



Moc do zmiany

Polski Sektor
Energetyczny 2030

Polityka Insight dziękuje rozmówcom, którzy przyczynili się do powstania niniejszego raportu. W kolejności alfabetycznej byli to: Maciej Bando (prezes Urzędu Regulacji Energetyki), Klaus-Dieter Borchardt (dyrektor ds. rynku wewnętrznego w Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. energii), Eryk Kłossowski (prezes Polskich Sieci Elektroenergetycznych), Marcin Korolec (były minister środowiska), Michał Kurtyka (wiceminister energii), Johan Mikael Lemström (prezes Fortum Power and Heat Polska), Dariusz Piotrowski (dyrektor sprzedaży w polskim oddziale Microsoft), Piotr Rutkowski (dyrektor ds. energetyki w Orange Polska), Peter Stracar (prezes General Electric na Europę Środkowo-Wschodnią), Konrad Świrski (prezes Transition Technologies). Jednocześnie wszystkie opinie wyrażone w raporcie pozostają wyłączną odpowiedzialnością autora.



Partnerem raportu jest General Electric. Opracowanie jest bezstronne i obiektywne, a partner nie miał wpływu na jego tezy ani wymowę. Wszystkie prawa zastrzeżone.



AUTOR

Robert Tomaszewski

analityk ds. gospodarczych
Polityka Insight

(+48) 22 436 73 14

r.tomaszewski@politykainsight.pl

REDAKCJA

Andrzej Bobiński

Marcin Bomba

Krzysztof Bolesta

PROJEKT

Ilya Navumenka

Spis treści

Executive Summary	4
Kluczowe rekomendacje	5
Świat potrzebuje coraz więcej energii	6
Zielona energia wypycha czarną	8
Cyfrowa rewolucja zmienia energetykę	10
Europa nie odstąpi od dekarbonizacji	12
Państwa stawiają na rynki mocy	15
Unia będzie forsować wspólny rynek energii	17
Polska będzie odchodzić od węgla	19
Polityka określi miks energetyczny	21
Energetyka nie jest gotowa na rewolucję	23
Bibliografia	27

Executive Summary

Globalne trendy zmieniają energetykę. Do 2030 r. będzie rosło światowe zapotrzebowanie na energię. Postępująca urbanizacja przyspieszy elektryfikację, zwłaszcza w państwach rozwijających się. Rosnąc będzie też świadomość ekologiczna, a realizacji celów środowiskowych i klimatycznych sprzyjać będzie spadek kosztów zielonych technologii. Już w roku 2015 światowe inwestycje w odnawialne źródła energii (OZE) osiągnęły rekordowy poziom 286 mld dol., dwukrotnie przewyższając wydatki na konwencjonalne siłownie. Konkurencyjność technologii odnawialnych będzie rosła, a przełomem stanie się komercjalizacja wielkoskalowych magazynów energii. Kolejnym trendem, który zmieni energetykę jest cyfryzacja. Inteligentne sieci i internet rzeczy pozwolą na bardziej efektywne zarządzanie popytem na energię i tworzenie wirtualnych elektrowni. Upowszechnią się modele biznesowe oparte na analizie ogromnych zbiorów danych, dzięki czemu firmy będą mogły lepiej dostosować ofertę do potrzeb klientów.

Europa będzie dalej ograniczała emisję dwutlenku węgla. Politykę w tej dziedzinie kształtować będzie powstająca Unia Energetyczna, oparta przede wszystkim na rozwoju OZE i efektywności energetycznej. Ambitnym celem klimatycznym pomagać będzie spadający w Europie - w odróżnieniu od globalnego trendu - popyt na energię. Już dziś rosnące znaczenie odnawialnych źródeł sprawia, że konwencjonalne elektrownie zmagają się z coraz niższymi cenami energii w hurcie i spadkiem rentowności. Państwa unijne widzą ratunek w narodowych rynkach mocy; Komisja Europejska dąży natomiast do rozbudowy połączeń międzysystemowych. W połowie 2015 r. rozpoczęła konsultacje w sprawie nowej organizacji europejskiego rynku energii elektrycznej, co ma doprowadzić do jego dalszej integracji. Fazą przejściową będzie powstanie kilku rynków regionalnych, skupiających państwa o zbliżonym poziomie rozwoju gospodarczego. Uczestnictwo w nich będzie impulsem do wykorzystywania najbardziej efektywnych technologii, zdolnych do konkurencji z prądem kupowanym z zagranicy.

Polską energetykę czekają zmiany. Krajowe elektrownie wymagają modernizacji - blisko 60 proc. z nich ma ponad 30 lat. Co więcej ze względu na zaostrzające się standardy emisji do 2035 r. trzeba będzie wyłączyć nawet połowę (ok. 20 GW) z nich. Oznacza to, że bez nowych inwestycji nie ma szans na utrzymanie stabilnych dostaw prądu. Firmy do 2028 r. zamierzają wydać 54 mld zł na nowe elektrownie, ale większość z nich będzie opalana węglem. Stoi to w kontrze do unijnej polityki klimatycznej. Warszawa nie będzie w stanie jej zablokować, a jej bojkot doprowadzi do politycznej marginalizacji Polski w UE. Remedium może być rozwój połączeń z sąsiadami. W 2014 r. import mógł pokryć jedynie 2 proc. krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Przyczyną są m.in. opóźnienia w łączeniu rynków oraz tzw. przepływy kołowe z Niemiec, które blokują transgraniczny handel energią. Rozbudowa połączeń zwiększy stabilność krajowego systemu elektroenergetycznego, ale doprowadzi do spadku rentowności krajowych elektrowni.

Niniejszy raport zawiera szereg rekomendacji, które mogą pomóc decydującym w podjęciu kluczowych decyzji stojących przed polską energetyką. Sektor, który jest krwiobiegiem gospodarki, potrzebuje spójnej strategii, która zastąpi podejmowane do tej pory cząstkowe i często wykluczające się decyzje.

Kluczowe rekomendacje

Światowa energetyka przechodzi gwałtowną transformację. Polska nie może obrażać się na rzeczywistość - musi stworzyć politykę energetyczną, która wpisze się w nowe realia. Konieczne jest podjęcie trzech kluczowych decyzji, które wytyczą kierunek zmian.

Po pierwsze, niezbędna jest reforma górnictwa węgla kamiennego.

W perspektywie najbliższych 15 lat węgiel pozostanie kluczowym paliwem dla polskiej energetyki, ale sprawniejsze bloki, efektywność energetyczna oraz nowe normy jakości powietrza będą obniżać zapotrzebowanie na to paliwo. Dlatego sektor wydobywczy należy zrestrukturyzować poprzez zamknięcie najmniej rentownych kopalni.

Po drugie, należy odpowiedzieć na polityczne pytanie o rolę sektora energetycznego w gospodarce. Czy ma on być narzędziem do realizacji polityki gospodarczej rządu, motorem inwestycji w badania i innowacje technologiczne czy też pełnić służebną rolę wobec całej gospodarki, zapewniając niskie ceny energii innym branżom.

Po trzecie, konieczne jest urealnienie planów inwestycyjnych państwowych spółek energetycznych. Równoległa budowa elektrowni jądrowej i nowych odkrywek węgla brunatnego jest zbyt kosztowna. Rząd powinien zrezygnować z jednej z tych technologii.

Po położeniu tych trzech fundamentów można rozpocząć budowę spójnej polityki energetycznej Polski. Oto kluczowe rekomendacje Polityki Insight co do elementów tej polityki:

- » **Sformułować mapę drogową polityki energetycznej w perspektywie roku 2030 i 2050.** Polska nie powstrzyma unijnej polityki klimatyczno-środowiskowej, a próba jej blokowania ograniczy możliwość wpływu Warszawy na kształt stanowionego w Unii prawa. Dlatego Polska powinna wykorzystać mechanizmy osłonowe i kompensacyjne, takie jak Fundusz Modernizacyjny, do unowocześnienia sektora energetycznego i dywersyfikacji koszyka paliwowego.
- » **Postawić na kogenerację.** Produkcja energii i ciepła w skojarzeniu to jedna z niewielu technologii, w którą Polska może inwestować zachowując kontrolę nad miksem energetycznym i która może liczyć na wsparcie Brukseli. Wspieranie kogeneracji powinno być ofensywnym pomysłem Polski na prowadzenie dialogu z europejskimi partnerami m.in. w zakresie narzędzi polityki klimatycznej.
- » **Uporządkować systemy wsparcia.** Dziś elementem rachunku za energię elektryczną jest cały szereg opłat finansujących wsparcie wielu technologii od OZE po energię elektryczną wyprodukowaną z metanu pochodzącego z kopalni węgla kamiennego. Subsidia należy maksymalnie urynkować. Pomoc powinna skoncentrować się na realizacji celu OZE, budowie rynku mocy oraz wsparciu kogeneracji. Mechanizmy aukcyjne pomogą zminimalizować koszty wsparcia.
- » **Wspierać dziedziny, gdzie Polska ma szansę zbudować przewagę konkurencyjne.** Dla wielu technologii wystarczające na tym etapie będzie wsparcie regulacyjne. Pozwoliłyby ono na wytworzenie popytu na rozwój inteligentnego opomiarowania i sieci, czy rozwój transportu elektrycznego. Wysiłki badawczo-rozwojowe powinny koncentrować się na magazynowaniu energii. Rozwój tych technologii wytworzy popyt na dodatkowe usługi, które mogą być rozwijane przez polski sektor IT.
- » **Uruchomić rynek mocy.** Aby poprawić klimat dla inwestycji i ograniczyć ryzyko blackout'ów, rząd powinien zastąpić obecnie działające mechanizmy mocowe kompleksowym rynkiem mocy. Priorytetem jest zapewnienie niezawodnych dostaw energii po akceptowalnej cenie. Pierwszym krokiem do przekonania Brukseli do polskich racji byłoby zaproponowanie rozwiązań regionalnych.

Świat potrzebuje coraz więcej energii

W ciągu najbliższych 20 lat światowa populacja wzrośnie z 7,3 do 8,8 miliarda osób, a wraz z nią zapotrzebowanie na energię. Z kolei rosnąca świadomość ekologiczna społeczeństw wymusi odchodzenie od paliw kopalnych i ograniczanie emisyjności gospodarek.

Liczniejsza populacja i większy popyt na prąd

Do 2035 r. popyt na energię ma zwiększyć się o 34 proc.¹ Prognozuje się, że Indie będą potrzebowały o 136 proc. więcej energii niż obecnie, na drugim miejscu znajdują się kraje afrykańskie (o 88 proc. więcej), a następnie Chiny (o 48 proc. więcej). W krajach Zachodu zużycie energii minimalnie wzrośnie lub wręcz spadnie. W 2035 r. Stany Zjednoczone mają zużywać o 2 proc. energii więcej niż obecnie, za to kraje Unii Europejskiej aż o 5 proc. mniej. Zapewnienie stabilnych dostaw energii dla większej liczby ludności będzie trudnym wyzwaniem. Obecnie bez prądu pozostaje 1,3 mld ludzi na świecie, ale według prognoz Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) do 2030 r. liczba ta spadnie do 1 mld.

Ludniejsze i mądrzejsze miasta

Urbanizacja to jeden ze sposobów na ograniczanie liczby ludzi bez dostępu do elektryczności. O ile w 2014 r. 54 proc. ludzi mieszkało w miastach, to już w połowie tego stulecia odsetek ten wzrośnie do 66 proc.² Większa gęstość zaludnienia wymusi optymalizację zużycia zasobów w nowoczesnych ośrodkach miejskich. Jednocześnie postęp technologiczny powinien przyspieszyć rozwój tzw. inteligentnych miast (*smart cities*). Internet rzeczy (*internet of things*) – ekosystem, w którym przedmioty komunikują się między sobą – ułatwi oszczędzanie energii i usprawni usługi. Ale stworzy też nowe wyzwania: cyberprzestępczość, konieczność inwestycji w infrastrukturę szerokopasmową i ochronę danych osobowych.

Walka z globalnym ociepleniem

Do 2035 r. średnioroczne tempo wzrostu emisji CO₂ wyniesie 0,9 proc., czyli o ponad połowę mniej

niż w ostatnich dwóch dekadach³. Przyczyni się do tego nowe porozumienie klimatyczne z grudnia 2015 r. Jego celem jest utrzymanie wzrostu średniej temperatury powierzchni Ziemi poniżej 2 stopni Celsjusza. Pod porozumieniem podpisali się wszyscy najwięksi emitenci CO₂. Umowa wejdzie w życie, jeżeli ratyfikuje ją co najmniej 55 państw odpowiedzialnych za 55 proc. globalnej emisji CO₂.

Wysiłki na rzecz ochrony klimatu widoczne są nawet w państwach zwykle opornych na przyjmowanie celów redukcji emisji gazów cieplarnianych. Chiny, największy światowy producent i konsument węgla, w 2015 r. na trzy lata zawiesiły wydawanie zgód na otwieranie nowych kopalń. W ciągu trzech-pięciu lat wydobywanie tego surowca w Państwie Środka ma spaść o 500 mln ton. Pekin chce w ten sposób zapewnić wzrost zużycia energii ze źródeł odnawialnych (OZE). Wielka Brytania zamierza do 2025 r. zupełnie wyeliminować węgiel z miksu energetycznego. Rewolucja łupkowa w USA doprowadziła do radykalnego spadku emisji CO₂ – w sektorze wytwarzania energii elektrycznej są one najniższe od 27 lat. W ostatnich 10 latach produkcja energii elektrycznej z węgla spadła w USA o 25 proc., podczas gdy produkcja prądu z gazu wzrosła o 35 proc.⁴ W kwietniu 2016 r. największy na świecie prywatny producent węgla, amerykańska firma Peabody, złożył wniosek o upadłość i ochronę przed wierzycielami.

Rosnąca świadomość ekologiczna

Według badań Eurobarometru z 2014 r. trzy czwarte mieszkańców Unii uważa, że stan środowiska naturalnego wpływa na jakość życia⁵. Respondenci coraz częściej deklarują gotowość ponoszenia większych kosztów aby chronić środowisko –

¹ „BP Energy Outlook 2016”.

² „World Urbanization Prospects. 2014 revision”, United Nations, New York, 2015.

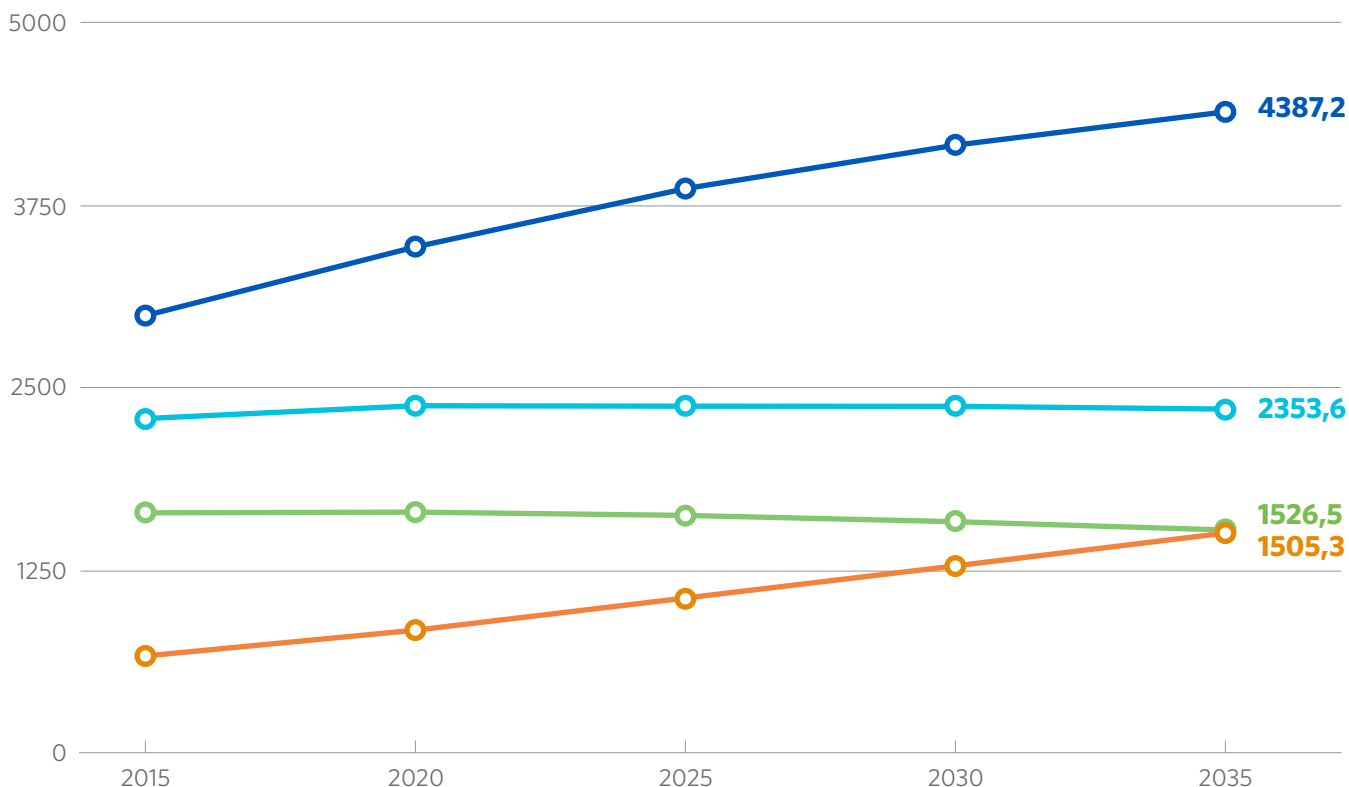
³ BP, 2016.

⁴ Forbes za American Gas Association.

⁵ Special Eurobarometer, 409 Climate Change, TNS Opinion & Social, 2014.

KOŃCOWE ZUŻYCIE ENERGII (w mln ton oleju ekwiwalentnego)

Źródło: BP Energy Outlook 2016



- Chiny
- USA
- UE
- Indie

trzy czwarte chce płacić więcej za produkty ekologiczne. Dzięki łatwemu dostępowi do mediów elektronicznych i serwisów społecznościowych, ich głos w debacie publicznej jest lepiej słyszalny.

Rosnąca świadomość ekologiczna sprawia też, że odbiorcy energii decydują się na jej produkcję. Gospodarstwa domowe stają się aktywnymi graczami na rynku – prosumentami. Wpływ na to mają: dostępne dotacje, spadający koszt instalacji OZE, ale też moda na ekologiczny styl życia obecna w bogatych społeczeństwach.

IMPLIKACJE:

- » **Koncentracja ludności w miastach wymusi inwestycje w infrastrukturę. Wzrastać będzie presja na poprawę sieci energetycznej, gazowej i ciepłowniczej. Rozwój inteligentnych miast spowoduje, że sektory energetyczny i telekomunikacyjny oraz rozwiązania z zakresu obsługi dużej ilości danych (big data) będą się przenikały i tworzyły sprofilowane koszyki usług dla konsumentów.**

- » **Walka z globalnym ocieplaniem uderzy w węgiel. Według Bank of America Merrill Lynch do 2040 r. średnie zapotrzebowanie na węgiel będzie rosło o 0,4 proc. rocznie, w porównaniu z 2,4 proc. w ostatnim ćwierćwieczu⁶.**

- » **Biznes i władze będą musiały liczyć się z rosnącą świadomością ekologiczną obywateli. Ich wpływ na politykę energetyczną państwa i inwestycje firm będzie rósł.**

- » **Rosnąca świadomość ekologiczna przyspieszy rozwój energetyki prosumenckiej. Jego tempo będzie zależeć głównie od państwowych dopłat i zachęt inwestycyjnych. W dłuższej perspektywie, dzięki spadkowi kosztów technologii OZE oraz technologii magazynowania energii, inwestycje w mikroinstalacje jeszcze przyspieszą.**

⁶ Global Energy Weekly, Last bells toll for coal in Paris, Bank of America Merrill Lynch, 2015.

Zielona energia wypycha czarną

Spadają ceny instalacji OZE, a bogate gospodarki inwestują w technologie magazynów energii i baterie. Zmiany zachodzą też w konwencjonalnym wytwarzaniu, które przestawia się na wysokosprawne instalacje i szuka sposobów na czystsze spalanie węgla.

Rośnie wydajność OZE

W 2015 r. globalne inwestycje w OZE wyniosły 286 mld dolarów i osiągnęły najwyższy poziom w historii¹. Były one ponad dwukrotnie wyższe niż inwestycje w źródła opalane węglem i gazem. Również po raz pierwszy w historii, w światowych farmach wiatrowych i fotowoltaicznych zainstalowano więcej mocy (118 GW) niż w energetyce konwencjonalnej. Przykładowo w Chinach moc farm wiatrowych wzrosła z 2,5 GW w 2006 r. do 145 GW w 2015 r. Dla porównania moc farm wiatrowych we wszystkich krajach europejskich wynosi 142 GW. Według prognoz MAE do 2040 r. 60 centów z każdego dolara zainwestowanego w nowe elektrownie zostanie wydane na OZE².

Szybko poprawia się wydajność OZE. Dzięki instalowaniu nowoczesnych turbin i rotorów o większej średnicy wiatraki można budować na terenach o coraz niższej wietrzności. Spadają też ceny urządzeń i koszty produkcji energii. Z danych MAE wynika, że od 2010 r. koszt paneli fotowoltaicznych spadł o 80 proc. Z kolei średni koszt jednej megawatogodziny z panelu fotowoltaicznego w drugiej połowie 2015 r. wynosił 122 dol. wobec 143 przed rokiem³. W maju 2016 r., w procedurze przetargowej na moce fotowoltaiczne w Dubaju, złożona została historycznie niska oferta, opiewająca na 30 dol. za megawatogodzinę.

Magazyny energii i elektryczne auta

Choć instalacje OZE stają się coraz powszechniejsze, wciąż nie zapewniają stabilnych i ciągłych dostaw prądu. W bezwietrzną noc farmy wiatrowe i słoneczne muszą być wyręczane przez

elektrownie zasilane węglem i gazem. Rozwiązaniem tego problemu mogą być magazyny, które w dzień gromadziłyby nadwyżki energii z OZE, a w nocy wykorzystywały zapasy i dostarczały energię do sieci. Ich rozpowszechnianie się znacząco ograniczy zapotrzebowanie na siłownie konwencjonalne.

Według Bloomberg New Energy Finance w 2015 r. na całym świecie oddano do użytku magazyny energii o łącznej mocy 250 MW⁴ (160 MW w 2014 r.). To niewiele, a główną przeszkodą w ich rozwoju jest mała pojemność baterii przy wysokich kosztach instalacji. W USA koszt wyprodukowania jednej megawatogodziny energii w lądowej farmie wiatrowej, która posiada magazyn energii wynosi 200 dolarów. Na farmach bez magazynu to już tylko 67 dolarów. Mimo to popyt na te urządzenia rośnie, a technologia magazynowania prądu jest przedmiotem intensywnych badań w USA i Europie.

Szybko udoskonalane są baterie litowo-jonowe, które mają zastosowanie w gospodarstwach domowych i autach na prąd. Według danych Bloomberg'a ich koszt spadł od 2010 r. z 1000 do 350 dol. za kilowatogodzinę. Bank inwestycyjny Lazard prognozuje, że w ciągu najbliższych pięciu lat ich cena powinna spaść o połowę, co wpłynie na wzrost popularności samochodów elektrycznych. W 2015 r. globalna sprzedaż aut na prąd wyniosła 462 tys. sztuk, czyli o blisko 60 proc. więcej niż rok wcześniej. W 2020 r. ich sprzedaż powinna przekroczyć 2 mln sztuk.

Szanse na rozwój mają też baterie aluminium-powietrze czy szerzej metal-powietrze, które wykorzystują tlen z atmosfery, a nie z substancji chemicznej w środku baterii. Dzięki temu ogniwa mają bardzo krótki okres ładowania, ale koszt ich produkcji jest ogromny. Ponadto obiecująca jest technologia *power-to-gas*, czyli przemiana

¹ „Global Trends in Renewable Energy Investment 2016”, Frankfurt School - UNEP Centre, Bloomberg New Energy Finance; dane nie obejmują dużych elektrowni wodnych.

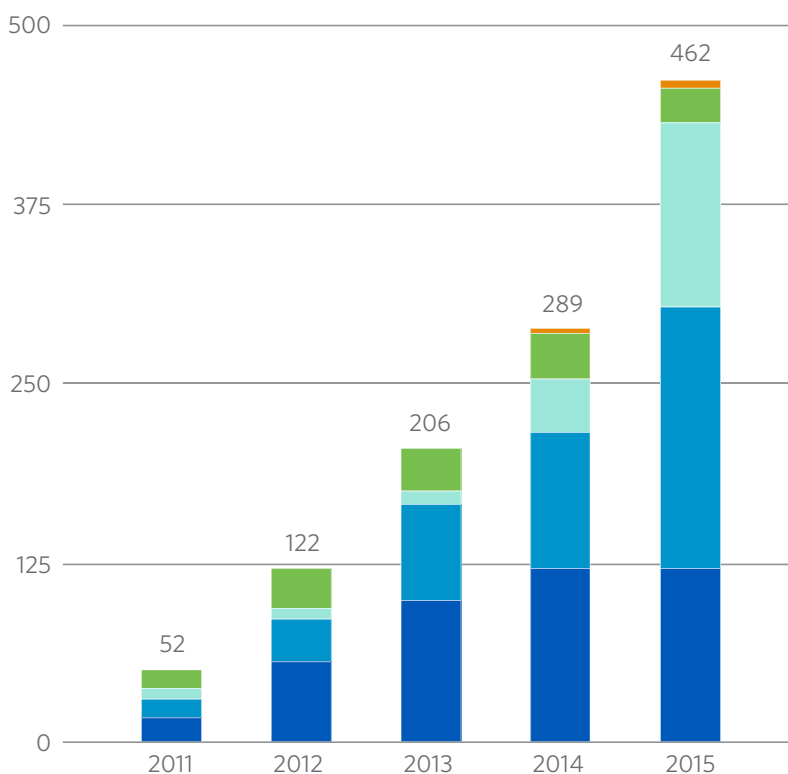
² „World Energy Outlook 2015”, International Energy Agency.

³ Bloomberg, 2016.

⁴ Bez elektrowni szczytowo-pompowych i akumulatorów kwasowo-ołowiowych.

GLOBALNA SPRZEDAŻ SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH (w tys. sztuk)

Źródło: Bloomberg New Energy Finance



- Ameryka Płn.
- Europa
- Chiny
- Japonia
- reszta świata

energii elektrycznej w gaz. Głównym elementem tych instalacji jest elektrolizer, który gromadzi nadmiar wytworzonej energii (np. z OZE), a następnie zamienia ją w wodór, ten z kolei może zostać ponownie użyty do produkcji energii. Jednak wydajność tego procesu jest obecnie bardzo niska.

Bloki na parametry ultranadkrytyczne, trigeneracja i zgazowanie węgla

W państwach uzależnionych od paliw kopalnych szansą na ograniczenie emisyjności gospodarek są czyste technologie węglowe. Przykładem są bloki węglowe na parametry ultranadkrytyczne. Charakteryzują się one wyższą sprawnością, więc można w nich wytworzyć więcej energii z mniejszej ilości surowca. Innym rozwiązaniem są bloki gazowo-parowe ze zintegrowanym zgazowaniem węgla. Jest to metoda, która wymaga rozbudowanej i kosztownej infrastruktury i od lat jest przedmiotem projektów badawczych i demonstracyjnych⁵.

Tradycyjne elektrownie, opalane konwencjonalnym paliwem, mogą korzystać z trigeneracji, czyli równoczesnej produkcji ciepła, prądu i chłodu. W podobnych jednostkach nadwyżki ciepła wykorzystywane są do napędzania urządzeń

⁵ „Does IGCC Have a Future?”, Thomas W. Overton, Powermag, 2014.

ochładzających wodę, która następnie kierowana jest do systemów klimatyzacyjnych.

Wśród najbardziej perspektywicznych technologii wymieniane są CCS (*CO₂ capture and storage*) oraz CCU (*CO₂ capture and utilisation*), czyli wychwytywanie dwutlenku węgla i składowanie go pod ziemią bądź wykorzystanie jako surowca w procesach przemysłowych. Pozwalają one na realizowanie celów klimatycznych bez konieczności rezygnacji z paliw kopalnych. Z powodu wysokich kosztów nie zostały jeszcze przetestowane w skali przemysłowej. Obecnie na świecie działa tylko 15 większych instalacji CCS⁶, wychwytyjących rocznie około 40 mln ton CO₂ – niewiele ponad 0,1 proc. globalnej emisji. Siedem kolejnych projektów ma zostać uruchomionych do końca 2017 r.

Małe elektrownie atomowe

Według ekspertów pierwsze małe reaktory atomowe (*Small Modular Reactors - SMR*) mogą wejść do użytku w następnej dekadzie. W przeciwieństwie do tradycyjnych bloków atomowych, SMR-y mają małą moc (do 300 MW). Jednak ich zaletą jest niewielki rozmiar, co ograniczy koszty i czas budowy. Prace nad SMR-ami są obecnie na wczesnym etapie.

IMPLIKACJE

- » **Ceny instalacji OZE i produkcji zielonej energii będą spadać. OZE zyskają przewagę konkurencyjną nad energetyką konwencjonalną. Szybkiego spadku cen należy spodziewać się w fotowoltaice.**
- » **Wzrośnie popularność samochodów elektrycznych. W 2020 r. roczna sprzedaż przekroczy 2 mln sztuk, a w 2040 r. – 41 mln, co przełoży się to na 35 proc. udział w globalnym rynku motoryzacyjnym⁷. Coraz więcej państw będzie wspierać sprzedaż aut elektrycznych. Norwegia i Holandia przymierzają się do wprowadzenia zakazu sprzedaży samochodów zasilanych paliwami konwencjonalnymi od 2025 r.**
- » **Przetwarzanie węgla w miksach energetycznych będzie zależało od rozwoju technologii, które ograniczają emisyjność tego surowca. Zastosowanie technologii CCS jest obecnie nieopłacalne. Najskuteczniejszym sposobem na zastosowanie czystych technologii węglowych będzie modernizacja starych bloków i zastępowanie ich jednostkami na parametry ultranadkrytyczne.**

⁶ Global Status of CCS 2015, Global CCS Institute, 2015.

⁷ Bloomberg, 2016.

Cyfrowa rewolucja zmienia energetykę

Rozwój inteligentnych sieci i OZE wymusza na spółkach energetycznych lepsze wykorzystanie dużych zbiorów danych (*Big Data*). Branża staje się ważnym ogniwem gospodarki cyfrowej i odbiorcą innowacyjnych rozwiązań IT.

Inteligentne sieci

Inteligentna sieć (*smart grid*) to sieć elektroenergetyczna, uzupełniona o system dwustronnej komunikacji cyfrowej między dostawcą energii a jej odbiorcą. Inteligentne liczniki (*smart meters*) umożliwiają rozliczanie rachunków za prąd na podstawie rzeczywistego zużycia energii, a nie prognoz. Dzięki nim producenci mogą różnicować ceny prądu w ciągu doby, a konsumenci zarządzać zużyciem energii i oszczędzać pieniądze.

Inteligentne opomiarowanie jest obecnie w fazie wdrażania. Na koniec 2014 r. na 281 mln odbiorców energii w Unii Europejskiej, tylko 24 proc. posiadało zainstalowane inteligentne liczniki¹. Według firmy analitycznej Berg Insight odsetek ten wzrośnie do 70 proc. w 2022 r. Dotychczas Finlandia, Włochy i Szwecja zakończyły ten proces. Urządzenia są masowo montowane we Francji, Wielkiej Brytanii, Holandii i Austrii. W Polsce zainstalowanych jest około 1,1 mln inteligentnych liczników, co stanowi 6,5 proc. odbiorców końcowych.

Dla przedsiębiorstw handlujących energią kluczowy będzie dostęp do informacji o kliencie, a szczególnie dane o tym, kiedy i jak zużywa energię. Na podstawie coraz dokładniejszych informacji firmy będą mogły sformułować oferty skrojone na potrzeby konkretnego odbiorcy. Ważna stanie się współpraca ze spółkami dystrybucyjnymi, które za pośrednictwem inteligentnych liczników będą agregować dane o odbiorcach.

Agregatorzy i wirtualne elektrownie

Inteligentne liczniki dają operatorom sieci elektroenergetycznej nowe możliwości zarządzania popytem na energię elektryczną (*Demand Side*

Management – DSM). Do tej pory sprzedaż usług w systemie energetycznym była jednokierunkowa – elektrownia produkowała energię, spółki obrotu ją sprzedawały, a odbiorca kupował. Zarządzanie popytem oznacza dwukierunkowy przepływ. Konsument może sprzedać usługę, polegającą na rezygnacji ze zużycia energii i odciążeniu w ten sposób sieć. Wprowadzanie rozwiązań DSM zmniejsza również ryzyko blackoutów. Jednym z praktykowanych rozwiązań są negawaty, czyli zaoszczędzone jednostki mocy, z których odbiorca przemysłowy rezygnuje za wynagrodzeniem.

Podobne usługi sprawiły, że na rynku pojawił się nowy typ firm – tzw. agregatorzy, którzy zajmują się pośrednictwem. Podmioty tego typu podpisują umowy na redukcję zapotrzebowania na energię, a następnie zawierają kontrakt z operatorem, w którym zobowiązują się ograniczyć pobór mocy na zadeklarowaną przez klientów skalę.

Nie jest to jedyny obszar działalności agregatorów. Rozwój generacji rozproszonej (małych elektrowni) sprawia, że pojawiają się tzw. wirtualne elektrownie. W Niemczech firma Energy2Market agreguje ponad 2,7 tys. małych instalacji OZE o łącznej mocy 3,2 GW. Skala działalności przedsiębiorstwa sprawia, że niemiecki operator traktuje ją jak dużą, tradycyjną elektrownię. Rozwijane są też oferty dla indywidualnych odbiorców. Niektóre firmy, w zamian za prawo do obniżenia temperatury ciepłej wody podczas szczytu zapotrzebowania na energię, oferują swoim klientom rabaty na systemy grzewcze.

IMPLIKACJE

» Dzięki inteligentnym licznikom przedsiębiorstwa energetyczne – podobnie jak banki i firmy telekomunikacyjne – staną się właścicielami ogromnych baz danych o swoich klientach. Proces ten przyspieszy dzięki upowszechnieniu technologii internetu rzeczy, pozwalającej urządzeniom (np. sprzętom gospodarstwa domowego) komunikować się między sobą, a także z dostawcami energii.

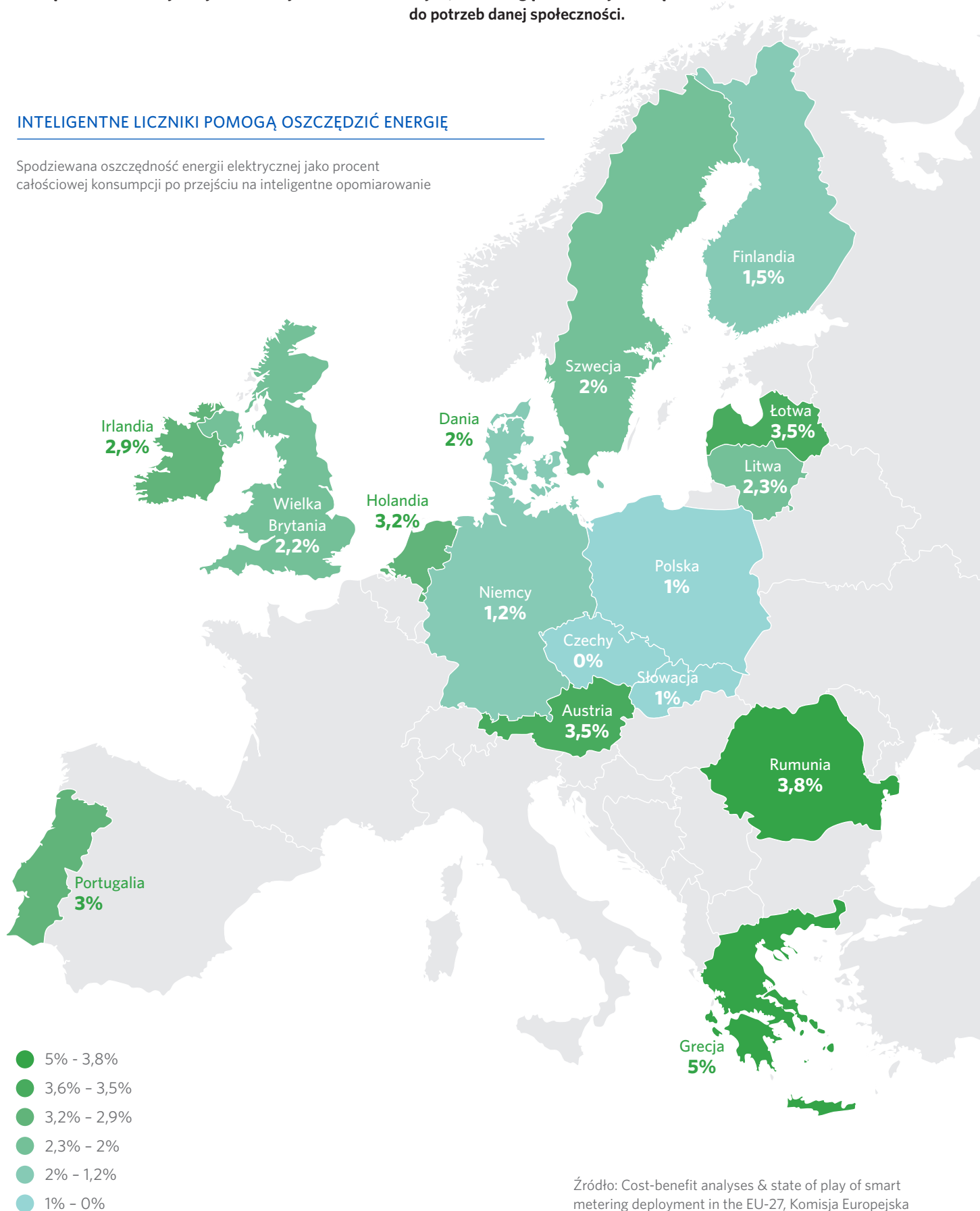
¹ Berg Insight, Smart Metering in Europe – 11th Edition, 2014.

» Wzrosnie popyt na systemy do analizy ogromnych ilości danych. Dzięki temu firmy będą mogły dostosować ofertę do potrzeb klientów czy przewidzieć miejsca, gdzie wystąpi awaria. Poważnym wyzwaniem stanie się kwestia ochrony danych osobowych.

» Zarządzanie popytem zmniejsza zagrożenie blackout. Jest to argument za rezygnacją z wielkich i kosztownych inwestycji (szczególnie w energetykę konwencjonalną) na rzecz mniejszych, elastycznych źródeł wytwórczych, które mogą dostosowywać się do potrzeb danej społeczności.

INTELIĞENTNE LICZNIKI POMOGĄ OSZCZĘDZIĆ ENERGIĘ

Spodziewana oszczędność energii elektrycznej jako procent całościowej konsumpcji po przejściu na inteligentne opomiarowanie



Źródło: Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, Komisja Europejska

Europa nie odstąpi od dekarbonizacji

Redukcja emisji dwutlenku węgla to priorytet unijnej polityki klimatycznej. Sposobem na jego realizację ma być reforma systemu handlu emisjami CO₂ i nowe standardy techniczne dla elektrowni.

Ambitne cele redukcji emisji na rok 2030

Unijna energetyka i przemysł muszą do 2030 r. obniżyć emisję CO₂ o 43 proc. w stosunku do poziomu z 2005 r. Aby tego dokonać, Komisja Europejska pracuje nad reformą unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (*Emission Trading Scheme – EU ETS*). System działa od 2005 r., w jego ramach firmy muszą pokrywać rzeczywiste emisje CO₂ papierowymi uprawnieniami EUA (1 EUA odpowiada tonie CO₂). Im cena uprawnień jest wyższa, tym większa presja na inwestycje w niskoemisyjne technologie. To największy tego typu mechanizm na świecie, ale nie działa sprawnie.

Reforma systemu handlu emisjami

W pierwszych latach funkcjonowania EU ETS ceny pozwoleń gwałtownie się zmieniały – osiągnęły poziom 30 euro, następnie radykalnie spadły do kilku centów za tonę. Po pierwszej reformie systemu oraz po wybuchu światowego kryzysu finansowego w 2008 r., ceny ustabilizowały się na poziomie 5-10 euro. To zdecydowanie za mało, by myśleć o zachęcaniu firm do inwestycji w niskoemisyjne moce. Przy cenie poniżej 20 euro nawet zmiana paliwa z węgla na gaz nie jest opłacalna. Komisja Europejska, pod presją najbardziej ambitnych klimatycznie państw, zdecydowała się wprowadzić tzw. *backloading*, czyli zamrozić 900 mln EAU przeznaczonych do sprzedaży w latach 2014-2016. Dodatkowo utworzono tzw. rezerwę stabilizacyjną (*Market Stability Reserve – MSR*), która od 2019 r. ma automatycznie ściągać z rynku nadwyżkę uprawnień. Były to szczytkowe reformy systemu handlu emisjami, które miały spowodować wzrost cen uprawnień. Mimo ich przeforsowania ceny pozostają stabilne.

W październiku 2014 r. państwa Unii uzgodniły nowe cele redukcji CO₂ na rok 2030, co pozwoliło Komisji przedstawić kompleksową reformę systemu handlu emisjami w lipcu 2015 r. Zakłada

ona m.in. zwiększenie poziomu tzw. liniowego współczynnika redukcji (*Linear Reduction Factor – LRF*), który co rok ogranicza podaż uprawnień do emisji CO₂ na rynku. Po 2020 r. LRF wzrośnie z 1,74 do 2,2 proc. Rozważane są też kolejne kroki, m. in. wprowadzenie cen minimalnych EUA lub zwiększanie poziomu LRF. *De facto* oznacza to ograniczenie puli pozwoleń na emisję i zwiększenie presji na wzrost ich cen. Komisja konsekwentnie dąży do realizacji celu nakreślonego w swoim wewnętrznym dokumencie Energy Roadmap 2050 – w połowie wieku emisje CO₂ mają zostać ograniczone o 80 proc. w stosunku do poziomów z 1990 r.

Wyjątek dla energetyki i Fundusz Modernizacyjny

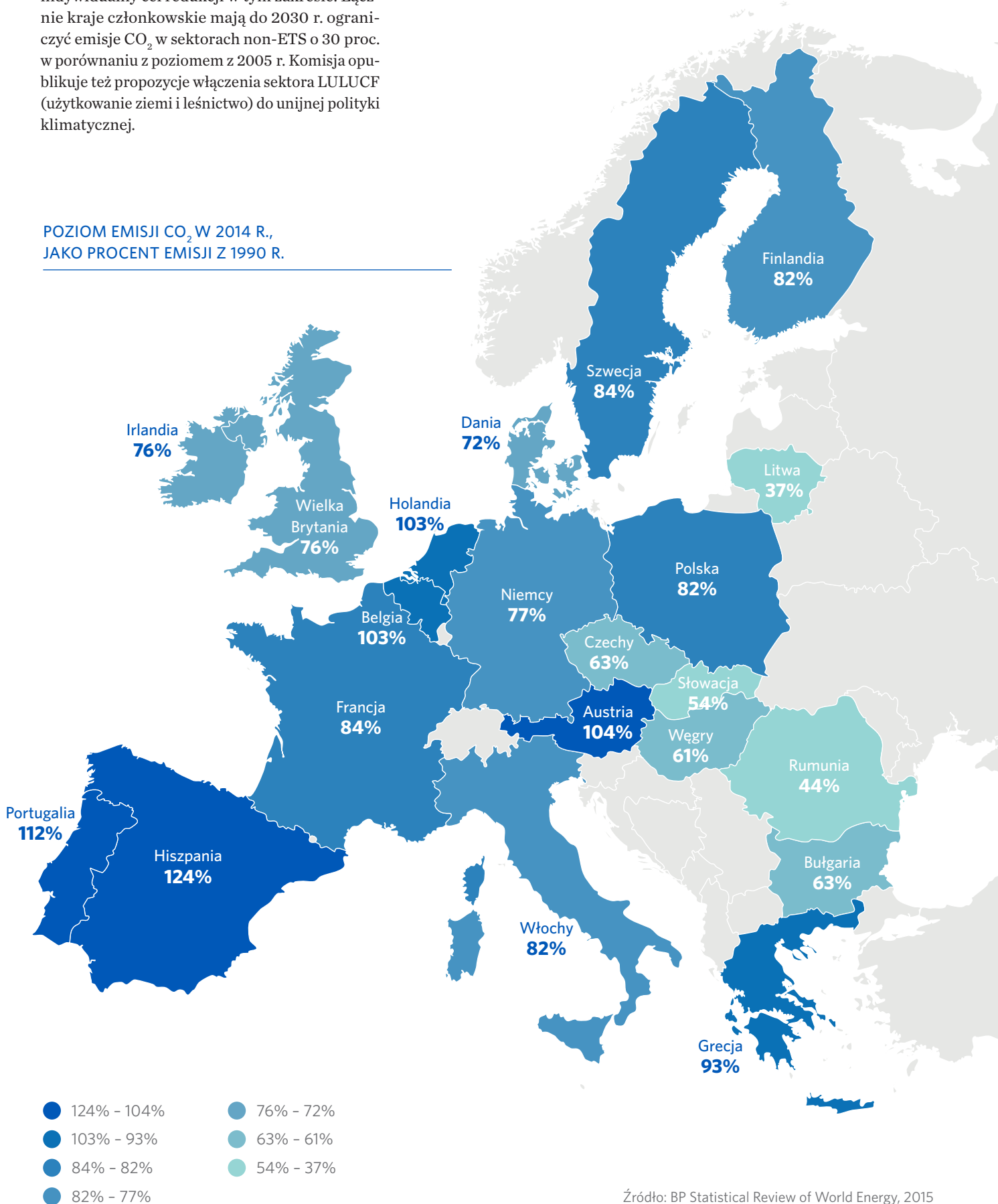
Reforma EU ETS wprowadza mechanizmy kompensacyjne, które mają ograniczyć koszty dostosowywania się najbiedniejszych państw Unii do zmienionych przepisów. Pierwszym z nich jest nieodpłatne przydzielanie energetyce części uprawnień do emisji CO₂. Jest to odstępstwo od ogólnej zasady, według której sektor energetyczny musi kupować pozwolenia, by pokryć swoje emisje. Warto jednak pamiętać, że po 2020 r. bezpłatne pozwolenia dostaną tylko firmy, które ekwiwalent rynkowej wartości przyznanych pozwoleń przeznaczą na niskoemisyjne inwestycje.

Oprócz tego utworzony zostanie Fundusz Modernizacyjny, który ma wspierać inwestycje w poprawę efektywności energetycznej oraz modernizację systemów energetycznych. Jego beneficjentami będzie 10 najbiedniejszych państw unijnych, w tym Polska. Budżet Funduszu zasila pieniądze ze sprzedaży 2 proc. całkowitej puli uprawnień. Polsce przypadnie aż 43 proc. środków Funduszu. Zgodnie z zaproponowanymi zasadami, nie będzie ona mogła w pełni decydować o tym, na co zostaną przeznaczone pieniądze. Funduszem będą zarządzały dwa ciała: rada inwestycyjna i komitet zarządzający. W ich skład wejdą przedstawiciele państw członkowskich, Komisji Europejskiej oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego.

Sektor non-ETS i LULUCF

Jeszcze w 2016 r. Bruksela przedstawi propozycje ograniczenia emisji CO₂ w sektorach gospodarki nieobjętych systemem EU ETS (m. in. transport, budownictwo i rolnictwo). Każdy kraj otrzyma indywidualny cel redukcji w tym zakresie. Łącznie kraje członkowskie mają do 2030 r. ograniczyć emisje CO₂ w sektorach non-ETS o 30 proc. w porównaniu z poziomem z 2005 r. Komisja opublikuje też propozycje włączenia sektora LULUCF (użytkowanie ziemi i leśnictwo) do unijnej polityki klimatycznej.

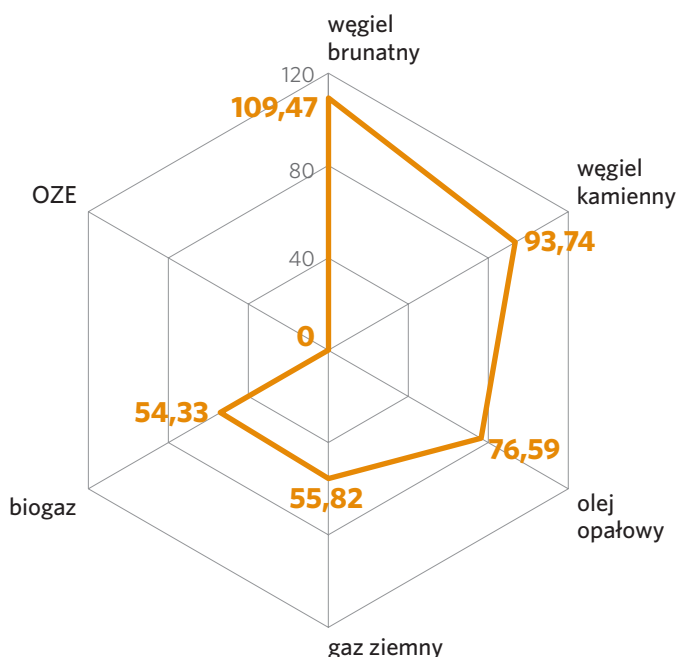
POZIOM EMISJI CO₂ W 2014 R.,
JAKO PROCENT EMISJI Z 1990 R.



Źródło: BP Statistical Review of World Energy, 2015

WSKAŹNIKI EMISJI DLA POSZCZEGÓLNYCH RODZAJÓW PALIW (kg CO₂/GJ)

Źródło: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami



Nowe standardy emisji dla elektrowni

Obok prac nad reformą systemu EU ETS Komisja zrewiduje normy emisji w przemyśle. Chodzi o tzw. konkluzje BAT (*best available techniques*), które są częścią dyrektywy o emisjach przemysłowych (*Industrial Emissions Directive – IED*). Konkluzje ustanawiają limity emisji dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) oraz pyłów dla wszystkich instalacji o mocy powyżej 50 MW. Są one prawnie wiążące i nie trzeba wprowadzać ich do krajowego prawa. Pierwsze BAT-y weszły w życie w 2016 r., a instalacje, które nie dostosowały się do nowych wymagań zostały zamknięte. Niektóre z państw, w tym Polska, uzyskały zwolnienia z wymogów dyrektywy dla wybranych elektrowni.

Obecnie trwają prace nad nowymi konkluzjami. Są one koordynowane przez biuro IPPC (*Integrated Pollution Prevention and Control*) w Sewilii, które zbiera dane o najlepszych dostępnych technikach redukcji emisji. Według projektu z kwietnia 2015 r. nowe dozwolone limity emisji będą 4-5 krotnie niższe od obecnie obowiązujących. Co więcej, obejmą też nowe zanieczyszczenia jak rtęć, chlorowodor i tlenek węgla, co uderzy w elektrownie opalane węglem brunatnym. Ostateczna wersja

konkluzji ma zostać przyjęta do końca 2016 r. Firmy będą miały czas do 2021 r. na dostosowanie się do nowych wymagań.

Oprócz tego prowadzone są prace nad nową dyrektywą MCP (*Medium Combustion Plant*), która wprowadzi limity emisji dla mniejszych instalacji (o mocy od 1 do 50 MW), a także dyrektywą NEC (*National Emission Ceilings*). Ustanowi ona nowe zobowiązania w zakresie redukcji krajowych emisji sześciu głównych zanieczyszczeń: SO₂, NO_x, lotnych związków organicznych, amoniaku, cząstek stałych (sadzy) i metanu oraz potencjalnie rtęci. W ramach tych przepisów należy spodziewać się dodatkowych obowiązków dla energetyki i przemysłu w zakresie redukcji emisji.

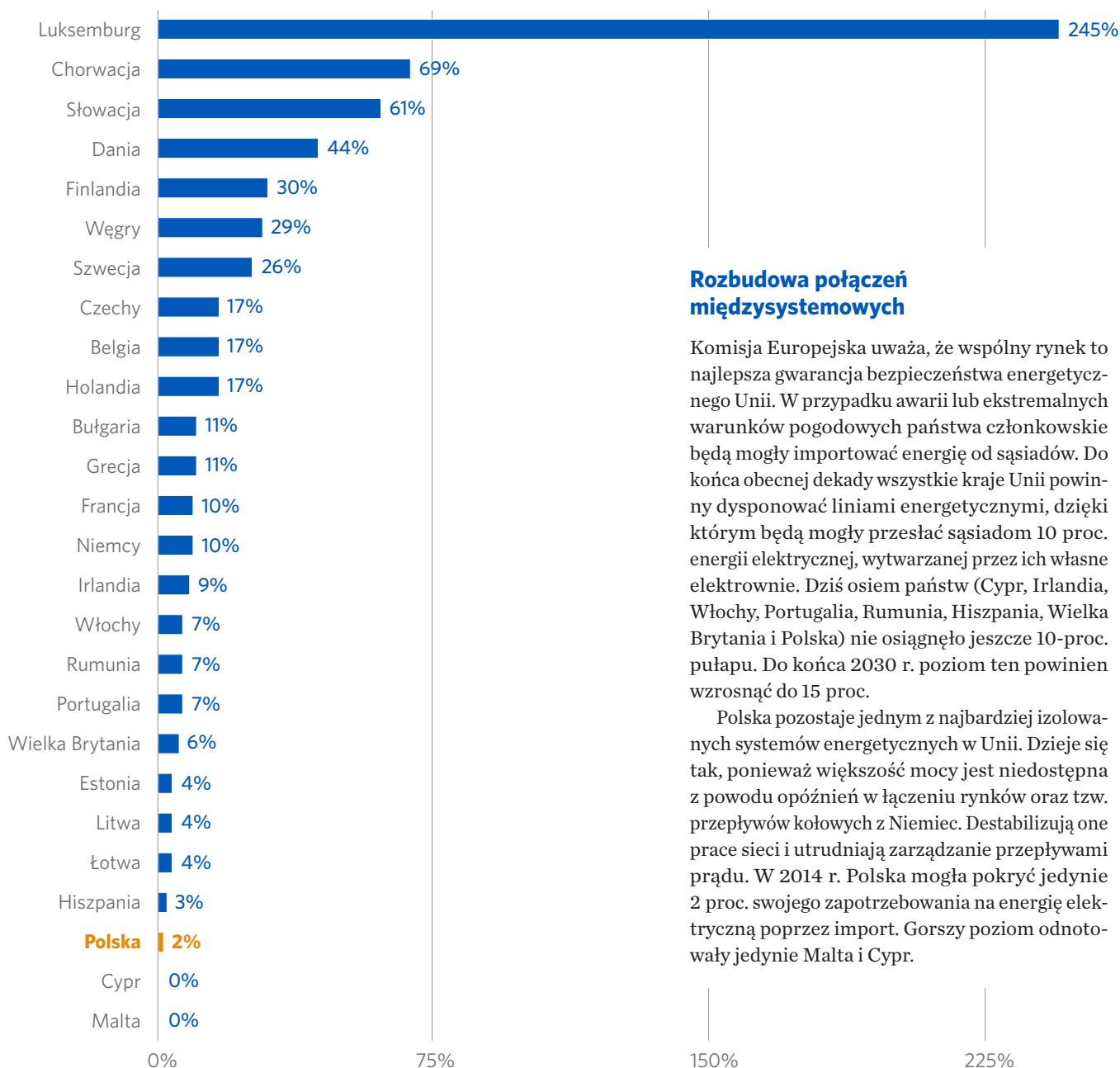
IMPLIKACJE

- » Redukcja emisji w państwach Unii o co najmniej 40 proc. do 2030 r. oraz wejście w życie reformy systemu EU ETS po 2020 r. doprowadzą do wzrostu cen uprawnień i zmniejszą opłacalność inwestycji w technologie oparte na węglu. Co więcej, po 2020 r. mogą zmienić się kryteria przyznawania elektrowniom bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, które przez firmy energetyczne są traktowane jako źródło dodatkowego dochodu. Przyznawanie pozwoleń w zamian za wykonanie uzgodnionych inwestycji może zastąpić bardziej skomplikowana i mniej przewidywalna procedura konkursowa.
- » Polska nie ma wystarczającej liczby głosów, by zablokować zaostrzenie polityki klimatycznej. Projekt reformy EU ETS prowadzony jest zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą. Oznacza to, że przegłosowanie nowej dyrektywy w Radzie Unii będzie wymagało większości kwalifikowanej, a nie jednomyślności.
- » Groźniejsze niż narzędzia polityki klimatycznej są regulacje środowiskowe. Dokumenty referencyjne BAT/BREF przyjmowane są w procedurze tzw. komitologii – specjalnego komitetu złożonego z przedstawicieli państw oraz Komisji. Polska nie ma możliwości wetowania nowych zasad. Niestosowanie się do dokumentów referencyjnych oznacza konieczność zamknięcia instalacji.

Państwa stawiają na rynki mocy

Do 2050 r. państwa unijne będą musiały zainwestować nawet 4,2 bln euro w budowę nowych elektrowni i sieci przesyłowych. To jednak nie wystarczy aby zapewnić bezpieczne dostawy energii. Według Komisji Europejskiej rozwiązaniem jest rozbudowa łączników energetycznych, według części państw członkowskich – rynki mocy.

POZIOM POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH W KRAJACH UE W 2014 R. Źródło: ENTSO-E



Rozbudowa połączeń międzysystemowych

Komisja Europejska uważa, że wspólny rynek to najlepsza gwarancja bezpieczeństwa energetycznego Unii. W przypadku awarii lub ekstremalnych warunków pogodowych państwa członkowskie będą mogły importować energię od sąsiadów. Do końca obecnej dekady wszystkie kraje Unii powinny dysponować liniami energetycznymi, dzięki którym będą mogły przesłać sąsiadom 10 proc. energii elektrycznej, wytwarzanej przez ich własne elektrownie. Dziś osiem państw (Cypr, Irlandia, Włochy, Portugalia, Rumunia, Hiszpania, Wielka Brytania i Polska) nie osiągnęło jeszcze 10-proc. pułapu. Do końca 2030 r. poziom ten powinien wzrosnąć do 15 proc.

Polska pozostaje jednym z najbardziej izolowanych systemów energetycznych w Unii. Dzieje się tak, ponieważ większość mocy jest niedostępna z powodu opóźnień w łączeniu rynków oraz tzw. przepływów kołowych z Niemiec. Destabilizują one prace sieci i utrudniają zarządzanie przepływami prądu. W 2014 r. Polska mogła pokryć jedynie 2 proc. swojego zapotrzebowania na energię elektryczną poprzez import. Gorszy poziom odnotowały jedynie Malta i Cypr.

Ceny energii wypychają tradycyjnych wytwórców

Część państw obawia się szybkiego łączenia rynków, ze względu na zbyt szybki rozwój odnawialnych źródeł energii. Panele fotowoltaiczne i elektrownie wiatrowe mają koszty produkcji energii bliskie zera, co powoduje spadek cen hurtowych. To z kolei zmniejsza rentowność konwencjonalnych siłowni, które są potrzebne, by zapewnić odpowiednią ilość energii, kiedy nie wieje wiat i nie świeci słońce. Dlatego niektóre państwa zaczęły wprowadzać mechanizmy mocowe. Są to systemy wsparcia, które wynagradzają elektrownie za gotowość do produkcji prądu, a nie za prąd wyprodukowany. Celem jest zwiększenie rentowności tradycyjnych siłowni i stworzenie bodźców inwestycyjnych do budowy nowych.

Mechanizmy mocowe – państwa przeciw Komisji

Bruksela jest jednak sceptyczna wobec takiego rozwiązania. Obawia się, że nieskoordynowane uruchamianie mechanizmów mocowych zakłóci łączenie się rynków i doprowadzi do wzrostu rachunków za prąd (koszty przerzucane są na odbiorców końcowych). Z tego powodu wprowadzenie mechanizmów mocowych może być usprawiedliwione tylko w niektórych sytuacjach, np. gdy danemu rynkowi grożą zakłócenia. Co więcej, wdrażany mechanizm nie może dyskryminować żadnej z technologii i musi być otwarty na zagraniczne podmioty.

Dotychczas dwa kraje w Unii – Francja i Wielka Brytania – wprowadziły pełny rynek mocy. Francja wybrała model zdecentralizowany, zakładający swobodny obrót tzw. certyfikatami mocowymi. Wystawiają je elektrownie, kupują duży konsumenci oraz firmy handlujące energią, a cenę określa rynek. Paryż nie notyfikował tego mechanizmu w Brukseli, dlatego we wstępnym postępowaniu Komisja uznała go za niezgodny z zasadami pomocy publicznej.

Z kolei Wielka Brytania wybrała model scentralizowany. Cena mocy jest ustalana w ramach przetargu i wynika z ofert składanych przez wytwórców. Aukcje popiera też Komisja Europejska, która uznała, że ich wdrożenie na rynku brytyjskim było zgodne z zasadami pomocy publicznej. Poza Wielką Brytanią i Francją różne inne warianty

mechanizmów mocowych wprowadziło dziewięć innych państw, m. in. Polska.

Polski operator (PSE) zastosował dwa rozwiązania – interwencyjną rezerwę zimną (IRZ) i operacyjną rezerwę mocy (ORM). Pierwsze z nich to najprostszy wariant rynku mocy: elektrownie zostają przeniesione do rezerwy. W zamian za wynagrodzenie nie mogą sprzedawać prądu na rynku, uruchamiane są tylko w sytuacjach nadzwyczajnych, np. awarii systemu. Taki model rynku mocy działa w Szwecji, Finlandii i Holandii. W modelu ORM operator płaci właścicielom nierentownych elektrowni, by ich nie wyłączali. Podobny system funkcjonuje w Portugalii, Hiszpanii i Irlandii. Jednak zdaniem Komisji takie wsparcie utrudnia wejście na rynek energii nowym, rentownym podmiotom.

IMPLIKACJE

» **Wprowadzenie rynku mocy jest jednym z priorytetów polskiego rządu. Zapis o nim znalazł się też w tzw. planie Morawieckiego. Komisja Europejska, sceptyczna wobec tego rozwiązania, będzie naciskać na rozbudowę połączeń transgranicznych, wdrożenie mechanizmów zarządzania popytem na energię i wykorzystanie potencjału OZE.**

REKOMENDACJE

» **Należy zwiększyć efektywność zarządzania popytem na energię poprzez kontrakty na tzw. negawaty. To tani i skuteczny sposób na stabilizowanie systemu elektroenergetycznego. Zarządzanie popytem zwiększy elastyczność reagowania na nagłe skoki zapotrzebowania na energię i poprawi integrację niestabilnych źródeł OZE z resztą rynku energii.**

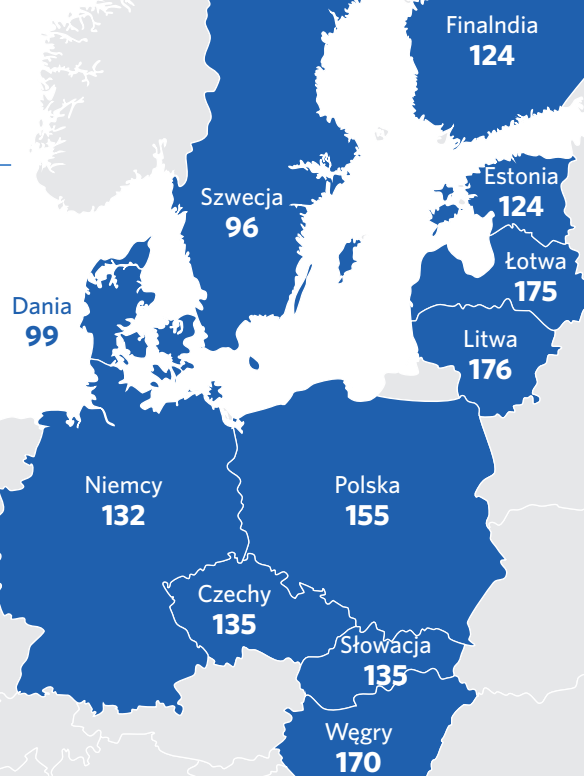
» **Aby ograniczyć ryzyko blackout'ów, rząd powinien zastąpić obecnie działające mechanizmy mocowe kompleksowym rynkiem mocy. Priorytetem jest zapewnienie niezawodnych dostaw energii po akceptowalnej cenie. Praktycznym ruchem pomagającym w uzyskaniu zielonego światła z Brukseli byłoby zaproponowanie rozwiązań regionalnych.**

Unia będzie forsować wspólny rynek energii

Komisja Europejska pracuje nad nową architekturą unijnego rynku energii elektrycznej. Głównym celem jest przygotowanie go na coraz większą ilość energii z OZE.

ŚREDNIE HURTOWE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W 2015 R. (PLN/MWh)

Źródło: PGE



Nowy model rynku energii elektrycznej

W lipcu 2015 r. Komisja Europejska rozpoczęła konsultacje w sprawie New Energy Market Design. To zbiór założeń regulacji, które dotyczą produkcji energii, obrotu, dostaw i konsumpcji oraz korzystania z infrastruktury energetycznej. Pod koniec 2016 r. Komisja przedstawi projekty aktów prawnych tworzących nowy model rynku.

Rozwój zielonej energii

Priorytetem jest rozwój zielonej energii i jej integracja z resztą rynku. Do 2030 r. Unia chce osiągnąć 27-proc. udział OZE w konsumpcji energii. To cel postawiony przed całą Wspólnotą, ale niewiążący dla poszczególnych państw. Skala wyzwania jest duża – w 2014 r. udział OZE w konsumpcji

energii w Unii wyniósł 16 proc., o 4 pkt proc. poniżej celu wyznaczonego na 2020 r. Aby wypełnić zobowiązania na koniec kolejnej dekady, Komisja Europejska przygotowuje nową dyrektywę o OZE i bioenergii. Będzie ona zawierać ścieżkę dojścia do 27-proc. celu, w tym wkłady państw członkowskich, określone w krajowych planach dla energii i klimatu.

Jednocześnie Unia chce podejść do OZE w sposób bardziej rynkowy i ograniczać koszty systemów wspierania zielonej energii. Rynkowe mechanizmy, np. aukcje¹, mają zastąpić stałe dopłaty do produkcji energii z OZE. W ograniczeniu kosztów ma też pomóc budowa regionalnych systemów

¹ Komunikat Komisji Europejskiej – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020.

wsparcia. Obecnie mają one zasięg krajowy, więc firmy inwestują tam, gdzie pomoc jest najwyższa, a nie tam gdzie warunki pozwalają na bardziej efektywną produkcję zielonej energii. Dotychczas jedynie Szwecja zastosowała mechanizm współpracy z innym państwem przy wsparciu OZE, w tym przypadku z Norwegią. Inne państwa są niechętne subsydiowaniu importowanej energii.

Zwrot ku regionom

Współpraca regionalna będzie coraz ważniejsza, nie tylko w koordynowaniu systemów wsparcia OZE, ale też w ramach działań operatorów sieci energetycznych. Komisja proponuje odebranie części kompetencji krajowym operatorom i przekazanie ich do regionalnych centrów operacyjnych. Centra pełniłyby funkcję pomocniczą w stosunku do krajowych operatorów. Oprócz tego rozważane jest stworzenie jednego, europejskiego regulatora, ale większość państw sprzeciwia się temu pomysłowi. Komisja proponuje półśrodek, jakim jest wzmocnienie funkcji Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). Ma to przyspieszyć usuwanie przeszkód regulacyjnych między rynkami państw członkowskich.

Domknięcie wewnętrznego rynku energii

Zgodnie z zapisami III pakietu energetycznego proces budowy europejskiego rynku energii miał zakończyć się już w 2014 r. Jednak Unia wciąż składa się z rozdrobnionych krajowych rynków energii, m. in. z powodu zbyt niskiego poziomu przepustowości infrastruktury przesyłowej. Według Komisji Europejskiej odpowiednio połączone sieci europejskie mogłyby przynieść konsumentom oszczędności wynoszące do 40 mld euro rocznie², głównie dzięki zwiększeniu konkurencji pomiędzy sprzedawcami prądu.

Z tego względu rozbudowa interkonektorów energetycznych jest priorytetem. Większość projektów będzie finansowana przez firmy oraz z opłat taryfowych wnoszonych przez użytkowników sieci. Kluczowe projekty (Projects of Common Interest – PCI) wyróżnione przez Komisję otrzymają dotację m.in. z unijnego instrumentu „Łącząc Europę” (ang. Connecting Europe Facility – CEF) oraz Europejskiego Funduszu na rzecz Inwestycji Strategicznych (EFIS). Według szacunków Komisji Europejskiej do 2020 r. wydatki na energetyczne łączniki wyniosą 105 mld euro.

² „Benefits of an Integrated European Energy Market”, Booz & Company Amsterdam, 2013.

Konsument w centrum rynku

Przyszłość unijnego rynku energii należy do energetyki rozproszonej, a odbiorcy mają stać się najważniejszą częścią rynku i zyskiwać podwójną rolę – konsumenta sterującego profilem swojego zużycia energii i aktywnego producenta. Komisja chce pójść o krok dalej i dać odbiorcy prawo wyboru nie tylko sprzedawcy energii, ale także jej producenta³. Dzięki ściślejszemu powiązaniu rynków hurtowych i detalicznych do klientów mają trafiać silniejsze bodźce cenowe. Będą oni wiedzieć, kiedy energia jest tańsza, więc będą mogli ograniczyć jej zużycie w szczytach zapotrzebowania. Mniejszy popyt na energię i efektywniejsze jej wykorzystywanie ograniczy potrzebę budowy nowych elektrowni i krajowych rynków mocy.

IMPLIKACJE

- » **Fazą przejściową w tworzeniu jednolitego unijnego rynku energii będzie powstanie kilku rynków regionalnych, skupiających państwa o zbliżonym poziomie rozwoju gospodarczego i podobnych systemach energetycznych, a co za tym idzie podobnym poziomie cen. Jeden z nich zrzeszałby zapewne kraje Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polskę.**
- » **Uczestnictwo w regionalnym rynku będzie impulsem do wykorzystywania najbardziej efektywnych technologii energetycznych, zdolnych do konkurencji na połączonym rynku. Dzięki dopływowi taniej energii zwiększy się stabilność polskiego systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie obniży się rentowność krajowych elektrowni, które mogą zostać wyparte z rynku przez tańszą energię z importu.**

REKOMENDACJE

- » **Mapa drogowa integracji rynku energii z Zachodem. Polska powinna przygotować plan rozwoju połączeń energetycznych z Zachodem i stopniowo otwierać krajowy rynek na energię z zewnątrz. Import powinien stać się stabilizatorem, ale nie podstawą systemu energetycznego. Konieczne jest utrzymanie własnych źródeł wytwarzania. Konieczne jest podniesienie na forum unijnym kwestii ujednoczenia systemów wsparcia produkcji energii z OZE, co powinno zmniejszyć duże różnice w cenie energii elektrycznej w hurcie między poszczególnymi krajami.**

³ Opinia Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego w sprawie komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Stworzenie nowego ładu dla odbiorców energii” COM(2015) 339 final.

Polska będzie odchodzić od węgla

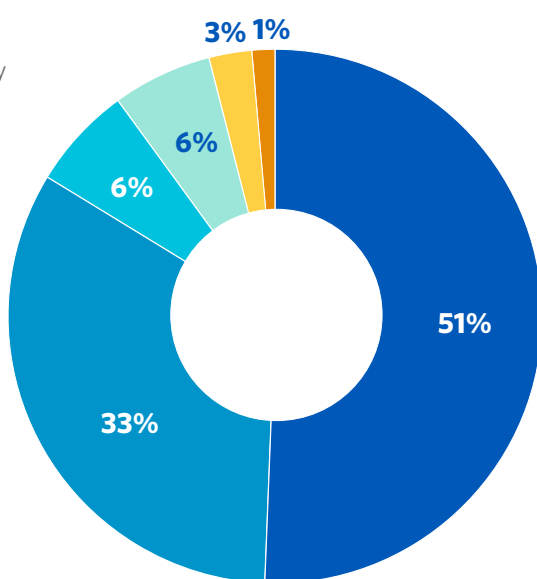
Polski system energetyczny należy do największych w Europie, ale elektrownie mają przeważnie ponad 30 lat i wymagają gruntownej modernizacji lub wręcz wyłączenia. Problemem jest też uzależnienie od węgla, którym opalana jest większość krajowych siłowni.

STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W 2015 R.

Elektrownie:

- na węgiel kamienny
- na węgiel brunatny
- odnawialne
- przemysłowe
- gazowe
- wodne

Źródło: PSE



Starzejący się park elektrowni

Na koniec 2015 r. moc zainstalowana w polskich elektrowniach wyniosła blisko 40 GW. Większość elektrowni jest jednak przestarzała – blisko 60 proc. siłowni ma ponad 30 lat, co czwarta ma mniej niż 20 lat, a tylko 6 proc. zostało uruchomione w ostatnich pięciu latach¹. Około 60 jednostek wytwórczych, stanowiących ponad 50 proc. mocy polskiego systemu, zostanie zlikwidowanych w latach 2020-2035. Tymczasem według prognoz Polskich Sieci Elektroenergetycznych w latach 2022-2025 w systemie może zabraknąć 2-2,5 GW mocy.² Koncerny energetyczne deklarują, że do 2028 r. zbudują nowe elektrownie o łącznej mocy 10,5 GW - koszt inwestycji to 54 mld zł.

¹ Funkcjonowanie i bezpieczeństwo elektroenergetycznych sieci przesyłowych, Najwyższa Izba Kontroli, 2014.

² Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2015.

Coraz mniejsze wydobycie węgla

Węgiel jest podstawowym surowcem energetycznym w Polsce. Dostarcza 84 proc. energii elektrycznej – to najwyższy poziom w całej Unii Europejskiej. Węgiel kamienny odpowiada za produkcję 50 proc. energii elektrycznej, a jego obecne złoża wyczerpią się za około 30 lat³. W perspektywie roku 2030 znaczenie węgla kamiennego będzie maleć. Od 1990 r. liczba kopalń zmalała z 70 do 31. Spadło też wydobycie – w 1990 r. produkowano 148 mln ton węgla, to w 2015 r. tylko 72,2 mln ton. Jeżeli nie powstaną nowe kopalnie to w 2030 r. poziom wydobycia spadnie do 39 mln ton. Według rządowych prognoz, w 2030 r. elektrownie będą potrzebowały nawet 64 mln ton surowca rocznie, aby opalić węglowe bloki⁴.

Drugim najważniejszym paliwem w Polsce jest węgiel brunatny, odpowiadający za 33 proc. produkcji energii elektrycznej. Jest dużo mniej kaloryczny od węgla kamiennego i bardziej emisyjny. Przy obecnym poziomie wydobycia jego złoża wyczerpią się za około 19 lat⁵. Obecnie eksploatowane są cztery duże zespoły elektrowni na węgiel brunatny, ale surowiec wyczerpuje się, a budowa nowych odkrywek wywołuje protesty społeczne. Według wyliczeń Deloitte już w latach 30. tego wieku wydobycie węgla brunatnego może spaść pięciokrotnie w stosunku do obecnego poziomu.

Uran trzeba będzie importować

Pierwszy polski reaktor atomowy, zgodnie z rządową strategią, ma powstać do 2025 r. Paliwem ma być uran. W Polsce obecnie nie występują zbadane złoża tego pierwiastka, dlatego konieczny będzie jego import. Największymi producentami uranu są Kazachstan, Kanada i Australia. Roczne zapo-

³ „Czy potrzebna jest dywersyfikacja? Potencjalny miks elektroenergetyczny Polski w 2030 roku w świetle uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych”, EY, 2014.

⁴ „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.”, Ministerstwo Gospodarki, czerwiec 2009 r.

⁵ EY, 2014.

trzebowanie jednej elektrowni szacuje się na 60 ton. Paliwo jądrowe jest bezemisyjne – inwestycja pomogłaby ograniczyć emisje CO₂.

OZE i gaz będą się uzupełniać

Odnawialne źródła energii odpowiadają za około 10 proc. produkcji energii elektrycznej w Polsce. Na koniec 2015 r. łączna moc instalacji OZE wyniosła 6,97 GW⁶. Największy udział przypadają na źródła wiatrowe – 4,58 GW. Następnie: biomasa – prawie 1,12 GW, elektrownie wodne – prawie 982 MW, źródła biogazowe – 212 MW i elektrownie słoneczne – 71 MW. Rozwój OZE wymuszają unijne polityki: klimatyczna i ochrony środowiska. Jednak OZE wymaga stabilnego systemu wsparcia, który zapewni producentom pewność regulacyjną i bodźce do inwestycji. Ponadto w systemie muszą istnieć rezerwy mocy, które „ubezpieczą” niestabilną produkcję zielonej energii. Tę rolę powinny pełnić głównie elastyczne siłownie gazowe.

Na razie gaz ziemny nie ma dużego znaczenia w produkcji energii elektrycznej – jego udział wynosi 2,7 proc.⁷ Krajowa konsumpcja wynosi około 16 mld m³ i według prognoz w 2030 r. wzrośnie o jedną czwartą⁸ – do 20 mld m³. Obecnie w dwóch trzecich oparta jest na imporcie surowca z Rosji. W najbliższych latach, dzięki rozbudowie połączeń gazowych i możliwej eksploatacji krajowych złóż, uzależnienie od Rosji będzie się zmniejszać. Polska posiada złoża gazu szacowane na 138 mld m³, z czego do wydobycia nadaje się połowa⁹.

Wraz z postępem technologicznym możliwa będzie eksploatacja złóż zamkniętych w skałach łupkowych. Perspektywy rozbudowy mocy gazowych mogą się więc polepszyć – potencjał złóż niekonwencjonalnych szacowany jest na 346-769 mld m³ gazu.¹⁰ Podaż surowca zapewni też uruchomienie terminala LNG w Świnoujściu (połowa 2016 r.), który zwiększy możliwości odbioru gazu o 5 mld m³ rocznie.

Kogeneracja i obniżanie energochłonności

Oszczędności może przynieść zmniejszenie energochłonności gospodarki. Według danych GUS ta spadła o 51 proc w latach 1996-2013 – głównie dzięki modernizacji technologicznej przemysłu. Gospodarka wciąż jednak potrzebuje dużych ilości energii. W 2013 r. by zwiększyć PKB o 1 tys. euro Polska musiała zużyć średnio 372 MWh energii.

Irlandia, lider Unii, potrzebowała tylko 145 MWh¹¹, co pokazuje, że potencjał spadku energochłonności jest wciąż znaczny. Może się to odbyć np. dzięki inwestycjom w kogenerację, czyli wysoko-sprawne elektrociepłownie. Oprócz tego potencjał oszczędności jest w budownictwie. Szacuje się, że do 2030 r. zmiany w sektorze budowlanym (np. termomodernizacja budynków) pozwolą ograniczyć zapotrzebowanie na energię o 65 TWh¹².

IMPLIKACJE:

- » **Znaczenie węgla kamiennego i brunatnego w miksie energetycznym będzie stopniowo spadać. Wytwórcy będą musieli przewartościować budżety, zwiększyć poziom efektywności energetycznej oraz inwestować w OZE.**
- » **W perspektywie roku 2030 r. Polska może mieć problem ze zbyt małą podażą węgla z krajowych źródeł. Bez inwestycji w nowe kopalnie konieczne będzie zwiększenie importu, by pokryć zapotrzebowanie krajowych elektrowni.**
- » **Zobowiązania wobec Unii wymuszają zwiększenie udziału OZE w polskim miksie energetycznym¹³. Według rządowych założeń potencjał rozwoju zielonej energii wynosi około 24 GW¹⁴. Obecnie wykorzystywana jest niewiele ponad jedna czwarta. Największe możliwości rozwoju stoją przed energetyką wiatrową oraz biomasą. Na przyspieszenie rozwoju OZE wpłyną również nowe i taniejące technologie.**

REKOMENDACJE

- » **Rząd powinien przygotować nowy system wsparcia dla produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu. Obecny mechanizm oparty na żółtych i czerwonych certyfikatach przestanie obowiązywać w 2018 r. Dla krajowego systemu elektroenergetycznego korzystniejsze byłby rozwój elektrociepłowni opalanych gazem – bardziej elastycznych i mniej emisyjnych. Rozwój kogeneracji to jeden z niewielu pozytywnych argumentów do wykorzystania w dyskusjach klimatyczno-środowiskowych w Brukseli.**

⁶ Dotyczy tylko źródeł koncesjonowanych przez Urząd Regulacji Energetyki.

⁷ EY, 2014.

⁸ „Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.”

⁹ Krajowa produkcja utrzymuje się w ostatnich latach na stabilnym poziomie około 4,5 mld m³ rocznie, co pozwala na zaspokojenie jednej trzeciej krajowego popytu na gaz.

¹⁰ Dane za Państwowy Instytut Geologiczny.

¹¹ Eurostat.

¹² „2050.pl podróż do niskoemisyjnej przyszłości”, Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych, 2013.

¹³ Do 2020 r. udział OZE w konsumpcji końcowej energii brutto w Polsce musi wynieść 15,5 proc.

¹⁴ „Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.”.

Polityka określi mikś energetyczny

Rząd musi na nowo zdefiniować podejście do OZE, prosumentów oraz budowy elektrowni atomowej. Priorytetem pozostanie ratowanie nierentownych kopalń przy pomocy państwowych grup energetycznych.

CENA WĘGLA KAMIENNEGO W POLSCE (PLN/tona)



Węgiel punktem zapalnym energetyki

W 2015 r. światowe ceny węgla spadły poniżej 50 dolarów za tonę, co jest efektem utrzymującej się na rynku nadpodaży surowca. Dołek cenowy uderzył w polskie spółki węglowe, dodatkowo obciążone strukturalnymi problemami – nieefektywnością, przerostem zatrudnienia i kosztów. W efekcie strata krajowych kopalń wyniosła blisko 1,9 mld zł w 2015 r., a do każdej wydobytej tony węgla kamiennego krajowe spółki dopłacały średnio 26,8 zł¹. Na drodze do restrukturyzacji branży stoi sprzeciw związków zawodowych i brak woli politycznej, by naruszyć *status quo* na Śląsku.

O ile w 2005 r. wydobywanie węgla stanowiło 1,8 proc. polskiego PKB, to w 2013 r. już tylko 1,1 proc.² Siła branży opiera się głównie na zatrud-

¹ „Prawie 1,9 mld zł strat górnictwa węgla kamiennego w 2015 roku”, Polska Agencja Prasowa, luty 2016.

² Polski węgiel: Quo Vadis? Perspektywa rozwoju górnictwa węgla kamiennego, Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych, 2015.

nieniu – w kopalniach pracuje około 93 tys. osób, a w firmach kooperujących z nimi – kolejne 400 tys. Górnice związki zawodowe mają silną pozycję polityczną, dobre kontakty z samorządowcami i zdyscyplinowane struktury.

Niedopuszczenie do bankructwa państwowych firm górniczych jest warunkiem utrzymania spokoju społecznego na Śląsku i priorytetem każdej kolejnej ekipy rządzącej, mimo że większość polskiego społeczeństwa opowiada się za odchodzeniem od węgla. Według 61 proc. Polaków należy stopniowo rezygnować z energetyki opartej na tym surowcu³.

W kampanii wyborczej z 2015 r. PiS deklarował, że przez najbliższe 30-40 lat utrzyma dominującą pozycję węgla i nie zamknie żadnej kopalni. By zrealizować tę obietnicę w ratowanie nierentownych zakładów zaangażowały się podległe rządowi firmy energetyczne. Istnieje jednak niebezpieczeństwo, że Komisja Europejska uzna to za nielegalną pomoc publiczną.

Rząd zmienia podejście do zielonej energii i prosumentów

Kolejny priorytet energetyczny władz państwowych to OZE. Rząd PiS nie chce kolejnych farm wiatrowych na lądzie i jednocześnie zamierza obniżyć rentowność już istniejących. Większe wsparcie ma trafić do biogazowni i elektrowni współpalających węgiel z biomasą, czyli źródeł zapewniających stabilną produkcję zielonej energii.

Zmiany dotkną też prosumentów. 1 stycznia 2016 r. mieli oni dostać stałe dopłaty do produkcji energii z przydomowych instalacji. Rząd odstąpił jednak od tego pomysłu. Zamiast taryf prosumenci mają otrzymać rabaty na zakup energii elektrycznej. Takie działanie zahamuje rozwój fotowoltaiki i energetyki rozproszonej. Jednocześnie są to rozwiązania sprzeczne z oczekiwaniami obywateli.

³ Co dalej z polskim górnictwem węgla kamiennego, CBOS, grudzień 2015.

Połowa Polaków uważa, że polityka energetyczna powinna koncentrować się na rozwijaniu OZE⁴, a 22 proc., w ciągu najbliższych dwóch-trzech lat, chce w swoich domach uruchomić instalacje do produkcji zielonej energii⁵.

Elektrownia atomowa pod znakiem zapytania

Do 2025 r. powinien powstać pierwszy polski reaktor atomowy. Wszystko jednak wskazuje na to, że nie zostanie on zbudowany. Oficjalnie polski rząd jest zainteresowany budową elektrowni.

Główną przeszkodą to finansowanie projektu, którego koszt może sięgnąć 40 mld zł oraz nastawienie społeczne. Według sondażu CBOS, przeprowadzonego na zlecenie Greenpeace w listopadzie 2014 r., przeciwko budowie elektrowni jądrowej w Polsce opowiedziało się 50,5 proc. ankietowanych, za było 39,7 proc.⁶ CBOS bada stosunek Polaków do energetyki jądrowej od 1987 r. i jedynie w badaniu z lutego 2009 r. zwolennicy atomu przeważali nad jego przeciwnikami.

IMPLIKACJE:

- » Ze względów politycznych i społecznych rząd nie dopuści do bankructwa kopalń i będzie wykorzystywał wszelkie możliwości, by dotować spółki węglowe z budżetu państwa lub środków państwowych spółek. To może być długotrwały schemat – przerwać go może bezpośrednia interwencja Komisji Europejskiej lub gwałtowny zwrot w polityce rządu.
- » Niepewność regulacyjna związana z OZE zniechęci firmy do inwestycji. Jednocześnie utrudni osiągnięcie 15-proc. udziału OZE w końcowym zużyciu energii do 2020 r. Obecnie wynosi on 11,45 proc. Polsce będą groziły kary finansowe lub konieczność zakupu brakującej zielonej energii w sąsiednich państwach – Niemczech lub Szwecji.

- » W sprawie budowy elektrowni atomowej polskie władze będą zwlekać. Na początku 2016 r. miało zostać ogłoszone postępowanie zintegrowane, czyli przetarg na wybór dostawcy technologii i realizatora projektu. Opóźnienie w jego ogłoszeniu przesunęło planowane rozstrzygnięcie procedury na koniec 2019 r. Decyzję w sprawie budowy elektrowni będzie podejmował zapewne już następny rząd, a pierwszy reaktor nie powstanie przed 2030 r.

REKOMENDACJE

- » W porozumieniu ze stroną społeczną, rząd powinien przeprowadzić głęboką restrukturyzację państwowych firm górniczych, która uwzględni dostosowania poziomu wydobycia węgla do popytu na krajowym rynku i określi ścieżkę zamykania nierentownych kopalń. Ewentualna budowa nowych zakładów górniczych powinna zostać pozostawiona prywatnym firmom.
- » Najbardziej korzystnym rozwiązaniem będzie utrzymanie aukcji OZE, które powinny zostać podzielone na koszyki technologii pracujących w sposób stabilny (np. instalacje do spalania biomasy i biogazu) i niestabilny (wiatraki, fotowoltaika). Państwo powinno wspierać oba koszyki technologiczne. Należy też wycofać się z przepisów zakazujących budowy nowych farm wiatrowych, bo to w tej chwili najbardziej kosztowo efektywna forma OZE.

⁴ Polacy o przyszłości energetycznej kraju, CBOS, luty 2016.

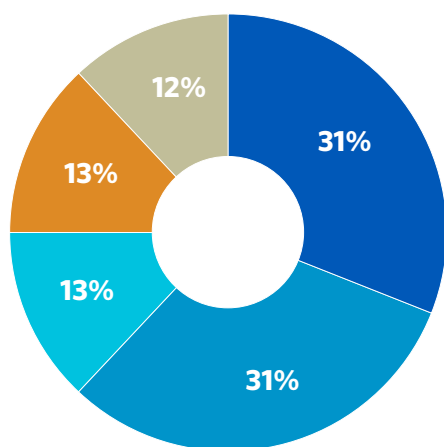
⁵ Polacy o oszczędzaniu energii i energetyce obywatelskiej, CBOS, marzec 2016.

⁶ Raport z badań ilościowych dla fundacji Greenpeace Polska, CBOS, listopad 2014.

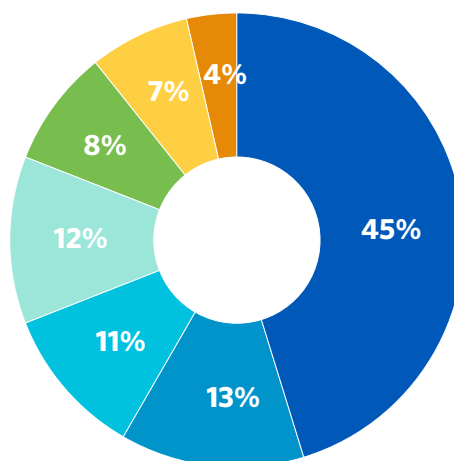
Energetyka nie jest gotowa na rewolucję

Polskie firmy energetyczne mierzą się z coraz niższymi cenami energii, rosnącą generacją OZE i nowymi wymaganiami unijnej polityki klimatycznej. Największym ryzykiem jest jednak ratowanie nierentowanych kopalń.

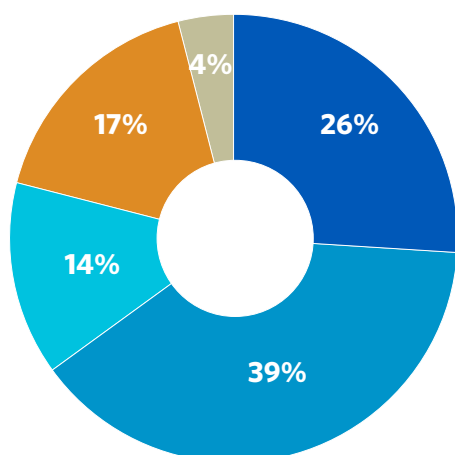
SPRZEDAŻ ENERGII DO ODBIORCÓW KOŃCOWYCH



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO



WOLUMEN DYSTRYBUOWANEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ



Polski rynek zdominowany przez państwo

Krajowy rynek energetyczny jest zdominowany przez cztery państwowe firmy – PGE, Tauron, Eneę i Enerę. Łącznie kontrolują one 61 proc. rynku wytwarzania energii elektrycznej. Do mniejszych graczy zaliczają się francuski EDF (10 proc. rynku), ZE PAK (7 proc. rynku) oraz Engie (6 proc.). W sektorze dystrybucji energii państwowe spółki kontrolują 95 proc. rynku. Jedynym prywatnym dystrybutorem o znaczeniu w skali krajowej jest RWE Stoen. Dostarcza on energię dla blisko miliona klientów na terenie Warszawy i okolic. Rynek obrotu, podobnie jak pozostałe segmenty, zdominowany jest przez państwo – 86 proc. handlu energią należy do państwowych grup.

Źródło: Agencja Rynku Energii, 2014

Niskie ceny energii uderzają w konwencjonalne elektrownie

Polscy wytwórcy zmagają się z coraz niższymi cenami energii na rynku hurtowym, przez co rentowność konwencjonalnych elektrowni systematycznie spada. Jednostki, które dotąd pracowały w podstawie systemu, muszą ograniczać produkcję i czas pracy. Podobna sytuacja ma miejsce na zachodzie Europy, gdzie największe koncerny dzielą swoje linie biznesowe na schyłkowe (wytwarzanie konwencjonalne) oraz perspektywiczne (OZE). Na takie rozwiązanie zdecydowały się niemieckie E.ON i RWE. Natomiast francuski GDF Suez dokonał rebrandingu (zmienił nazwę na Engie) i oparł nową strategię grupy na OZE i technologiach cyfrowych.

Mniejszy udział zielonej energii w miksie energetycznym i niewielka liczba prosumentów sprawia, że polskie firmy nie podejmują jeszcze tak radykalnych działań, jak koncerny w Niemczech czy Francji. Jednak problem jest coraz bardziej widoczny – w latach 2010–2014 krajowa energetyka zrezygnowała z budowy 10 dużych elektrowni¹. Rozpoczęto też aktualizację wartości majątku wytwórczego – w 2015 r. państwowe grupy zmniejszyły wartość swoich elektrowni o blisko 14 mld zł.² Spadek rentowności przyspieszy po zaangażowaniu się energetyki w ratowanie państwowych kopalń.

Dystrybucja musi unowocześnić sieci, a potem instalować inteligentne liczniki

Ze względu na stałe i przewidywalne przychody (wynikające z taryf ustalanych raz do roku przez URE) dystrybucja energii jest dziś najstabilniejszą linią biznesową spółek energetycznych. Wyzwaniem dla operatorów będzie przejście na nowy sposób wyznaczania taryfy dystrybucyjnej. Chodzi o wprowadzoną przez URE tzw. regulację jakościową. Ma ona zachęcić dystrybutorów do inwestycji, które ograniczą straty sieciowe i przerwy w dostawach energii do klientów. Nowe przepisy objęły największych krajowych dostawców energii³ i – w zgodnej opinii przedstawicieli branży – obniżą

ich przychody. Efekt finansowy regulacji będzie odczuwalny od 2018 r.

Szansą dla dystrybutorów jest wdrożenie inteligentnych liczników. Obecnie pięciu największych dostawców energii prowadzi programy pilotażowe. Nie wiadomo jednak, jak sprawnie ów proces zostanie przeprowadzony. W opinii URE warunkiem wprowadzania inteligentnych liczników jest poprawa jakości istniejących sieci, m. in. poprzez ograniczenie przerw w dostawach prądu. Regulator twierdzi, że montaż liczników na szerszą skalę powinien rozpocząć się w latach 2021–2025 i zostać zakończony po 2029 r. Tymczasem resort energii chce wprowadzić obowiązek instalacji inteligentnego opomiarowania u 80 proc. odbiorców do 2025 r.

Prywatni sprzedawcy energii czekają na liberalizację rynku

Sprzedaż energii elektrycznej zmienia swój charakter. Prąd coraz częściej staje się towarem oferowanym w pakiecie z innymi produktami lub usługami, np. gazem, usługami medycznymi, ubezpieczeniowymi czy telekomunikacyjnymi. Odbiorcy coraz chętniej zmieniają sprzedawcę energii. Wśród firm obrotowych rywalizacja o klienta przesuwa się z dużych i średnich firm w kierunku gospodarstw domowych. Według danych URE dotychczas 391,3 tys. gospodarstw domowych zmieniło sprzedawcę prądu, z czego 103,6 tys. w 2015 r.

Rosnąca konkurencja sprawia, że sprzedawcy muszą zmierzyć się ze spadającymi zyskami. Dzięki dobrze rozwiniętemu rynkowi hurtowemu kupują energię w zbliżonych cenach, więc konkurują niższymi kosztami pozyskania i obsługi klientów⁴. Kluczową barierą jest taryfikacja cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Pełną liberalizację rynku popierają prywatni i mali sprzedawcy energii. Sceptycy wobec takiego kroku są tzw. sprzedawcy z urzędu, czyli państwowe grupy i RWE. Niechętny jest też rząd, który obawia się, że po uwolnieniu cen drastycznie wzrosną rachunki odbiorców indywidualnych.

¹ „Zapewnienie mocy w energetyce konwencjonalnej”, Najwyższa Izba Kontroli, 2015.

² PGE odpisała majątek o wartości 7,1 mld zł, Tauron – 5 mld zł, a Enea – 1,7 mld zł (dane za 2015 r.).

³ Chodzi o spółki dystrybucyjne: Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja, Tauron Dystrybucja oraz RWE Stoen Operator.

⁴ Koniec tradycyjnej energetyki? Jak wygrać w dobie zmian, Raport PwC i ING Banku Śląskiego, 2015.

IMPLIKACJE

- » Polskich wytwórców czeka dalszy wzrost kosztów produkcji, który jest konsekwencją zaostrzających się norm klimatycznych i środowiskowych. Zaangażowanie państwowych firm energetycznych w ratowanie górnictwa obniży ich możliwości finansowe i wartość giełdową. W dłuższym okresie zagrazi projektom budowy nowych elektrowni i przedsięwzięciom obecnie realizowanym.
- » Rozwój energetyki rozproszonej i OZE będzie w dłuższej perspektywie wyzwaniem dla dystrybutorów. Oba zjawiska mogą doprowadzić do spadku poboru energii z sieci, uderzając w przychody dostawców i możliwości nowych inwestycji. Podniesienie stawek dystrybucyjnych – zakładając zgodę URE – nie jest dobrym rozwiązaniem, ponieważ może przyspieszyć proces odłączania się konsumentów od sieci energetycznej. Podobny mechanizm dotknął operatorów telefonii stacjonarnej.
- » Liberalizacja krajowego rynku energii elektrycznej będzie przebiegała powoli i trudno określić, kiedy się zakończy. Politycy wolą utrzymać taryfikację cen prądu dla gospodarstw domowych, ponieważ nagła wyżka cen energii może wywołać społeczne niezadowolenie.

REKOMENDACJE

- » Etapem pośrednim przed pełnym uwolnieniem rynku może być wprowadzenie cen maksymalnych energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Takie rozwiązanie z jednej strony pobudziłoby walkę konkurencyjną między firmami obracającymi energią o klientów indywidualnych, a z drugiej chroniłoby ich przed nieuzasadnionym wyżką cen. Podobny mechanizm funkcjonuje już na krajowym rynku gazu. W dalszej perspektywie potrzebna jest pełna liberalizacja cen energii.
- » Urząd Regulacji Energetyki i rząd powinny określić wspólne stanowisko co do tempa wdrażania inteligentnego opomiarowania. Wydaje się, że poprawa jakości sieci i ograniczanie przerw w dostawach energii może następować równolegle z masowym instalowaniem inteligentnych liczników u odbiorców. Inteligentne sieci to pole do rozwoju dodatkowych usług, które mogą być rozwijane przez sektor polskich firm IT.

Bibliografia

1. Bank of America Merrill Lynch, 2015, Global Energy Weekly, Last bells toll for coal in Paris.
2. Berg Insight, 2014, Smart Metering in Europe – 11th Edition.
3. Bloomberg New Energy Finance, Frankfurt School UNEP Centre, 2016, Global Trends in Renewable Energy Investment 2016.
4. Booz & Company Amsterdam, 2013, Benefits of an Integrated European Energy Market.
5. CBOS, 2016, Polacy o oszczędzaniu energii i energetyce obywatelskiej.
6. CBOS, 2016, Polacy o przyszłości energetycznej kraju.
7. CBOS, 2015, Co dalej z polskim górnictwem węgla kamiennego.
8. CBOS, 2014, Raport z badań ilościowych dla fundacji Greenpeace Polska.
9. Deloitte, 2015, The future of the global power sector. Preparing for emerging opportunities and threats.
10. Najwyższa Izba Kontroli, 2014, Funkcjonowanie i bezpieczeństwo elektroenergetycznych sieci przesyłowych.
11. Najwyższa Izba Kontroli, 2015, Zapewnienie mocy w energetyce konwencjonalnej.
12. Michalak E., 2015, Unia Energetyczna – kierunki zmian polityki Unii Europejskiej w sektorze energii elektrycznej, Polskie Sieci Elektroenergetyczne.
13. Ministerstwo Gospodarki, 2009, Prognoza Oddziaływania na Środowisko dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.
14. Ministerstwo Gospodarki, 2015, Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku.
15. EY, 2014, Czy potrzebna jest dywersyfikacja? Potencjalny miks elektroenergetyczny Polski w 2030 roku w świetle uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych.
16. European Commission, 2014, Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020
17. European Commission, 2015, Launching the public consultation process on a new energy market design.
18. Forum Analiz Energetycznych, 2015, Elementy Nowej Organizacji Rynku Energii w Polsce.
19. Forum Analiz Energetycznych, 2016, Polska Energetyka na Fali Megatrendów.
20. International Energy Agency, 2015, World Energy Outlook 2015.
21. International Energy Agency, 2015, Energy Technology Perspectives 2015.
22. International Renewable Energy Agency, 2015, REmap 2030: Renewable Energy Prospects for Poland.
23. Global CCS Institute, 2015, Global Status of CCS 2015 Summary Report.
24. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2015, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025.
25. PwC, ING Bank Śląski, 2015, Koniec tradycyjnej energetyki? Jak wygrać w dobie zmian.
26. PwC, 2014, 5 mitów polskiej elektroenergetyki.
27. RWE, 2016, Raport o rynku energii Elektrycznej i gazu ziemnego w Polsce w 2015.
28. TNS Opinion & Social, 2014, Eurobarometer, 409 Climate Change.
29. Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych, 2013, 2050.pl podróż do niskoemisyjnej przyszłości.
30. Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych, 2015, Polski węgiel: Quo vadis? Perspektywy rozwoju górnictwa węgla kamiennego w Polsce.



Wiedza szyta na miarę

Polityka Insight oferuje usługi analityczne na zamówienie. Nasi eksperci zbadają interesujący Cię temat i odpowiedzą na Twoje pytania.

Więcej na: www.research.politykainsight.pl



PREZENTACJE TEMATYCZNE

Briefujemy zarządy firm i banków na temat sytuacji politycznej, perspektyw gospodarczych i otoczenia regulacyjnego.



ANALIZY I RAPORTY

Wykonujemy badania ilościowe i jakościowe, zawsze zorientowane na użyteczność dla zamawiającego. Przygotowujemy kilkustronicowe analizy.



SPOTKANIA EKSPERCKIE

Wspólnie z partnerami organizujemy okrągłe stoły lub śniadania eksperckie na wybrany temat - ze starannie dobranymi uczestnikami.