnie eksploatowanych zasobach jak basen Appalachów w Ohio czy basen Antrim w Michigan. W Stanach Zjednoczonych ze skał łupkowych wydobywa się ok. 2 mld stóp sześciennych gazu dziennie.
2005 – 2010	Wzrost wydobycia gazu ze złoża skał łupkowych Barnett do ok. 5 mld stóp sześciennych gazu dziennie. Początek zagospodarowania innych ważniejszych złóż łupkowych w pozostałych basenach.
2010	Złoża Marcellus rozciąga się na znacznej części regionu środkowo-atlantycznego i północno-wschodniego – blisko ośrodków miejskich Wschodniego Wybrzeża o dużym zapotrzebowaniu na gaz ziemny – i wedle szacunków zawiera niemal połowę zdatnego do wydobycia gazu łupkowego.



**Rysunek 7. Bilans gazowy USA  
wg szacunku z 1979 r.**

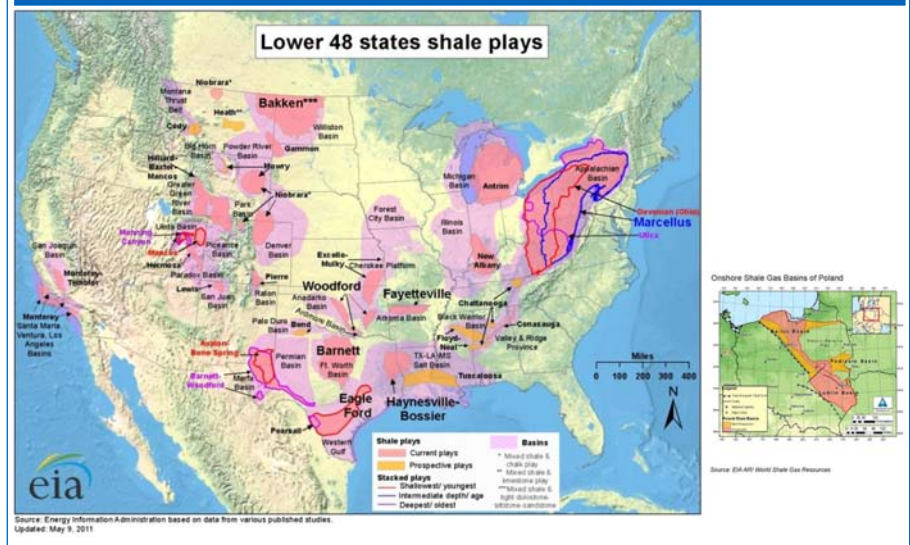


Stany Zjednoczone i Kanada stały się głównym źródłem technologii gazu łupkowego w świecie. Mapa USA to dziś wielkie zidentyfikowane i w znacznej mierze eksploatowane obszary gazonośnych łupków (rys. 8). Celowo przedstawiona na tym rysunku w przybliżonej skali mapa Polski pozwala szybko zrozumieć, że doświadczenie amerykańskie oparte jest na praktycznych projektach pokrywających swym obszarem wielokrotność obszaru Polski.

Zakładając przez moment wbrew głosom sceptyków i ostrożnie podchodząc do ponad-optymistycznych głosów hurraentuzjastów, że Polska posiada formacje geologiczne o wysokim poziomie zawartości gazu ziemnego, należy się zastanowić, jaka jest najefektywniejsza forma szczegółowego rozpoznania tych złóż i uruchomienia optymalnej ich eksploatacji. Następnym zagadnieniem, przed którym stanie kraj w momencie dostępu do bezpiecznych dostaw gazu po cenach konkurencyjnych z innymi nośnikami energii, będzie ustalenie racjonalnej gospodarki wydobywanym gazem. Choć temat ten wymaga

w roku 2000 do 510 000 w roku 2010 – wzrost o 49%. Wzrost zatrudnienia związanego z wydobyciem gazu łupkowego przyjął również odpowiednie rozmiary: od 2009 r. do chwili obecnej w Pensylwanii – 39 tys. nowych miejsc pracy, czyli wzrost o 72%, w Północnej Dakocie – 22 tys., czyli 172%. Do tego dochodzą etaty niezwiązane bezpośrednio z wierceniem i szczelinowaniem, jak np. dostawy materiałów, żywności, noclegów. Gaz łupkowy osiągnął poziom 23% konsumpcji gazu w USA, z przewidywanym wzrostem do 49% w roku 2030.

**Rysunek 8. Złóża gazu łupkowego USA i Polski, mapy w podobnej skali**



już dziś szczegółowych i systematycznych prac, aby nie stanąć w obliczu odkrytej i gotowej do konsumpcji gazowej „góry złota” bez przygotowanej infrastruktury zarówno polityczno-ekonomicznej jak i technologicznej, nie jest on jednak częścią tego wykładu, którego celem jest przedstawienie zarysu rozwoju technologii gazu łupkowego w USA i w Kanadzie i sposobu, w jaki Polska może skorzystać z tych doświadczeń. Wykład ten sugeruje, że inwestycje firm z USA i Kanady w polski gaz łupkowy to dla Polski wartość znacznie większa niż bezpośrednio zainwestowane pieniądze.

Gwałtowny rozwój przemysłu gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych stworzył wielką szansę przed najbardziej energochłonną gospodarką świata: liczne nowe miejsca pracy, znaczny wzrost przychodów podatkowych, a także przejście z roli bilansowego importera energii do netto eksportera – różnica około pół biliona dolarów rocznie. To spektakularne osiągnięcie energetyki amerykańskiej jest wynikiem wieloletnich inwestycji, czynionych głównie przez amerykańskie agencje rządowe, w rozwój techniki identyfikacji zasobów i tworzenia ich map, technologii wierceń poszukiwawczych i systemów produkcyjnych. Dziś, około 40 lat od rozpoczęcia tego ogromnego wysiłku B+R i około dwunastu lat doświadczenia w komercyjnej produkcji gazu z łupków, Stany Zjednoczone są światowym liderem w dziedzinie technologii i *know-how* gazu łupkowego, jego eksploracji i wielkości wydobycia. Najlepszą strategią każdego kraju wchodzącego dziś na rynek gazu łupkowego najprawdopodobniej byłoby połączenie sił własnych firm i instytutów B+R ze światowymi liderami tego przemysłu z USA i Kanady. Każdy nowy potencjalny producent gazu łupkowego, który

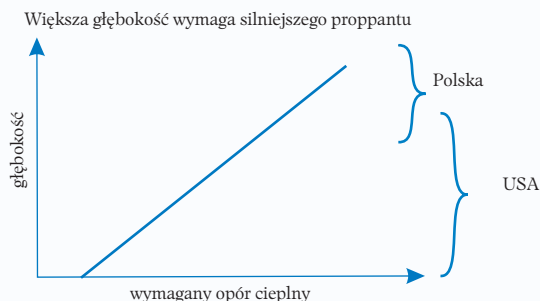
nie wykorzystuje tej ścieżki, stawia swój kraj przed perspektywą spowolnionego rozwoju tego przemysłu, podwyższenia kosztów jego tworzenia i zwiększenia ryzyka szkód ekologicznych.

Polska wiąże wielkie nadzieje ze swymi złożami gazu łupkowego. Kraj wszedł w okres wzrastającego pędu odwiertów i badań identyfikujących charakterystyki złóż. Proces ten odbywa się przy wiodącym udziale firm północno-amerykańskich – zjawisko napawające nadzieją na sprawny przebieg poszukiwań a następnie szybkie przejście do fazy produkcyjnej. Jest to właściwy moment, aby stać się partnerem tych zagranicznych podmiotów komercyjnych i sięgnąć w ten sposób do ich *state-of-the-art* wiedzy i zdobyć dostęp do najlepszych technologii i urzędzeń pracujących dziś w świecie. Proces ten będzie tworzył szczególnie korzystne dla Polski wyniki gospodarcze, jeśli polskie firmy, od tych największych w przemyśle ropy i gazu, należących do Skarbu Państwa, do średnich i małych, będą zachęcane poprzez właściwe ustawodawstwo i politykę gospodarczą kraju, do tworzenia spółek i związków z amerykańskimi partnerami strategicznie zainteresowanymi polskim rynkiem. Zagraniczne technologie gazu łupkowego i rynek kapitałowy zainteresowany rozwojem tego przemysłu w Europie, to unikalna szansa dla polskich firm gotowych do wprowadzenia swoich innowacyjnych produktów i rozwiązań technologicznych związanych z tym przemysłem – początkowo na rynek polski, w następnie na rynek światowy. Przykładem potencjalnych obszarów współpracy są wszelkie elementy związane z dokumentacją złóż i planów ich zagospodarowania, np. mapy kompleksowej informacji geologicznej, ekologicznej, legislacyjnej i własnościowej, technologie procesu eksploracji

i produkcji, np. proppanty<sup>1</sup> niezwyklej jakości z gwarantowaną niezawodnością dostaw i ceną konkurencyjną do niższej jakości produktów obecnie używanych (rys. 9), nowe, mniej wodorochłonne rozwiązania technologii szczelinowania, technologie przechwytywania, uzdatniania i ponownego używania wód technologicznych, technologie oczyszczania wydobytego gazu i jego transportu, a także ułatwiające procesy biznesowe schematy administracyjne i finansowe obejmujące działania od poszukiwań i rozpoznania złóż po sprzedaż gazu. Ta szansa na przełomowe zmiany w polskiej strukturze dostaw gazu i idące za nimi zmiany w całej energetyce polskiej, wymagać będzie przełomowych rozwiązań w wielu innych dziedzinach w tym również we wszystkich procedurach legislacyjnych definiujących wymagania prawne, administracyjne i środowiskowe związane z gazem łupkowym.

Polskie aspiracje osiągnięcia odpolitycznienia dostaw gazu naturalnego, a jednocześnie wykorzystania go jako ważnego źródła dochodu narodowego są na poziomie historycznych przedsięwzięć narodowych. Stąd też wydaje się być zasadnym oczekiwanie od rządu Polski i od władz regionalnych, że skoncentrują swą szczególną uwagę na wszystkich tych elementach, które mogłyby stać na przeszkodzie szybkiego i możliwie najbardziej ekonomicznego wydobycia gazu łupkowego w objętości o istotnym znaczeniu gospodarczym. Przykładem usuwania takich barier mogą być: przyspieszenie obsługi wniosków koncesyjnych i szybsze rozpatrywanie planów operacyjnych przedstawianych miejscowym agencjom; szybsze podejmowanie de-

**Rysunek 9. Potencjał produkcji proppantów ceramicznych według polskiej technologii i surowców**



Numer normy: PN-EN ISO 13503-2:2010

Tytuł: Przemysł naftowy i gazowniczy – Płyny i materiały do dowiercania złóż Część 2: Pomiary właściwości materiałów podszadzkowych używanych podczas zabiegów hydraulicznego szczelinowania oraz wykonywania obsytki żwirowej.

Licencjodawca LST CAPITAL SA

Proppanty ceramiczne (*ceramic proppants*\*)

głina + boksyty → proppanty ceramiczne

\* Proppanty ceramiczne (*ceramic proppants*) są produkowane na bazie naturalnych surowców (iły, boksyty, kaolin) mają neutralny wpływ na środowisko. Ich odporność na działania skrajnych czynników fizyko-chemicznych takich jak temperatura i ciśnienie, a jednocześnie gwarancja szybszego wydobycia gazu czy ropy naftowej to dodatkowe atuty korzystnie wpływające na środowisko naturalne.

cyzji dotyczących zmian w poprzednio wydanych licencjach/pozwoleniach, gdy nieoczekiwane warunki geologiczne ich wymagają; stosowanie prawa i przepisów mówiących o ochronie środowiska związanej z gazem łupkowym stosowanych przez kraje o zaawansowanym doświadczeniu na tym polu; a dopiero po zebraniu własnych doświadczeń praktycznych – formułowanie prawa i przepisów polskich.

Światowi eksperci gazu ziemnego ze źródeł niekonwencjonalnych często podkreślają, że Polska ma szansę stać się ważnym producentem gazu łupko-

<sup>1</sup> Proppant – materiał podszadzkowy (np. piasek, ceramika), produkt niezbędny w procesie szczelinowania hydraulicznego do wydobycia gazu łupkowego i ropy naftowej ze skał łupkowych.

wego. Jest jeszcze zbyt wcześnie, aby powiedzieć, które technologie produkcji będą najbardziej efektywne w geologii złóż polskich, należy jednak uznać, że każda zwłoka w ich eksploracji odracza datę komercyjnie opłacalnej produkcji gazu. Należy przyjąć, że wysokie zaangażowanie polskich firm we współpracę z międzynarodowymi liderami obecnymi dzisiaj na polskim rynku zwiększa potencjał na pozyskanie przez Polskę wartości z eksploatacji swoich złóż przekraczających wartość bezpośrednich oszczędności wynikających ze zmniejszonych wydatków na import gazu.

# Z e s z y t y B R E - C A S E

- 1 Absorpcja kredytów i pomocy zagranicznej w Polsce w latach 1989-1992
- 2 Absorpcja zagranicznych kredytów inwestycyjnych w Polsce z perspektywy pożyczkodawców i pożyczkobiorców
- 3 Rozliczenia dewizowe z Rosją i innymi republikami b. ZSRR. Stan obecny i perspektywy
- 4 Rynkowe mechanizmy racjonalizacji użytkowania energii
- 5 Restrukturyzacja finansowa polskich przedsiębiorstw i banków
- 6 Sposoby finansowania inwestycji w telekomunikacji
- 7 Informacje o bankach. Możliwości zastosowania ratingu
- 8 Gospodarka Polski w latach 1990 – 92. Pomiary a rzeczywistość
- 9 Restrukturyzacja finansowa przedsiębiorstw i banków
- 10 Wycena ryzyka finansowego
- 11 Majątek trwały jako zabezpieczenie kredytowe
- 12 Polska droga restrukturyzacji złych kredytów
- 13 Prywatyzacja sektora bankowego w Polsce - stan obecny i perspektywy
- 14 Etyka biznesu
- 15 Perspektywy bankowości inwestycyjnej w Polsce
- 16 Restrukturyzacja finansowa przedsiębiorstw i portfeli trudnych kredytów banków komercyjnych (podsumowanie skutków ustawy o restrukturyzacji)
- 17 Fundusze inwestycyjne jako instrument kreowania rynku finansowego w Polsce
- 18 Dług publiczny
- 19 Papiery wartościowe i derywaty. Procesy sekurytyzacji
- 20 Obrót wierzytelnościami
- 21 Rynek finansowy i kapitałowy w Polsce a regulacje Unii Europejskiej
- 22 Nadzór właścicielski i nadzór bankowy
- 23 Sanacja banków
- 24 Banki zagraniczne w Polsce a konkurencja w sektorze finansowym
- 25 Finansowanie projektów ekologicznych
- 26 Instrumenty dłużne na polskim rynku
- 27 Obligacje gmin
- 28 Sposoby zabezpieczania się przed ryzykiem niewypłacalności kontrahentów  
Wydanie specjalne Jak dokończyć prywatyzację banków w Polsce
- 29 Jak rozwiązać problem finansowania budownictwa mieszkaniowego
- 30 Scenariusze rozwoju sektora bankowego w Polsce
- 31 Mieszkalnictwo jako problem lokalny
- 32 Doświadczenia w restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstw w krajach Europy Środkowej
- 33 (nie ukazał się)
- 34 Rynek inwestycji energooszczędnych
- 35 Globalizacja rynków finansowych
- 36 Kryzysy na rynkach finansowych – skutki dla gospodarki polskiej
- 37 Przygotowanie polskiego systemu bankowego do liberalizacji rynków kapitałowych
- 38 Docelowy model bankowości spółdzielczej
- 39 Czy komercyjna instytucja finansowa może skutecznie realizować politykę gospodarczą państwa?
- 40 Perspektywy gospodarki światowej i polskiej po kryzysie rosyjskim
- 41 Jaka reforma podatkowa jest potrzebna dla szybkiego wzrostu gospodarczego?
- 42 Fundusze inwestycyjne na polskim rynku – znaczenie i tendencje rozwoju
- 43 Strategia walki z korupcją – teoria i praktyka
- 44 Kiedy koniec złotego?
- 45 Fuzje i przejęcia bankowe
- 46 Budżet 2000
- 47 Perspektywy gospodarki rosyjskiej po kryzysie i wyborach
- 48 Znaczenie kapitału zagranicznego dla polskiej gospodarki
- 49 Pierwszy rok sfery euro – doświadczenia i perspektywy
- 50 Finansowanie dużych przedsięwzięć o strategicznym znaczeniu dla polskiej gospodarki
- 51 Finansowanie budownictwa mieszkaniowego
- 52 Rozwój i restrukturyzacja sektora bankowego w Polsce – doświadczenia 11 lat
- 53 Dlaczego Niemcy boją się rozszerzenia strefy euro?
- 54 Doświadczenia i perspektywy rozwoju sektora finansowego w Europie Środkowo-Wschodniej
- 55 Portugalskie doświadczenia w restrukturyzacji i prywatyzacji banków
- 56 Czy warto liczyć inflację bazową?
- 57 Nowy system emerytalny w Polsce – wpływ na krótko- i długoterminowe perspektywy gospodarki i rynków finansowych
- 58 Wpływ światowej recesji na polską gospodarkę
- 59 Strategia bezpośrednich celów inflacyjnych w Ameryce Łacińskiej
- 59/a Reformy gospodarcze w Ameryce Łacińskiej
- 60 (nie ukazał się)

# Z e s z y t y B R E - C A S E

- 61 Stan sektora bankowego w gospodarkach wschodzących – znaczenie prywatyzacji
- 62 Rola inwestycji zagranicznych w gospodarce
- 63 Rola sektora nieruchomości w wydajnej realokacji zasobów przestrzennych
- 64 Przyszłość warszawskiej Giełdy Papierów Wartościowych
- 65 Stan finansów publicznych w Polsce – konieczność reformy
- 66 Polska w Unii Europejskiej. Jaki wzrost gospodarczy?
- 67 Wpływ sytuacji gospodarczej Niemiec na polską gospodarke
- 68 Konkurencyjność reform podatkowych – Polska na tle innych krajów
- 69 Konsekwencje przystąpienia Chin do WTO dla krajów sąsiednich
- 70 Koszty spowolnienia prywatyzacji w Polsce
- 71 Polski sektor bankowy po wejściu Polski do Unii Europejskiej
- 72 Reforma procesu stanowienia prawa
- 73 Elastyczny rynek pracy w Polsce. Jak sprostać temu wyzwaniu?
- 74 Problem inwestycji zagranicznych w funduszu emerytalnym
- 75 Funkcjonowanie Unii Gospodarczej i Walutowej
- 76 Konkurencyjność sektora bankowego po wejściu Polski do Unii Europejskiej
- 77 Zmiany w systemie polityki monetarnej na drodze do euro
- 78 Elastyczność krajowego sektora bankowego w finansowaniu MSP
- 79 Czy sektor bankowy w Polsce jest innowacyjny?
- 80 Integracja europejskiego rynku finansowego – Zmiana roli banków krajowych
- 81 Absorpcja funduszy strukturalnych
- 82 Sekurytyzacja aktywów bankowych
- 83 Jakie reformy są potrzebne Polsce?
- 84 Obligacje komunalne w Polsce
- 85 Perspektywy wejścia Polski do strefy euro
- 86 Ryzyko inwestycyjne Polski
- 87 Elastyczność i sprawność rynku pracy
- 88 Bułgaria i Rumunia w Unii Europejskiej – Szansa czy konkurencja dla Polski?
- 89 Przedsiębiorstwa sektora prywatnego i publicznego w Polsce (1999–2005)
- 90 SEPA – bankowa rewolucja
- 91 Energetyka-polityka-ekonomia
- 92 Ryzyko rynku nieruchomości
- 93 Wyzwania dla wzrostu gospodarczego Chin
- 94 Reforma finansów publicznych w Polsce
- 95 Inflacja – czy mamy nowy problem?
- 96 Zaburzenia na światowych rynkach a sektor finansowy w Polsce
- 97 Stan finansów ochrony zdrowia
- 98 NUK - Nowa Umowa Kapitałowa
- 99 Rozwój bankowości transgranicznej a konkurencyjność sektora bankowego w Polsce
- 100 Kryzys finansowy i przyszłość systemu finansowego
- 101 Działalność antykryzysowa banków centralnych
- 102 Jak z powodzeniem wejść do strefy euro
- 103 Integracja rynku finansowego po pięciu latach członkostwa Polski w Unii Europejskiej
- 104 Nowe wyzwania w zarządzaniu bankami w czasie kryzysu
- 105 *Credit crunch* w Polsce?
- 106 System emerytalny. Finanse publiczne. Długookresowe cele społeczne
- 107 Finanse publiczne w krajach UE. Jak posprzątać po kryzysie (cz. 1)
- 108 Finanse publiczne w krajach UE. Jak posprzątać po kryzysie (cz. 2)
- 109 Kryzys finansowy – Zmiany w regulacji i nadzorze nad bankami
- 110 Kryzys fiskalny w Europie – Strategie wyjścia
- 111 Banki centralne w zarządzaniu kryzysem finansowym – Strategie wyjścia
- 112 Gospodarka niskoemisyjna – czy potrzebny jest Plan Marshalla?
- 113 Reformy emerytalne w Polsce i na świecie widziane z Paryża
- 114 Dostosowanie fiskalne w Polsce w świetle konstytucyjnych i ustawowych progów ostrożnościowych
- 115 Strefa euro – kryzys i drogi wyjścia
- 116 Zróżnicowanie polityki fiskalnej w trakcie kryzysu lat 2007–2009 i po kryzysie
- 117 Perspektywy polskiej gospodarki w latach 2012–2013
- 118 Problemy fiskalne w czasach malejącego popytu i obaw o wysokość długu publicznego
- 119 Kondycja banków w Europie i Polsce. Czy problemy finansowe inwestorów strategicznych wpłyną na zaostrzenie polityki kredytowej w spółkach-córkach w Polsce
- 120 Zmiany regulacji a rozwój sektora bankowego
- 121 Scenariusze energetyczne dla Polski