



FORUM ANALIZ
ENERGETYCZNYCH

POLSKA ENERGETYKA NA FALI MEGATRENDÓW

— WARSZAWA, STYCZEŃ 2016



Zespół autorski pod redakcją Deloitte Advisory Sp. z o.o.:

Irena Pichola
Artur Świętanowski
Rafał Rudzki
Magdalena Dembińska
Monika Walencka
Marcin Heydel
Karolina Wojtasiak

Współpraca:

Paweł Smoleń – ERBUD SA
Agata Staniewska – Konfederacja Lewiatan
Janusz Bil – RAMBOLL Polska
Wojciech Kość – Cleantech Poland

Forum Analiz Energetycznych:

dr Joanna Maćkowiak-Pandera,
dr Jan Rączka, dr Maciej Bukowski.

Celem Forum Analiz Energetycznych jest wsparcie debaty mającej na celu wypracowanie niskoemisyjnego modelu polskiej energetyki. FAE działa w kontekście decyzji podjętych na szczeblu europejskim na temat długoterminowej strategii sektora energetycznego do roku 2030 i poza ten termin. Celem projektu jest opracowanie kompleksowej i spójnej wizji efektywnej kosztowo transformacji rynku energii elektrycznej.

Sfinansowano ze środków Europejskiej Fundacji Klimatycznej.

www.FAE.org.pl



Wprowadzenie

Szanowni Państwo,

Wiele krajów w Europie i na świecie przebudowuje swoje systemy energetyczne pod wpływem coraz silniejszego oddziaływania tzw. megatrendów. Megatrendy to duże i trwałe zmiany o charakterze społecznym, ekonomicznym, technologicznym lub politycznym, które wpływają na społeczeństwa, rządy i gospodarki poszczególnych krajów. Formułują się wolno, ale kiedy już nabiorą dynamiki są nieodwracalne. Globalizacja, digitalizacja, robotyzacja stanowią przykłady megatrendów, z którymi spotykamy się na co dzień.

W gronie ekspertów zidentyfikowaliśmy najważniejsze megatrendy w europejskiej energetyce. Zaliczyliśmy do nich m.in. spadające koszty wytwarzania energii w źródłach odnawialnych, ograniczanie oddziaływania energetyki na zdrowie, zmieniającą się rolę węgla, pojawiające się nowe modele biznesowe w energetyce. Z megatrendami można się nie zgadzać, ale w formułowaniu dokumentów strategicznych i decyzji z perspektywą do 2050 r. trzeba je wziąć pod uwagę.

Pierwsze dwa lata po wyborach to dobry czas na przeprowadzenie reform i decyzje na temat wieloletniej wizji polskiego sektora energetycznego. Moment jest szczególny – w Paryżu właśnie osiągnięto porozumienie w sprawie globalnego ograniczania zmian klimatu, w Europie określono cele dla sektora energetycznego do 2030 r., trwa ustalanie szczegółowych rozwiązań w ramach Unii Energetycznej. Jednocześnie w polskiej polityce energetycznej pojawiło się wiele znaków zapytania. Jak zapewnić bezpieczeństwo energetyczne w kontekście zmieniającego się rynku energii? Czy integrować rynki energii elektrycznej? Jaką rolę będzie odgrywał polski węgiel w gospodarce w przyszłości? Czy zależy nam na rozwoju OZE? Jak powinien wyglądać europejski kompromis w kwestiach energetycznych?

Wypracowanie realistycznej wizji rozwoju sektora energetycznego w oparciu o nową „Politykę energetyczną Polski do 2050 r.” jest kluczowe dla rozwoju gospodarki, a modernizacja energetyki może stać się kołem zamachowym rozwoju Polski. Mamy nadzieję, że nasze opracowanie będzie konstruktywnym wkładem do tej debaty.

Z wyrazami szacunku,
Joanna Maćkowiak-Pandera
Szef Forum Analiz Energetycznych

SPIS TREŚCI

Wstęp	6
1. Redukcja emisji.....	8
1.1. Wzrost znaczenia redukcji emisji w legislacji UE i konsekwencje dla Polski.....	9
1.2. Zwiększenie znaczenia ograniczania niskiej emisji i zanieczyszczeń powietrza w legislacji UE	12
2. Rozwój technologii odnawialnych źródeł energii (OZE) i możliwości technicznych wytwarzania energii	12
2.1. Zmiana kosztów wytwarzania energii z OZE.....	16
2.2. Magazynowanie energii.....	18
2.3. Rozwój energetyki prosumenckiej.....	19
3. Wzrost roli decyzyjnej i świadomości społeczeństwa	20
3.1. Rosnąca świadomość ekologiczna i partycypacja społeczna.....	21
3.2. Sprzeciw społeczeństwa (NIMBY)	22
3.3. Mikrogeneracja: prosumenci	22
4. Zmniejszenie znaczenia paliw kopalnych, głównie węgla.....	24
4.1. Przyszłość węgla w polskim miesie energetycznym	24
4.2. Luka węglowa	29
5. Poprawa efektywności energetycznej	30
5.1. Spadająca energochłonność PKB.....	31
5.2. Ograniczenie energochłonności w przemyśle i budownictwie	32
6. Nowe modele biznesowe i rola tradycyjnych przedsiębiorstw energetycznych	33
6.1. Konkurencja w energetyce – od zasady TPA do mikroźródeł i systemów rozproszonych	34
6.2. Tradycyjne przedsiębiorstwa energetyczne w obliczu zmian	35
7. Wnioski.....	37
Bibliografia	40

WSTĘP

Prawdopodobnie od czasów pierwszych elektryfikacji, które fundamentalnie zmieniły standard życia ludzi, energetyka nie była tak popularnym tematem w debacie publicznej i mediach, jak obecnie. Dyskusje o energetyce: jaka ma być, na czym się opierać i jak rozwijać, widzimy prawie codziennie na pierwszych stronach gazet, mimo że od zawsze ceny energii i jej dostępność były równie ważne dla gospodarki jak stopy procentowe czy podaż surowców. Do tego w Polsce latem 2015 r. zabrakło energii elektrycznej – wprowadzono dwudziesty stopień zasilania, z którym nie mieliśmy w kraju do czynienia od trzech dekad.

„O co właściwie chodzi w energetyce i w jakim kierunku zmierza?” – to pytanie coraz częściej zadają gubiący się w temacie obywatele. Odpowiedź nie jest łatwa, ponieważ energetyka europejska i polska to skomplikowane systemy, silnie połączone i współzależne. Wielowymiarowe turbulencje, które dotyczą energetyki w ostatnich latach, są zapowiedzią wielkiego przełomu. Już w grudniu 2013 r. brytyjski „The Economist” opublikował artykuł¹ o tym, że w ciągu pięciu lat (2008–2012) wartość 20 największych koncernów energetycznych spadła o połowę (z około 1 bln euro w roku 2008). Trend ten obecnie wciąż się pogłębia, a europejskie koncerny energetyczne dokonują wielomiliardowych odpisów na trwałą utratę wartości swoich aktywów wytwórczych.

W Polsce w 2015 r. największa spółka z branży - Polska Grupa Energetyczna - po przeprowadzeniu testów na utratę wartości aktywów wytwórczych wykazała utratę wartości wynoszącą 8,8 mld zł (odpis w największym stopniu objął aktywa produkujące energię z węgla brunatnego). Łączna wycena aktywów wytwórczych PGE spadła z 29,3 do 20,5 mld zł. W ciągu ostatnich 12 miesięcy akcje spółki straciły na wartości o prawie 32% oraz blisko 42% w porównaniu z notowaniami w dniu debiutu spółki na GPW w 2009 r. (stan na 16 października 2015 r.) Oczekuje się, że przed podobnymi wyzwaniem stoją inne firmy z branży.

W związku z bardzo istotnym spadkiem rentowności wytwarzania energii w dotychczasowym modelu, tendencja do dekapitalizacji sektora dotyczy większości przedsiębiorstw energetycznych w Europie. Nie wiadomo czy ten trend się odwróci, a jeśli tak, to kiedy i na jakim poziomie. Przyzwyczailiśmy się do prognozowania przyszłości energetyki na podstawie analiz technicznych i ekonomicznych dotyczących m. in. wielkości zasobów paliw danego państwa, warunków geologicznych, najtańszych technologii produkcji. Dzisiaj wiemy, że wiele zasobów może na zawsze pozostać pod ziemią, mimo ich geologicznej atrakcyjności, a tańsze technologie są i będą wypierane przez droższe. Dlaczego tak się dzieje?

Uważamy, że kluczem do uzyskania odpowiedzi jest analiza globalnych trendów społecznych, politycznych, technologicznych oraz ekonomicznych, zwanych niekiedy megatrendami. To spopularyzowane przez Johna Naisbitta pojęcie obejmuje wielowymiarowe zjawiska transformacji o szerokim zasięgu oddziaływania na nasze życie. Takimi megatrendami są np. globalizację gospodarek czy transformację społeczeństwa przemysłowego w społeczeństwo informacyjne. Mówiąc dzisiaj o megatrendach, mamy na myśli długotrwałe zjawiska, na które działania państw czy podmiotów gospodarczych mają znikomy wpływ. Zjawiska te są na tyle silne i niezależne

¹ *How to lose half a trillion euros*, The Economist, <http://www.economist.com/news/briefing/21587782-europes-electricity-providers-face-existential-threat-how-lose-half-trillion-euros> (dostęp: 5.09.2015).

od dyskursu publicznego i działań politycznych, że szansa na ich odwrócenie jest niewielka. Megatrendów nie sposób ignorować – należy je traktować jako istotne podstawy zmian otoczenia, w którym funkcjonujemy.

Przykładowo, w kwestii zasobów energetycznych uważamy, że o perspektywach otwierania nowych kopalń nie będą decydować te aspekty, na których przyzwyczailiśmy się opierać planowanie, czyli atrakcyjność geologiczna lub ekonomiczna, czy to, że powstaną nowe, atrakcyjne miejsca pracy. Wszystkie te kwestie mogą przemawiać „za”, a mimo to kopalnia nie powstanie, jeśli nie zgodzi się na nią lokalna społeczność. A przychylność dla takich inwestycji jest w społeczeństwach europejskich coraz mniejsza. To nowość – nigdy wcześniej obywatele nie wpływali w tak istotny, a jednocześnie skuteczny sposób na losy swojego otoczenia.

Poparcie obywateli dla energetyki konwencjonalnej sukcesywnie maleje na rzecz odnawialnych źródeł energii, przy tym zgoda na dopłaty do tych drugich rośnie. To megatrend społeczny, którego słucha świat polityki, mający na uwadze preferencje społeczne (a więc zdanie swoich wyborców), o którym powiemy w naszej pracy.

Skoncentrujemy się głównie na tych trendach, których znaczenie uważamy za największe, a które pozostają niedocenione w polskim dyskursie energetycznym, czy wręcz są pomijane z obawy przed wagą ich konsekwencji.

Naszym zamysłem nie było stworzenie opracowania całościowego, kompletnego zakresowo. Celowo rezygnujemy z „kompletności” na rzecz skoncentrowania się na wybranych istotnych zjawiskach, których zignorowanie może być według nas najbardziej dotkliwe w skutkach. Powiemy zatem m.in. o syndromie NIMBY i dlaczego jest ważniejszy od technologii, ekonomiki czy geologii, o obywatelskim aspekcie nowej energetyki i dlaczego tkwi w niej ogromna siła sprawcza, o konieczności poszukiwania równowagi między nowym a starym porządkiem energetycznym i dlaczego powinny one współpracować, zamiast się zwalczać.

Patrzemy w najbliższą przyszłość: od dnia dzisiejszego do roku 2030, który będzie miał ogromne znaczenie. Piętnaście lat to dla energetyki wciąż raczej niewiele, a 2030 to rok rozliczenia zobowiązań energetyczno-klimatycznych Unii Europejskiej. Wiele zmian już następuje, niektóre nawet się zakończyły – to daje możliwość obserwacji, porównań i korzystania z doświadczeń innych krajów. Na takich przykładach zamierzamy bazować, dopasowując je do polskiej specyfiki. Prawie wszyscy przyznają, że lata 20. XXI wieku będą czasem wielkich przemian – przemian, które już się rozpoczęły. Nie ma natomiast zgody, jakie to będą zmiany, o jakim zasięgu i w jakim tempie będą zachodzić.

Mamy nadzieję, że nasza praca będzie pomocna tym, którzy układają przyszłe scenariusze energetyczne dla naszego kraju i przekona do wagi pewnych trendów, tworząc tym samym solidniejszą bazę dla przyszłego planowania. A to z kolei pozwoli wypracować nowoczesną, pragmatyczną i - co najważniejsze - wiarygodną (w tym także dla inwestorów i społeczeństwa) strategię energetycznej Polski.

Paweł Smoleń

*Prezes ERBUD SA ds. energetyki i przemysłu,
były Prezydent EURACOAL*

1. REDUKCJA EMISJI

Megatrend:

Redukowanie emisji oraz dążenie do ograniczenia wpływu inwestycji na środowisko - szczególnie w Unii Europejskiej – jest megatrendem realizowanym z konsekwencją od ponad 20 lat. Ma na celu przeciwdziałanie zmianom klimatycznym i ograniczenie wpływu innych szkodliwych emisji na środowisko. Związany jest z modelem rozwoju Unii Europejskiej, w której ważnym motorem wzrostu są innowacje, inwestycje w zielone technologie oraz poprawa efektywności. Redukcja emisji pochodzących z energetyki objęta prawodawstwem UE dotyczy nie tylko ograniczania emisji gazów cieplarnianych (w tym CO₂), ale także ograniczania niskiej emisji i wszelkich zanieczyszczeń powietrza.

Emisja gazów cieplarnianych (w tym CO₂) oraz sposoby jej obniżania są nośnym społecznie i politycznie tematem już od kilku dziesięcioleci. Jest to podyktowane widocznym od kilku lat trendem w międzynarodowej polityce oraz legislacji, który dotyczy zrównoważonego rozwoju, ochrony środowiska, przeciwdziałania zanieczyszczeniom powietrza oraz zmianom klimatycznym. Społeczeństwa demokratyczne, szczególnie w gęsto zaludnionej Europie dążą do poprawy środowiska - zwłaszcza w swoim bezpośrednim otoczeniu.

Poziom emisji w USA spada od 2005 r. W sierpniu 2015 r. prezydent Obama ogłosił Clean Power Plan – kompleksowy plan obejmujący m.in. znaczącą redukcję zanieczyszczenia powietrza w sektorze energetycznym (32% do 2030 r. wobec poziomów z 2005 r.).

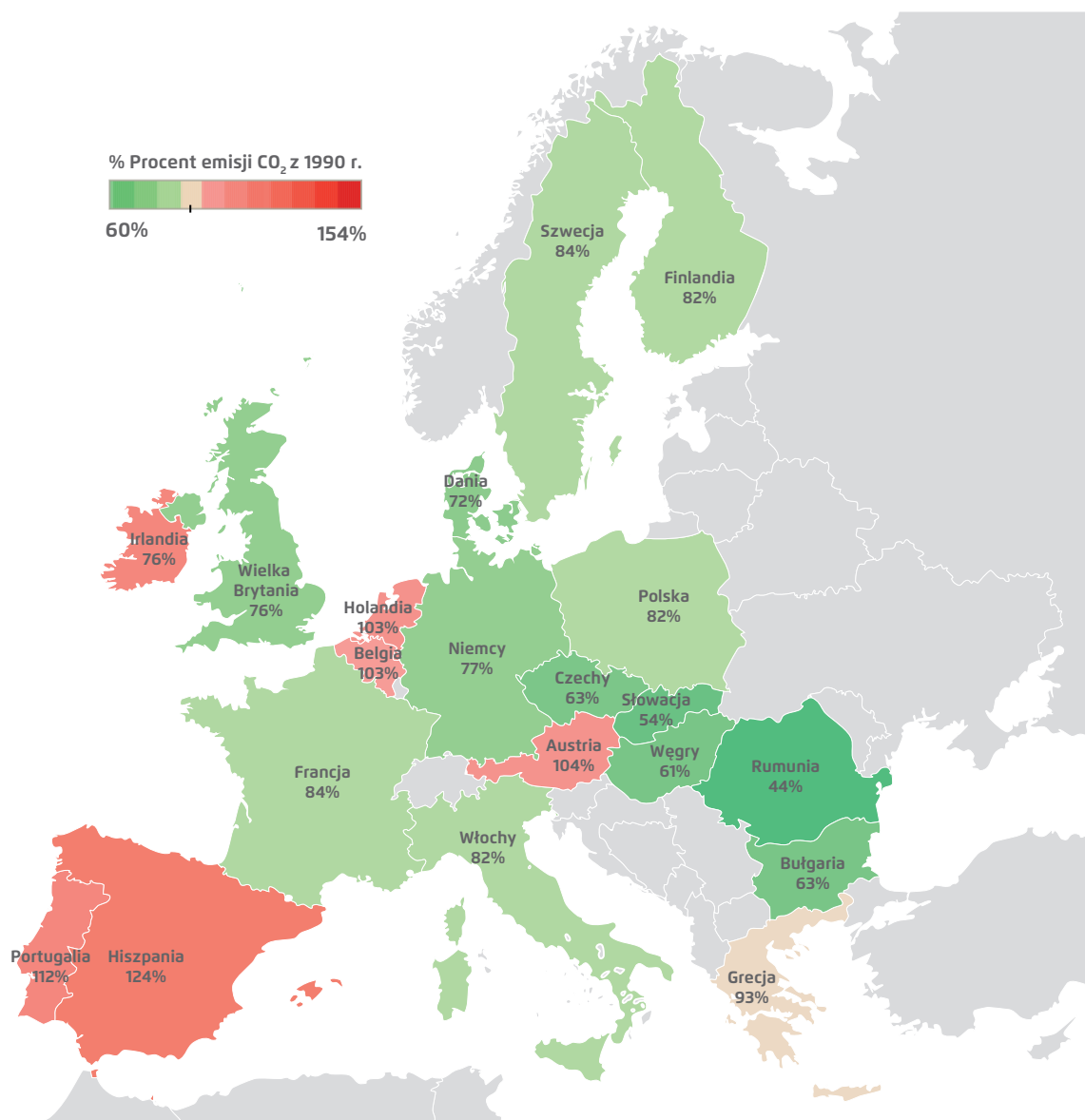
Przyjęty przez Chiny w 2011 r. plan pięcioletni (na lata 2011–2015) definiuje ambitne cele ilościowe redukcji zanieczyszczeń powietrza, obniżenia emisyjności i energochłonności gospodarki czy udziału energii niewytwarzanej z paliw kopalnych w miksie energetycznym. Pod koniec 2014 r. Chiny ogłosiły, że maksymalny poziom emisji CO₂ nastąpi w tym kraju w 2030 r. i że do tego czasu zamierzają wytwarzać 20% energii elektrycznej ze źródeł zeroemisyjnych. Państwo Środka jest obecnie jednym z krajów prowadzących najbardziej zdecydowaną i kompleksową politykę w zakresie efektywności energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii².

Państwa UE odpowiadają natomiast bezpośrednio za blisko 9% światowej emisji gazów cieplarnianych (dane Komisji Europejskiej za 2012 r.) oraz za ponad 10% światowej emisji CO₂³. Polityka redukcji emisji CO₂ w Unii Europejskiej jest konsekwentnie prowadzona od kiedy Unia ratyfikowała protokół z Kioto. W tym okresie kwestie ochrony klimatu zyskały na znaczeniu, co znalazło odzwierciedlenie w licznych regulacjach wspólnotowych. W 2005 r. zaczął działać europejski system handlu prawami do emisji, w 2007 r. przyjęto cele pakietu energetyczno-klimatycznego na 2020 r., a w 2014 r. – założenia do polityki klimatycznej UE do 2030 r. Celem mechanizmu handlu emisjami było dostarczenie narzędzia do finansowania inwestycji w niskoemisyjną energetykę.

Już teraz można z łatwością zaobserwować, że od 1990 r. (w tym, w okresie, który obejmuje podpisanie protokołu z Kioto), niemal wszystkie kraje UE faktycznie obniżyły poziom emisji CO₂ (zob. rysunek 1). Przykład emisji CO₂ wskazuje, że Unia Europejska od 20 lat nie zmienia kursu dążenia do redukcji emisji – zmienia się tempo – lecz nie kierunek działań.

² *Energy Efficiency Market Report 2014* © OECD/IEA 2014, IEA Publishing.

³ *BP Statistical Review of World Energy*, 2015.



Rysunek 1. Poziom emisji CO₂ w krajach UE w 2014 r. jako procent emisji CO₂ z 1990 r.

(źródło: BP Statistical Review of World Energy, czerwiec 2015)

Dodatkowo w ostatnich latach na znaczeniu zyskały wymagania dotyczące jakości powietrza, kontrola emisji zanieczyszczeń, ustalanie krajowych poziomów emisji oraz ograniczanie substancji zubożających warstwę ozonową. Wszystkie te przepisy będą ograniczały wykorzystanie paliw kopalnych.

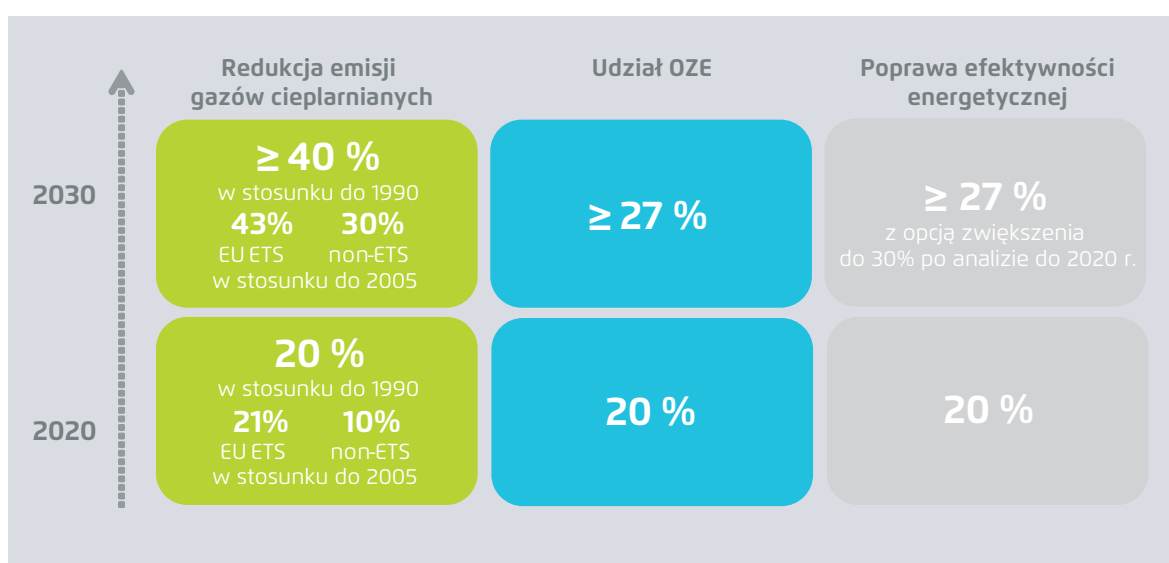
1.1. WZROST ZNACZENIA REDUKCJI EMISJI W LEGISLACJI UE I KONSEKWENCJE DLA POLSKI

Cele klimatyczne na 2030 r.

Przyjęte przez Radę Europejską w październiku 2014 r. konkluzje określiły cele klimatyczne Europy do 2030 r. jako:

- redukcję gazów cieplarnianych o 40% wobec 1990 r.,
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej do 27%;
- zwiększenie efektywności energetycznej o 27% (cel niewiążący).

Obecnie trwają w Brukseli prace nad regulacjami, które przełożą konkluzje Rady na konkretne narzędzia. W lipcu 2015 r. ukazała się rewizja dyrektywy o handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Zgodnie z tym projektem sektory objęte EU ETS, czyli energetyka i przemysł, mają osiągnąć do 2030 r. 43% redukcji w stosunku do poziomu emisji z 2005 r. Będzie to stanowiło mniej więcej połowę ogólnego wysiłku redukcyjnego, jaki Europa zamierza osiągnąć do 2030 r. Należy więc przyjąć, że EU ETS pozostanie podstawowym instrumentem Wspólnoty w tym obszarze.



Rysunek 2. Cele klimatyczne Unii Europejskiej do 2020 oraz 2030 r.

(źródło: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE))

Pozostała część gospodarki (tzw. sektory non-ETS – transport, sektor komunalno-bytowy czy rolnictwo) będzie musiała zredukować o 30% emisję CO₂ w porównaniu z 2005 r. Aby osiągnąć ten cel na poziomie całej UE, każdy kraj członkowski będzie miał indywidualny cel do osiągnięcia. Dodatkowo na Radzie Europejskiej ds. Środowiska przygotowującej stanowisko negocjacyjne UE osiągnięto porozumienie, że do 2050 r. UE zobowiązuje się do redukcji emisji o 50%.

Standardy emisyjne

Równoległe do ustalania celów redukcji CO₂ toczą się prace nad dalszym ograniczeniami emisji innych substancji: dwutlenku siarki (SO₂) i tlenków azotu (NO_x) oraz pyłów. Podstawą prawną do ich wprowadzenia jest dyrektywa o emisjach przemysłowych (The Industrial Emissions Directive, tzw. Dyrektywa IED).

Obecnie trwają prace nad aktualizacją dokumentów referencyjnych dotyczących najlepszych dostępnych technik (tzw. BAT, ang. *best available techniques*⁴) dla dużych źródeł spalania (LCP) oraz

⁴ Najlepsze dostępne techniki. Rozumie się przez to najbardziej efektywny oraz zaawansowany poziom rozwoju technologii i metod prowadzenia danej działalności, wykorzystywany jako podstawa ustalania granicznych wielkości emisyjnych. Pojęcie to oznacza także racjonalną dostępność ekonomiczną.

konkluzji BAT⁵ dla LCP. Konkluzje BAT mają charakter wiążący i na ich podstawie będą wydawane warunki dla tzw. pozwolenia zintegrowanego. Duże źródła spalania będą musiały zostać dostosowane do zawartych w pozwoleniach wymagań. W kwietniu 2015 r. ukazał się projekt konkluzji BAT dla LCP, który wprowadza bardziej restrykcyjne standardy emisyjne, niż te zapisane w dyrektywie IED (zob. tabela poniżej). Branża energetyczna będzie musiała w 2021 r. spełniać określone w konkluzjach wymogi, w przeciwnym razie grozi jej zamykanie instalacji, a nie „tylko” konieczność pogodzenia się z wyższymi kosztami, jak w przypadku standardów klimatycznych.

Moc [MW]	Istniejące instalacje			Nowe instalacje		
	SO ₂	NO _x	Pył	SO ₂	NO _x	Pył
<100	150–360	100–270	2–20	150–200	100–200	2–15
100–300	80–200	100–180	2–20	80–150	100–150	2–10
>300	10–130	65–150 (kotły pyłowe)	2–15	10–75	65–85 (kotły pyłowe)	2–5
	20–180 (kotły fluidalne)	50–180 (kotły fluidalne i węgiel brunatny)	2–10 (>1000 MW)	20–150 (kotły fluidalne)	50–85 (kotły fluidalne i węgiel brunatny)	<2–5 (>1000 MW)

Tabela 1. Poziomy emisji wg aktualizacji dokumentu BREF⁶/BAT LCP dla istniejących i nowych źródeł opalanych węglem kamiennym i brunatnym [mg/Nm³]

(źródło: projekt konkluzji BAT z 1 kwietnia 2015 r.)

Unia Europejska dąży również do wprowadzenia obostrzeń dla średnich źródeł spalania (od 1 do 50 MW), poprzez uchwalenie dyrektywy MCP⁷ i określenie w niej standardów emisyjnych dla tych źródeł. W ostatniej fazie są też prace nad nową dyrektywą w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych zanieczyszczeń, tzw. dyrektywą NEC. W ramach tych przepisów należy spodziewać się dodatkowych obowiązków dla energetyki w zakresie redukcji emisji. W wyniku zmian cen energii na rynku hurtowym oraz zarysowanych wymagań związanych z emisyjnością, stopniowo obniża się atrakcyjność inwestycji w nowe moce węglowe. Ponadto najstarsze i wysokoemisyjne bloki węglowe będą musiały być wyłączane ze względów ekonomicznych.

Unia energetyczna i dekarbonizacja

Trzecim elementem europejskiej polityki ograniczania emisji jest ogłoszony w lutym 2015 r. komunikat Komisji Europejskiej (KE) o Unii Energetycznej. Jednym z pięciu priorytetów tego projektu jest dekarbonizacja gospodarki europejskiej, rozumiana jako realizacja ambitnej polityki

⁵ Konkluzje BAT stanowią kluczowy element dokumentów referencyjnych BAT (czyli BREF), formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik, poziomów emisji powiązanych z najlepszymi dostępnymi technikami, powiązanego monitoringu i powiązanych poziomów zużycia paliw. Konkluzje BAT wydawane są jako decyzje KE i mają charakter wiążący. W przypadku BREF LCP zawierają minimalne i maksymalne poziomy graniczne emisji, na podstawie których państwa członkowskie wybierają wiążący dla nich poziom, co następnie musi znaleźć odzwierciedlenie w pozwoleniach na działanie zakładów spalających paliwa kopalne.

⁶ Dokument referencyjny BAT wypracowany pod kierunkiem Europejskiego Biura IPPC w Sewilli (działającym w imieniu Komisji Europejskiej). Może dotyczyć różnych zagadnień, np. emisji zanieczyszczeń do powietrza ze spalania w dużych zakładach lub spalania odpadów. Z punktu widzenia Polski najistotniejsze jest BREF LCP (spalanie paliw w dużych zakładach). BREF służy celom informacyjnym i nie jest przepisem prawa. Jest jednak podstawą do określania wymogów najlepszych dostępnych technik (BAT) dla instalacji objętych dyrektywą IED (The Industrial Emissions Directive).

⁷ Projekt dyrektywy w sprawie ograniczenia niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania.

redukcji emisji (tożsama z celami klimatycznymi opisanymi powyżej) oraz osiągnięcie pozycji światowego lidera w produkcji energii odnawialnej. Należy podkreślić, że zgodnie z definicją, dekarbonizacja nie oznacza bezpośrednio odejścia od węgla, lecz redukcję emisji. Węgiel jako paliwo wysokoemisyjne stało się surowcem kontrowersyjnym w Unii Europejskiej, a szereg innych regulacji i zobowiązań świadczy o tym, że Unia Europejska stopniowo rezygnuje z tego surowca.

Z wystąpień Maroša Šefčovića, wiceprzewodniczącego Komisji Europejskiej, komisarza ds. unii energetycznej, wynika, że KE dopuszcza produkcję energii z węgla w przyszłości jedynie w połączeniu z technologią CCS, czyli technologią wychwytywania i geologicznego składowania CO₂. Technologia CCS od kilku lat pozostaje na etapie projektów demonstracyjnych i wciąż daleko jej do stosowania na skalę przemysłową.

Równoległe z debatą polityczną pojawiają się inne sygnały świadczące o tym, że inwestowanie w nowe moce węglowe będzie coraz trudniejsze - np. prace OECD nad wprowadzeniem restrykcji dla kredytów eksportowych na wsparcie technologii węglowych. Uchwalenie tych zapisów w praktyce będzie oznaczać spadek inwestycji w elektrownie węglowe w krajach rozwijających się. Można zatem powiedzieć, że redukcja zanieczyszczenia powietrza będzie wymuszana w różny sposób i w różnych regionach świata.

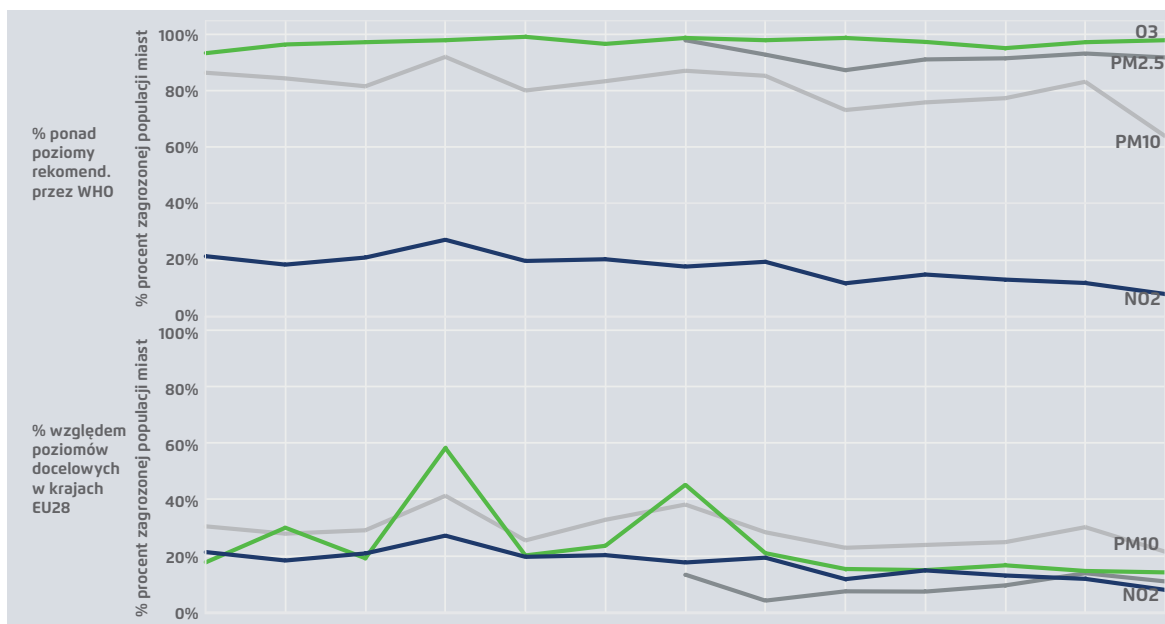
1.2. ZWIĘKSZENIE ZNACZENIA OGRANICZANIA NISKIEJ EMISJI I ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA W LEGISLACJI UE

Zanieczyszczenie powietrza tzw. niską emisją w Europie

Ograniczanie zanieczyszczeń atmosfery w prawodawstwie UE dotyczy przede wszystkim dostosowania standardów jakości powietrza w krajach członkowskich do wymogów unijnej dyrektywy CAFE⁸. Największym wyzwaniem jest tzw. niska emisja, do której zalicza się zanieczyszczenia wydobywające się z instalacji na wysokości poniżej 40 m, emitowane przez indywidualne piece domowe, niewielkie kotłownie i transport⁹. Niska emisja jest groźna ze względu na brak kontroli zanieczyszczeń, ich składu i stężenia. Pomimo ograniczenia od 1990 r. emisji zanieczyszczeń przemysłowych oraz gazów cieplarnianych, głównie za sprawą unijnej polityki, znacząca liczba mieszkańców Europy – przede wszystkim Polski - oddycha powietrzem, w którym przekroczone są dozwolone stężenia substancji szkodliwych, takich jak pył zawieszony (PM), ozon w warstwie przyziemnej atmosfery (O₃), dwutlenek azotu (NO₂) i wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA), takie jak benzo(a)piren (BaP), który ma działanie rakotwórcze.

⁸ Dyrektywa 2008/50/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy (CAFE).

⁹ Do produktów spalania związanych z występowaniem niskiej emisji zalicza się: dwutlenek węgla (CO₂), tlenek węgla (CO), dwutlenek siarki (SO₂), tlenki azotu (NO_x), wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, np. benzo(a)piren, oraz dioksyny, metale ciężkie (ołów, arsen, nikiel, kadm) i pyły zawieszane (PM10, PM2,5).



Rysunek 3. Odsetek ludności miejskiej w UE narażonej na zanieczyszczenia powietrza przekraczające wybrane przekraczające rekomendacje WHO (góra) / unijne standardy jakości powietrza (dół)

(źródło: wskaźnik CSI 004 EEA, 2014)

W krajach Europy Zachodniej problem ten wynika głównie z emisji transportowych (problem emisji z pieców domowych został już wyeliminowany), a działaniem je redukującym jest ustanowienie stref ograniczonej emisji, np. w Londynie, Berlinie, Kolonii, Sztokholmie (tzw. LEZ). W Europie Środkowej i Wschodniej, w tym w Polsce, przekroczone stężenia pyłów PM10 i PM2,5 oraz narażenie na zanieczyszczenie benzo(a)pirenem jest powszechne i pochodzi w mniejszym stopniu z transportu, a w głównej mierze z domowych pieców oraz lokalnych kotłowni węglowych, w których w nieefektywny sposób spala się paliwa niskiej jakości, co nie podlega żadnej kontroli oraz ograniczeniom. Przeprowadzona przez Najwyższą Izbę Kontroli kontrola jakości powietrza w Polsce¹⁰ potwierdziła, że emisja pochodząca ze spalania tych paliw przez gospodarstwa domowe w celach grzewczych była głównym źródłem zanieczyszczenia powietrza pyłem PM10 (82–92,8%)¹¹.

Ograniczenie tzw. niskiej emisji z gospodarstw domowych w Polsce

Aż sześć polskich miast (w tym Kraków i Katowice) znajduje się w pierwszej dziesiątce miast europejskich z największą liczbą dni w roku, w których przekroczone dobowe dopuszczalne stężenie pyłu PM10 i benzo(a)pirenu¹². W Polsce emisja WWA w 2013 r. wzrosła o ok. 7,5% w stosunku do poziomu z 2012 r., głównie z powodu wzrostu zużycia węgla w gospodarstwach domowych¹³. Domy jednorodzinne spalają rocznie 3,9 mln t węgla grubych i średnich sortymentów w przestawionych piecach i kotłach c.o., o sprawności wytwarzania ciepła na poziomie 25-60%. W kotłach zasypowych (88% instalacji), charakteryzujących się bardzo wysoką emisją zanieczyszczeń py-

¹⁰ Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami, Informacja o wynikach kontroli, Najwyższa Izba Kontroli, 1 grudnia 2014 r.

¹¹ Ibidem.

¹² Ibidem.

¹³ Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO w układzie klasyfikacji SNAP i NFR. Raport podstawowy, KOBIZE, 2015.

łowych i niską sprawnością (poniżej 65%), dobry jakościowo węgiel jest często spalany razem z miałem węglowym, mułem węglowym, substytutami paliw i odpadami komunalnymi.

Prowadzone do tej pory w Polsce działania na szczeblu lokalnym wspierały wymianę kotłów, ale brak standardów stosowanych paliw oraz kontroli powoduje, że często wymiana ta nie przynosi znaczących efektów. Najskuteczniejsze sposoby redukcji niskiej emisji, to podjęcie zdecydowanych działań, które skłonią indywidualnych odbiorców do zamiany źródeł ciepła na ciepło sieciowe lub zastosowanie nowoczesnych niskoemisyjnych kotłów węglowych (retortowych) lub kotłów automatycznych opalanych biomasą/drewnem, o znacznie wyższej sprawności (85%)¹⁴.

Ograniczanie szkodliwych substancji do powietrza powinno obejmować:

- wprowadzenie na poziomie regionalnym norm emisyjnych dla kotłów (wymagania granicznych wartości emisji w normie produktowej dla kotłów o małej mocy),
- określenie norm jakości paliw stałych stosowanych w kotłach, a tym samym wycofanie niskiej jakości węgla z rynku indywidualnych odbiorców,
- wydzielenie stref ograniczonej emisji komunikacyjnej w miastach,
- wspieranie rozwoju systemu sieci ciepłowniczej przez umożliwienie podłączenia nawet bardziej odległych odbiorców,
- wspieranie inwestycji w kogenerację, będącą dzisiaj najefektywniejszym sposobem wytwarzania energii, a także sposobem na znaczące obniżenie emisji nie tylko pyłów, NO_x i SO₂, ale także CO₂.

Konsekwencje i perspektywy:

Presja na redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń/substancji w Europie się utrzyma. Czynniki społeczne, środowiskowe oraz polityczne będą wzmacniały ten trend również poza Europą.

Konsekwencją trendu jest dążenie do obniżenia emisyjności energetyki, szczególnie redukcji ilości spalanych paliw kopalnych, wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii i dążenie do zmniejszenia zapotrzebowania na energię. Walka z tzw. niską emisją w polskich miastach będzie częścią dyskusji o redukcji emisji z energetyki.

2. ROZWÓJ TECHNOLOGII ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII (OZE) I MOŻLIWOŚCI TECHNICZNYCH WYTWARZANIA ENERGII

Megatrend:

Optymalizacja technologii oraz spadek kosztów wytworzenia energii w źródłach odnawialnych (OZE¹⁵), skutkuje zwiększeniem ich dostępności zarówno dla prosumentów, jak i inwestorów instytucjonalnych, co przełoży się na zwiększenie udziału energetyki odnawialnej w miksie energetycznym.

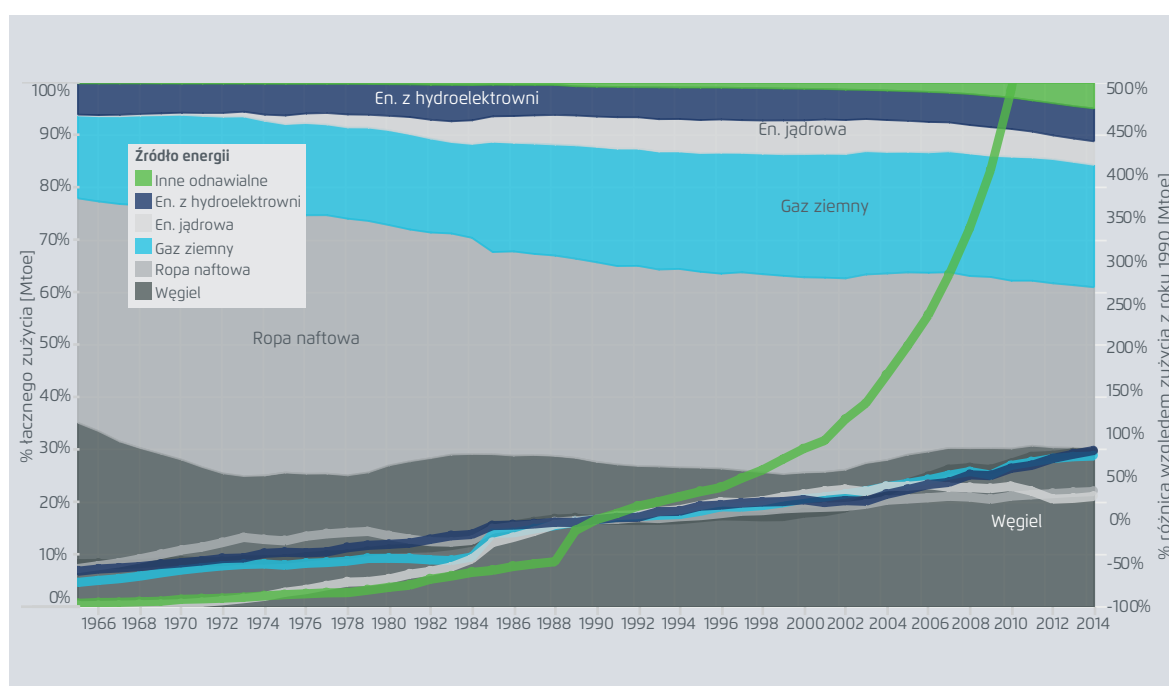
¹⁴ Opracowanie technologii niskoemisyjnego spalania paliw stałych – węgla i biomasy, w kotłach małej mocy oraz strategii ich wdrażania, Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej.

¹⁵ Odnawialne źródła energii, m.in. elektrownie wiatrowe, instalacje fotowoltaiczne, biomasa, ale i mikroinstalacje wykorzystujące wiatr, wodę, słońce.

Odnawialne źródła energii zaczęły się rozwijać w latach 80 jako odpowiedź na kryzysy paliwowe, które udowodniły, że uzależnienie od dostaw surowców oraz brak zdywersyfikowanych źródeł dostaw może wstrząsnąć globalną gospodarką. Źródła odnawialne gwarantują pełną niezależność od importu surowców energetycznych. Są źródłami o wysokich kosztach CAPEX, ale także o niższych, w porównaniu ze źródłami konwencjonalnymi, kosztach operacyjnych.

W ostatnich latach odnotowuje się znaczący wzrost energetyki odnawialnej w szczególności wiatrowej i słonecznej.

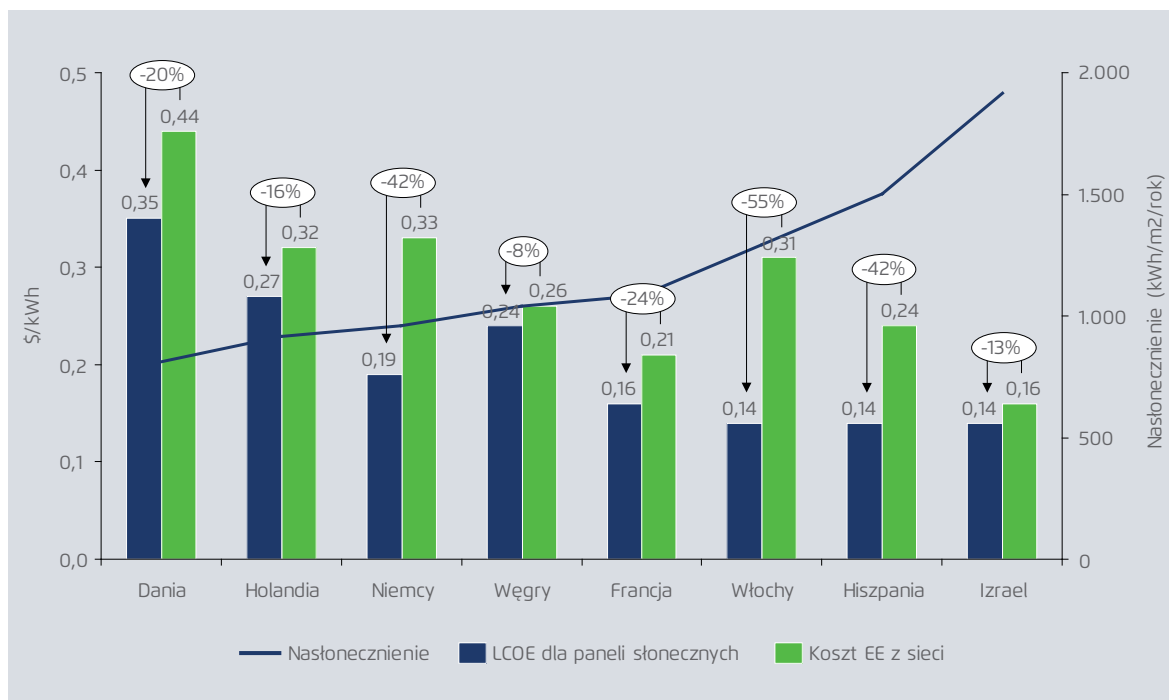
Poniższy diagram obrazuje zmianę udziału procentowego różnych źródeł energii w światowej konsumpcji energii od 1965 r. oraz dynamikę zmian wytwarzania energii w porównaniu z 1990 r.



Rysunek 4. Struktura światowego zużycia energii różnego pochodzenia w latach 1965–2014 (lewa oś) oraz zmiana dla każdego ze źródeł energii wobec 1990 r. (prawa oś i zielona krzywa)

(źródło: BP Statistical Review of World Energy, czerwiec 2015; opracowanie Deloitte)

Przez lata rozwój energetyki odnawialnej był stymulowany przez różne formy subsydiowania – energetyka odnawialna bez wsparcia rządowego była niekonkurencyjna w stosunku do energetyki konwencjonalnej. Wraz ze wzrostem popytu m.in. na moduły fotowoltaiczne i turbiny wiatrowe, rosła liczba ich producentów. Masowość technologii OZE znacznie podniosła jej efektywność i wpłynęła na redukcję kosztów. W niektórych regionach OZE stało się technologią konkurencyjną w stosunku do energetyki konwencjonalnej (z uwzględnieniem kosztów przesyłu i dystrybucji).



Rysunek 5. Uśredniony koszt wytwarzania energii elektrycznej (LCOE¹⁶) dla fotowoltaiki [\$/kWh] vs. koszt energii elektrycznej dla gospodarstw domowych [\$/kWh] w wybranych krajach

(źródło: *Crossing the Chasm – Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era*, raport Deutsche Bank, luty 2015)

Przedstawiony diagram wskazuje przykłady krajów, w których instalacja modułów fotowoltaicznych jest opłacalna nawet bez subsydiowania (co oznacza, że został osiągnięty stan zwany parytetem sieci¹⁷ dla instalacji fotowoltaicznej).

Według Międzynarodowej Agencji Energii energetyka solarna może w 2050 r. stać się największym źródłem energii. Pytanie, jakie należy dziś stawiać, nie brzmi: czy źródła odnawialne zastąpią konwencjonalne, ale: kiedy to nastąpi i jak długi będzie okres ewolucji.

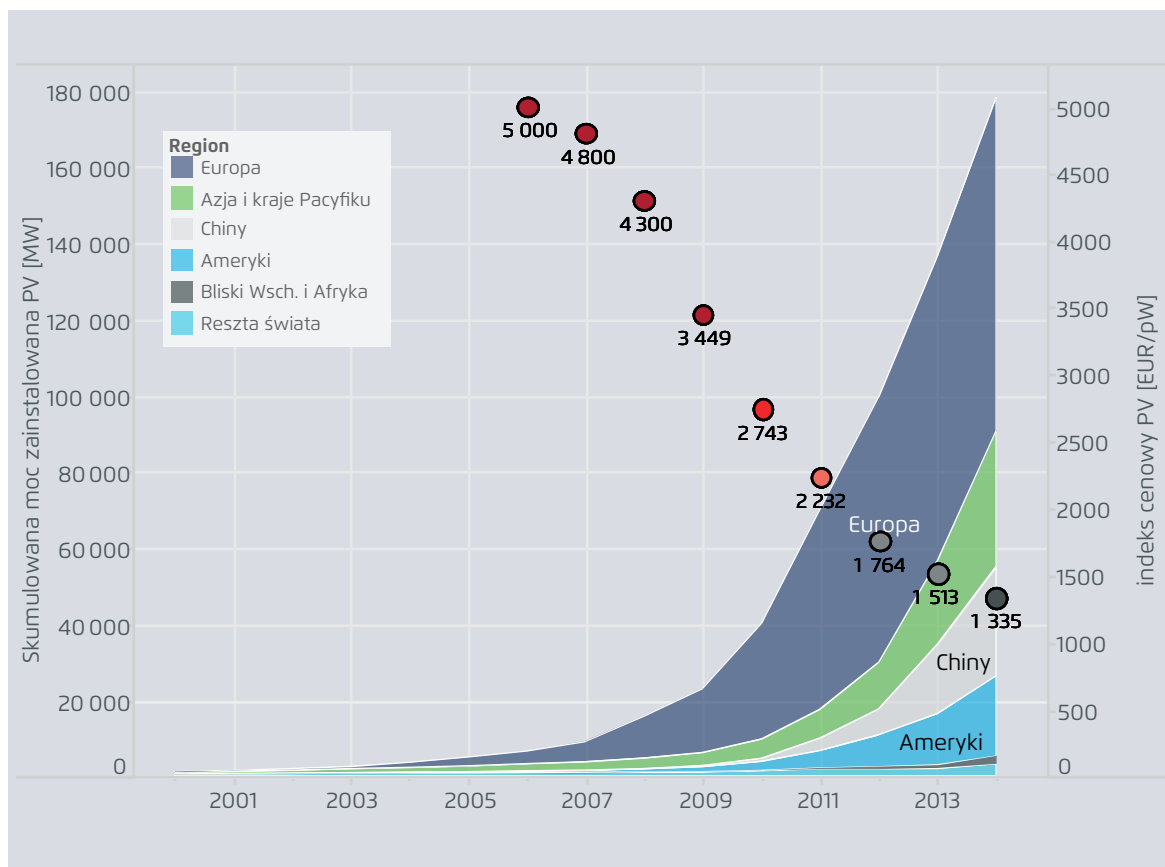
2.1. ZMIANA KOSZTÓW WYTWARZANIA ENERGII Z OZE

Wraz ze wzrostem globalnej mocy zainstalowanych modułów fotowoltaicznych nastąpił znaczny spadek kosztów technologii. W Niemczech w 2006 r. koszty instalacji fotowoltaicznej wynosiły średnio 5 tys. €/pW¹⁸, natomiast w 2014 r. już tylko 1,3 tys. €/pW, co oznacza spadek o 70% w ciągu ośmiu lat.

¹⁶ *Levelized cost of energy* = uśredniony (równoważny) koszt wytwarzania energii elektrycznej. Miara służąca do porównywania kosztów technologii wytwarzania energii elektrycznej.

¹⁷ Parytet sieci (*grid parity*) to określenie sytuacji, w której nowe źródło energii może dostarczać energię elektryczną po koszcie uśrednionym niższym albo równym kosztowi nabycia energii z sieci energetycznej. Osiągnięcie parytetu sieci uważa się za punkt, w którym źródło energii ma potencjał rozwoju bez subwencji lub innego typu publicznego wsparcia.

¹⁸ Najczęściej stosowaną jednostką miary jest koszt 1 wata mocy szczytowej – watt peak (pW).

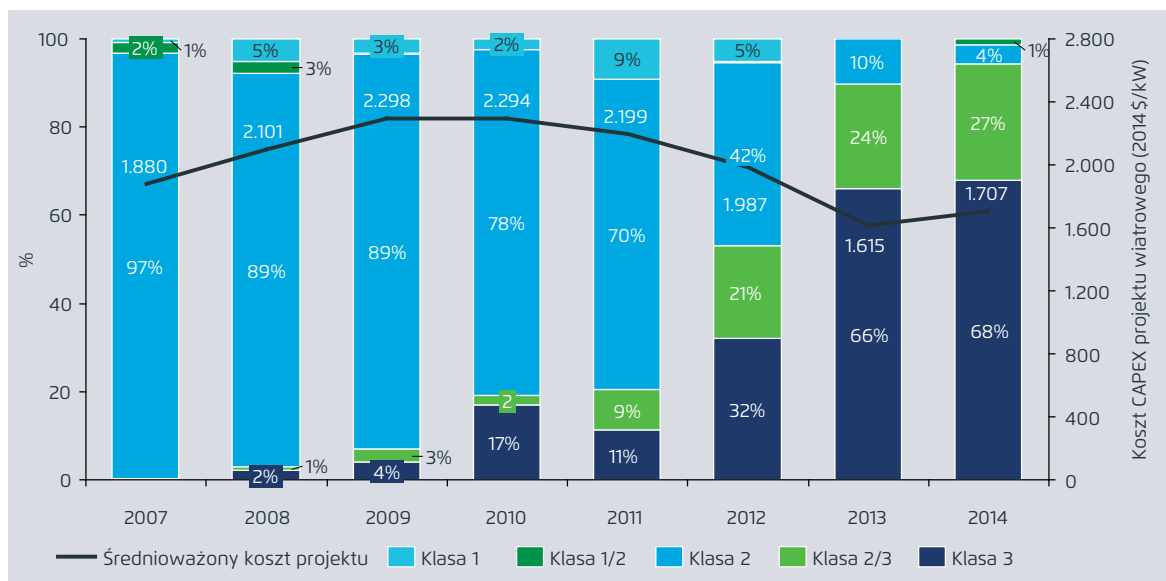


Rysunek 6. Skumulowana moc zainstalowana wytwarzania fotowoltaicznego (2000–2014) oraz wartość indeksu kosztu instalacji fotowoltaicznych dla Niemiec (2006–2014)

(źródło: Solarpower Europe (PV capacity); Photovoltaik-guide.de)

Znacząco poprawiła się efektywność ekonomiczna turbin wiatrowych. W ciągu ostatnich kilku lat znacząco spadły koszty operacyjne oraz zmieniła się charakterystyka nowo instalowanych turbin, np. średnica rotora wzrosła ze średnio 79 m w 2008 r. do ok. 99 m w 2014 r.¹⁹ Zmiana ta pozwala na budowę farm wiatrowych na terenach o mniejszej wietrzności. Wykres poniżej przedstawia procentowy udział poszczególnych klas turbin (Turbine IEC Class) w łącznej mocy nowych instalacji w danym roku w USA. W 2007 r. w niemal wszystkich nowych farmach wiatrowych instalowano turbiny klasy 2, czyli turbiny dla wiatru o średniej prędkości (do 8,5 m/s). W 2014 r. klasa ta stanowiła już tylko 4% wszystkich nowo zainstalowanych turbin przy 68% reprezentacji turbin zakwalifikowanych do klasy 3, przeznaczonej dla obszarów o niskiej prędkości wiatru (7,5 m/s i mniej). Dzięki rozwojowi technologii budowa farm wiatrowych jest więc opłacalna na dużo większym obszarze.

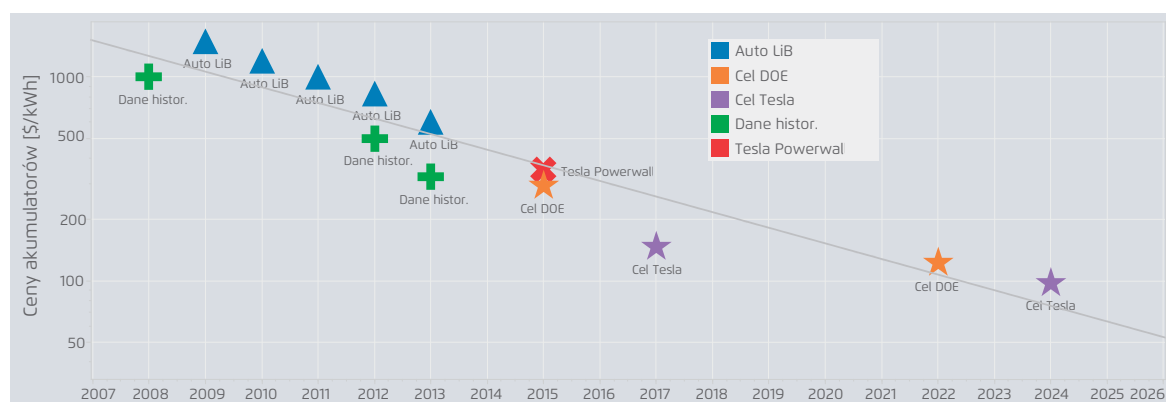
¹⁹ Dane dla rynku amerykańskiego, zob. 2014 Wind Technologies Market Report, U.S Department of Energy.



Rysunek 7. Udział klas turbin (Turbine IEC Class) w łącznej mocy nowych instalacji w USA vs. koszt CAPEX dla przeciętnego projektu wiatrowego w USA per kW
 (źródło: 2014 Wind Technologies Market Report, U.S Department of Energy)

2.2. MAGAZYNOWANIE ENERGII

Na tempo rozwoju energetyki odnawialnej wpływać będzie również rozwój nowych technologii, które zwiększą opłacalność inwestycji w OZE m.in. magazynowanie energii elektrycznej. W 2015 r. firma Tesla wprowadziła do masowej sprzedaży baterię Powerwall przeznaczoną dla gospodarstw domowych i małego biznesu, która pozwala na akumulację energii wytworzonej przez fotowoltaikę (lub pobranej z innych źródeł, w tym sieci). Mimo wciąż relatywnie wysokiej ceny urządzenia (3,5 tys. dol. za akumulator o pojemności 10 kWh), w ciągu ok. dwóch tygodni dokonano rezerwacji na urządzenia o łącznej wartości ponad 800 mln dol. Wraz ze wzrostem dojrzałości technologii ceny tych urządzeń będą stopniowo spadać, co zwiększy ich atrakcyjność dla odbiorców indywidualnych (w tym prosumentów). Według Tesli docelowa, cena baterii tej firmy w 2017 r. spadnie do 150 \$/kWh, a do 2024 r. nawet do 100 \$/kWh.



Rysunek 8. Trend cen baterii litowo-jonowych (dane historyczne, plany, estymacje)
 (źródło: DOE, Tesla Motors, Deutsche Bank)

Magazynowanie energii dla celów energetyki zawodowej staje się przedmiotem zarówno badań jak i wdrożeń w USA i Europie Zachodniej. Sieciowe projekty magazynowania energii powstają w Europie Zachodniej, np. Smarter Network Storage Project w Wielkiej Brytanii, którego twórcy mają nadzieję na zwiększenie stabilności dostaw energii elektrycznej i lepszą integrację energii ze źródeł odnawialnych w systemie energetycznym.

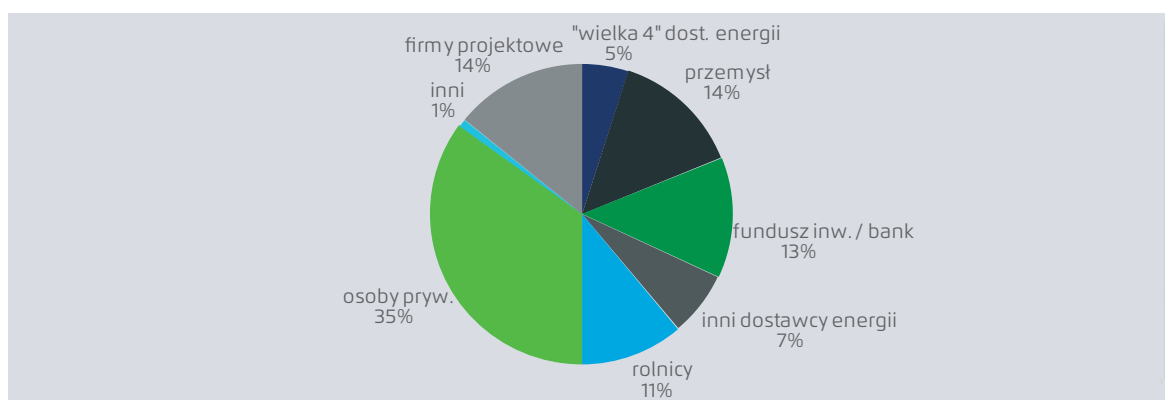
Pierwsze projekty są rozwijane również w Polsce: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) planują wybudować baterie o mocy przekraczającej 2 MW. Z kolei Tauron przymierza się do budowy instalacji przekształcającej dwutlenek węgla, który powstaje przy spalaniu paliw w instalacjach przemysłowych, na gaz syntezowy (SNG) w procesie zasilanym nadwyżką energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w tzw. dolinach obciążenia.

Obecne możliwości technologiczne magazynowania są niewielkie. Dojrzała technologia dla systemowej i przemysłowej skali magazynowania energii elektrycznej to wciąż wyzwanie przyszłości.

2.3. ROZWÓJ ENERGETYKI PROSUMENCKIEJ

Zwiększająca się od lat dostępność nowych technologii, w tym OZE, rosnące ceny energii konwencjonalnej oraz coraz większa niezależność konsumentów sprawiają, że wkraczamy w erę rozwoju energetyki rozproszonej.

To szerokie pojęcie opisuje zaangażowanie mieszkańców i biznesu w tworzenie indywidualnych lub grupowych rozwiązań opartych na produkcji energii ze źródeł małoskalowych, w tym niekonwencjonalnych oraz jej dystrybucji. Celem jest wykorzystanie lokalnych zasobów do produkcji energii, uniezależnienie się od dostaw energii z zewnątrz oraz maksymalizacja korzyści społecznych, ekonomicznych i środowiskowych. Ten trend jest już widoczny w całej Europie. Jego częścią są m. in. prosumenci, których w samych Niemczech jest obecnie ok. 3 mln²⁰. Według danych z końca pierwszego kwartału 2014 r. w Wielkiej Brytanii jest blisko 471 tys. mikroinstalacji, a ich łączna moc wynosi ok. 2,39 GW²¹.



Rysunek 9. Struktura własności źródeł OZE w Niemczech (2012)

(źródło: <http://www.renewables-made-in-germany.com/>)

²⁰ Zob. <http://www.polskieradio.pl/42/4393/Artykul/1470185,Czas-prosumentow-dopiero-przed-nami> (dostęp: 5.09.2015).

²¹ Zob. <http://energiadirect.pl/aktualnosci/10-mln-europejczykow-produkuje-wlasny-prad-ilu-polakow> (dostęp: 5.09.2015).

Energetyka rozproszona staje się interesującą opcją nie tylko dla indywidualnych gospodarstw domowych, ale także dla mniejszych miejscowości czy osiedli. W tym kontekście istotną rolę do odegrania mają większe grupy konsumentów, które na terenach niezurbanizowanych mogą budować niezależne, wieloelementowe (hybrydowe) systemy energetyczne.

Czy OZE może zastąpić paliwa kopalne? Miks energetyczny ciągle się zmienia. Najpierw rewolucja przemysłowa wyczerpała możliwości rozwoju gospodarek w oparciu o spalanie drewna. Później także węgiel stracił rolę podstawowego paliwa. W krajach takich jak Polska, które mają coraz większe trudności z efektywnym ekonomicznie wydobywaniem węgla i nie posiadają zasobów gazu czy ropy na zaspokojenie własnych potrzeb OZE może stać się realną alternatywą.

Udział OZE w miksie energetycznym rośnie na świecie. Na przykład w Niemczech wytwarzanie energii z OZE od 2000 r. do roku 2014, wzrosło czterokrotnie z 40 TWh do 157,4 TWh. – obecnie 33% energii elektrycznej pochodzi z tego źródła. To mniej więcej tyle, ile w Polsce produkuje się energii elektrycznej łącznie, ze wszystkich źródeł.

Konsekwencje i perspektywy:

Optymalizacja technologii OZE, spadek kosztów oraz działania związane z poprawą integracji w sieci będą prowadzić do zwiększania udziału źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii. Rozwój technologii wpłynie na zwiększenie opłacalności inwestycji zarówno w duże instalacje OZE jak i w lokalne - miejskie, osiedlowe czy przydomowe mikroźródła. W przyszłości przełoży się to na wzrost liczby prosumentów oraz rozwój nowych modeli biznesowych, np. w zakresie lokalnej dystrybucji energii elektrycznej.

3. WZROST ROLI DECYZYJNEJ I ŚWIADOMOŚCI SPOŁECZEŃSTWA

Megatrend:

Wzrost świadomości społecznej w zakresie środowiska, oddziaływania inwestycji oraz nowych technologii wytwarzania energii.

Obejmuje on w szczególności rosnącą świadomość i partycypację społeczną, sprzeciw wobec nowych inwestycji infrastrukturalnych (tzw. efekt NIMBY) oraz dążenie do autonomii w zaspokajaniu potrzeb energetycznych dzięki rozwojowi źródeł prosumenckich.

Efektywny rozwój jakiegokolwiek infrastruktury – w tym energetycznej: kopalń, elektrowni węglowych, jądrowych i wiatrowych, sieci przesyłowych – zależy obecnie w znacznej mierze od akceptacji przez lokalne społeczności. Władze samorządowe i ruchy społeczne chcą kreować lokalną rzeczywistość i zaczynają wywierać decydujący wpływ zarówno na szeroko pojętą politykę energetyczną, jak i na realizację wybranych inwestycji. Skuteczność tych działań zwiększa się dzięki dostępności do nowoczesnych mediów, zwłaszcza społecznościowych, które umożliwiają szybkie poszerzanie grona interesariuszy.

W tym kontekście można zauważyć:

- wzrost znaczenia konsultacji społecznych w ramach procedury oceny oddziaływania na środowisko (OOŚ) oraz udziału ludności w podejmowaniu decyzji o realizacji inwestycji,

- coraz częściej pojawiające się zjawisko NIMBY²² (ang. *not in my backyard* – „nie na moim podwórku”), skutkujące blokowaniem właściwie każdego rodzaju przedsięwzięcia inwestycyjnego na bazie procedury OOS,
- rozwój energetyki lokalnej i prosumenckiej, będącej realną szansą dla społeczeństwa na odzyskanie większej kontroli nad działaniami podejmowanymi w sąsiedztwie, w trosce o jakość życia, stan własnych portfeli oraz uniezależnienie od wielkoskalowej energetyki.

3.1. ROSNĄCA ŚWIADOMOŚĆ EKOLOGICZNA I PARTYCYPACJA SPOŁECZNA

Jednym z powodów zwiększonej aktywności ludności w zakresie energetyki jest rosnąca świadomość ekologiczna. Według badań Komisji Europejskiej z 2014 r. aż 75% respondentów uważa, że na jakość życia wpływa stan środowiska naturalnego, a 77% jest przekonanych, że problemy związane ze środowiskiem mają bezpośrednie przełożenie na życie codzienne. Ważny staje się też głos Europejczyków, którzy uznają działania dużych przedsiębiorstw i przemysłu w obszarze ochrony środowiska za niewystarczające (77%); podobną opinię mają również nt. działań rządowych podejmowanych w tym obszarze (70%)²³.

Poglądy obywateli Polski na ochronę środowiska nie odbiegają dalece od średniej europejskiej. Jak wynika z badania świadomości ekologicznej z 2014 r., aż 86% ankietowanych uważa, że ochrona środowiska to ważny problem²⁴. Jednak różnice w poziomie zarobków i siły nabywczej w Polsce w relacji do krajów Europy Zachodniej, mają przełożenie na niższy poziom gotowości społeczeństwa do podejmowania działań na rzecz środowiska w sytuacji, gdy miałoby się to wiązać ze zwiększeniem wydatków

Spółeczności o stosunkowo wyraźnych proekologicznych poglądach coraz aktywniej angażują się w sprawy energetyki. Partycypacja społeczna ma szczególne znaczenie lokalne, co dotyczy również Polski. Potrzebę angażowania wskazuje liczba 1555 zidentyfikowanych przez EJOLT (Environmental Justice Organisation, Liabilities and Trade) trwających na świecie konfliktów społecznych związanych z ochroną środowiska. Aż 483 z nich dotyczy projektów energetycznych i infrastrukturalnych (lata 2014–2015)²⁵.

Dostęp do informacji oraz udział społeczeństwa w podejmowaniu decyzji w kwestiach dotyczących środowiska zostały zapewnione w konwencji z Aarhus w 1998 r., w regulacjach europejskich oraz w prawie krajowym w ramach procedury OOS. Błędy w działaniach inwestora skonfrontowane z dobrze zorganizowaną grupą społeczną mogą skutkować opóźnieniem czy nawet całkowitym zablokowaniem inwestycji. Niektóre inwestycje energetyczne w szczególności elektrownia atomowa i węglowa, kopalnie odkrywkowe, elektrownie wiatrowe będą wymagały żmudnego i czasochłonnego dialogu społecznego oraz działań kompensacyjnych.

²² *Not In My Back Yard* = „nie na moim podwórku”. Określenie postawy społecznego sprzeciwu wobec powstania pewnych inwestycji w swoim najbliższym sąsiedztwie, w szczególności budowy autostrad, linii kolejowych, oczyszczalni ścieków czy wysypisk śmieci.

²³ Zob. http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_416_en.pdf (dostęp: 5.09.2015).

²⁴ *Badanie świadomości i zachowań ekologicznych mieszkańców Polski. Badanie trackingowe – pomiar: październik 2014.* Raport TNS Polska dla Ministerstwa Środowiska.

²⁵ Zob. <http://ejatlas.org/> (dostęp: 5.09.2015).

3.2. SPRZECIW SPOŁECZEŃSTWA (NIMBY)

Jedną z dobrze opisanych postaw społecznych jest tzw. efekt NIMBY. Można go zdefiniować jako przejaw buntu mieszkańców przeciwko inwestycji dotyczących np. budowy elektrowni, sieci przesyłowej, kopalni czy źródła OZE na terenie ich zamieszkania. Lokalne społeczności wyrażają swój sprzeciw w obawie przed prawdziwymi lub domniemanymi zagrożeniami zdrowotnymi, uciążliwością sąsiedztwa, a w konsekwencji spadkiem jakości życia oraz – co bardzo ważne – obniżeniem wartości nieruchomości. Wobec tych argumentów szerszy interes społeczny, interes kraju, konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, często nie mają znaczenia.

W ten trend wpisują się prowadzone w ostatnich latach przez lokalne społeczności w Polsce liczne działania na rzecz blokowania inwestycji w energetykę, w tym m.in:

- sprzeciw wobec budowy elektrowni atomowej na Pomorzu z obawy przed dewaloryzacją nieruchomości, negatywnym wpływem na zdrowie człowieka oraz awarią,
- sprzeciw dla (niektórych) inwestycji w farmy wiatrowe z obawy przed hałasem i zmianą krajobrazu lub zagrożeniem dla ornitofauny,
- sprzeciw wobec budowy sieci energetycznych wysokiego napięcia w skali całej Polski z obawy przed szkodliwym promieniowaniem elektromagnetycznym, zmianą krajobrazu, spadkiem wartości nieruchomości (np. Kozienice – Ołtarzew),
- sprzeciw związany z kopalnią odkrywkową na złożu Poniec-Krobia-Oczkowice, Dęby Szlacheckie, Legnicy, Gubinie i Złoczewie z obawy przed obniżeniem poziomu wód gruntowych, osuwiskami, szkodami górniczymi, zmianą krajobrazu i degradacją środowiska, obniżeniem wartości nieruchomości²⁶.

Ogólna niechęć lokalnych społeczności do jakichkolwiek inwestycji w energetykę, w szczególności do eksploatacji górniczej, wymaga podejmowania działań mających na celu zminimalizowanie efektu NIMBY. W przyszłości należy wziąć pod uwagę ryzyko związane z brakiem możliwości kontynuowania inwestycji lub koniecznością ponoszenia wyższych kosztów realizacji inwestycji o znaczącym negatywnym wpływie na środowisko.

3.3. MIKROGENERACJA: PROSUMENCI

Motywacja do stania się prosumentem

Istnieją przynajmniej dwa istotne powody, dla których obecni konsumenci mogliby chcieć produkować energię elektryczną w mikroinstalacjach. Pierwszy, dość prozaiczny, to rachunek ekonomiczny. Ekonomia instalacji prosumenckich analizowana jest przez osoby prywatne w prosty sposób, który nie uwzględnia kosztów wytworzenia i dystrybucji energii elektrycznej, i czasem pomija nawet koszty instalacji. Potencjalny prosument porównuje nakłady inwestycyjne (najczęściej częściowo subsydiowane przez państwo i finansowane na atrakcyjnych warunkach) z comiesięcznym potencjałem redukcji rachunku za energię. Istotny jest też aspekt psychologiczny. Decydując się na inwestycję w mikroźródło, ponosi się koszty instalacji i ew. niewielkie koszty napraw oraz utrzymania instalacji - bez obaw o wzrost cen energii elektrycznej. Jednocześnie osiąga się poczucie niezależności od dużych koncernów energetycznych.

²⁶ Zob. <http://wysokienapiecie.pl/energetyka-konwencjonalna/910-w-polsce-konczy-sie-wegiel-analiza> (dostęp: 5.09.2015).

Drugim powodem, dla którego ludzie będą chcieli stać się prosumentami energii, jest trend bycia „eko” w zamożnych społeczeństwach. Część konsumentów energii może więc zdecydować się na zakup mikroinstalacji OZE nie tylko z pobudek czysto finansowych, ale także z chęci podążania za najnowszymi trendami bycia nowoczesnymi i ekologicznymi.

Potencjał wzrostu fotowoltaiki prosumenckiej

Na opłacalność instalacji solarnej wpływa cena energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego oraz poziom nasłonecznienia oraz koszt technologii. Wskaźnik CAGR²⁷ dla indeksu cenowego modułów fotowoltaicznych w Niemczech okresie 2006–2014 wyniósł -9% (więcej na ten temat w podrozdziale 2.1), a dalszy spadek cen jest bardzo prawdopodobny. Co więcej, nawet nieznaczna dalsza redukcja kosztów technologii pozwoli na osiągnięcie *grid parity* w kolejnych rejonach świata (nawet tych z mniejszym poziomem nasłonecznienia czy niższym kosztem energii elektrycznej z sieci w porównaniu z krajami, w których *grid parity* zostało już osiągnięte).

Na dalsze tempo rozwoju energetyki prosumenckiej wpływ będzie miał również rozwój nowych technologii, które zwiększą opłacalność posiadania własnego mikroźródła. Kluczowe w tym zakresie będzie magazynowanie energii nie tylko w tradycyjnych magazynach, ale z wykorzystaniem innych niekonwencjonalnych rozwiązań np. ładowania samochodów elektrycznych lub przetwarzaniem energii elektrycznej w energię ciepłą.

Dodatkową dźwignią wzrostu dla energetyki prosumenckiej mogą być powszechnie dostępne kalkulatory opłacalności inwestycji w danej lokalizacji. Google prowadzi pilotaż nowej aplikacji *Project Sunroof*. Dzięki niej potencjalny inwestor po podaniu adresu będzie mógł sprawdzić nasłonecznienie swojego dachu i oszacować zarówno koszt instalacji, jak i roczne oszczędności związane z instalacją modułów fotowoltaicznych. Aplikacja Google ma uwzględniać takie parametry jak m.in. kąt nachylenia połaci dachowych, zacinienie (przez drzewa i sąsiednie budynki) oraz wieloletnie dane dotyczące warunków pogodowych (w szczególności zachmurzenia i temperatury). Dodatkowo aplikacja Google ma pomagać w wyborze optymalnego dla inwestora rozmiaru mikroelektrowni i wskazywać potencjalnego wykonawcę instalacji.

Konsekwencje i perspektywy:

Społeczeństwo ma wpływ na podejmowanie decyzji o realizacji inwestycji – w przyszłej polityce energetycznej należy wziąć pod uwagę, że opór społeczny wobec przedsięwzięć energetycznych o dużym oddziaływaniu na środowisko może znacznie podnieść koszty projektów lub wręcz uniemożliwić ich realizację.

Wraz ze spadkiem cen technologii będzie rosło znaczenie mikrogeneracji OZE. W dłuższej perspektywie stroną przegraną może okazać się wielkoskalowy przemysł energetyczny, który nie jest zainteresowany tym segmentem rynku. Skutkiem będzie dalsza decentralizacja wytwarzania energii oraz potencjalnie utrata części rynku przez energetykę konwencjonalną.

²⁷ CAGR, czyli skumulowany roczny wskaźnik wzrostu (ang. *Compound Annual Growth Rate*), to średni wskaźnik rocznego wzrostu w badanym okresie, przy założeniu, że roczny wzrost jest dodawany do wartości bazy następnego okresu.

4. ZMNIEJSZENIE ZNACZENIA PALIW KOPALNYCH, GŁÓWNIIE WĘGLA

Megatrend:

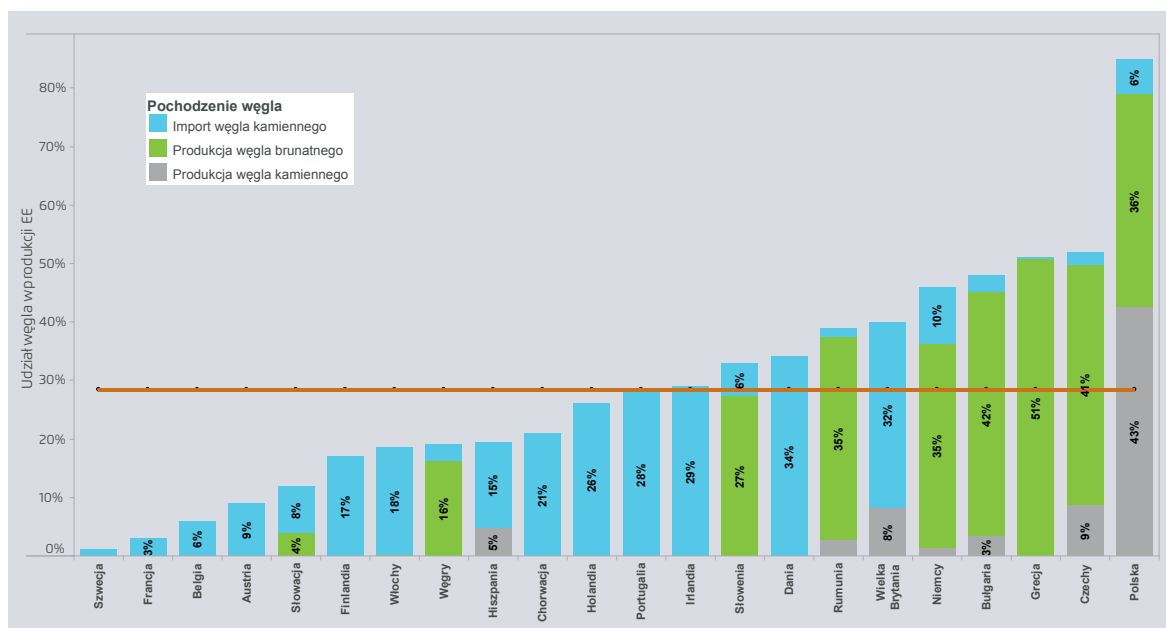
Spadek znaczenia węgla w miksie energetycznym w UE. Wynika to zarówno ze zmian w zakresie redukcji emisji oraz w ekonomice produkcji, jak i rosnącej konkurencji ze strony innych technologii.

Megatrend w kontekście polskim obejmuje pojawienie się tzw. „luki węglowej” wywołanej zmniejszającym się udziałem węgla wydobywanego w krajowych kopalniach.

Wydobycie węgla kamiennego w Polsce od kilku lat systematycznie spada. Jednocześnie długotrwałe i powszechnie znane trudności z opłacalnością tego wydobywania blokują inwestycje i nie rokują dobrze na przyszłość, co nasila trend spadkowy. Zasoby węgla brunatnego szybko się wyczerpują. Polskiej elektroenergetyce zagraża realna konieczność zastąpienia krajowego węgla importowanym lub innymi technologiami produkcji.

4.1. PRZYSZŁOŚĆ WĘGLA W POLSKIM MIKSIE ENERGETYCZNYM

Miks energetyczny Polski zdecydowanie odróżnia nas od pozostałych krajów Unii Europejskiej ze względu na znaczny, bo wynoszący aż 87% udział węgla w produkcji energii elektrycznej. Udział samego węgla kamiennego to 50%. W większości jest on wydobywany w kraju, podczas gdy w pozostałych krajach UE dominuje import. Węgiel kamienny jest również kluczowym surowcem w wytwarzaniu ciepła w Polsce (ok. 75% udziału w 2012 r.).



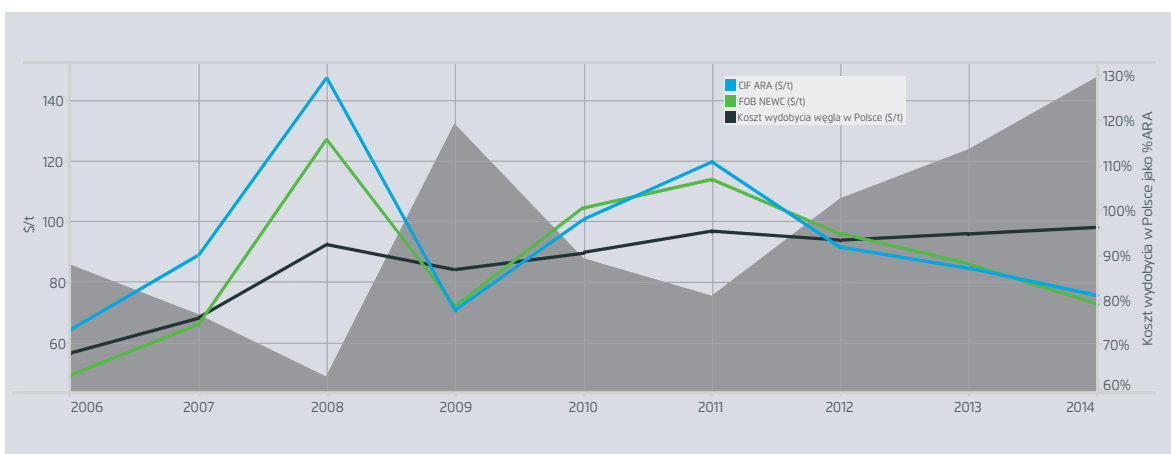
Rysunek 10. Udział węgla energetycznego w wytwarzaniu energii elektrycznej, z uwzględnieniem źródeł jego pochodzenia w poszczególnych krajach europejskich

(źródło: Euracoal)

UE we wszystkich strategicznych dokumentach zapowiada stopniowe zmniejszanie udziału węgla w produkcji energii oraz rozwój OZE. Można się spodziewać, że uwarunkowania regulacyjne dla węgla będą coraz bardziej niekorzystne. Restrykcyjne reguły przyznawania pomocy publicznej w UE będą ograniczały możliwości wsparcia przemysłu wydobywczego i produkcji energii z węgla. Tymczasem bez tego wsparcia większość obecnie działających w Polsce kopalń węgla kamiennego jest trwale nierentowna.

Węgiel kamienny

W 2015 r. światowe ceny węgla kamiennego spadły poniżej 50 \$/t, a w wyniku utrzymującej się nadpodaży surowca oczekuje się ich dalszej obniżki. Głównym powodem dekoniunktury na rynku węgla jest spowolnienie azjatyckich gospodarek i znacząca nadpodaż tego surowca na rynku globalnym. Chiny, które są jednocześnie największym konsumentem, producentem i importerem netto węgla kamiennego, znacznie ograniczają jego zakupy za granicą. Według nowych danych chińskiej służby celnej, w pierwszym kwartale 2015 r. Chiny sprowadziły o 42% węgla mniej w porównaniu z tym samym okresem w 2014 r. Ponadto znaczna globalna nadpodaż węgla jest dodatkowo nasilana przez: wzrost wykorzystania OZE, zwiększenie sprawności urządzeń konwencjonalnych oraz rewolucja łupkowa w Stanach Zjednoczonych.

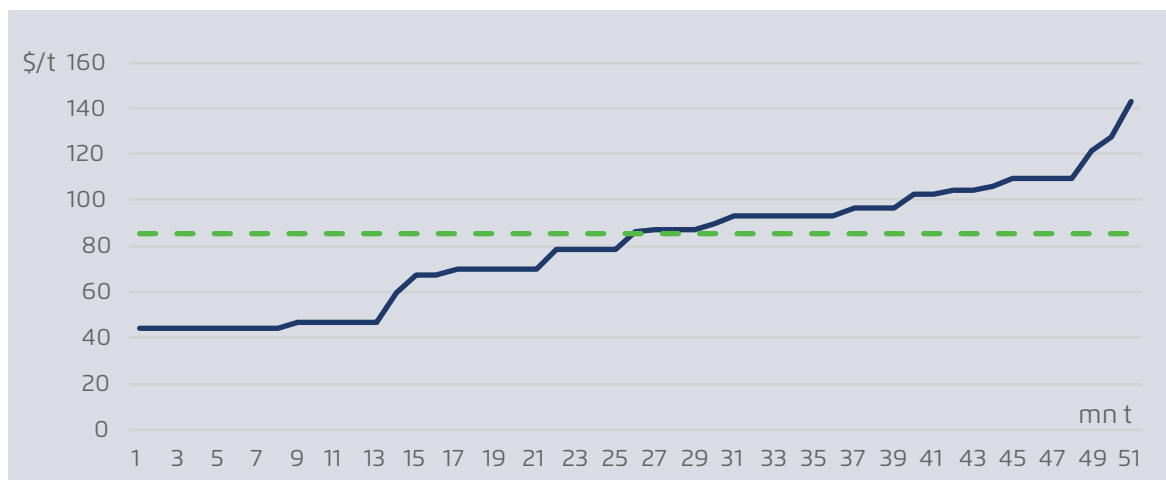


Rysunek 11. Koszty wydobycia węgla w Polsce vs. ceny na świecie

(źródło: Ministerstwo Gospodarki; opracowanie Deloitte)

Sytuacja mocno wpływa na rynek polski. Jednostkowy koszt wydobycia węgla kamiennego w większości polskich kopalń znacznie przewyższa europejski benchmark CIF ARA loco Śląsk (port w Amsterdamie plus koszty frachtu, przeładunku i kolei).²⁸

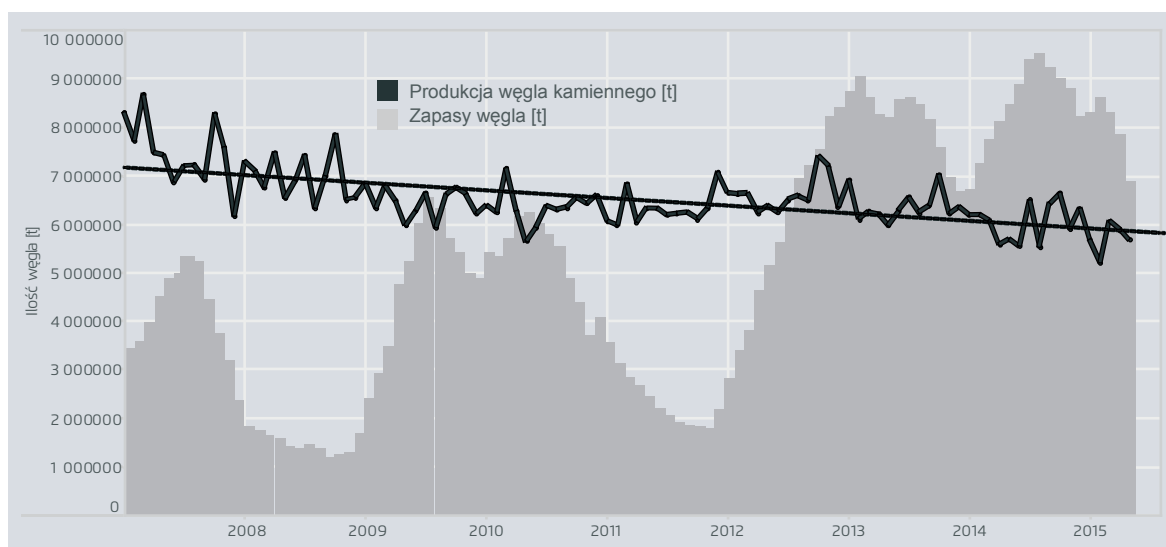
²⁸ Diagram odnosi się do okresu, gdy wraz z dostawą na Śląsk, cena węgla ARA za tonę wynosiła ok. \$85. Od tego czasu cena ARA ulegała dalszym spadkom.



Rysunek 12. Ekonomika górnictwa węgla kamiennego w Polsce – koszty jednostkowe wydobycia vs. CIF ARA loco Śląsk

(źródło: analiza Deloitte)

Strata całej branży górnictwa węglowego kamiennego w Polsce w 2014 r. wyniosła ponad 2 mld zł i przewiduje się, że w 2015 r. znacznie wzrośnie. Głośno mówi się o możliwości bankructwa spółek węglowych, spada także produkcja. Pomimo tego ilość węgla wydobywanego w kopalniach przekracza możliwości jego sprzedaży, a ilość niesprzedanego węgla zalegającego na zwalach kopalń wciąż rośnie i wynosiła na koniec maja 2015 ok. 7 mln t (i prawdopodobnie ponad drugie tyle znajdowało się na zwalach elektrowni i elektrociepłowni).



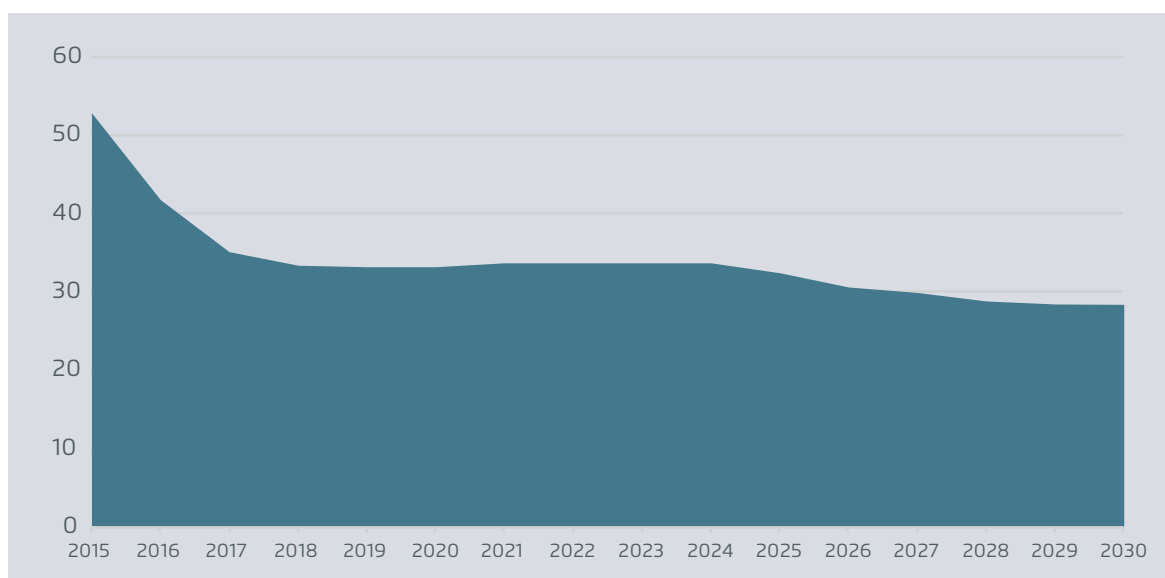
Rysunek 13. Produkcja i zapasy węgla kamiennego w Polsce

(źródło: ARP)

Dostosowanie produkcji węgla kamiennego do poziomu popytu wymagałoby znacznego obniżenia wydobycia. Z drugiej strony, ograniczenie zdolności produkcyjnych bez redukcji liczby kopalń, skutkowałoby wzrostem kosztów jednostkowych, wynikających z bardzo wysokich kosztów stałych, charakterystycznych tak dla górnictwa podziemnego, jak i odkrywkowego. Ekonomice polskich kopalń nie sprzyja również geologia. Zmniejszają się zasoby węgla kamiennego nadające się do ekonomicznego zagospodarowania. Od 1990 r. stan zasobów bilansowych

w polskich kopalniach zmniejszył się o ponad 45%. Wielkość zasobów przemysłowych spadła aż o 75%, a liczba czynnych kopalń obniżyła się z 70 do 31. Główny Instytut Górnictwa (GIG) oraz Agencja Rozwoju Przemysłu (ARP) szacują, że przy obecnym wydobyciu węgla baza zasobowa wystarczy na 20-30 lat eksploatacji. Wyczerpywanie się złóż wymusza eksploatację na coraz większych głębokościach, co pogłębia spadek opłacalności i wydajności. Według Warszawskiego Instytutu Studiów Ekonomicznych średnia głębokość wydobycia w latach 1989–2011 wzrosła w Polsce o 181 metrów.

Upodabnia to polską branżę węglową do krajów Europy Zachodniej, które już niemal w całości wygaszają wydobycie węgla kamiennego. Według ARP, do 2040 r. pozostanie prawdopodobnie 8-10 krajowych kopalń węgla kamiennego. Przyszłość polskiego węgla to być może tylko kilka spośród funkcjonujących obecnie zakładów (zmodernizowanych, o wyższej efektywności) oraz nowe kopalnie, o kosztach jednostkowych równych Bogdanie, Silesii, bądź niższych.



Rysunek 14. Prognoza wydobycia węgla kamiennego w Polsce (mln t)

(źródło: analiza Deloitte)

Zdaniem ekspertów Deloitte, produkcja węgla energetycznego już wkrótce może spaść do nieco powyżej 30 mln ton, a w 2030 r. nawet poniżej tego poziomu (spadek o ponad 50% w stosunku do całkowitego wydobycia węgla kamiennego w Polsce w 2014 r.²⁹). Stanie się tak, jeśli nie zostanie zrealizowana większość planowanych inwestycji w rozbudowę istniejących kopalń, nastąpi zamknięcie jedenastu nierentownych kopalń do 2018 r., przy równoczesnym uruchomieniu nowych złóż objętych obecnie koncesjami na rozpoznanie i poszukiwanie, których budowę planują inwestorzy.

Możliwe jest także, że nowe kopalnie nie będą uruchamiane. Według raportu Moody's z 2015 r. 70% kopalni na świecie jest nierentowna. W 2015 r. wiele zakładów na świecie straciło lub trwale zmniejszyło rentowność. Zakłady te są zamykane lub sprzedawane za ułamek wartości sprzed kilku lat, a nawet oddawane za darmo³⁰. Prognozowana przez niektórych analityków

²⁹ Ministerstwo Gospodarki *Raport o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego*.

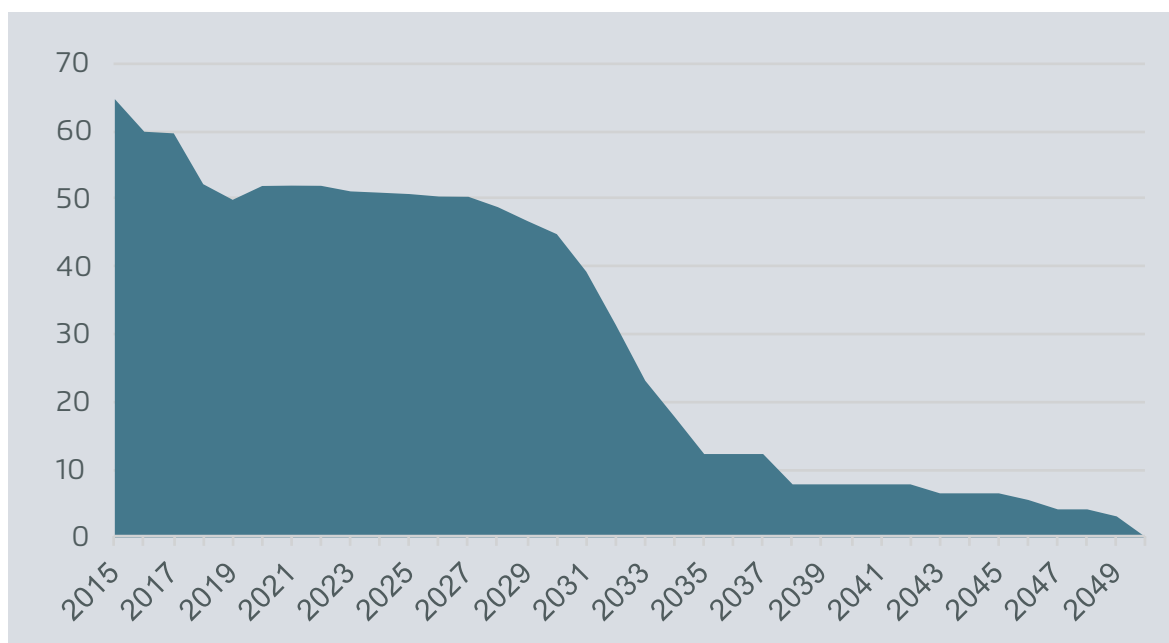
³⁰ W lutym 2015 Jim Justice, biznesmen z Wirginii Zachodniej, odkupił za \$5 mln. od rosyjskiej firmy OAO Mechel aktywa wydobywcze, które w 2009 r. sprzedał za \$568 mln. We wrześniu 2015 w USA firma Cambrian Coal nabyła Teco Coal LLC wyłącznie za obietnicę zapłaty \$60 mln. warunkowaną wzrostem cen tego surowca. (Źródło: Bloomberg <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-22/mines-in-america-s-coal-country-just-sold-for-a-total-of-nothing>; dostęp: 27.09.2015)

trwała nadprodukcja węgla na polskim rynku, wynikająca z niechęci do zamykania kopalń, może dodatkowo zniechęcić inwestorów. W takiej sytuacji wydobycie krajowe może spaść do jeszcze niższego poziomu (nawet poniżej 20 mln ton).

Wsparcie dla inicjatyw otwierania nowych, nowoczesnych, tanich w eksploatacji i bezpiecznych kopalń będzie miało kluczowe znaczenie dla poziomu wydobycia węgla w Polsce.

Węgiel brunatny

Problemem górnictwa węgla brunatnego są malejące zasoby obecnie działających kopalń oraz sprzeciw społeczności lokalnych wobec otwierania nowych (zob. podrozdział 3.2). Według szacunków Deloitte, zasoby węgla brunatnego w obecnie eksploatowanych złożach w Polsce w ciągu najbliższych 20 lat ulegną znacznemu wyczerpaniu³¹. Dalsza eksploatacja węgla brunatnego jest więc możliwa jedynie przy uruchomieniu nowych złóż: Legnica, Gubin, Złoczew. Rozpoczęcie wydobycia na złożu Złoczew przedłużyłoby działalność KWB Bełchatów. Z kolei znaczne zasoby w powiatach legnickim i lubińskim, a także krośnieńskim i żarskim, utrzymałyby udział węgla brunatnego w miksie energetycznym Polski, a nawet mogłyby go zwiększyć. Jednak złoża te w wyniku sprzeciwu lokalnych władz, społeczności oraz ekologów, mogą nie być nigdy uruchomione. Brak nowych kopalń węgla brunatnego doprowadzi w dłuższej perspektywie do marginalizacji (pozostanie jedynie Turów), lub zupełnego zaniku tego surowca w miksie energetycznym.



Rysunek 15. Prognoza wydobycia węgla brunatnego (mln t)

(źródło: analiza Deloitte)

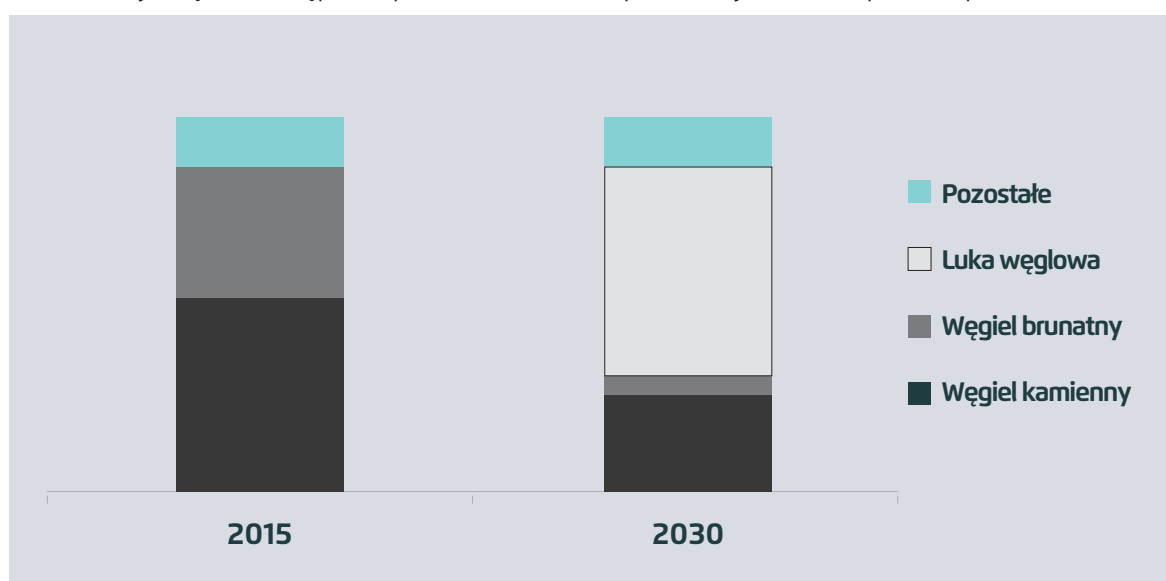
Perspektywę wydobycia węgla brunatnego wyłącznie w oparciu o obecne zasoby ilustruje powyższy wykres, według którego już w latach 30. XXI wieku (a przy obecnym wysokim poziomie wydobycia być może wcześniej) produkcja węgla brunatnego może spaść nawet pięciokrotnie.

³¹ Zob. także: http://twojrynek.pl/PL/85/698/Wegiel_z_Gubina_i_Brodow_gwarancja_bezpieczenstwa_energetycznego/ (dostęp: 5.09.2015).

4.2. LUKA WĘGLOWA

Wykazany w powyższych analizach spadek produkcji węgla energetycznego z obecnie funkcjonujących kopalń doprowadzi do powstania luki węglowej, rozumianej jako różnica pomiędzy obecnym poziomem produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego (ok. 85%), a poziomem wynikającym ze spadku produkcji tych surowców w istniejących kopalniach w perspektywie lat 30. XXI w.

Brakuje przy tym polityki surowcowej, która doprowadziłaby do skutecznego ujęcia bogatych złóż surowców naturalnych w planach zagospodarowania przestrzennego. W konsekwencji, większość złóż surowców energetycznych, które potencjalnie można by wykorzystać w przyszłości, staje się niedostępna z powodu nieskoordynowanej zabudowy na ich powierzchni.



Rysunek 16. Luka węglowa – prognozowane zmniejszenie podaży polskiego węgla kamiennego i brunatnego w latach 30. XXI wieku odniesione do obecnego miksu energetycznego

(źródło: analiza Deloitte)

Luka węglowa jest wysoce prawdopodobnym scenariuszem, niebezpiecznym dla polskiej energetyki. Zamknięcie nierentownych kopalń wydaje się nieuniknione, a wyczerpywanie się złóż jest pewne. Nie jest natomiast jasne, w jaki sposób tę lukę węglową można zapełnić. Możliwymi kierunkami działań są:

- wsparcie budowy nowych kopalń głębinowych i odkrywek oraz uruchomienie złóż perspektywicznych,
- radykalne zwiększenie importu węgla kamiennego,
- rozwój OZE,
- import skroplonego gazu (LNG),
- rozwój energetyki jądrowej.

Każde z tych rozwiązań ma wady i zalety. Alternatywne źródła energii wymagają znacznych nakładów na etapie inwestycji. Import węgla wiąże się ze zmniejszeniem bezpieczeństwa energetycznego wskutek uzależnienia od importu – głównie tego z Rosji. Brakuje jasnych uwarunkowań prawnych dla rozwoju inwestycji górniczych oraz tych gałęzi energetyki, które nie były dotąd obecne w Polsce (LNG, energetyka jądrowa). Realną opcją jest też zdecydowana poprawa efektywności energetycznej oraz elastyczności systemu energetycznego.

Konsekwencje i perspektywy:

Luka węglowa jest coraz bardziej prawdopodobnym scenariuszem, który musi być wzięty pod uwagę w Polsce w perspektywie 10-15 lat. Niezależnie od tego jakie decyzje polityczne i ekonomiczne ostatecznie zostaną podjęte w tym zakresie, efektem będą zmiany mixu energetycznego oraz powiązane z nimi zmiany modeli biznesowych energetyki konwencjonalnej (por. rozdz. 6).

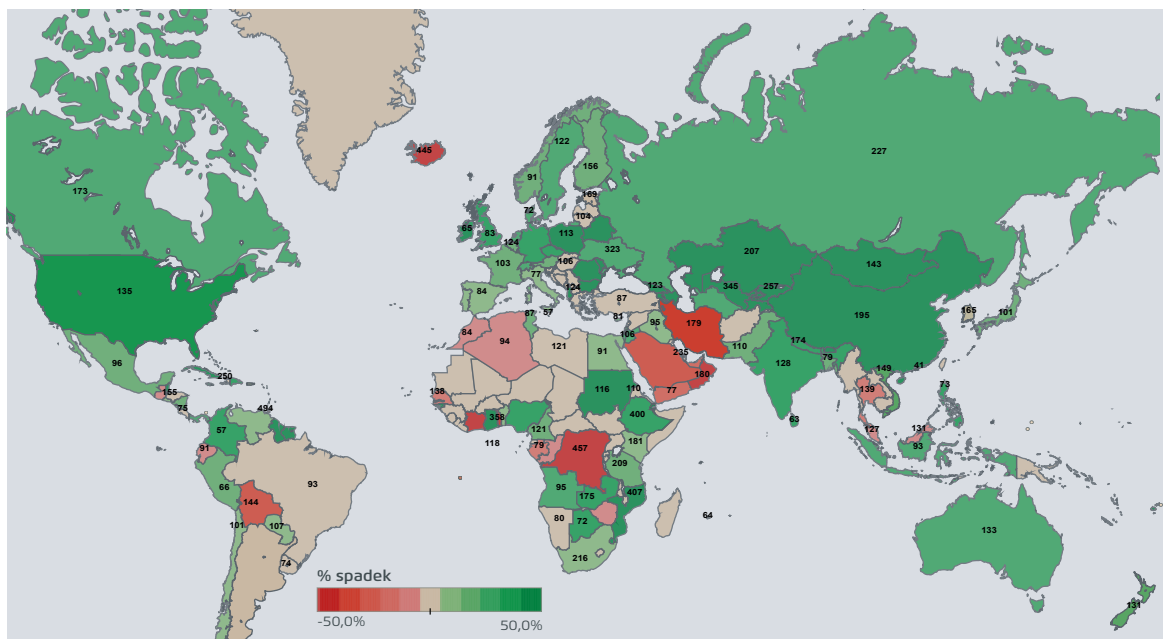
5. POPRAWA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Megatrend:

Intensywność energetyczna, rozumiana jako zużycie energii na jednostkę PKB, spada systematycznie w większości gospodarek świata. Co więcej, tradycyjna zasada wg której wzrost gospodarczy jest związany z większym zużyciem energii, w niektórych najbardziej rozwiniętych gospodarczo regionach przestaje obowiązywać.

Megatrend obejmuje zarówno spadającą energochłonność PKB, jak i rozwój rozwiązań i technologii ograniczających zużycie energii w produkcji przemysłowej oraz energii elektrycznej wykorzystywanej w budynkach, jak również działania związane z uelastycznieniem popytu (w tym zarządzanie popytem na energię elektryczną), które pozwalają na obniżenie poziomu rezerw wytwórczych w systemie elektroenergetycznym.

W latach 1990–2012 większość krajów świata, w tym praktycznie cała Europa, Ameryka Północna i większość państw Azji Południowo-Wschodniej (w tym Chiny), odnotowała znaczący spadek intensywności energetycznej swoich gospodarek (mierzonej zużyciem energii we wszystkich formach, z uwzględnieniem zmian siły nabywczej pieniądza). Odwrotna tendencja dotyczy głównie krajów rozwijających się oraz państw-producentów pierwotnych źródeł energii.



Rysunek 17. Spadek intensywności wykorzystania energii w latach 1990–2012 [kg ekwiwalentu ropy naftowej na \$1000 PKB wg parytetu siły nabywczej 2011]

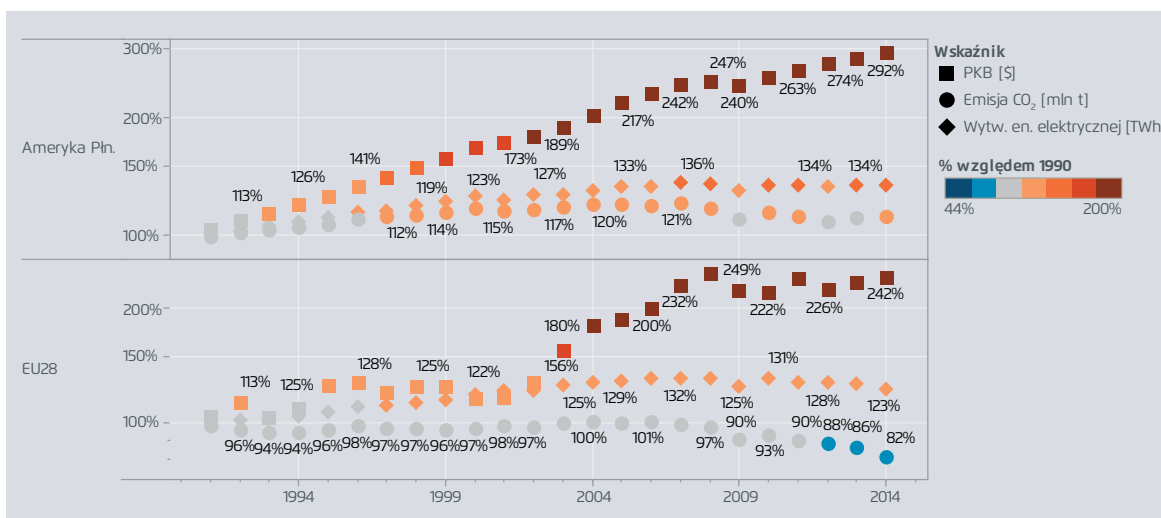
(źródło: Komisja Europejska, EDGAR; opracowanie Deloitte)

Obserwuje się więc spadek energochłonności gospodarek oraz jednoczesny wzrost PKB (tzw. decoupling). Zgodnie z tym trendem, efektywność energetyczna będzie ulegała poprawie, o ile zostanie utrzymany lub wzmocniony obecny system regulacji motywujących efektywność energetyczną. Branża energetyczna, która co najmniej od lat 50-tych. XX wieku była przyzwyczajona do tego, że zapotrzebowanie na jej produkt bezustannie rośnie, może mieć trudność z odnalezieniem się w nowej rzeczywistości, w której popyt ten znacznie spadać.

Z drugiej strony, przedsięwzięcia biznesowe umożliwiające poprawę efektywności energetycznej stają się intensywnie rosnącym sektorem światowej gospodarki. Efekty jego działań w postaci zaoszczędzonej energii, można metaforycznie określić jako jedno z najważniejszych paliw.

5.1. SPADAJĄCA ENERGOCHŁONNOŚĆ PKB

Przyjmuje się, że gospodarka nie może rosnąć bez wzrostu podaży energii. Zmiany w PKB, wielkości wytwarzanej energii elektrycznej oraz emisji CO₂ w Chinach czy Indiach wydają się potwierdzać tezę o istnieniu tej korelacji. Wg prognoz PSE, w Polsce również zakłada się coroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną poziomie 1,5 – 2%. Jednak w UE oraz Ameryce Północnej wzrost gospodarczy wyprzedza wzrost produkcji energii elektrycznej. Co więcej, w Unii od 1991 r., a w USA od ok. 2007 r., produkcja energii elektrycznej najpierw się stabilizuje, a później spada – jednocześnie w tym samym okresie PKB notuje mniej lub bardziej dynamiczny wzrost.



Rysunek 18. Trendy PKB, produkcji energii elektrycznej i emisji CO₂ (1991–2014, UE i Ameryka Północna)

(źródło: World Bank – GDP, BP Statistical Review of World Energy, czerwiec 2015 – CO₂ emissions;

opracowanie Deloitte)

Tym samym teza, że wzrost PKB wymusza zwiększenie produkcji energii, dla części gospodarek świata, w tym dla naszego regionu i modelu gospodarczego przestaje obowiązywać. W ostatnich latach publikacje wskazujące na związek obu zmiennych dotyczą głównie krajów rozwijających się, natomiast w gospodarkach najbardziej rozwiniętych trendy tych wartości nie są zbieżne od mniej więcej połowy lat 90.³²

Zmniejszenie energochłonności gospodarki w wyniku zwiększenia jej efektywności było powiązane z rozwojem sektora efektywności energetycznej. Ten rozwój pociągnął za sobą analogiczny wzrost w sektorze finansowym. Pierwotnym źródłem wzrostu były inicjatywy publicznych instytucji finan-

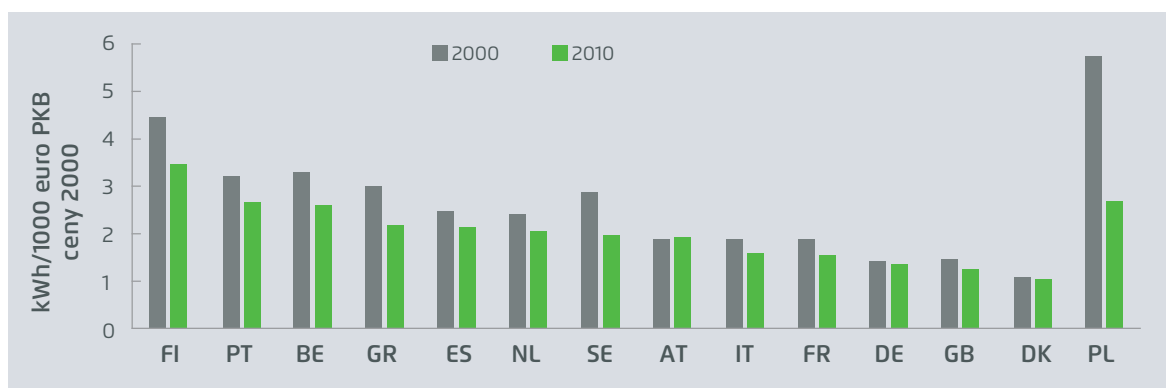
³² Annual Energy Outlook 2013, IEA.

sowych w krajach rozwiniętych oraz programy wsparcia poprawy efektywności. Do najnowszych tendencji zaliczyć można powstawanie instrumentów inwestycyjnych przeznaczonych do obrotu giełdowego („zielone” obligacje, obligacje czystej energii czy obligacje klimatyczne³³). Łączne światowe inwestycje w efektywność energetyczną w 2012 r., szacowane na 310–360 mld dol.³⁴, przerosły w tym okresie poziom inwestycji w odnawialne źródła energii i w wytwarzanie energii elektrycznej z węgla, ropy i gazu łącznie, osiągając jednocześnie mniej więcej połowę poziomu inwestycji w wydobycie ropy naftowej. Co więcej, w roku 2011 w 11 państwach członkowskich Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA)³⁵, oszczędność energii, szacowana na 1 337 Mtoe, przekroczyła łączne zużycie wszystkich innych paliw pierwotnych w tych krajach, i jednocześnie całkowity łączny poziom zużycia paliw ówczesnej UE. Potencjał dalszych oszczędności jest nadal niemały i ma tendencję wzrostową, zauważalną zwłaszcza w państwach niebędących członkami OECD³⁶.

5.2. OGRANICZENIE ENERGOCHŁONNOŚCI W PRZEMYSŁE I BUDOWNICTWIE

Według danych MAE, sektor budownictwa, transportu oraz sektor przemysłowy będą odpowiedzialne za ok. 88% światowego zużycia energii w 2020 r. Budownictwo oraz przemysł odpowiadają za zużycie większości energii elektrycznej w Polsce³⁷ i to w nich istnieje największy potencjał zwiększenia efektywności energetycznej. Europejski przemysł poprawia energochłonność co najmniej od połowy lat 90. XX w. Na przykład w Niemczech zużycie energii w przemyśle stalowym przypadające na 1 t produktu spadło w latach 1995–2010 o 10%; poprawa w Hiszpanii i we Włoszech była dwukrotnie większa.

W Polsce ten proces przebiegał jeszcze szybciej ze względu na wysoką energochłonność przemysłu odziedziczonego po 1989 r. W efekcie wdrożonych zmian organizacyjnych i technologicznych nastąpiło zmniejszenie zużycia energii w polskim przemyśle o prawie 30% od 1995 r. (w szczególności w hutnictwie i przemyśle cementowym), niemal do poziomu Europy Zachodniej.



Rysunek 19. Energochłonność przemysłu w Polsce i krajach UE-15; 2000–2010

(źródło: WISE)

³³ Za przykłady mogą posłużyć Climate Awareness Bond Europejskiego Banku Inwestycyjnego, obligacje stanu Hawaje, obligacje Green Bond Międzynarodowego Banku Odbudowy i Rozwoju.

³⁴ *Energy Efficiency Market Report 2014*, IEA, <http://www.iea.org/topics/energyefficiency/publications/energyefficiency-marketreport2014/> (dostęp: 5.09.2015).

³⁵ Australia, Dania, Finlandia, Francja, Holandia, Japonia, Niemcy, Stany Zjednoczone, Szwecja, Włochy, Wielka Brytania.

³⁶ Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (ang. Organization for Economic Co-operation and Development) skupia 34 kraje wysoko rozwinięte, w tym m.in. państwa UE oprócz Łotwy i Chorwacji, USA, Japonii, Finlandii, Meksyku i Australii.

³⁷ *Niskoemisyjna Polska. 2050.pl – podróż do niskoemisyjnej przyszłości*, WISE, http://np2050.pl/files/pliki/NP_2050__CA-LOSC_internet_2.pdf (dostęp: 5.09.2015).

Potencjał dalszej poprawy efektywności energetycznej w Polsce jest widoczny, niemniej jednak konieczne będzie stworzenie zachęt regulacyjnych. Największy potencjał tkwi w hutnictwie (można zaoszczędzić 2 TWh rocznie aż do połowy stulecia³⁸) dzięki zastosowaniu technologii odzyskiwania ciepła i gazu wielkopieczowego. Recykling stali i produktów ubocznych w procesie produkcji (np. zastąpienie wapienia żużłem stalowniczym), brykietowanie pyłów i odpadów metalowych odseparowanych z żużłu pozwala na wyeliminowanie procesu spiekania w produkcji, a tym samym wyeliminowanie gazów i pyłów oraz obniżenie zużycia wody, czy wreszcie zmniejszenie zapotrzebowania na węgiel koksowy i granulat żelaza³⁹. Hutnictwo, jako branża o zasięgu globalnym, zapewni transfer do Polski technologii stosowanych w świecie.

Ponadto, szacuje się, że dzięki oszczędzaniu energii w sektorze budownictwa można zmniejszyć zapotrzebowanie na energię w Polsce o 65 TWh w 2030 r. i o 151 TWh w 2050 r.⁴⁰ Trendem stało się upowszechnienie w Polsce tradycyjnej termomodernizacji, głównie budynków wielorodzinnych wybudowanych w latach 90. XX wieku i wcześniej. Bardziej zaawansowane techniki zmniejszenia zużycia energii znalazły w Polsce zastosowanie głównie za sprawą deweloperów budynków komercyjnych (przede wszystkim biurowców), którzy widzą potencjał komercyjny w efektywności energetycznej swoich budynków, zwłaszcza potwierdzonej przez certyfikację, np. BREEAM lub LEED.

Mimo dostępności rozwiązań termomodernizacyjnych, barierami w ich stosowaniu są koszty, brak dostatecznej informacji o ich zaletach oraz niedostateczne know-how.

Konsekwencje i perspektywy:

Dalsze ograniczanie zapotrzebowania na energię w gospodarce będzie miało wpływ na zmianę modeli biznesowych energetyki konwencjonalnej związanych np. z zarządzaniem popytem. Trend rozwoju inwestycji proefektywnościowych, wzmocniony przez postępujące urynkowanie technologii związanych z efektywnością energetyczną, wsparcie regulacyjne oraz rosnące ceny energii elektrycznej będą stopniowo prowadzić do eliminacji wsparcia dla tego rodzaju inwestycji.

6. NOWE MODELE BIZNESOWE I ROLA TRADYCYJNYCH PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Megatrend:

Pojawienie się nowych możliwości w wytwarzaniu i dystrybucji energii, wynikających z rozwoju energetyki rozproszonej oraz zmiany roli i znaczenia tradycyjnej energetyki wielkoskalowej, prowadzi do rozwoju konkurencji nie tylko w wytwarzaniu i obrocie, ale także w przesyłce i dystrybucji energii. Zjawisko to, porównywalne do rewolucji w sektorze telekomunikacyjnym, będzie prowadzić do zmiany dotychczasowych modeli biznesowych energetyki konwencjonalnej.

Tradycyjna energetyka, która osiągnęła obecną skalę działania jako monopol, od wielu lat jest stopniowo przekształcana w kolejną dziedzinę gospodarki wolnorynkowej. Zmiany, które były

³⁸ *Ibidem*.

³⁹ Zob. <http://www.ruukki.pl/Informacje-i-wydarzenia/Archiwum-informacji/2014/Efektywnosc-materialowa-i-energetyczna-w-produkcji-stali-moze-wyraznie-zmniejszyc-wplyw-wyrobow-koncowych-na-srodowisko> (dostęp: 5.09.2015).

⁴⁰ *Niskoemisyjna Polska. 2050.pl* – podróz do niskoemisyjnej przyszłości, WISE, http://np2050.pl/files/pliki/NP_2050__CA-LOSC_internet_2.pdf (dostęp: 5.09.2015).

dotychczas wymuszane regulacjami objęty wytwarzanie i sprzedaż, ale przemiany technologiczne i społeczne, o których była mowa w poprzednich rozdziałach, już teraz prowadzą do wyłaniania się nowych segmentów rynku energetycznego i nowych modeli biznesowych.

6.1. KONKURENCJA W ENERGETYCE – OD ZASADY TPA DO MIKROŹRÓDEŁ I SYSTEMÓW ROZPROSZONYCH

Przez dziesiątki lat energetyka rozwijała się jako zintegrowany monopol zajmujący się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz sprzedażą energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Dostrzeżona nieefektywność tego modelu spowodowała konieczność poszukiwania możliwości liberalizacji i deregulacji sektora energetycznego. Stwierdzono, że niektóre usługi, świadczone dotychczas w ramach monopolu, mogą podlegać rynkowej konkurencji. Do takich obszarów należy wytwarzanie energii elektrycznej oraz handel nią.

Wprowadzenie konkurencji w tych dziedzinach wymagało zmian organizacyjnych polegających na rozdzieleniu (formalnym, podmiotowym, własnościowym) działalności będących naturalnym monopolem, czyli przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, od działalności mogących podlegać konkurencji, czyli wytwarzania i handlu energią. Takimi zmianami były *unbundling* i zasada TPA (ang. *Third Party Access*), czyli – mówiąc w największym skrócie – zobowiązanie operatorów sieci elektroenergetycznych do świadczenia swoich usług w zakresie udostępniania infrastruktury sieciowej w sposób równoprawny i niedyskryminujący dla wszystkich podmiotów chcących produkować i/lub handlować energią elektryczną. Zasada TPA daje dziś każdemu odbiorcy możliwość wyboru, od kogo kupuje prąd – z tej zmiany korzystają nowe podmioty wchodzące na rynek sprzedaży detalicznej.

Wydaje się, że prawdziwą konkurencję w branży energetycznej przynieść może jedynie przełom technologiczny na taką skalę, jaka miała miejsce w sektorze telekomunikacji, gdzie pojawienie się telefonu komórkowego, zastąpionego następnie smartfonem, zrewolucjonizowało nie tylko sposób funkcjonowania samej branży telekomunikacyjnej, ale także wiele innych dziedzin codziennego życia.

Nowe możliwości małych odbiorców

Przeciętny odbiorca – z wyjątkiem dużych odbiorców przemysłowych, posiadających często własne źródła energii o dużej mocy – nie miał dotąd większego wyboru w zakresie zaspokajania własnych potrzeb: pozostawało mu przyłączyć się do sieci elektroenergetycznej, aby nabywać energię elektryczną. Z kolei operator sieci, dostarczając energię elektryczną odbiorcom, czerpał przychody ze sprzedaży, których przeważająca część była zależna od ilości dostarczanej energii.

Postęp technologiczny omówiony w rozdziale 2., połączony ze spadkiem kosztów wytwarzania energii w małych źródłach, sprawił, że klient, będący dotychczas wyłącznie odbiorcą energii z sieci, może stać się także jej wytwórcą i w coraz większym stopniu zaspokajać zapotrzebowanie na energię elektryczną we własnym zakresie. Klient ma więc dziś do wyboru co najmniej kilka opcji:

- a) klasyczna: przyłączenie się do sieci – opcja od dawna powszechnie dostępna dla wszystkich,
- b) prosument: przyłączenie się do sieci oraz budowa własnego źródła energii (mikrowiatrak, fotowoltaika),

- c) prosument z magazynem – przyłączenie się do sieci, budowa własnego źródła energii oraz magazynowanie wytworzonej energii,
- d) system *off-grid*⁴¹ – przyłączenie się do sieci, magazynowanie wytworzonej energii oraz rezygnacja z korzystania z publicznej sieci elektroenergetycznej (odłączenie się od sieci).

Walka o „ostatnią milę”

Nietrudno zauważyć, że kolejną opcją mogą być niepołączone z publiczną siecią energetyczną samowystarczalne enklawy, w których odbiorcy sami produkują energię, wymieniają się nadwyżkami lub je magazynują. Pojawienie się takich enklaw i ich operatorów (operatorów lokalnych obszarów bilansowania), agregatorów, czy wirtualnych elektrowni jest jedynie kwestią czasu, a gdzieś tam procesy te już zostały zapoczątkowane (zob. rozdział 3.3). Rozpocznie się konkurencyjna walka o tzw. ostatnią milę, znana dotychczas z telefonii stacjonarnej czy usług telewizji kablowej. Tą „ostatnią milą” w przypadku systemu energetycznego mogą być sieci i instalacje niskich napięć w obrębie budynków wielolokalowych, wspólnot mieszkaniowych, spółdzielni czy nawet całych osiedli, wsi oraz mniejszych miast.

Wirtualne elektrownie, rola agregatorów

Możliwość aktywnego korzystania z rynku hurtowego i rynku usług systemowych jest w praktyce ograniczona dla dużych podmiotów (elektrownie systemowe, odbiorcy przemysłowi). Biorąc jednak pod uwagę rozwój generacji rozproszonej w mikroźródłach i aktywne zarządzanie popytem na energię elektryczną nawet przez drobnych odbiorców osiągnięcie odpowiedniego efektu skali w celu uzyskania dostępu do rynku hurtowego i rynku usług systemowych wymaga pojawienia się na rynku energii nowego podmiotu – agregatora⁴².

Interesującym przykładem wykorzystania idei wirtualnej elektrowni jest niemiecka spółka Energy2Market. Spółka oferuje swoje usługi producentom energii średniej wielkości, których produkcja opiera się głównie na zasobach odnawialnych. Agregacją objętych jest ponad 2 700 instalacji do produkcji energii na bazie biogazu, biomasy, wiatru, ogniw fotowoltaicznych, wody i kogeneracji o łącznej mocy ponad 3 200 MW, przy czym najmniejsze źródło znajdujące się w zasobach Energy2Market ma moc zaledwie kilkudziesięciu kilowatów. Skala działania spółki i zarządzane przez nią zasoby pozwalają jej na pracę w systemie elektroenergetycznym na wzór dużej elektrowni systemowej, łącznie z oferowaniem usług systemowych, takich jak regulacja pierwotna i wtórna.

6.2. TRADYCYJNE PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNE W OBLICZU ZMIAN

Zachodzące przekształcenia będą zmuszały obecnych graczy do zmiany swoich dotychczasowych przyzwyczajzeń, modeli biznesowych, a pewnie także weryfikacji procedur zarządzania siecią. Sieci niskiego i średniego napięcia projektowane były zwykle jako promieniowe i jednokierunkowe. Tymczasem w sieciach tych mogą zacząć pojawiać się przepływy energii w odwrotnym do zaprojektowanego kierunku, co może chociażby mieć wpływ na poprawność działania

⁴¹ *Off-grid* (lub systemy wyspowe) – niepodłączone do sieci instalacje działające autonomicznie również w miejscach oddalonych od infrastruktury energetycznej.

⁴² O roli i potencjalnych zadaniach agregatora zob. M. Kaleta, P. Pałka, I. Żółtowska, *Rola i funkcje agregatora z perspektywy europejskich projektów sieci inteligentnych*, Rynek Energii 3(112)/2014, s.18-22.

zainstalowanych w nich układów zabezpieczających (przeciwprzetężeniowych, przeciwzwarcio-
wych i odległościowych).

Jednak bezpośrednim i początkowo najbardziej zauważalnym z punktu widzenia operatorów skutkiem będzie zmniejszenie ilości energii pobieranej z ich sieci, a co za tym idzie, obniżenie tej części przychodów, która tradycyjnie była zależna od ilości energii dostarczanej odbiorcom. Przyniesie to efekt erozji wolumenu energii pobieranej z sieci. W raporcie Rocky Mountain Institute⁴³ podjęto próbę oszacowania tego zjawiska dla północno-wschodniej części Stanów Zjednoczonych. Ocenia się, że w ciągu 15 lat (2015–2030) wspomniany efekt erozji może osiągnąć 58 mln MWh i dotyczyć 9,6 mln gospodarstw domowych oraz 83 mln MWh i 1,9 mln odbiorców przemysłowych, czyli odpowiednio 50% i 60% obecnego wolumenu.

Najprostszą strategią dla firm energetycznych wydawałoby się obniżenie stawek zmiennych na rzecz wzrostu opłat stałych (niezależnych od ilości energii pobieranej przez odbiorców). W praktyce taka strategia napotka jednak wiele ograniczeń regulacyjnych i rynkowych. Jej najniebezpieczniejsza konsekwencja to odłączanie się kolejnych odbiorców od sieci – przypadek znany z telefonii stacjonarnej czy w pewnym okresie występujący w ciepłownictwie sieciowym (kiedy ceny gazu były na tyle niskie, że ciepło wytwarzane w lokalnej kotłowni było tańsze od ciepła z systemu ciepłowniczego). W tej sytuacji ciekawym rozwiązaniem mógłby być zgłoszony przez prof. Jana Popczyka postulat⁴⁴ stopniowej sprzedaży przez operatorów sieci dystrybucyjnych sieci rozdzielczych nN (i „ostatnich mil” sieci SN, „słabo” obciążonych) na obszarach wiejskich (sprzedaż spółkom samorządowym, spółdzielniom energetycznym oraz inwestorom IPP⁴⁵), a także sieci osiedlowych nN i SN w miastach (sprzedaż spółdzielniom mieszkaniowym).

Firmy energetyczne muszą się odnaleźć w nowych warunkach. Przeobrażenia strukturalne, technologiczne, a także społeczne w obszarze energetyki będą się dokonywać na przestrzeni wielu nadchodzących lat. Nie ulega wątpliwości, że w tym okresie będziemy świadkami koegzystencji energetyki klasycznej i innowacyjnych wirtualnych elektrowni, inteligentnych sieci (tzw. smartgrid) oraz inteligentnych budynków.

Kluczową rolę będą odgrywać operatorzy sieci. Przedsiębiorstwa te, co niektórym może się wydać zaskakujące, są dziś w posiadaniu najbardziej wartościowych aktywów. Ale też zachodzące zmiany będą najbardziej dotyczyć właśnie ich. Sieci elektroenergetyczne z pewnością inaczej sterowane i zarządzane, mają w przyszłości ważną rolę do odegrania. Rola operatorów będzie rosła w szczególności w obszarze bilansowania i aktywnego zarządzania pracą sieci według schematu: dane pomiarowe → optymalizacja → sterowanie.

Takiej przyszłości nie mają niestety w dłuższej perspektywie konwencjonalne firmy wytwórcze. Największe koncerny już zmieniają swoje strategie, aby przetrwać na rynku. Przykładem niech będzie E.ON, który dokonał wyraźnego rozdziału swoich linii biznesowych na schyłkowe (Old

⁴³ *The economics of load defection. How grid-connected solar-plus battery systems will compete with traditional electric service, why it matters, and possible paths forward*, Rocky Mountain Institute, April 2015.

⁴⁴ J. Popczyk, *ELEKTROENERGETYKA 2014 – o potrzebie rozwoju (II restrukturyzacji polskiej energetyki)*, <http://www.klaster3x20.pl/sites/default/files/BZEP/22/POPCZYK%20J.%20Potrzeba%20rozwoju%20i%20II%20res%20strukturyzacji%20energetyki%202014.pdf> (dostęp: 5.09.2015).

⁴⁵ IPP – ang. *Independent Power Producers*, czyli wytwórcy niezależni, typowo spoza energetyki zawodowej i niezwiązani z tradycyjnymi koncernami paliwowo-energetycznymi.

World – wytwarzanie konwencjonalne) i perspektywiczne (New World – OZE, sieci, usługi). Kolejny przykład to GDF Suez, który aby podkreślić zmianę swojej strategii, zdecydował się na zmianę nazwy i całkowity rebranding. Hasło koncernu brzmi „GDF Suez is now ENGIE”, a z nowym wizerunkiem przedsiębiorstwa wiążą się badania i rozwój nowych technologii oraz innowacyjność oparta w dużej mierze na OZE, w tym energetyce solarnej i technologiach cyfrowych.

W obszarze sprzedaży detalicznej do klientów finalnych widać już w Europie i w Polsce eksplozję firm rozmaitej wielkości, ale o wielkiej dynamice, konkurujących coraz skuteczniej z tradycyjnymi koncernami. Nowe metody zarządzania portfelem i ekonomiką sprzedaży, połączone z najnowszymi możliwościami komunikacji i IT oraz podejściem do klienta na wzór najnowocześniejszych sklepów internetowych, z pewnością spowodują znaczącą utratę rynku przez dotychczasowych liderów.

Przyszłość tradycyjnych przedsiębiorstw energetycznych (tzw. utilities) to:

- orientacja na stronę popytową i usługi dla klientów,
- komunikacja w trybie on-line z odbiorcami,
- bieżąca interakcja odbiorców z rynkiem energii (rynkiem hurtowym), gdzie cena energii stanie się nośnikiem informacji o dostępności zasobów,
- rozumienie, że odbiorcy przez zmianę zachowań będą dostosowywać swoje zapotrzebowanie do dostępności energii,
- zrozumienie, że inteligentny licznik stanie się narzędziem dwustronnej komunikacji, a nie tylko przyrządem do określania ilości pobranej energii,
- zrozumienie, że na wielką skalę rozwinie się technologia IoT (Internet of Things) i służyć będzie m.in. do bilansowania popytu i podaży.

Konsekwencje i perspektywy:

W związku z transformacją sektora energetycznego (pod wpływem megatrendów), będą pojawiły się nowe możliwości dla podmiotów działających w zliberalizowanym rynku energii. Tradycyjny model biznesowy przedsiębiorstw energetycznych, oparty na scentralizowanym systemie będzie stopniowo zastępowany nowymi formami biznesu, lepiej dostosowanymi do rynku. Nowe, interesujące obszary pojawią się w produkcji OZE, efektywności energetycznej, przesyłach i dystrybucji energii.

7. WNIOSKI

Przez wiele dekad rozwój sektora energetycznego następował bez głębszej refleksji nad jego wpływem na społeczeństwo. Gdy zaczęto więcej uwagi poświęcać ochronie klimatu, energetyka ograniczyła się do wypełnienia norm takich, jak limity emisji. Obecnie na sektor energetyczny coraz częściej patrzy się przez pryzmat środowiska. Tradycjonaliści wierzą, że ten mariaż jest tylko przejściowy. My uważamy, że to zjawisko długofalowe – środowisko i energetyka pozostaną już nierozłączne.

Obecnie zderzenie tych dwóch pojęć wpływa na kierunek debaty publicznej, strukturę urzędów i instytucji (np. powstały w Wielkiej Brytanii *Department of Energy and Climate Change*), strategię

całych sektorów i branż gospodarki, czy stosunek obywateli do polityki oraz rozkład ich poparcia w wyborach. Także firmy energetyczne nie mogą dłużej pomijać kwestii swojego wpływu na środowisko. Strategie biznesowe muszą być budowane w korelacji ze strategiami środowiskowymi i klimatycznymi, w przeciwnym wypadku pozostaną bezużyteczne.

Na naszych oczach zmienia się postawa odbiorców: stają się coraz bardziej świadomymi klientami i uczestnikami rynku. Wzrasta ich zainteresowanie wytwarzaniem energii na własne potrzeby. Oczekiwania klientów co do jakości oferowanych im usług kształtowane są przez najnowsze dostępne technologie, np. te z branży internetowej. I to właśnie z nimi coraz częściej porównywany jest poziom obsługi klientów w energetyce. Bardzo szybkie zmiany, które już dziś widać w obszarze handlu detalicznego, będą prawdopodobnie dalej zyskiwać na sile.

Klient-obywatel wymaga, by firmy energetyczne dostarczały swoje produkty i usługi w sposób niezawodny i nowoczesny, zapewniały komfort, ale pozostały niewidoczne oraz minimalnie wpływały na klimat i środowisko. Syndrom NIMBY odmienił losy i projekty wielu rozwiązań energetycznych (np. przebieg sieci), w przypadku innych spowodował lub może spowodować, całkowite zaniechanie (odkrywki czy elektrownie) wybranych projektów, czy inwestycji.

Tymczasem klient-przedsiębiorca po raz pierwszy w historii może wybierać rozwiązania inne, niż kupno energii od wielkich koncernów energetycznych. Postęp technologiczny i rozwój przyjaznych obywatelowi regulacji już dziś umożliwia konstruowanie rozwiązań technologicznych dopasowanych do indywidualnych potrzeb. Realna jest nie tylko produkcja, ale też dystrybucja prądu i ciepła na skalę lokalną, co sprzyjać będzie rozwojowi energetyki rozproszonej.

Dlatego dystrybutorzy energii elektrycznej zostaną postawieni przed koniecznością pogodzenia nowych inwestycji i kosztów, niezbędnych do spełnienia rosnących wymagań co do niezawodności i elastyczności sieci (przystosowanej do lokalnej produkcji i prosumentów), ze spadkami wolumenów sprzedanej energii i liczby klientów (produkcja własna), które oznaczać będą mniejsze przychody. Spowoduje to konieczność wypracowania nowego modelu biznesowo-finansowo-regulacyjnego – takiego, który zapewni stabilność, nie wpędzając branży w niebezpieczną spiralę: im droższa dystrybucja, tym mniejsza sprzedaż, tym wyższy koszt jednostkowy dystrybucji, tym większa motywacja odbiorcy by się uniezależnić itd.

Z kolei klient-użytkownik zwraca coraz większą uwagę na ilość zużytej energii, zarówno ze względu na koszty, jak i wpływ na środowisko. Gospodarstwa domowe oraz przemysł będą zużywały mniej energii, a także konsumowały energię w innym rozłożeniu czasowym. To jedna z przyczyn zmian w tradycyjnych grafikach obciążenia systemu.

Zmieni się również sama struktura produkcji. Dzisiejsze technologie umożliwiają budowę nowych, niekonwencjonalnych źródeł także na skalę lokalną (od małych miast i osiedli, poprzez zakłady produkcyjne, po instalacje domowe). Uprzywilejowanie w ruchu i w kosztach zmiennych wielu z tych źródeł powoduje wypychanie wielkoskalowych bloków z dotychczasowego wolumenu produkcji. To, przy dzisiejszej konstrukcji rynku, pozbawi je ekonomiki. Kto i w jaki sposób będzie utrzymywał te wciąż potrzebne, a nawet kluczowe dla bezpieczeństwa systemu urządzenia, to pytanie, na które nie ma dzisiaj dobrej odpowiedzi. Podobnie ma się sprawa

z inwestycjami – zdaniem wielu, budowane obecnie w Europie bloki wielkoskalowe mogą być ostatnimi tego typu.

Lokalne, nowoczesne i innowacyjne rozwiązania ciepłownicze i elektroenergetyczne mogą być remedium na problem niskiej emisji z gospodarstw domowych, polepszając warunki zdrowotne życia. Mogą jednocześnie pobudzać inwestycje i koniunkturę gospodarczą, tworząc miejsca pracy, uatrakcyjniając miejscowości turystycznie i zwiększając ceny nieruchomości, czy w końcu dostarczając lokalnej mocy elektrycznej (kogeneracja) stabilizującej system elektroenergetyczny. To nie tylko cały zbiór korzyści, ale także szansa, również dla Polski, jako kraju członkowskiego UE, na przedstawienie brakującego, a tak pożądanego i jednoznacznie pozytywnego scenariusza energetycznego – zmniejszenia emisji CO₂ i ochrony czystości powietrza.

Kolejnym wyzwaniem jest trudny dla Polski temat węgla kamiennego. Jego ceny na światowych rynkach są dużo niższe od krajowych kosztów wydobycia, a prognozuje się, że spadną jeszcze mocniej, i to na wiele lat. Tylko niższe, w porównaniu z importem, koszty przewozu mogą sprawić, że polski węgiel będzie konkurencyjny cenowo na dużym obszarze kraju. Ale i to nastąpi wyłącznie pod warunkiem zmniejszenia kosztów produkcji do poziomu osiąganego dziś tylko przez najbardziej efektywne kopalnie. Subsydiowanie wydobycia nie jest możliwe, nie tylko ze względu na ograniczenia unijne w zakresie pomocy publicznej, ale też ograniczenia w możliwościach finansowych państwa.

Kłopoty dotyczą także sektora węgla brunatnego – surowiec wyczerpuje się w miejscach dotychczasowego wydobycia, a tymczasem społeczne przyzwolenie dla nowych odkrywek jest na wyjątkowo niskim poziomie. W tych warunkach, za faktycznie dostępne do wydobycia rezerwy węgla brunatnego, można uznawać tylko te złoża, których eksploatacja będzie opłacalna ekonomicznie i nie napotka na sprzeciw społeczny. Z tej ostatniej przyczyny możliwe jest, że nowe odkrywki nie powstaną.

Analizując czas życia i ekonomikę obecnych kopalń oraz istniejące projekty budowy nowych szacujemy, że w perspektywie do 2030 roku udział węgla z obecnie eksploatowanych kopalń w miksie energetycznym Polski spadnie z obecnych ponad 85% do nawet poniżej 30%. Różnica między tymi wielkościami, nazwana przez nas „luką węglową”, to obszar do koncepcyjnego zagospodarowania przez twórców strategii energetycznej państwa oraz przedsiębiorców.

Zapełnienie tej luki w pełni węglem importowanym nie jest rozwiązaniem optymalnym dla kraju. Szansą jest natomiast budowa nowych kopalń oraz rozwój różnorodnych nowych technologii produkcji, w tym OZE, a więc najprawdopodobniej (jeśli nowe kopalnie nie zaspokoją w pełni potrzeb energetycznych kraju) modyfikacja konstrukcji przyszłego miks energetycznego. Wypełnienie luki to wyzwanie, ale także szansa dla polskiego biznesu, innowacji, rynku pracy oraz dla środowiska naturalnego. Budowa strategii rozwoju, która uwzględni megatrendy kreujące krajobraz w polskiej i europejskiej energetyce do 2030 r., to także możliwy wkład naszego kraju w walkę ze zmianami klimatu.

Paweł Smoleń

BIBLIOGRAFIA

Akty prawa unijnego

1. Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich źródeł spalania (MCP);
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy (CAFE);
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r., w sprawie emisji przemysłowych - IED, (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola);

Publikacje

1. *Air quality in Europe - 2014 report*, EEA Report No 5/2014, European Environment Agency, Copenhagen, Denmark;
2. *Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040*, U.S. Energy Information Administration (EIA), 2013;
3. *World energy outlook 2013*, Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA), Paryż, Francja, 2013;
4. *Badanie świadomości i zachowań ekologicznych mieszkańców Polski. Badanie trackingowe - pomiar: październik 2014. Raport TNS Polska dla Ministerstwa Środowiska*, 2014;
5. *BP Statistical Review of World Energy 2015*, BP, 2015;
6. *Crossing the Chasm – Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era*, raport Deutsche Bank, 2015;
7. *Energy Efficiency Market Report 2014* © OECD/IEA 2014, Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA), Paryż, Francja, 2014;
8. *Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019*, SolarPower Europe, 2015 ;
9. *Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO w układzie klasyfikacji SNAP i NFR. Raport podstawowy*, KOBIZE, 2015;
10. *Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego (w latach 2011-2015)*, Ministerstwo Gospodarki.
11. *Niskoemisyjna Polska. 2050.pl - podróż do niskoemisyjnej przyszłości*, WISE, Warszawa, 2013;
12. *Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami. Informacja o wynikach kontroli*, Najwyższa Izba Kontroli, 1 grudnia 2014;
13. *Rola i funkcje agregatora z perspektywy europejskich projektów sieci inteligentnych*, M. Kaleta, P. Pałka, I. Żółtowska, Rynek Energii 3(112)/2014, s.18-22;
14. *The economics of load defection. How grid-connected solar-plus battery systems will compete with traditional electric service, why it matters, and possible paths forward*, Rocky Mountain Institute, 2015;
15. *Wind Technologies Market Report*, U.S Department of Energy, 2014.

Artykuły online

1. *ELEKTROENERGETYKA 2014 – o potrzebie rozwoju (II restrukturyzacji polskiej energetyki)*, J. Pocztyk, grudzień 2014 r. (dostęp: 28.08.2015);
2. *How to lose half a trillion euros*, The Economist, <http://www.economist.com/news/briefing/21587782-europes-electricity-providers-face-existential-threat-how-lose-half-trillion-euros> (dostęp: 5.09.2015);

3. <http://www.klaster3x20.pl/sites/default/files/BZEP/22/POPCZYK%20J.%20Potrzeba%20rozwoju%20i%20II%20res%20strukturyzacji%20energetyki%202014.pdf> (dostęp: 5.09.2015);
4. <http://www.ruukki.pl/Informacje-i-wydarzenia/Archiwum-informacji/2014/Efektywnosc-materialowa-i-energetyczna-w-produkcji-stali-moze-wyraznie-zmniejszyc-wplyw-wyrobow-koncowych-na-srodowisko> (dostęp: 5.09.2015);
5. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-22/mines-in-america-s-coal-country-just-sold-for-a-total-of-nothing>; dostęp: 27.09.2015);
6. http://twojrynek.pl/PL/85/698/Wegiel_z_Gubina_i_Brodow_gwarancja_bezpieczenstwa_energetycznego/ (dostęp: 5.09.2015);
7. <http://wysokienapiecie.pl/energetyka-konwencjonalna/910-w-polsce-konczy-sie-wegiel-analiza> (dostęp: 5.09.2015);
8. <http://www.polskieradio.pl/42/4393/Artykul/1470185,Czas-prosumentow-dopiero-przed-nami> (dostęp: 5.09.2015);
9. <http://energiadirect.pl/aktualnosci/10-mln-europejczykow-produkuje-wlasny-prad-ilu-polakow> (dostęp: 5.09.2015);
10. http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_416_en.pdf (dostęp: 5.09.2015).

Strony internetowe

1. <http://data.worldbank.org/>;
2. <http://ejatlas.org/> (dostęp: 5.09.2015);
3. www.photovoltaiik-guide.de (dostęp: 5.09.2015);
4. www.renewables-made-in-germany.com (dostęp: 5.09.2015);
5. <http://www.solarpowereurope.org/> (dostęp: 5.09.2015);
6. <https://www.teslamotors.com/press> (dostęp: 5.09.2015).

„Deloitte” to marka, pod którą pracują wspólnie dziesiątki tysięcy profesjonalistów w niezależnych od siebie firmach na całym świecie, świadcząc klientom usługi obejmujące m.in. audyt, konsulting, doradztwo finansowe, zarządzanie ryzykiem, doradztwo podatkowe. Doradztwem prawnym zajmuje się współpracująca z Deloitte kancelaria Deloitte Legal. Firmy te są członkami Deloitte Touche Tohmatsu Limited, prywatnego podmiotu prawa brytyjskiego z ograniczoną odpowiedzialnością. Każda firma członkowska świadczy usługi na określonym obszarze geograficznym i podlega przepisom prawa oraz regulacjom branżowym kraju lub krajów na terenie, których działa. DTTL wspomaga koordynację działań firm członkowskich, ale sama nie świadczy usług na rzecz klientów. DTTL i jej firmy członkowskie są odrębnymi i niezależnymi podmiotami prawnymi, które nie mogą podejmować zobowiązań za siebie nawzajem. DTTL i jej firmy członkowskie ponoszą odpowiedzialność wyłącznie za własne działania i zaniechania, a nie za działania i zaniechania innych firm członkowskich. Każda z Firm Członkowskich DTTL ma indywidualną strukturę organizacyjną, odpowiadającą przepisom prawnym, regulacjom, praktyce zwyczajowej i innym czynnikom kraju prowadzenia działalności, i może świadczyć usługi profesjonalne na jego terytorium za pośrednictwem spółek zależnych, stowarzyszonych i/lub innych podmiotów gospodarczych.

Deloitte świadczy usługi audytorskie, konsultingowe, doradztwa podatkowego i finansowego klientom z sektora publicznego oraz prywatnego, działającym w różnych branżach. Dzięki globalnej sieci firm członkowskich obejmującej 150 krajów oferujemy najwyższej klasy umiejętności, doświadczenie i wiedzę w połączeniu ze znajomością lokalnego rynku. Pomagamy klientom odnieść sukces niezależnie od miejsca i branży, w jakiej działają. Ponad 225 000 pracowników Deloitte na świecie realizuje misję firmy: stanowić standard najwyższej jakości.

Powyższa publikacja zawiera jedynie informacje natury ogólnej. Deloitte Touche Tohmatsu Limited, firmy członkowskie oraz podmioty stowarzyszone nie świadczą tym samym, ani nie przedstawiają w tej publikacji porad księgowych, podatkowych, inwestycyjnych, finansowych, konsultingowych, prawnych czy innych. Nie należy także wyłącznie na podstawie zawartych tu informacji podejmować jakichkolwiek decyzji dotyczących Państwa działalności. Przed podjęciem jakichkolwiek decyzji lub działań dotyczących kwestii finansowych czy biznesowych powinni Państwo skorzystać z porady profesjonalnego doradcy. Deloitte Touche Tohmatsu Limited, firmy członkowskie oraz podmioty stowarzyszone nie ponoszą odpowiedzialności za jakiegokolwiek szkody wynikające z wykorzystania informacji zawartych w publikacji ani za Państwa decyzje podjęte w związku z tymi informacjami. Osoby korzystające z powyższej publikacji robią to na własne ryzyko i ponoszą pełną związaną z tym odpowiedzialność.

Copyright© 2015 Deloitte Advisory Sp. z o.o., Member of Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

