

Instytut Jagielloński
www.jagiellonski.pl

JAKA ENERGIA BĘDZIE NAPĘDZAĆ PÓLSKĄ GOSPODARKĘ?

ANALIZA:

BARTOSZ BIELISZCZUK
KRYSTIAN KOWALEWSKI
ADAM STOLARZ

WSPÓŁPRACA:

MARCIN ROSZKOWSKI

OPRACOWANIE:

WOJCIECH JAKÓBIK

CZERWIEC 2016



Instytut Jagielloński

ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115
00-514 Warszawa

Kontakt do mediów:

Wojciech Jakóbiak

Tel. (+48) 509 404 516

Fax. (+48)22 256 26 05

e-mail: instytut@jagiellonski.pl

Jaka energia będzie napędzać polską gospodarkę?

Bartosz Bielizczuk

Krzysztof Kowalewski

Adam Stolarz

Współpraca:

Marcin Roszkowski

Opracowanie:

Wojciech Jakóbiak

Projekt i skład: Piotr Perzyna

ALC Marketing & Media Projects

©Copyright by Instytut Jagielloński 2016



SPIS TREŚCI

PODSUMOWANIE	4
1. JAKIEJ ENERGII POTRZEBUJĄ POLACY?	6
2. JAKIE KONSEKWENCJE BĘDZIE MIAŁ WYBÓR?	7
3. JAK OBECNIE WYGLĄDA POLSKA ENERGETYKA?	10
4. ILE ENERGII BĘDĄ POTRZEBOWAĆ W PRZYSZŁOŚCI POLACY?	10
5. CZY POLACY USTALILI JUŻ JAKIEGO KSZTAŁTU ENERGETYKI CHCĄ?	11
6. CO DETERMINUJE POLSKĄ ENERGETYKĘ?	12
Dekarbonizacja	13
Łączenie rynków	14
Pomoc publiczna	14
Merit order	14
Przed jakim wyborem stoją Polacy?	16
7. JAK URATOWAĆ GOSPODARKĘ?	17
8. SCENARIUSZE	24
Miks węglowy	24
Miks gazowy	27
Miks niskoemisyjny	28
9. PODSUMOWANIE	32

PODSUMOWANIE

1. Obecnie wraz z efektem mnożnikowym sektor energetyczny tworzy blisko 8% wartości dodanej w PKB i generuje bezpośrednio i pośrednio w sektorach powiązanych blisko 600 tys. miejsc pracy.
2. Aby stworzyć silną gospodarkę, Polacy powinni stawiać na reindustrializację, rozwój innowacyjności firm, budowę kapitału dla rozwoju, ekspansję zagraniczną, a także rozwój społeczny i regionalny. Napędzać je będzie wydajna i efektywna kosztowo energetyka.
3. Kluczową kwestią jest zrozumienie zależności, jakie powstają w gospodarce w wyniku podjęcia konkretnych decyzji inwestycyjnych, zwłaszcza w segmencie wytwarzania energii.
4. W raporcie zaprezentowano potencjalne skutki związane z podjęciem konkretnych decyzji inwestycyjnych z uwzględnieniem perspektyw sektora energetycznego, jak i oczekiwanego wpływu na całą gospodarkę krajową.
5. Obecnie miks energetyczny Polski opiera się na węglu. Zapotrzebowanie na energię ma rosnąć. Strategia państwa nie definiuje, w jakim kierunku ma się rozwijać energetyka.
6. Determinanty miksu energetycznego to: bezpieczeństwo dostaw, polityka klimatyczna, normy środowiskowe i wymogi krajowe w zakresie efektywności energetycznej. Każdy kraj Unii Europejskiej musi zdefiniować poziom poprawy efektywności w zgodzie z polityką klimatyczną. Kluczowe z nich to dekarbonizacja, łączenie rynków energii i ograniczenia dla pomocy publicznej.
7. Cenę energii wyznacza najdroższa w danym momencie jednostka wytwórcza, która jest dopuszczona do Krajowego Systemu Energetycznego. Stąd wynika uprzywilejowana pozycja Odnawialnych Źródeł Energii.
8. Presja polityki klimatycznej Unii Europejskiej na polską energetykę będzie rosta. Obciążenie w związku z celami stawianymi przez UE będzie odczuwalne finansowo, zarówno dla przemysłu, jak i gospodarstw domowych. Dodatkowo zbiega się w czasie z planami restrukturyzacji górnictwa i ogromnych inwestycji polskich spółek.
9. Pytania na które muszą odpowiedzieć polscy decydenci to: Czy Polskę stać na to, by energetyka konwencjonalna była nierentowna? Czy możemy polegać na energii z importu? Na jakim rodzaju energii powinniśmy bazować?
10. Politycy muszą stworzyć narzędzie do oceny przydatności danej technologii w energetyce z punktu widzenia polskiego modelu gospodarczego.



11. Polska musi być niezależna energetycznie i osiągnąć ten cel jak najniższym kosztem. Każda z rewolucji – węglowa, łąpkowa czy odnawialna – będzie kosztować podatnika. Tych nakładów nie da się ponieść jednocześnie. Z raportu wynika dodatkowo, że restrukturyzacja sektora energetyki węglowej i górnictwa jest konieczna niezależnie od wybranej drogi. Polscy politycy muszą dokonać wyboru, czy inwestować w gaz ziemny i źródła odnawialne, ze szczególnym naciskiem na wiatr, czy pozostać przy węglu.

12. Prezentujemy trzy miksy: węglowy, gazowy i niskoemisyjny oraz konsekwencje ich wyboru. Niezależnie od doboru miksu, potrzebne jest:
 - stworzenie rynku, w którym oprócz energii elektrycznej towarem będzie także jej dostępność, a firmy oferujące moce wytwórcze otrzymają zapłatę za ich utrzymanie w systemie;
 - zwiększenie efektywności energetycznej wszystkich gałęzi przemysłu;
 - racjonalizacja wykorzystania energii przez odbiorców końcowych.

1. JAKIEJ ENERGII POTRZEBUJĄ POLACY?

Sektor energetyczny powinien wspierać i wpasowywać się w politykę gospodarczą państwa. Oznacza to w szczególności, że zachodzące w nim procesy powinny być możliwie efektywne z punktu widzenia kosztowego oraz rentowne, aby stymulowały niezbędne inwestycje i prowadziły do transformacji sektora założonego przez państwo. Należy podkreślić, że decyzje podjęte w obszarze energetyki będą pośrednio i bezpośrednio oddziaływać na pozostałe segmenty krajowej gospodarki. **W tym kontekście kluczowym pytaniem jest pytanie o docelową wizję zmian w zakresie struktury powstawania wartości dodanej w PKB.**

Obecnie wraz z efektem mnożnikowym sektor energetyczny tworzy blisko 8% wartości dodanej i generuje bezpośrednio i pośrednio w sektorach powiązanych blisko 600 tys. miejsc pracy. W tym kontekście wszelkie zmiany dotyczące sektora energetycznego będą miały również istotne przełożenie na całą gospodarkę, w szczególności na sektory historycznie istotnie z nim powiązane – głównie wydobywanie węgla kamiennego i wydobywanie węgla brunatnego.

Dnia 16 lutego wicepremier i minister rozwoju RP Mateusz Morawiecki przedstawił plan rozwoju gospodarczego Polski. Rząd uchwalił w ramach stosownej uchwały „Plan na rzecz odpowiedzialnego rozwoju”. **Aby stworzyć silną gospodarkę, Polacy mają stawiać na reindustrializację, rozwój innowacyjności firm, budowę kapitału dla rozwoju, ekspansję zagraniczną, a także rozwój społeczny i regionalny.** Wśród warunków sprawnego działania państwa została wymieniona energia elektryczna, której dostawy są bezpieczne, łatwo dostępne i gwarantują satysfakcjonującą cenę. Każdy z tych wyznaczników warunkuje jednak wybory, które będą miały decydujące znaczenie dla kształtu miksu energetycznego, a więc i przyszłości polskiej energetyki.

Zakładana transformacja w kierunku silnej gospodarki będzie wymagała również uwzględnienia wyzwań stojących przed tym sektorem. Do najważniejszych z nich należy zaliczyć: konieczność realizacji wysoce kapitałochłonnych planów inwestycyjnych związanych z budową nowych mocy wytwórczych oraz modernizacją istniejącego majątku sieciowego i wytwórczego, obserwowany spadek rentowności sektora i wynikającą z tych dwóch czynników pogarszającą się sytuację finansową krajowych przedsiębiorstw energetycznych.

Warto podkreślić, że kierunek inwestycyjny wytyczony przez państwo będzie miał istotny wpływ na przyszłą strukturę produkcji energii w naszym kraju, a ta z kolei będzie oddziaływać na powiązane z energetyką sektory. W związku z powyższym **kluczową kwestią jest zrozumienie zależności jakie powstają w gospodarce w wyniku podjęcia konkretnych decyzji inwestycyjnych, zwłaszcza w segmencie wytwarzania energii.** Patrząc na przytoczone powiązania warto przyjąć optykę związaną z wpływem energetyki na sektory:

- dostarczające dla niego paliw (wydobywanie węgla brunatnego i kamiennego, wydobywanie gazu, produkcja biomasy),
- dostarczające dla niego urządzenia i maszyny oraz świadczące usługi,
- będące klientem końcowym dla wyprodukowanej energii elektrycznej.

Jednocześnie przy podejmowaniu decyzji o budowie nowych mocy należy uwzględnić ich wpływ na funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (w tym sytuację operacyjno-finansową istniejących jednostek), przy różnych scenariuszach założeń makroekonomicznych, zwłaszcza odnośnie do kosztów paliw i kosztów emisji CO₂.

Sprawą niezwykle ważną jest, aby przy konstruowaniu ewentualnych scenariuszy rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego podjąć świadomą decyzję odnośnie stopnia wypełnienia krajowych i unijnych wymogów regulacyjnych oraz nadrzędnych celów stawianych przez państwo sektorowi. Do najważniejszych z nich należy zaliczyć:

- zagwarantowanie wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii (np. udział energii pierwotnej pozyskiwany z zasobów krajowych, udział krajowego przemysłu w realizacji ambitnego programu inwestycyjnego, zdolność krajowych podmiotów do produkcji zakładanej liczby komponentów instalacji energetycznych wewnątrz kraju, dopuszczalny poziom uzależnienia KSE od zewnętrznych dostaw energii elektrycznej);
- stopień redukcji emisji CO₂ w krajowej gospodarce;
- stopień wypełnienia krajowych i unijnych oczekiwań w zakresie produkcji energii z OZE;
- stopień wypełnienia krajowych i unijnych norm środowiskowych (w tym BAT/BREF);
- stopień wypełnienia krajowych celów w zakresie produkcji energii elektrycznej w wysoko-sprawnej kogeneracji;
- stopień wypełnienia krajowych celów w zakresie rozwoju usług zarządzania stroną popytową.

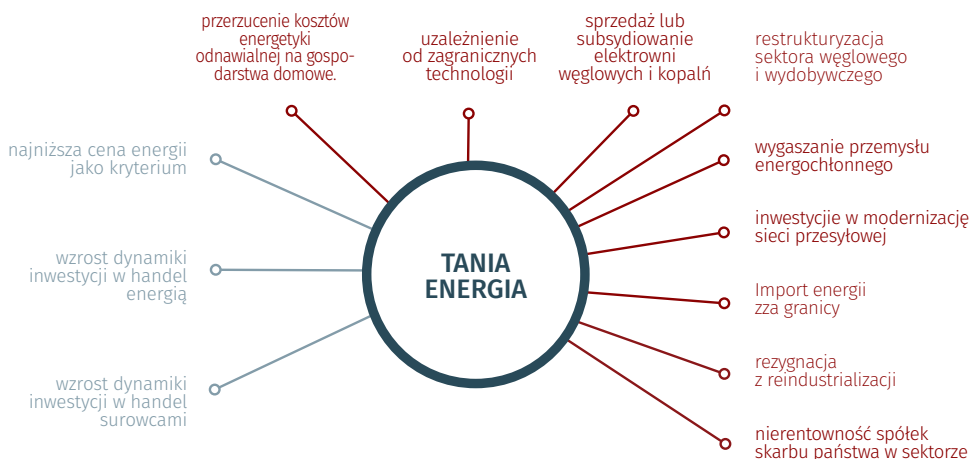
Dopiero po jednoznacznym zdeterminowaniu powyższych ograniczeń brzegowych możliwa jest optymalizacja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z uwzględnieniem prognozowanych cen paliw, cen uprawnień do emisji, wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ewolucji kosztów wytwarzania poszczególnych technologii konwencjonalnych i OZE. Jednocześnie należy mieć świadomość, iż założenia odnośnie do rozwoju rynku mogą w przyszłości nie zostać zrealizowane, co może zaowocować powstaniem innych niż pierwotnie zakładano skutków.

Niezależnie od wybranego scenariusza rozwoju wydaje się, że fundamentalną kwestią jest to, aby sektor energetyczny generował możliwie niskie koszty i jednocześnie uzyskiwał rentowność gwarantującą stymulację inwestycji w nowe moce wytwórcze oraz utrzymanie istniejących instalacji. Tym samym – z punktu widzenia państwa najlepiej byłoby, aby powyższy rozwój pobudzał w jak największym stopniu postęp pozostałych gałęzi gospodarki krajowej zgodnie z przyjętym modelem rozwoju.

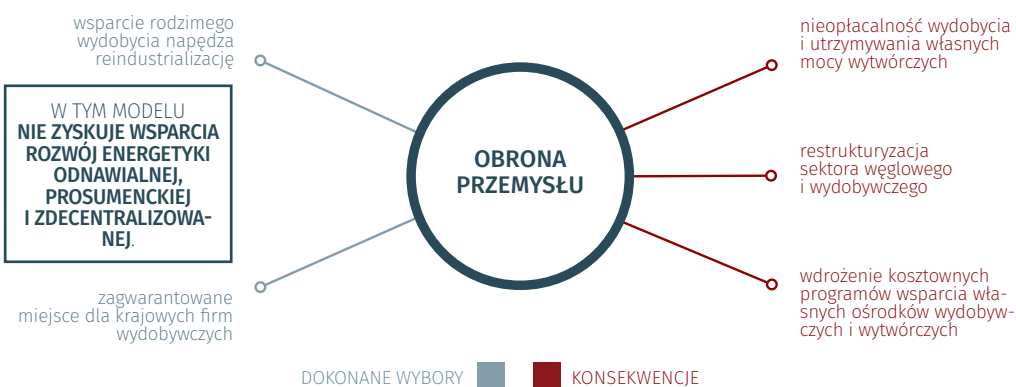
2. JAKIE KONSEKWENCJE BĘDZIE MIAŁ WYBÓR?

Poniżej **w raporcie zaprezentowano potencjalne skutki związane z podjęciem konkretnych decyzji inwestycyjnych z uwzględnieniem perspektyw sektora energetycznego, jak i oczekiwanego wpływu na całą gospodarkę krajową.**

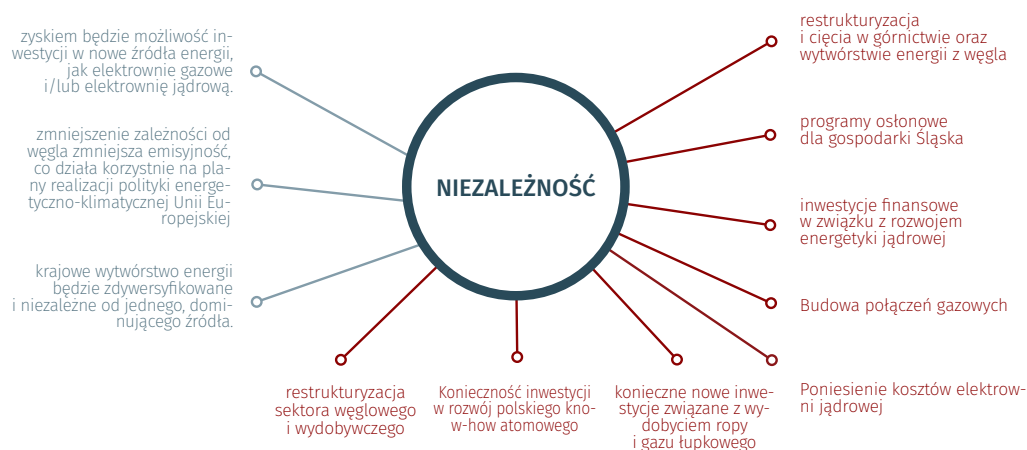
RYS. 1 | **MODELE GOSPODARCZE NASTAWIONE NA: ODBIÓR JAK NAJTAŃSZEJ ENERGII, OBRONĘ PRZEMYSŁU I UZYSKANIE NIEZALEŻNOŚCI ENERGETYCZNEJ**



PRZERZUCENIE KOSZTÓW ENERGETYKI ODNAWIALNEJ NA GOSPODARSTWA DOMOWE OZNACZAŁOBY WZROST UBÓSTWA ENERGETYCZNEGO. **BYŁBY TO CZYNNIK OGRANICZAJĄCY ROZWOJ GOSPODARCZY.**



POLSKA ENERGETYKA **GWARANTUJE BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW** NIEZBĘDNYCH DLA NAPĘDZANIA GOSPODARKI



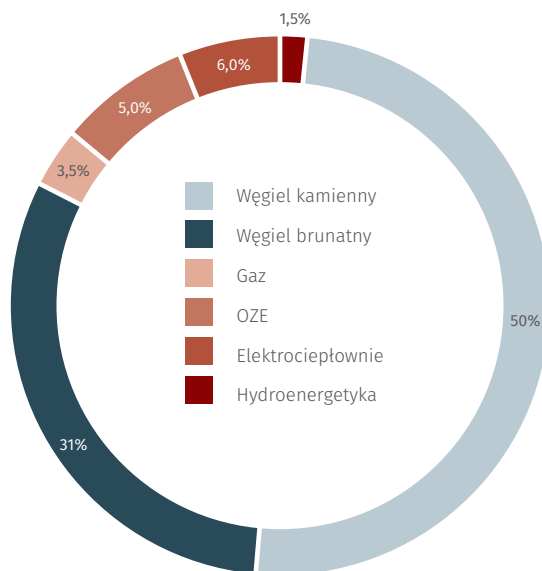
Źródło: Opracowanie własne Instytutu Jagiellońskiego

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

Możemy wybrać wzrost gospodarczy oparty o tanią energię elektryczną. Jeżeli jedynym kryterium będzie najniższa cena, najważniejszym zadaniem rządzących będzie budowa infrastruktury, która pozwoli na import surowca. Będzie to także stworzenie takiego mixu energetycznego, który doprowadzi do dostarczenia gospodarce energii po najniższej stawce. Zgodnie z efektem merit order, o którym więcej napiszemy niżej, wygrywać będą wtedy Odnawialne Źródła Energii. W tej sytuacji Polska będzie polegać na imporcie energii ze źródeł odnawialnych z zagranicy (na przykład z Niemiec lub Szwecji) lub ich mocach wytwórczych powstających w kraju, ale także zależnych od zagranicznych technologii, dopóki nie wykształcimy własnych. Na to także potrzebne są pieniądze. Wspieramy wtedy rozwój sektora OZE, dzięki pracy krajowych firm energetycznych, których aktywa konwencjonalne należy sprzedać, znacjonalizować lub subsydiować. Chodzi o elektrownie węglowe i kopalnie. W razie wyboru tej drogi musielibyśmy liczyć się z koniecznością stopniowego wygaszania tej gałęzi gospodarki, a razem z nią przemysłu energochłonnego, jak branży cementowej czy ciepłowniczej, których konkurencyjność opiera się na taniej energii elektrycznej. W takim wypadku Polska musiałaby kontynuować strategię ku dominacji sektora usług w gospodarce i zrezygnować z reindustrializacji. Oznaczałoby to zapewne permanentną nierentowność Spółek Skarbu Państwa zajmujących się wydobywaniem surowców i wytwórstwem energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych. Tania w hurcie energia z OZE lub importu pozornie zapewniałaby napęd do rozwoju gospodarki usługowej. Na rynku kwitłyby inwestycje w handel energią elektryczną, surowcami i zarządzanie sieciami transmisyjnymi. Pojawiłaby się konieczność istotnych inwestycji w modernizację sieci przesyłowej na potrzeby odbioru energii z nowych źródeł. Jednocześnie przerzucenie kosztów energetyki odnawialnej na odbiorców detalicznych, czyli gospodarstwa domowe, krótkoterminowo da niższe ceny hurtowe, ale nie zapewni bezpieczeństwa. Ekspozycja na uzależnienie od importu w dłuższej perspektywie spowoduje wzrost ubóstwa energetycznego, czyli niedopuszczalnego udziału kosztów ponoszonych z tytułu opłat za energię elektryczną w budżetach domowych. Byłby to czynnik ograniczający rozwój gospodarczy. Polacy mogą dokonać wyboru nakierowanego na obronę przemysłu energochłonnego przed niekorzystnymi trendami na rynku światowym. Niskie ceny węglowodorów i węgla sprawiają, że coraz mniej opłacalne jest utrzymywanie własnych mocy wytwórczych oraz wydobywanie własnych surowców. W razie wyboru tej drogi Polacy będą zmuszeni do restrukturyzacji sektora energetyki konwencjonalnej w celu zwiększenia jego konkurencyjności na arenie międzynarodowej. Jeżeli chcą zachować własne ośrodki wydobywcze i wytwórcze, będą także musieli stworzyć dodatkowe programy wsparcia, jak rynek mocy. Jednakże dzięki tej inwestycji zapewnią energię napędzającą reindustrializację, czyli rozwój gospodarki opartej o produkcję. W takim modelu jest zarezerwowane miejsce dla państwowych spółek wydobywczych i wytwórczych, które będą napędzać rozwój przemysłowy kraju. Nie zyskuje jednak wsparcia rozwój energetyki odnawialnej, prosumenckiej i zdecentralizowanej.

Rynek mocy to rozwiązanie wprowadzające opłaty za dostępność mocy wytwórczych. Powoduje, że nawet nieużywane, ale kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego jednostki pozostają rentowne, pomimo niekorzystnej sytuacji rynkowej.

RYS. 2 | **PROCENTOWY UDZIAŁ POSZCZEGÓLNYCH ŹRÓDEŁ W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W LISTOPADZIE 2015 R.**



Źródło: Ministerstwo Gospodarki

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

3. JAK OBECNIE WYGLĄDA POLSKA ENERGETYKA?

Węgiel jest w tej chwili głównym surowcem używanym do wytwórstwa energii elektrycznej w Polsce.

Z elektrowni węglowych pochodzi 81 procent energii elektrycznej. Z elektrowni przemysłowych (elektrociepłowni), które także w dużym stopniu bazują na węglu, pochodzi 6 procent energii. Odnawialne Źródła Energii dają 8 procent, a elektrownie gazowe 3,5 procent energii.

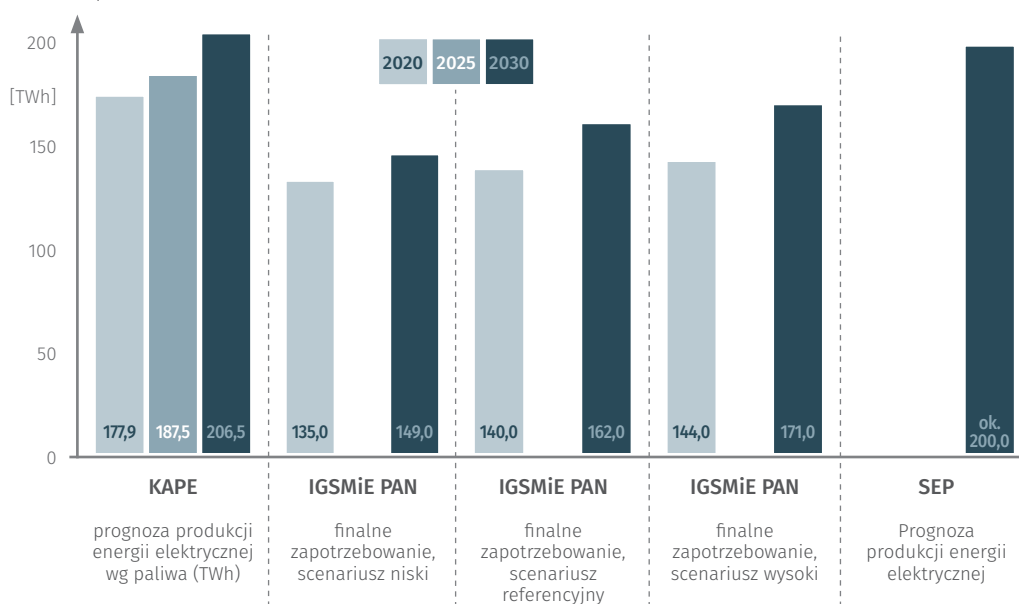
4. ILE ENERGII BĘDĄ POTRZEBOWAĆ W PRZYSZŁOŚCI POLACY?

Przyszłe zużycie energii uzależnione jest od wielu czynników: rozwoju gospodarczego, trendów demograficznych, postępu technologicznego, sytuacji międzynarodowej czy polityki rządu; dodatkowo, prognozowanie utrudnia często odległy horyzont czasowy. Kiedy zwalnia wzrost gospodarczy, gospodarka państwa wykonuje mniejszą pracę, a zatem potrzebuje mniej energii elektrycznej. Spowolnienie wzrostu gospodarczego sprawia, że obywateli jest mniej, a zużycie energii spada.

Postęp technologiczny zwiększa efektywność wykorzystania energii, a więc do wykonania tej samej pracy potrzebne jest jej coraz mniej.

Z kolei polityka rządu warunkuje zapotrzebowanie na energię poprzez wdrażanie polityki efektywności energetycznej, rozwijanie działalności gospodarczej państwowych przedsiębiorstw, itp.

RYS. 3 | **PROGNOZY POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2050 ROKU**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Wnioski z analiz prognostycznych opracowanych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Ministerstwo Gospodarki, Czerwiec 2015, str. 6, 13, 16-21 [online] <http://bip.mg.gov.pl/node/24670>

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI 

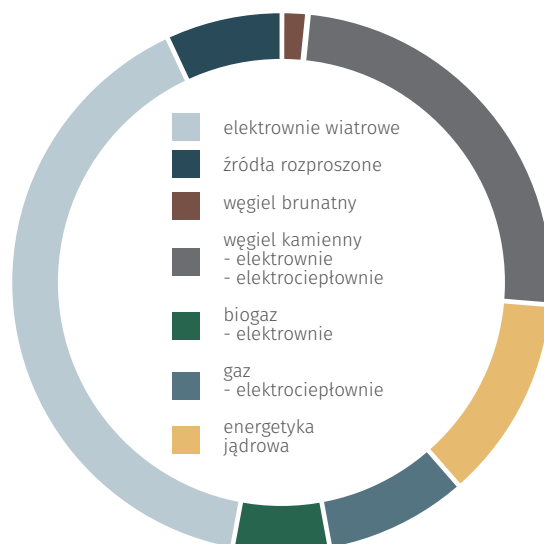
Najbardziej aktualnych prognoz dostarcza załącznik do projektu „Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku”. Poszczególne prognozy zostały przygotowane przez różne podmioty. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce ma rosnąć, potrzebne są więc nowe moce wytwórcze. Ważne kiedy je dostarczymy i z jakich źródeł.

5. CZY POLACY USTALILI JUŻ JAKIEGO KSZTAŁTU ENERGETYKI CHCĄ?

Głównym dokumentem określającym politykę energetyczną państwa jest „Polityka Energetyczna Polski”. Ostatni taki dokument („Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”) został przyjęty w 2009 roku. Konsultacje kolejnego – „Polityka energetyczna Polski do 2050 roku” zakończyły się w drugiej połowie września 2015 roku. Dokument odzwierciedla główne wyzwania stojące przed polską elektroenergetyką, narzucając jej również cele wynikające ze zobowiązań międzynarodowych (unijnych). Wiele z nich, jak np. ograniczenie emisji CO₂ czy wzrost efektywności energetycznej, bezpośrednio i pośrednio wpływa na polski sektor elektroenergetyczny. Strategia postuluje: dążenie do rozwoju gospodarczego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną; zmniejszanie energochłonności gospodarki; tworzenie wysokosprawnych jednostek wytwórczych oraz ograniczenie strat sieciowych poprzez modernizację sieci.

Ważnym źródłem energii pozostanie węgiel, wymieniany także w kontekście bezpieczeństwa energetycznego. Przy jego wydobyciu mają zostać wykorzystane nowoczesne i niskoemisyjne technologie. Polska sieć przesyłowa ma zostać rozbudowana i zmodernizowana. Rozbudowane mają być także linie przesyłowe 400 kV i pierścienie wokół polskich miast. Dokument zapowiada również wspieranie OZE i wzrost ich udziału w finalnym zużyciu energii do min. 15% do 2020 roku.

RYS. 4 | **MOCE WYTWÓRCZE W 2030 ROKU Z PODZIAŁEM NA PALIWO**



Źródło: Ministerstwo Gospodarki

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI 

Najistotniejszym postulatem dla zwiększenia mocy wytwórczych jest jednak plan budowy elektrowni jądrowej. Jak podkreślają autorzy dokumentu, wymaga to jednak stworzenia instytucji, infrastruktury i warunków inwestycyjnych. Konieczny ma być także wybór lokalizacji, zarówno dla elektrowni, jak i składowania jej odpadów. Nowe moce wytwórcze mają zapewnić nadwyżkę operacyjną w szczycie mocy osiągalnej w systemie wytwórczym. Energetyka jądrowa posiada zaletę niskiej emisyjności.

W polskich warunkach jej rozwój wymaga jednak stworzenia nowej gałęzi przemysłu. Obecnie rozwojem tego rodzaju energetyki w Polsce zajmuje się Narodowe Centrum Badań Jądrowych, prowadząc prace na etapie doświadczalnym. Rozwój projektu jądrowego wymaga pracy u podstaw na uczelniach. Spółka PGE EJ1, która jest odpowiedzialna za elektrownię jądrową szuka lokalizacji dla budowy. Rząd jest w fazie badania możliwości sfinansowania takiej konstrukcji.

Z dokumentu wynika, że Polska chce wspierać każdy rodzaj energetyki. Mimo to, ze względu na uwarunkowania musi dokonać wyboru.

6. CO DETERMINUJE POLSKĄ ENERGETYKĘ?

Na wybory polityków odnośnie do sektora energetycznego wpływać będzie szereg czynników. To uwarunkowania zewnętrzne, które sprawiają, że każdy wybór będzie miał określone pozytywne i negatywne skutki, a w każdym wypadku innego rodzaju koszty. Pierwszorzędne czynniki to polityka energetyczna UE oraz integracja rynków energii w Europie, a także przepisy o pomocy publicznej.

Dekarbonizacja

Ta pierwsza wymusza dekarbonizację, czyli zmniejszanie emisji CO₂ z sektora energetycznego. Oznacza to niekorzystne warunki dla energetyki węglowej, konieczność jej modernizacji, głównie poprzez wygaszanie starych, bardziej emisyjnych bloków i stawianie nowych, mniej emisyjnych. Faworyzuje ona inwestycje w bezemisyjne źródła jak energetyka odnawialna i jądrowa oraz paliwo przejścia, czyli gaz ziemny.

Presja polityki klimatycznej na polską energetykę będzie rosła. W opracowanych przez KE „Ramach klimatyczno-energetycznych do roku 2030”, które mają być punktem wyjścia do strategii po roku 2020, wielką wagę nadal przywiązuje się do ograniczenia emisji CO₂. Mają one zostać zmniejszone o 40% w stosunku do poziomu z roku 1990.

Nowe ramy mają na celu ograniczenie redukcji gazów cieplarnianych o 80-95% do 2050 roku. 27% zużywanej energii ma pochodzić z OZE

System handlu emisjami (ETS), wprowadzony w ramach polityki klimatycznej, podnosi koszt emisji dla energetyki, co ma być czynnikiem pobudzającym inwestycje w jej obniżenie. Jednakże w obliczu spowolnienia gospodarczego w Europie, dzięki mechanizmowi cap and trade, kraje handlują ze sobą pozwoleniami, a ich cena jest na tyle niska, że nie stanowi wyzwania dla firm, a tym samym nie pobudza inwestycji w zmniejszenie emisji.

Z tego powodu w Unii Europejskiej wchodzi w życie reforma polityki klimatycznej polegająca na stworzeniu mechanizmu instytucjonalnego, który pozwoli na czasowe usuwanie nadmiaru pozwoleń z rynku (Market Stability Reserve), a co za tym idzie ręcznego zwiększania ich ceny. Zostanie on wdrożony w 2019 roku

Dekarbonizacja ma skłonić firmy energetyczne do inwestycji w źródła mniej emisyjne. Regulacja Best Available Technologies (BAT) narzuca z kolei na całą gospodarkę wybór najlepszych, dostępnych technologii, czyli takich, które emitują najmniej dwutlenku węgla, rtęci, związków siarki i azotu.

Oznacza to, że energetyka konwencjonalna jest rugowana, a odnawialna ma korzystne warunki rozwoju. Niezbędne są także dalsze inwestycje w dostosowanie sieci dystrybucyjnych do potrzeb przyłączenia do nich nowych źródeł energii.

Łączenie rynków

Łączenie rynków wiąże się z coraz łatwiejszym przepływem energii między poszczególnymi systemami elektroenergetycznymi. Zwiększa stabilność dostaw, poprzez mnożenie ich źródeł i przepustowości, ale zagraża stabilności pracy lokalnych mocy wytwórczych w sytuacji, gdy dochodzi do niekontrolowanych przepływów kołowych.

Obecnie niski poziom koordynacji krajowych systemów elektroenergetycznych sprawia, że gdy w jednym państwie zostanie wytworzona zbyt duża ilość energii, poprzez interkonektory może ona trafić niespodziewanie do innego kraju i zdestabilizować tamtejsze moce wytwórcze. Ze względu na braki infrastrukturalne, nadmiar energii elektrycznej z północnych Niemiec trafia do posiadającej z nimi jedną strefę cenową Austrii. Dzieje się to za pośrednictwem sieci elektroenergetycznej Polski i destabilizuje ją. Może także stanowić tanią konkurencję, podważając rentowność mocy konwencjonalnych, którym trudniej jest walczyć o rynek z odnawialnymi źródłami subsydiowanymi przez Berlin.

Pomoc publiczna

Z kolei przepisy unijne o pomocy publicznej wykluczają wsparcie państwa dla sektora węglowego innego rodzaju, niż na wygaszanie działalności nierentownych kopalń. Regulacje unijne usuwają możliwość inwestycji w nowe wydobywanie węgla i nowe moce wytwórcze, nie licząc tych, które zmniejszają emisyjność i zużycie węgla, czyli nowe bloki węglowe. Państwo musi szukać nowych sposobów na wspieranie tego rodzaju energetyki, takich jak rynek mocy. To rozwiązanie musi zostać zaakceptowane przez Komisję Europejską. Alternatywnie Warszawa może także wybrać spór z KE, co wiąże się z kosztami finansowymi (kary za niezgodność z prawem unijnym) lub politycznymi (wykluczenie z głosowań w Radzie Europejskiej).

Merit order

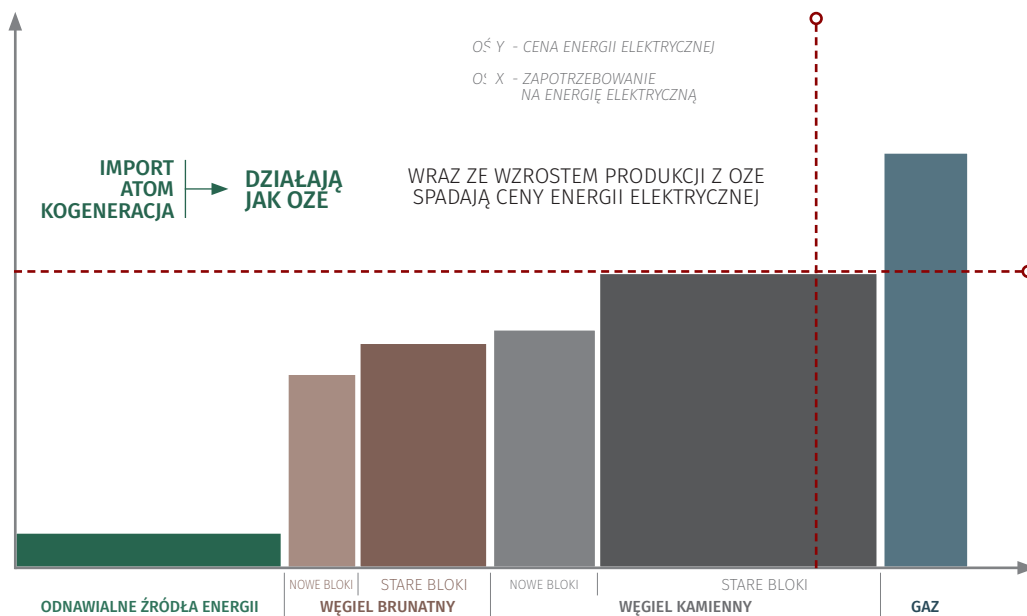
Ze względu na uwarunkowania w jakich funkcjonuje polski system elektroenergetyczny, rozwój każdego rodzaju energetyki daje określone korzyści i ma swoje koszty. Ranking pod względem kosztów wytworzenia energii faworyzuje tanią energetykę. Polityka klimatyczna wprowadza dodatkowo preferencje odnośnie do źródeł energii pod kątem ich emisyjności. W raporcie przedstawiono spojrzenie na stan obecny oraz uwarunkowania i zarys scenariuszy dla polskiego miksu energetycznego w nadchodzących dziesięcioleciach. Analizy muszą uwzględniać następujące zagadnienia: ceny głównych paliw do wytwarzania energii elektrycznej; wpływ uprawnień do emisji CO₂ i ich koszty; faktyczną integrację rynków energii w Unii Europejskiej.

Aby zdecydować o kształcie przyszłego miksu, istotne jest również zrozumienie mechanizmu kształtowania się cen hurtowych na rynku energii elektrycznej, czyli tzw. merit order. Jest to kolejność, w jakiej energia jest kupowana na rynku i wchodzi do KSE.

Elektrownie są uszeregowane w tzw. „stos” i włączane w zależności od ich kosztu krańcowego, którym zasadniczo jest koszt operacyjny (głównie paliwo oraz koszty uprawnień CO₂). Nie wlicza się do niej w szczególności kosztu jej budowy. Wysokość kosztów zmiennych wyznacza kolejność wejścia do systemu jednostek wytwórczych.

Wiadomo, że zapotrzebowanie na energię w kraju jest względnie stałe i ograniczone. Im wyższe zapotrzebowanie, tym droższa jednostka wpuszczona zostaje do systemu w celu jego pokrycia. I odwrotnie, jeśli zapotrzebowanie na energię spada, wtedy jednostki droższe zostają wyrzucane z systemu i nie pracują.

RYS. 5 | EFEKT ROZWOJU OZE



Źródło: Polski Komitet Energii Elektrycznej

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

Cenę energii wyznacza najdroższa w danym momencie jednostka wytwórcza, która jest dopuszczona do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Jako pierwsza do KSE zawsze wchodzi energia pozyskana z odnawialnych źródeł energii, charakteryzująca się najniższymi kosztami zmiennymi (koszt paliwa jest bliski zeru, a odnawialne źródła są nieemisyjne, więc nie ponoszą obciążeń z tytułu emisji CO₂).

Uprzywilejowana pozycja OZE wynika również z dyrektywy o odnawialnych źródłach energii, dającej jej zawsze pierwszeństwo wejścia do sieci przesyłowej przed energią pozyskaną z paliw kopalnych. Należy zwrócić uwagę na fakt, iż ekonomika działalności wytwórczej jednostek domykających merit order uległa istotnemu przeobrażeniu w ciągu ostatnich lat. Spadek cen energii elektrycznej doprowadził do sytuacji, w której działalność wytwórcza balansuje na krawędzi opłacalności już na poziomie kosztów zmiennych.

Skutkiem dla Polski jest wykluczanie krajowej energetyki konwencjonalnej ze źródeł dostarczających energię elektryczną, co wynika ze spadającej rentowności energetyki konwencjonalnej. Do sieci dostarczana jest tańsza energia elektryczna z OZE. Nieopłacalna staje się działalność mocy wytwórczych z węgla, a także inwestycje w nowe źródła tego typu.

W konsekwencji naszemu krajowi w przyszłości grozi spadek własnej wytwórczości energii i coraz większa zależność od jej importu, na przykład z bogatych w nadwyżki Niemiec. Przeobrażenie mixu energetycznego w sposób rewolucyjny będzie zaś oznaczać jedynie uzależnienie od importu zagranicznej technologii OZE, jądrowej. Wiąże się to z ostatecznym wyrokiem na polskie górnictwo, które będzie należało zlikwidować.

RYS. 6 | **KONSEKWENCJE TRENDÓW NA RYNKU**

CENY PALIW KOPALNYCH	KOSZTY EMISJI CO ₂	OZE I ENERGIA ROZPROSZONA	INTEGRACJA RYNKÓW	REGULACJE
Spadek cen paliw kopalnych utrzymujący się w średnim terminie	Potencjalny wysoki wzrost kosztów emisji penalizujących jednostki konwencjonalne (głównie niskosprawne bloki węglowe)	Ograniczenie czasu pracy jednostek konwencjonalnych	Wzrost poziomu konkurencji na rynku hurtowym i detalicznym (spadek marż, odpływ klientów od dostawców zasiedziały)	Ograniczenia wynikające z przepisów o pomocy publicznej w energetyce
Wypłaszczenie <i>merit order</i> - niższe marże w obszarze wytwarzania konwencjonalnego	Wzrost cen energii spowodowany CO ₂ faworyzuje rozwój OZE, generacji rozproszonej i źródeł niskoemisyjnych	Spadek marżowości wytwarzania energii ze źródeł konwencjonalnych	Rozbudowa połączeń transgranicznych	Zaostrzenie norm środowiskowych i związane z nimi nakłady inwestycyjne w energetyce konwencjonalnej
		Trudność w pokryciu kosztów stałych i kapitaowych oraz generowania środków na niezbędne inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	Import nadpodaży energii z mocy OZE i jednostek konwencjonalnych z rynków ościennych - zwiększenie presji cenowej na rynku hurtowym	Ograniczenie stóp zwrotu z obszarów regulowanych (np. dystrybucja)
				Zwroty w obszarze wytwarzania coraz bardziej zależne od decyzji regulacyjnych (rynkę mocy)

Źródło: Polski Komitet Energii Elektrycznej

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI 

Przed jakim wyborem stoją Polacy?

- Czy Polskę stać na to, by energetyka konwencjonalna była nierentowna?** Możemy zrezygnować z inwestycji w tę dziedzinę przemysłu. Wtedy jednak konieczne będzie ograniczenie podjętych już inwestycji. Firmy energetyczne zdecydowały już, że zainwestują w modernizację istniejących i budowę nowych mocy wytwórczych ponad 37 mld złotych do 2020 roku. Rezygnacja z ich użytkowania oznaczałaby, że te pieniądze się zmarnują, bo przy projektowaniu nowych bloków założono z góry określony czas ich eksploatacji, który zagwarantuje rentowność. W efekcie otrzymujemy kurczący się sektor, który nie jest w stanie zaoferować klientom energii w korzystnej cenie. Alternatywą jest pozyskiwanie środków poprzez zadłużenie. To wpływa jednak na rating spółek, a co za tym idzie, ich zdolność do finansowania inwestycji. Prowadzi także do uzależnienia od pożyczkodawców. Problem polega jednak na tym, że trend dyskryminacji węgla wśród europejskich instytucji finansowych będzie coraz bardziej utrudniał pozyskiwanie środków dla inwestycji węglowych. W coraz większej ilości dokumentów wewnętrznych tego typu instytucji, jak na przykład Europejski Bank Inwestycyjny, znajdują się zapisy o tym, że wykluczone jest wsparcie dla mocy wytwórczych, w których wytwarzane jest ponad 550g CO₂/MWh. Nawet najbardziej efektywne bloki węglowe w Polsce nie schodzą poniżej tego poziomu. Arbitrem działalności przedsiębiorstw stają się instytucje finansowe ograniczające im możliwość realizacji polityki energetycznej wyznaczonej przez państwo. Innym rozwiązaniem jest kontynuacja inwestycji, która pozwala na zwiększanie wytwarzania energii elektrycznej oraz innych towarów, jak ciepło i usługi. W rentowność tej działalności uderzają wymienione wyżej uwarunkowania zewnętrzne. Z tego względu niezbędne jest wprowadzenie mechanizmów wsparcia, które urentownią tę dzia-

talność w sposób korzystny dla gospodarki. Będzie to inwestycja, która zwróci się w bezpieczeństwie dostaw energii z własnych źródeł.

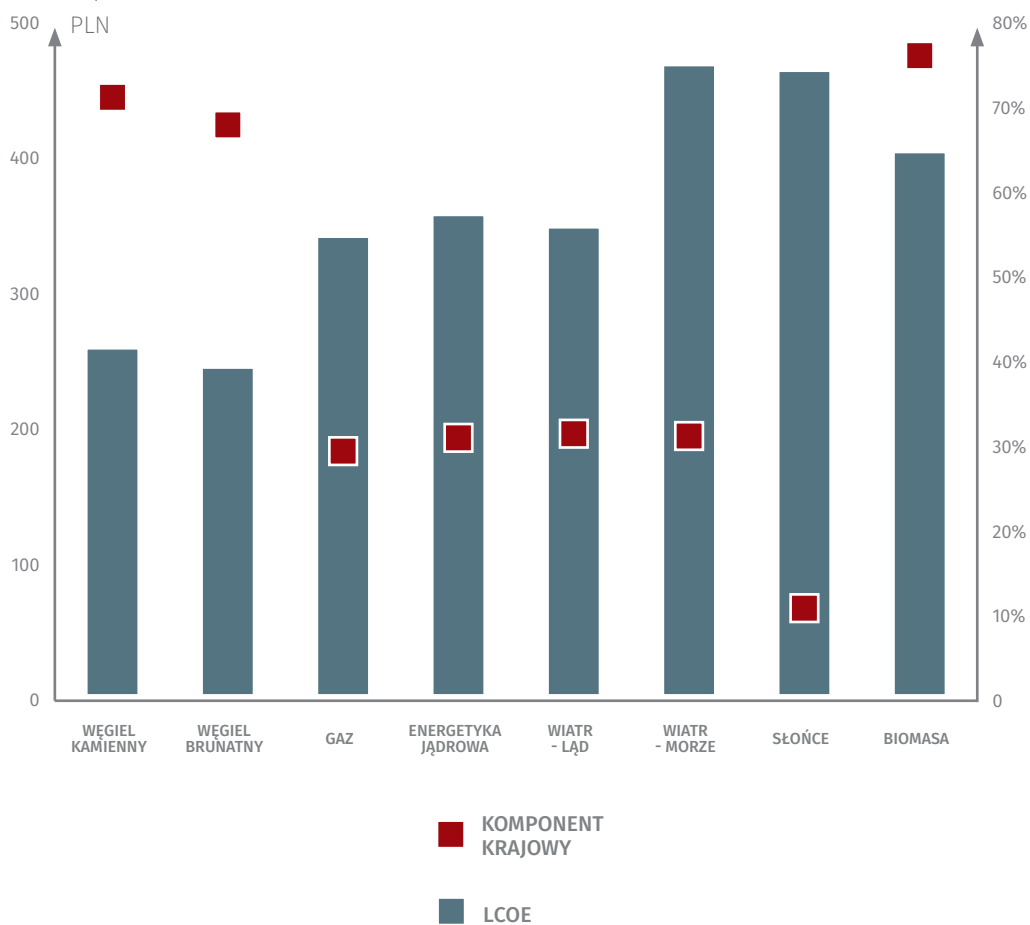
- **Czy Polacy mogą polegać na energii z importu?** Poleganie na imporcie może się skończyć zagrożeniem bezpieczeństwa dostaw, wynikającym ze zmiany sytuacji politycznej bądź ekonomicznej u zagranicznych dostawców. W obecnym okresie dekonunktury na budowę nowych bloków energetycznych, nie można polegać na dostawach z zagranicy, które mogą zostać przerwane gdy dostawca zdecyduje o tym, że priorytetem dla niego jest zaopatrzenie krajowych odbiorców albo zamknie dany blok, bo uzna to za celowe z punktu widzenia swoich planów polityki energetycznej. Taka zależność wyklucza rozwój gospodarczy kraju z pewnymi dostawami energii. To z kolei zmniejsza stabilność rynku w oczach inwestorów i zniechęca do działalności. Długoterminowo to stabilność gospodarki, warunkowana między innymi przez nieprzerwane dostawy energii elektrycznej, decyduje o sukcesie na arenie międzynarodowej.
- **Na jakim rodzaju energii bazować?** Musimy ustalić kiedy i ile nowych mocy należy dostarczyć, aby dopasować rozwój energetyki do potrzeb gospodarki. Rządzący muszą zdecydować czy polska energetyka powinna przejść transformację od źródeł konwencjonalnych, jak węgiel i gaz, do niekonwencjonalnych – Odnawialne Źródła Energii, energetyka jądrowa. Należy wybrać czy polski miks energetyczny powinien być wynikiem polityki państwa, czy też punktem odniesienia, któremu zostaną podporządkowane decyzje rządzących. Musimy wiedzieć, która technologia jest najkorzystniejsza z punktu widzenia polskiego rozwoju ekonomicznego.

7. JAK URATOWAĆ GOSPODARKĘ?

Latem 2015 roku doszło do wprowadzenia 20. stopnia zasilania i ograniczeń w poborze energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych. System elektroenergetyczny kraju pokazał swoje ograniczenia. Według Ministerstwa Gospodarki „sytuacja związana była z utrzymującymi się wysokimi temperaturami powietrza oraz niedoborem wody. Dzięki koordynacji działań i integralności Krajowego Systemu Przesyłowego uniknięto niekontrolowanych wyłączeń odbiorców”. Obawy o ponowne wprowadzenie stopni zasilania dotyczyły zimy 2015/2016, ale do momentu oddania poniższego dokumentu do druku nie okazało się to konieczne. **Jedynie dostarczanie wystarczających mocy do systemu elektroenergetycznego, uchroni Polskę przed widmem przerw dostaw energii w przyszłości.** Narzędziem realizacji tego celu jest polityka energetyczna oparta na nadrzędnych wartościach, które pozwalają ustalić priorytety.

Pierwszy z nich to dostęp do własnych, krajowych mocy wytwórczych. Ze względu na postępującą liberalizację rynku energii w Unii Europejskiej, możliwy jest wolny przepływ energii elektrycznej między krajami członkowskimi. W związku z szybkim rozwojem mocy wytwórczych z Odnawialnych Źródeł w Niemczech, niekontrolowane przepływy energii z zagranicy destabilizują sektor wytwórczy w Polsce. Można rozważyć powierzenie polskiego bezpieczeństwa energetycznego zagranicznym producentom energii, którzy będą zapewniać energię za pomocą wymiany międzysystemowej. Polska nie będzie jednak miała wtedy wpływu na to, czy obecnie

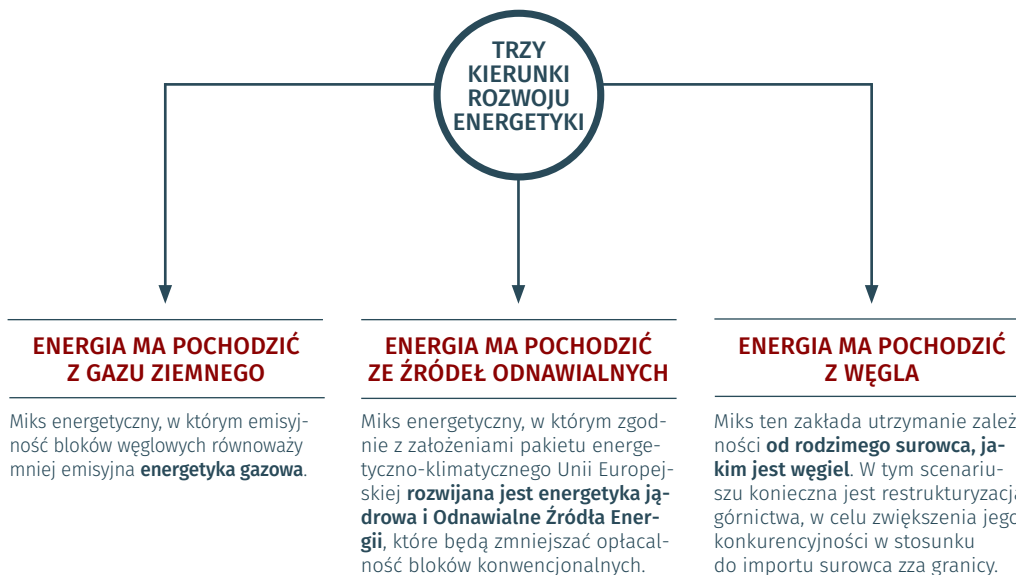
RYS. 7 | JAKI PROCENT INWESTYCJI W ENERGETYKĘ ZOSTAJE W KRAJU



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Jagiellońskiego

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

RYS. 8 | TRZY DROGI DLA ENERGETYKI



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Jagiellońskiego

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI 

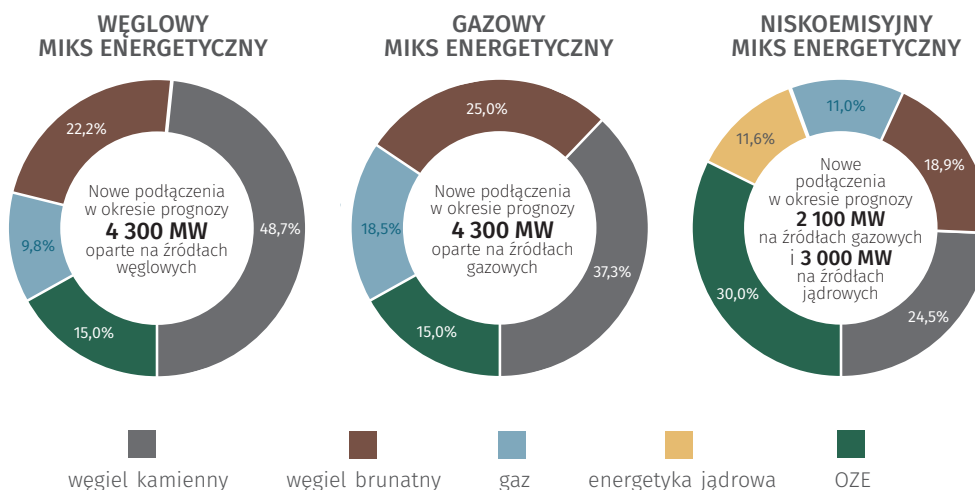
dostępna nadwyżka mocy, z której mogą korzystać nasi konsumenci, będzie stale dostępna. Jeżeli zniknie, możliwość równoważenia niedoborów importem zostanie wykluczona. Bez inwestycji we własne moce wytwórcze zgodzilibyśmy się więc na ryzyko niespodziewanego kryzysu dostaw energii. Takie ryzyko rośnie, jeżeli weźmiemy pod uwagę fakt, że budowa nowych bloków w Europie Zachodniej jest zagrożona przez ich nierentowność rynkową i problemy ze stworzeniem efektywnego mechanizmu wsparcia, czyli kwestie, które trapią także Polaków.

Należy przeprowadzić wnikliwą analizę korzyści dla polskiej gospodarki, jakie wynikają z promocji poszczególnych rodzajów technologii. Dzięki temu powstanie model pozwalający na wybór optymalnych rozwiązań z punktu widzenia polskich warunków. **Politycy muszą stworzyć narzędzie do oceny przydatności danej technologii w energetyce z punktu widzenia polskiego modelu gospodarczego.** Intuicyjnie można stwierdzić, że pod tym względem najkorzystniejsze są rodzime technologie konwencjonalne. Najmniej opłacalne są natomiast technologie energetyki odnawialnej, ponieważ Polacy muszą je wytworzyć, a więc zainwestować w czasochłonny proces pozyskiwania własnych. Pierwsza z nich promuje istniejący już krajowy przemysł. Alternatywą jest import, który rodzi jednak zależność polityczną i określone koszty ekonomiczne.

Wśród źródeł odnawialnych można znaleźć bardziej lub mniej korzystne.

Ze względu na koszty wytworzenia energii, rentowność tych technologii jest różna. Zależy ona od wskaźnika LCOE (Levelised Cost of Energy), czyli minimalnej taryfy akceptowalnej przez inwestora, która pozwala na zwrot inwestycji. Wysoki wskaźnik jest niekorzystny, a niski – korzystny. Najwyższy jest w przypadku biogazu, następnie energetyki solarnej i wiatrowej na morzu. Najniższy LCOE mają energetyka wiatrowa na lądzie oraz biomasa.

RYS. 9 | **POLSKI MIKS ENERGETYCZNY W 2030 ROKU**



CENY PALIW - **JEDNAKOWE ZAŁOŻENIA WZROSTU CEN** W OKRESIE PROGNOZY

Źródło: Opracowanie własne Instytutu Jagiellońskiego

©COPYRIGHT
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

- Czy energia ma pochodzić z gazu ziemnego? Można wybrać miks, w którym emisyjność bloków węglowych równoważy mniej emisyjna energetyka gazowa. To wymaga wprowadzenia mechanizmów wsparcia, które zwiększają rentowność pozostających w systemie bloków węglowych i/lub takich, które promują zgazowanie węgla, które równoważyłoby spadek zużycia wywołany pojawieniem się nowych, bardziej efektywnych bloków węglowych.
- Czy wytwarzanie energii elektrycznej ma być jak najmniej emisyjne? Zgodnie z założeniami pakietu energetyczno-klimatycznego Unii Europejskiej, można rozwijać energetykę jądrową i Odnawialne Źródła Energii, które będą zmniejszać opłacalność bloków konwencjonalnych. Wtedy konieczne jest wprowadzenie rynku mocy, w celu utrzymania mocy węglowych ze względu na bezpieczeństwo systemu.
- Czy energia ma pochodzić z węgla? Obecnie jest on dominującym surowcem wykorzystywanym przy wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce. Aby utrzymać ten stan, konieczne jest wprowadzenie mechanizmów wsparcia i negatywna odpowiedź na oczekiwania wytyczone w polityce energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej. Rezultatem zmniejszenia udziału węgla będą koszty ekonomiczne i społeczne związane z transformacją energetyki.

Po wyznaczeniu kierunków rozwoju gospodarki, politycy mogą ustalić, jakiego rodzaju moce wytwórcze mamy rozwijać. Do podjęcia takiej decyzji konieczne jest zrozumienie konsekwencji dla gospodarki – ewentualnego ryzyka i kosztów – którym musi sprostać program gospodarczy kraju. Idee mają następstwa także w sektorze energetycznym. Rozwój OZE w Polsce wymaga zwrotu w myśleniu o energetyce, wsparcia nowej gałęzi tego działu i porzucenia rozwijanych dotychczas. Budowa nowych mocy węglowych zmniejsza zapotrzebowanie na węgiel i wymaga cięć w górnictwie. Rozwijanie energetyki opartej na gazie ziemnym zmniejsza rentowność węgla, albo zmusza

do inwestycji w kosztowną technologię zgazowania tego surowca. Wobec tych ograniczeń, polityka energetyczna Polski powinna stworzyć warunki inwestycyjne i regulacyjne, które pozwolą na ekonomiczną eksploatację istniejących aktywów konwencjonalnych, a co za tym idzie, zwiększą bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Jakie będą konsekwencje wyboru?

Autorzy raportu przygotowali alternatywne miksy do zarysowanych powyżej, dotychczas funkcjonujących dokumentów rządowych. Został opracowany model z trzema przykładowymi scenariuszami nazwanymi roboczo: niebieski (od dominującej roli gazu), zielony (od dominującej roli odnawialnych źródeł energii) i czarny (od dominującej roli węgla).

W okresie prognozy średnioroczny wzrost zapotrzebowania założono na 1,1%, przez cały okres jej trwania do 2030 r., do 170 093 GWh. Na potrzeby prognozy nie uwzględniano salda wymiany transgranicznej. Zakładając, że energetyka konwencjonalna może zapewnić około 120 000 GWh, pozostałe 30 000 można wypełnić przy wykorzystaniu nowych bloków węglowych, energetyki atomowej i kogeneracji lub odnawialnych źródeł.

W oparciu o przyjęte założenia, przeprowadzono analizę potencjalnych skutków podjęcia różnych decyzji odnośnie rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego. W szczególności należy zwrócić uwagę, że przy uwzględnieniu zakładanych włączeń nowych oraz wyłączeń istniejących mocy, każda decyzja inwestycyjna będzie rodzić określone konsekwencje dla zużycia węgla kamiennego, rozwoju przemysłu, kosztów dla klientów oraz kondycji konkurencyjnych mocy wytwórczych. Każdy wybór będzie miał wpływ na sytuację finansową koncernów energetycznych, wytwarzających energię z różnych mocy wytwórczych.

Jeżeli politycy zdecydują się na budowę nowych bloków węglowych, muszą liczyć się z tym, że kiedyś zastąpi on starą, mniej sprawną jednostkę i zmniejszy zapotrzebowanie na węgiel. W ekstremalnej formie oznaczałoby to „kanibalizację” sektora wytwórczego z węgla, kiedy nadmiar nowych mocy usunąłby zbyt dużo mocy ze starych bloków i generalnie obniżyłby ilość energii dostarczanej z tych źródeł.

Ze względu na technologię i skalę przedsięwzięcia, w inwestycji będą brać udział krajowe podmioty przemysłowe. Będzie to więc stymulant rozwoju przemysłu i usług towarzyszących, a także sektora wydobywczego. Koszty dla klienta końcowego powinny być porównywalne do poziomu z innych scenariuszy. Nowy blok węglowy będzie ograniczał czas pracy pozostałych tego typu jednostek, co stworzy presję na obniżenie cen hurtowych i dodatkowy argument za wprowadzeniem rynku mocy.

Decyzja o budowie nowych bloków gazowych będzie niosła za sobą umiarkowany spadek zużycia węgla, pod warunkiem wzrostu cen pozwoleń na emisję CO₂ lub obniżenia cen gazu ziemnego. Są to kluczowe z czynników zwiększających konkurencyjność bloków gazowych. Skala spadku zużycia czarnego paliwa będzie odwrotnie proporcjonalna do skali rozwoju bloków wykorzystujących gaz jako paliwo. Taki wybór warunkuje mniej-

szy udział przemysłu w nakładach, a zatem mniejszy stymulant rozwoju gospodarczego. Zarazem powoduje spadek inwestycji w sektor wydobywania węgla i pokrewne. Górnictwo będzie się wolniej rozwijać.

Zmiana tego stanu rzeczy wymagałaby istotnych nakładów na inwestycje we wzrost krajowego wydobycia surowca. Rozwój mocy gazowych zwiększy koszty rynku mocy, a klient zapłaci więcej za utrzymanie konkurencyjnych jednostek węglowych, nawet jeśli te zapewnią najtańszą energię elektryczną. Rynek mocy może być skonstruowany tak, że bardziej będzie opłacało się zbudować jednostkę gazową, zamiast utrzymywać starą – węglową. Politycy ocenią czy będzie to pożądane z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa, np. czy moce gazowe powstaną wystarczająco szybko.

Dopóki cena gazu ziemnego będzie wysoka, tylko wysokie koszty uprawnień do emisji CO₂ będą sprawiać, że bloki gazowe będą wypierać te oparte na węglu. Przy tanim gazie i wysokich kosztach pozwoleń, gaz znacznie ogranicza czas pracy mocy wytwórczych z węgla, wpływając na obniżenie ich rentowności.

Jeżeli politycy zdecydują się na budowę elektrowni jądrowej, z systemu znikną stare, niskosprawne bloki węglowe, a zastąpi je wytwórstwo zeroemisyjne. Krajowy przemysł w znikomym stopniu wesprze inwestycję ze względu na braki technologiczne. Konieczność polegania na know-how z zagranicy będzie oznaczać istotny transfer kapitału do zagranicznych podmiotów, który stymuluje rozwój przemysłu za granicą. Koszty dla klienta końcowego nie wzrosną tylko pod warunkiem wysokich cen paliw kopalnych, ze względu na koszty LCOE dla technologii jądrowej.

Ze względu na niskie nakłady zmienne, elektrownia jądrowa będzie ograniczała czas pracy wszystkich alternatywnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym. Będzie ona miała największy wpływ na spadek cen hurtowych energii elektrycznej, a co za tym idzie na rentowność wytwarzania jej ze źródeł węglowych.

Gdyby zapadła decyzja o przejściu energetycznym ku odnawialnym źródłom, z systemu zostałyby wykluczone stare jednostki węglowe, które zastąpią moce zero-emisyjne. Istniałby umiarkowany potencjał stymulacji krajowego przemysłu poprzez tego rodzaju inwestycje. Wysokie koszty jednostkowe OZE stanowią stymulant dla zagranicznych firm dostarczających maszyny służące do wytwarzania energii z tych źródeł.

Wysokie koszty LCOE sprawią, że tylko wysokie ceny surowców będą w stanie uchronić klientów końcowych przed podwyżką kosztów energii. Krajowy System Elektroenergetyczny pod wpływem rozwoju OZE musiałby zwiększyć elastyczność pracy, ze względu na niestabilność tego rodzaju źródeł. Budowa nowych jednostek zmniejszałaby czas pracy wszystkich mocy konwencjonalnych. W celu stabilizacji systemu konieczna byłaby budowa bloków zastępczych: gazowych, pracujących w szczycie zapotrzebowania lub innych, które byłyby w stanie uzupełniać moce wyłączane w dniach i sezonach mniej słonecznych lub mniej wietrznych. W tym zakresie bardziej przewidywalne są biomasę i współspalanie, które zapewniają energię elektryczną niezależnie od warunków atmosferycznych.

Decyzja o inwestycji w kogenerację spowodowałaby istotny spadek zużycia węgla poprzez wypychanie niskosprawnych jednostek. W zależności od zastosowanej technologii, wpływ na krajowy przemysł byłby różny. Poleganie na gazie z importu oznaczałoby jednak transfer kapitału za granicę. Ze względu na to, że w źródłach gazowych wytwórstwo energii na jednostkę ciepła jest większe, do KSE trafiłoby więcej energii elektrycznej, co oznaczałoby spadek cen dla klientów.

Warto uzupełnić to zestawienie o decyzję prowadzącą do poprawy efektywności energetycznej. Lepsze zarządzanie popytem na energię elektryczną prowadziłoby do znikomego spadku zużycia węgla. Miałoby też mały wpływ na krajowy przemysł. Nie spowodowałoby spadku stymulacji dla sektora wydobywczego i górnictwa.

Oznaczałoby też mniejszy transfer kapitału za granicę. W efekcie klienci uzyskaliby niższe koszty końcowe, ze względu na niewielkie nakłady, w wielu przypadkach związane z inwestycjami w efektywność energetyczną.

Dopiero rozwój na dużą skalę niesie za sobą istotne koszty. Lepsze zarządzanie popytem sprawia, że przestają być konieczne inwestycje w bloki uzupełniające (np. gazowe) i zmniejsza się presja na wzrost cen energii. Poziom konsumpcji energii elektrycznej nie zmienia się w sposób znaczący, ale inaczej rozkłada się w ciągu doby.

Politycy mogliby także zrezygnować z wprowadzenia rynku mocy. Ze względów ekonomicznych doszłoby wtedy do zamknięcia starych bloków węglowych. W ich miejsce powstawałyby elektrownie gazowe, ze względu na niskie koszty inwestycji, koszty stałe oraz niskoemisyjność. Nowe inwestycje węglowe wymagałyby wprowadzenia innego mechanizmu wsparcia, jak kontrakt różnicowy. Konsekwencją byłby wzrost ryzyka pojawienia się przerw w dostawach energii elektrycznej. Spadłaby także stymulacja rozwoju przemysłu, sektora wydobywczego i górnictwa.

Możliwy wzrost importu energii elektrycznej oznaczałby zwiększenie transferu kapitału za granicę i spadek bezpieczeństwa energetycznego kraju. Klienci ponieśliby koszty wynikające z przerw w dostawach energii. Niedobory energii elektrycznej działałyby zabójczo dla krajowej przedsiębiorczości.

Sytuacja nie zmieniałaby się, bo inwestorzy nie ryzykowaliby inwestycji w nowe moce bez gwarancji otrzymania wsparcia, którego zabraknie przez deficyt rynku mocy. Oznaczałoby to brak perspektyw rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Jeżeli politycy postanowią polegać na imporcie, dojdzie do istotnego spadku zużycia węgla i zamykania niskosprawnych bloków węglowych. To także ograniczenie dla rozwoju krajowych OZE. W konsekwencji zmniejszy się stymulacja rozwoju krajowego przemysłu. Klienci otrzymają krótkoterminowo taną energię elektryczną, ale długoterminowo spadnie ich bezpieczeństwo energetyczne. Obniżenie cen hurtowych będzie oznaczało zmniejszenie rentowności inwestycji w nowe moce wytwórcze. Taka decyzja oznacza oddanie bezpieczeństwa energetycznego w ręce zagranicznych podmiotów.

8. SCENARIUSZE

Niezależnie od wyboru miksu, potrzebne jest:

- stworzenie rynku, w którym oprócz energii elektrycznej towarem jest także jej dostępność, a firmy oferujące moce wytwórcze dostają zapłatę za ich utrzymanie w systemie,
- zwiększenie efektywności energetycznej wszystkich gałęzi przemysłu,
- racjonalizacja wykorzystania energii przez odbiorców końcowych.

Miks węglowy

Z informacji Ministerstwa Skarbu Państwa wynika, że obecnie w etapie realizacji znajdują się nowe bloki o mocy ok. 5000 MW i nakładach inwestycyjnych ok. 30 mld zł. Zaliczają się do nich m.in. bloki gazowe w Stalowej Woli (PGNiG/Tauron, 450 MW) i Włocławku (Orlen, 463 MW); największy blok energetyczny w kraju o mocy 1075 MW w Kozienicach (ENEA); budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy w Elektrowni Opole (PGE). Rozpoczęto także realizację inwestycji w Jaworznie (Tauron, 910 MW) i Turowie (PGE, 460 MW). Uruchomienie pierwszego nowego bloku – w Kozienicach – jest zaplanowane na 2017 rok. Ze względu na większą efektywność pracy, nowe bloki węglowe niosą za sobą zmniejszenie zapotrzebowania na węgiel o ok. 25% na każdą wyprodukowaną TWh.

Oznacza to, że wraz z przestawianiem energetyki na nowe bloki, będzie spadać zapotrzebowanie na węgiel w Polsce. Będzie to w dłuższym okresie skutkowało koniecznością restrukturyzacji przemysłu wydobywczego pod kątem zmniejszenia wydobycia, jeżeli nie znajdą się inne formy wykorzystania tego surowca, takie jak komercyjne wdrożenie technologii zgazowania węgla. W celu zniwelowania wpływu importu energii elektrycznej na rentowność krajowych bloków węglowych, niezbędne będzie wprowadzenie rynku mocy. Warto podkreślić, że nowe bloki będą podtrzymywać zapotrzebowanie na węgiel przez kilkadziesiąt lat, chociaż na niższym poziomie..

Konsekwencją zmniejszenia wydobycia będzie reforma zwiększająca efektywność pracy kopalni. Można wprowadzić mechanizmy wsparcia, które ograniczą negatywny wpływ zamykania kopalń na regionalną gospodarkę Śląska oraz mniejszą napięcia społeczne, związane z likwidacją miejsc pracy w zakładach górniczych, ograniczaniem przywilejów i zmianami w trybie pracy. Takie rozwiązania to na przykład: wprowadzenie programów dobrowolnych odejść, sześciodniowego tygodnia pracy, usunięcie deputatów węglowych, cięcia lub likwidacja premii oraz dodatków do pensji górniczej. Konieczna jest także równoległa promocja nowych gałęzi gospodarki oraz programów zmiany kwalifikacji pracowników z branży górniczej w regionie objętym restrukturyzacją. To rodzi potrzebę ubiegania się o zgodę Komisji Europejskiej na pomoc publiczną lub poszukiwania rynkowej metody wsparcia. Komisja zastrzegła jednak, że środki finansowe przyznane przez nią na restrukturyzację mogą posłużyć tylko do zamykania nierentownych zakładów. Można także zwiększyć zapotrzebowanie na węgiel w gospodarce, poprzez pro-

mocję czystych technologii węglowych i zgazowania węgla. W takim wypadku gaz z węgla zapewniłby potrzeby np. przemysłu chemicznego, co jednak zmniejszyłoby popyt na gaz ziemny i czyniłoby nierentownym krajowe wydobycie surowca. Oznaczałoby to, że plany wydobycia polskiego gazu łupkowego należy odłożyć. Zmniejszyłoby się także znaczenie terminala LNG w Świnoujściu, który w założeniu miał zwiększyć swą przepustowość z 5 do 7,5 mld m³ rocznie za pomocą rozbudowy, wstępnie zaakceptowanej przez rząd RP.

Należy jednak podkreślić, że niskie ceny gazu z importu skutkują brakiem rentowności pozyskiwania go z węgla. Ponadto, rozwój technologii zgazowania węgla także będzie wymagał wsparcia, na które musiałaby zgodzić się Komisja Europejska. Zgazowanie miałoby również negatywny wpływ na rentowność Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG), które ma sztywną umowę długoterminową na dostawy od rosyjskiego Gazpromu i musi około 80 procent z ponad 10 mld m³ surowca opłacać niezależnie od potrzeb, na mocy klauzuli take or pay. Wspierając popyt na węgiel, uderzalibyśmy w popyt na gaz, przenosząc problemy z jednego sektora, do drugiego. To kwestia wyboru. Rozwój zgazowania węgla wymagałby skoordynowanego programu promocji tego rodzaju rozwiązań na poziomie krajowym, który łączyłby niezależne wysiłki uczelni, spółek i instytucji państwowych na rzecz zwiększenia popytu na węgiel w kraju. Ten kierunek jest także czasochłonny i wymagałby wielu lat prac naukowych, a decyzje w sprawie polskiego miks energetycznego muszą być podejmowane w trybie pilnym. Zwiększanie zużycia węgla w wytwórstwie energii łączyłoby się ze zwiększoną emisją CO₂, a co za tym idzie z dodatkowymi kosztami polityki klimatycznej.

Wybór scenariusza czarnego oznacza przetrwanie sektora energetyki węglowej i utrzymanie znaczenia węgla w miksie energetycznym. Zwiększanie zużycia tego surowca w wytwórstwie energii elektrycznej może wiązać się ze wzrostem cen energii, ponieważ ze względu na ryzyko nagłej podwyżki kosztów uprawnień do emisji CO₂, dostawcy energii będą chcieli skontrapunktować ryzyko wyższym zyskiem. Istnieje także obawa, że aktywa węglowe znajdą się w przyszłości pod silniejszym prężeniem polityki klimatycznej, co może zagrozić ich bytowi. Jednocześnie skutkiem jest porzucenie planów rozwoju sektora wydobycia gazu i zminimalizowanie wsparcia dla energetyki odnawialnej. W konsekwencji spada rentowność podjętych inwestycji w infrastrukturę gazową, jak gazoport, oraz w OZE, jak farmy wiatrowe należące do państwowych spółek.

Należy podkreślić, że dostarczenie nowych, wysokosprawnych mocy wytwórczych z węgla zbyt szybko i w zbyt dużej ilości może oznaczać kanibalizację mocy. Stare, niskosprawne bloki będą pracować coraz krócej, a ich konkurencyjność będzie dodatkowo obniżać wysokie koszty uprawnień CO₂. Będzie to prowokować ich wygaszanie.

Wysoki udział energii z węgla w miksie oznacza, że w razie dużej konkurencji ze strony bloków gazowych i OZE, rosnąć będą koszty rynku mocy. Wzrośnie także ryzyko, że po usunięciu tego mechanizmu wsparcia, nowe moce węglowe znikną z rynku. Z drugiej strony nowe moce gwarantują zbyt na węgiel w perspektywie długofalowej. Jako źródła mniej emisyjne, są jedynym sposobem na zachowanie węgla w miksie energetycznym pomimo restrykcyjnej polityki klimatycznej.

Zwiększanie zużycia węgla w wytwórstwie energii elektrycznej będzie wiązać się ze wzrostem cen energii, ponieważ ze względu na ryzyko nagłego wzrostu kosztów uprawnień do emisji CO₂, dostawcy energii będą chcieli skontra punktować ryzyko wyższym zyskiem. Istnieje także ryzyko, że aktywa węglowe znajdą się w przyszłości pod silniejszym prężeniem polityki klimatycznej, co zagrozi ich bytowi. Polska Grupa Energetyczna (PGE) bez pomocy państwa nie utrzyma rentowności. Potrzebuje stabilnych dostaw taniego węgla. Jeżeli ma być polski, a nie importowany, to musi pochodzić z górnictwa, które powinno zwiększyć rentowność za pomocą kosztownych społecznie, ale nieuniknionych zmian. Bloki węglowe w dyspozycji tej spółki muszą otrzymać wsparcie państwa, aby zachować ich moce wytwórcze dla gospodarki.

Skutkiem promocji miks węglowego jest porzucenie planów rozwoju sektora wydobycia gazu i zminimalizowanie wsparcia dla energetyki odnawialnej. W konsekwencji spada rentowność podjętych inwestycji w infrastrukturę gazową, jak gazoport, oraz w OZE, jak farmy wiatrowe należące do państwowych spółek.

Wraz z utrzymaniem roli węgla w miksie energetycznym konieczna jest renegotjacja warunków polityki klimatycznej, np. poprzez wprowadzenie derogacji spod jej regulacji. Możliwe jest także założenie, że Polska powinna ponieść koszty niewywiązania się ze zobowiązań tej polityki. Należy ustalić, w jaki sposób przeprowadzić restrukturyzację sektora węglowego i czy uda się ją wesprzeć pomocą publiczną za zgodą Komisji. Węglowy miks wystawia Polskę na ryzyko wahań cen na rynku uprawnień do emisji CO₂.

Należy przypomnieć, że opisywana wyżej reforma MSR ma wprowadzić możliwość wycofywania z rynku pewnej ich ilości w celu podniesienia ceny, co ma dopingować inwestorów do inwestycji w źródła odnawialne. Ten mechanizm jest zabójczy dla miks węglowego.

Gospodarka pozostaje niezależna od zewnętrznych źródeł energii, bazuje na krajowych zasobach węgla, ale wymaga wprowadzenia mechanizmów wsparcia dla sektora węglowego wobec liberalizacji rynku energii elektrycznej. Należałoby wtedy także rozważyć spowolnienie programu budowy połączeń transgranicznych w celu uchronienia krajowego rynku energii przed konkurencją dostawców hurtowych z zagranicy, gdzie, jak w Niemczech, cena wytworzenia jednostki będzie niższa. To jednak wiązałoby się z niewypełnieniem polityki łączenia rynków narzuconej przez Komisję Europejską.

Jako narzędzia oceny postępów należałoby wprowadzić cele realizacji planu, takie jak ograniczenie importochłonności (zależności od importu), pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną za pomocą krajowych źródeł, minimalny udział węgla w miksie oraz maksymalny udział OZE, który nie destabilizuje pracy sektora węglowego.

Na takie rozwiązanie musiałyby się jednak zgodzić KE, ze względu na zasadę neutralności technologicznej, która nie pozwala na faworyzowanie określonych technologii. W powyższym miksie założono brak elektrowni jądrowej, związanych z nią negatywnych i pozytywnych konsekwencji oraz kosztów.

Miks gazowy

Związany ze wzrostem podaży spadek cen gazu, w połączeniu z rosnącymi cenami świadectw CO₂, będą prowadzić do wypychania źródeł energii opartych na węglu, które będą potrzebować zewnętrznego wsparcia. Z tego względu należy wprowadzić rynek mocy, który zagwarantuje ich rentowność.

Promocja gazu, jako mniej emisyjnego źródła energii spowoduje zwiększenie popytu na ten surowiec. Z tego względu konieczna będzie inwestycja w zwiększenie wydobycia krajowego, z eksploatacją złóż niekonwencjonalnych (gaz zamknięty, łupkowy), w celu uniknięcia przymusu zwiększenia importu gazu z zagranicy. Można także zwiększać import, co spowoduje wzrost rentowności istniejącej infrastruktury przesyłu gazu, ale będzie się także wiązało z koniecznością zainwestowania w jej rozbudowę oraz nowe projekty.

Zwiększony popyt skutkuje wyższą ceną surowca. Przy niej opłacalna będzie budowa bloków gazowych, które są poręcznym uzupełnieniem miks węglowego. Gwarantują moce szczytowe i regulacyjne. W wypadku niedoborów można je szybko uruchomić i dostarczyć energię. Lepszym rozwiązaniem będą turbiny z otwartym cyklem (OCGT), niż zamkniętym (CCGT), ponieważ te drugie niosą większe ryzyko zmniejszenia rentowności węgla i zwiększenia popytu na gaz. Z punktu widzenia polskiego systemu elektroenergetycznego moce gazowe mogłyby pełnić rolę uzupełniającą wobec węglowych, w okresie szczytu zapotrzebowania. Ze względu na niskie ceny jednostkowe mogłyby one włączać się wtedy, kiedy będą potrzebne. Istnieje jednak ryzyko, że będą rywalizować ze źródłami węglowymi.

Rozwój górnictwa gazowego będzie zmniejszał popyt na węgiel i rentowność kopalni węglowych. Jak w scenariuszu czarnym, można wprowadzić mechanizmy wsparcia, które ograniczą negatywny wpływ zamykania kopalń na regionalną gospodarkę Śląska oraz zmniejszą napięcia społeczne związane z likwidacją miejsc pracy w zakładach górniczych, ograniczaniem przywilejów i zmianami w trybie pracy. Takie rozwiązania to przykładowo wprowadzenie programów dobrowolnych odejść, sześciodniowego tygodnia pracy, usunięcie deputatów węglowych, cięcia lub likwidacja premii oraz dodatków do pensji górniczej. Konieczna jest także równoległa promocja nowych gałęzi gospodarki oraz programów zmiany kwalifikacji pracowników z branży górniczej w regionie objętym restrukturyzacją.

Wybór scenariusza gazowego oznacza rozwój sektora gazu ziemnego oraz zwiększenie rentowności infrastruktury gazowej na czele z gazoportem w Świnoujściu. To także czynnik zwiększający zapotrzebowanie na gaz ziemny i potrzebę inwestycji w nowe wydobycie gazu w kraju lub zwiększania importu tego surowca z zagranicy. Konieczne będą więc inwestycje w poszukiwanie i wydobycie z nowych złóż gazu w Polsce.

Równoważenie emisyjności sektora węglowego za pomocą inwestycji w mniej emisyjne źródła gazowe pozwala wypełnić cele polityki klimatycznej przy jednoczesnej minimalizacji kosztów. Kogeneracja, czyli wytwarzanie jednocześnie ener-

gii elektrycznej i ciepłej z gazu, jest jedną z najtańszych metod obniżenia emisji gazów cieplarnianych. Jest także najbardziej efektywna. Zmniejsza się atrakcyjność bloków węglowych, przez co konieczne jest wprowadzenie rynku mocy. Polska gospodarka jest częściowo niezależna, dzięki pozostawieniu pewnej roli węgla w miksie energetycznym, ale częściowo polega na imporcie gazu ziemnego, albo musi zainwestować w rozwój krajowego wydobycia. Przy niskich cenach gazu ziemnego konieczne będą wysokie nakłady na wsparcie nierentownych poszukiwań (szczególnie w złożach niekonwencjonalnych) lub pozostanie przy imporcie. Niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wsparcia dla sektora węglowego w celu utrzymania jego rentowności w warunkach liberalizacji rynku energii elektrycznej w UE.

Narzędziem oceny efektów realizacji tego planu może być procent maksymalnego udziału węgla i minimalnego udziału gazu w miksie energetycznym oraz realizacja celu redukcji emisji CO₂. Na takie rozwiązanie musiałaby się jednak zgodzić Komisja Europejska, ze względu na zasadę neutralności technologicznej, która nie pozwala na faworyzowanie określonych technologii. W powyższym miksie założono brak elektrowni jądrowej, związanych z nią negatywnych i pozytywnych konsekwencji oraz kosztów.

Miks niskoemisyjny

Wzrost produkcji z OZE powoduje mniejsze wykorzystanie elektrowni konwencjonalnych oraz spadek cen energii elektrycznej. Nowe inwestycje w przynoszące większe zyski źródła mocy będą miały wpływ na obniżkę cen hurtowych i wypchną mniej sprawne i droższe zasoby oparte na węglu kamiennym. Wraz ze spadkiem marż elektrowni węglowych, maleje ich rentowność. Bez mechanizmów wsparcia, nie uda się jej zwiększyć. Dostępność taniej energii elektrycznej z OZE zmniejsza cenę węgla, a więc i rentowność kopalni.

Rośnie cena wytworzenia energii, ze względu na politykę klimatyczną, która wprowadza system handlu emisjami CO₂. To zwiększa szanse najmniej emisyjnych elektrowni węglowych, a więc tych nowych, bardziej efektywnych. Najmniej konkurencyjne pozostają elektrownie na węgiel brunatny. Bardziej opłacalne są stare bloki na węgiel kamienny, ale to te nowe przynoszą największe korzyści. Przy założeniu utrzymywania się cen paliw na niskim poziomie, nowe źródła oparte na węglu kamiennym niemal równają się kosztami z nowymi źródłami gazowymi, wypychając stare – oparte na węglu kamiennym i brunatnym. Dla utrzymania rentowności mocy wytwórczych niezbędne jest wprowadzenie rynku mocy.

Rozwój źródeł odnawialnych będzie możliwy dzięki ustawie o OZE, która będzie rodziła koszty dla odbiorcy końcowego. Promocja OZE, jako głównego źródła energii elektrycznej w Polsce spowoduje załamanie rentowności sektora węglowego. Dzięki wprowadzeniu rynku mocy, rentowne pozostają tylko nowe bloki węglowe, działające moderująco na zużycie węgla. Rozwój OZE działa jednak destabilizująco na ich pracę, a w długim terminie wyklucza je z miksu energetycznego. Odnawialne źródła pozostają niestabilnym źródłem energii, której niedobory musi równoważyć źródło zastępcze lub import. Usunięcie bloków węglowych z miksu oznacza, że koszty poniesione w ramach inwestycji w nowe moce węglowe zostają zaprzepaszczone. Popyt na ten czarny surowiec zmniejsza

sza się szybko, co generuje wyższe koszty uniezależnienia gospodarki Śląska oraz ryzyko społecznych niepokojów.

Nie rośnie zapotrzebowanie na gaz w energetyce, więc nierentowne stają się nowe projekty infrastruktury gazowej oraz inwestycje w wydobycie tego surowca. Należy porzucić plany rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego. Konieczne jest wprowadzenie programu zwiększania efektywności energetycznej i zmniejszania zużycia energii elektrycznej w przemyśle. Wraz ze spadkiem emisyjności gospodarki, maleją koszty polityki klimatycznej.

Polska gospodarka zmniejsza zależność od energii z węgla, ale zwiększa uzależnienie od niestabilnych źródeł odnawialnych. Jednocześnie korzysta na nadpodaży energii elektrycznej, stając się jej eksporterem. Konsekwencją jest uzależnienie od importu technologii OZE oraz upadek polskiego górnictwa.

Rozwój OZE sprawia, że ceny energii stają się mniej zależne od wartości paliw kopalnych i cen pozwoleń na emisję CO₂. Pojawiają się jednak dodatkowe koszty na rynku detalicznym. Klient końcowy musi opłacić rozwój energetyki odnawialnej.

Dodatkowym elementem w miksie zielonym jest elektrownia jądrowa, która w przyszłości – około 2030 roku mogłaby wesprzeć zmniejszanie emisji, jako źródło zero-emisyjne przyspieszające wypychanie węgla z miksu. Jej budowa wymaga jednak wprowadzenia mechanizmów wsparcia, co rodzi dodatkowe koszty. Ich poniesienie daje jednak bez-emisyjne, ale stabilne źródło dostaw energii, uzupełniające niestabilne OZE.

Mechanizmem, który zapewni funkcjonowanie bloków jądrowych są kontrakty różnicowe. Ze względu na nieprzewidywalność cen energii na rynku, inwestorzy obawiają się inwestycji w moce wytwórcze.

W kontrakcie różnicowym inwestor otrzymuje zapłatę uwzględniającą różnicę między rynkową ceną energii a jej pułapem ustalonym w umowie. Daje to gwarancję stałego dochodu w określonym przedziale czasu.

Projekt elektrowni jądrowej to przedsięwzięcie o skali cywilizacyjnej. Jego wymiar jest tak duży, że polski rząd kilkakrotnie przekładał planowany termin uruchomienia bloków. Przed decyzją o rozwoju tego rodzaju energetyki w Polsce należy oszacować zdolność polskiego aparatu państwowego do udźwignięcia tego przedsięwzięcia. Tutaj również pojawia się dylemat technologiczny. Na obecnym etapie polska elektrownia jądrowa musi bazować na know-how z zewnątrz. Dostawcami mogą być firmy amerykańskie, japońskie, francuskie i inne. Nie ma na razie mowy o polskiej technologii jądrowej. To także powinno warunkować wybór.

Polska gospodarka korzysta równocześnie na nadpodaży energii elektrycznej, stając się jej eksporterem. Konsekwencją jest jednak uzależnienie od importu technologii OZE oraz upadek polskiego górnictwa. Inwestycja w energetykę odnawialną opartą na technologii i infrastrukturze z importu to w rzeczywistości przekazywanie środków na rozwój sektora energetycznego poza Polską.



Rozbudowa krajowej energetyki tego rodzaju wymaga zaś znacznych nakładów na badania i rozwój, podobnie jak w przypadku energetyki jądrowej. W planowaniu ewolucji tego sektora z odnawialnych źródeł należy także uwzględnić warunki klimatyczne, czyli poziom nasłonecznienia i wietrzności, które warunkują opłacalność inwestycji tego typu. W polskich warunkach najtaniej rozwijać biomasę, ze względu na dostępność i możliwość włączenia jej w pracę energetyki konwencjonalnej. Drożej, ale zgodnie z warunkami klimatycznymi, można rozwijać energetykę wiatrową, szczególnie w obszarach nadmorskich i na morzu. Najdroższy jest rozwój energetyki słonecznej, ponieważ w Polsce jest małe nasłonecznienie. Rodzi to zatem konieczność stworzenia modelu wsparcia warunkującego poszczególne rodzaje OZE.

Narzędziem oceny realizacji tego planu jest wprowadzenie krajowych celów redukcji emisji CO₂ oraz zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym.

TAB. 1 | **PROGNOZA Z ZAŁĄCZNIKA DO PROJEKTU POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2050 ROKU.**

KONSEKWENCJE	MIKS WĘGLOWY	MIKS GAZOWY	MIKS NISKOEMISYJNY
Polityka klimatyczna	Nie spełniamy wymogów polityki klimatycznej. Nie rezygnujemy z węgla.	Spełniamy wymogi polityki klimatycznej, zastępując węgiel mniej emisyjnymi i bardziej konkurencyjnymi kosztowo źródłami gazowymi. Istnieje jednak ryzyko, że źródła odnawialne i gazowe będą powstawać zbyt wolno, by wywiązać się z wymogów na czas. Zbyt wolno, by wywiązać się z wymogów na czas.	Spełniamy wymogi polityki klimatycznej i zastępujemy węgiel przy pomocy OZE, źródeł gazowych i elektrowni jądrowej.
Bloki węglowe	Stare bloki węglowe są wypychane z rynku przez nowe jednostki spalające węgiel.	Zwiększona konsumpcja gazu zmniejsza zapotrzebowanie na energię elektryczną ze starych bloków węglowych.	Energia z nowych źródeł wypycha z rynku tę pochodzącą z nowych bloków węglowych, więc tworzymy rynek mocy lub zamykamy.
Gaz ziemny	Rezygnujemy z inwestycji w import i wydobycie gazu.	Inwestujemy w import lub wydobycie gazu. Trend wzmagają niskie ceny surowców i wysokie pozwolenia na emisję CO ₂ .	Rezygnujemy z inwestycji w import i wydobycie gazu.
Atom	Nie budujemy elektrowni jądrowej.	Nie budujemy elektrowni jądrowej.	Budujemy elektrownię jądrową.
Górnictwo	Restrukturyzujemy górnictwo.	Restrukturyzujemy górnictwo.	Górnictwo upada.
OZE	Rezygnujemy z istotnego rozwoju OZE. Rozwijamy te z nich, które są najbardziej korzystne dla gospodarki.	Rezygnujemy z istotnego rozwoju OZE. Rozwijamy te z nich, które są najbardziej korzystne dla gospodarki.	Wprowadzamy wsparcie dla OZE. Rozwijamy intensywnie ten rodzaj energetyki. Wybieramy te OZE, które będą najbardziej opłacalne dla polskiej gospodarki.
Mechanizmy wsparcia	Rynek mocy Rozwiązania ustawowe na rzecz restrukturyzacji górnictwa	Rynek mocy Ustawa wspierająca rozwój wydobycia gazu. LUB Ustawa wspierająca rozwój zgazowania węgla.	Rynek mocy/ Kontrakty różnicowe. Ustawa o OZE z hierarchią źródeł.



9. PODSUMOWANIE

Polska musi być niezależna energetycznie i powinna osiągnąć ten cel jak najniższym kosztem. Wybory dokonane podczas wdrażania polityki energetycznej mają fundamentalny wpływ na inne sektory gospodarki – rynek pracy, edukacji, konkurencyjność polskich firm itd. Pozostanie przy węglu będzie wiązało się z negocjacją klauzuli opt-out z unijnych przepisów o pomocy publicznej i niezrealizowaniem celu udziału OZE w miksie energetycznym do 2020 roku. Rozwiązanie pośrednie, czyli uzupełnianie miks gazem, będzie wymagało inwestycji w poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i rozwój zgazowania węgla. Zwrot energetyczny ku odnawialnym źródłom będzie wymagał inwestycji w polską technologię OZE oraz w nowe moce wytwórcze. Każdy z tych wyborów będzie rodził pozytywne i negatywne konsekwencje oraz koszty. Zainwestujemy w rynek mocy, poszukiwanie gazu łupkowego lub rozwój OZE. Tych wydatków nie da się uniknąć. Każda z rewolucji – węglowa, łupkowa czy odnawialna – będzie kosztować podatnika. Nakłady te nie mogą zostać poniesione jednocześnie. Z raportu wynika dodatkowo, że restrukturyzacja sektora energetyki węglowej i górnictwa jest niezbędna niezależnie od wybranej drogi. Polscy politycy muszą dokonać wyboru.



Instytut Jagielloński

www.jagiellonski.pl
instytut@jagiellonski.pl

Instytut Jagielloński jest niezależnym ośrodkiem analitycznym, centrum wymiany poglądów i budowania strategii.

Przyświeca nam idea podnoszenia znaczenia Polski i Europy Środkowo-Wschodniej we współczesnym świecie. Wybór nazwy nie był przypadkowy. Dzięki dynastii Jagiellonów szerzono takie ponadczasowe wartości, jak: godność człowieka i rodziny, równowaga praw i obowiązków, wolność osobista i narodowa, poszanowanie tradycji i wspólnego dobra. Efektem ich działań była znacząca poprawa jakości życia publicznego, kulturalnego, naukowego i gospodarczego. Dziś spuścizna ta może stanowić inspirację do rozwoju narodów naszego regionu oraz do współpracy między nimi. Ważnym aspektem naszej misji jest także wspieranie przedsiębiorczości i rozwoju technologicznego wpłynie pozytywnie na poprawę konkurencyjności polskich przedsiębiorstw, które potrzebują doradztwa w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania.
