



Polski sektor energetyczny 2050

4 scenariusze

www.forum-energii.eu

Spis treści

OPIEKA MERYTORYCZNA:

Andrzej Rubczyński, Forum Energii

AUTORZY:

Julius Ecke, Tim Steinert,
enervis Energy Advisors

Maciej Bukowski, Aleksander
Śniegocki, WiseEuropa

REDAKCJA:

Paweł Mikusek

WSPÓŁPRACA:

Centrum Zarządzania
Innowacjami i Transferem
Technologii Politechniki
Warszawskiej



I. Wstęp	4
2. Streszczenie	5
3. Cel analizy	20
4. Potrzeba badań uzupełniających	21
5. Wybór scenariuszy	21
6. Koszty technologii energetycznych	28
7. Wyniki – techniczna i ekonomiczna ocena scenariuszy	32
8. Bezpieczeństwo energetyczne i zależność od importu	50
9. Wpływ scenariuszy na gospodarkę i społeczeństwo	59
10. Analizy wrażliwości	65
11. Konkluzje	67

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacja Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

Wstęp

Przedstawiamy Państwu opracowanie, które – mamy nadzieję – będzie wartościowym wsparciem dyskusji o krajowej polityce energetycznej w perspektywie do 2050 r.

Energetyka zmienia się szybciej niż kiedykolwiek. Przy wysokim poziomie nieprzewidywalności, kluczową kwestią jest analiza megatrendów,¹ ponieważ to one wyznaczają trwały kierunek rozwoju energetyki. Ważna jest nie tylko adaptacja do zastanych warunków, ale również planowanie kilku kroków naprzód. Celem naszego opracowania jest ocena czterech różnych scenariuszy rozwoju polskiego sektora energetycznego na kolejnych 30 lat. Przeanalizowaliśmy ekonomiczne, społeczne i środowiskowe skutki ich realizacji.

Polską energetykę czeka głęboka modernizacja. W kolejnych latach ponad połowa jednostek zostanie wyłączona ze względów ekonomicznych i środowiskowych. Należy rozstrzygnąć dylemat, jak wypełnić lukę generacyjną, która bez wątpienia pojawi się w kolejnych latach?

Jest to niewątpliwie skomplikowana układanka, ponieważ przy podejmowaniu decyzji trzeba wziąć pod uwagę koszty i możliwość pozyskania kapitału na inwestycje, zapewnienie miejsc pracy w Polsce oraz ograniczanie oddziaływania na środowisko i zdrowie ludzi. Ważne są zobowiązania międzynarodowe i reguły unijnego, wspólnego rynku. Ale najważniejsze są stabilne dostawy energii elektrycznej.

Słyszymy głosy, że wobec nieprzewidywalności, wykonywanie długoterminowych analiz należy uznać za bezużyteczne, że lepiej działać reaktywnie. Uważamy, że jest odwrotnie. Bez długofalowej polityki energetycznej do 2050 r., polską energetykę czeka dryf i ryzyko nietrafionych inwestycji. Duża niepewność inwestycyjna będzie zniechęcać do działania. W obliczu kapitałochłonnych decyzji, z którymi mamy do czynienia w energetyce, istotny jest plan działania. Bez tego trudno będzie zachować bezpieczeństwo energetyczne, nie będzie mowy o rozwoju krajowego biznesu, tworzeniu miejsc pracy w Polsce oraz poprawie innowacyjności.

Jak wynika z analizy – utrzymanie status quo w energetyce będzie niemożliwe, rynek wymusi zmiany. Polska powinna podjąć się dywersyfikacji źródeł wytwarzania. Nawet, jeżeli z naszych analiz wynika, że, przy obecnych perspektywach kosztów paliw i spadających kosztach niektórych technologii, różnice pomiędzy kosztami scenariuszy nie są znaczące.

Zbadaliśmy potencjał krajowych źródeł energii, możliwości zrealizowania przez Polskę zobowiązań unijnych do 2030 r. i w 2050 r. Mimo złożoności materii i trudności w prognozowaniu w perspektywie 30 lat, dołożyliśmy wszelkich starań, aby raport pokazał jak znaczące dla przyszłości Polski będą skutki podejmowanych (lub niepodejmowanych) decyzji.

Liczymy, że niniejsza analiza będzie wartościowym wkładem do dyskusji o strategii rozwoju polskiego sektora energetycznego.

Z wyrazami szacunku
dr Joanna Maćkowiak Pandera,
Prezes Forum Energii

Raport był omawiany w gronie 25 wiodących polskich specjalistów w ramach panelu ekspertów Forum Energii w kwietniu 2017 r. Staraliśmy się uwzględnić w niniejszym raporcie wszystkie uwagi.

Szczególne podziękowania dla: Wojciecha Myśleckiego, Grzegorza Wiśniewskiego, Leopolda Gabrysia, Marcina Lewensteina, Anny Żyły i Janusza Markowskiego za udział w dyskusji w czerwcu 2017 r.

¹ Polska energetyka na fali megatrendów, Deloitte, 2016 <http://forum-energii.eu/pl/tematy/polska-energetyka-na-fali-megatrendow.html>

2. Streszczenie

1. Wprowadzenie

Celem niniejszej pracy jest analiza skutków ekonomicznych, środowiskowych oraz wpływu na gospodarkę krajową, czterech scenariuszy rozwoju krajowej energetyki:

- „**Scenariusz węglowy**” - opiera się głównie na jednostkach węglowych. Zakłada budowę nowych kopalń węgla kamiennego i brunatnego. Udział OZE w 2050 wynosi 17%.
- „**Scenariusz zdywersyfikowany z energetyką jądrową**” - wprowadza zróżnicowany miks technologii energetycznych włącznie z EJ zamiast elektrowni na węgiel brunatny. Udział OZE w 2050 wynosi 38%.
- „**Scenariusz zdywersyfikowany bez energetyki jądrowej**” - jest zbliżony do poprzedniego, ale zastępuje produkcję energii w EJ zwiększoną produkcją z gazu ziemnego oraz z OZE, których udział w 2050 wynosi 50%.
- „**Scenariusz odnawialny**” - zakłada stopniowe wycofanie energetyki węglowej. Wzrasta udział produkcji energii z OZE do 73%. Jednostki kogeneracji gazowej dopełniają bilans produkcji.

Scenariusze wraz ze wspólnymi założeniami wejściowymi zostały przyjęte po inicjującej projekt debacie eksperckiej.

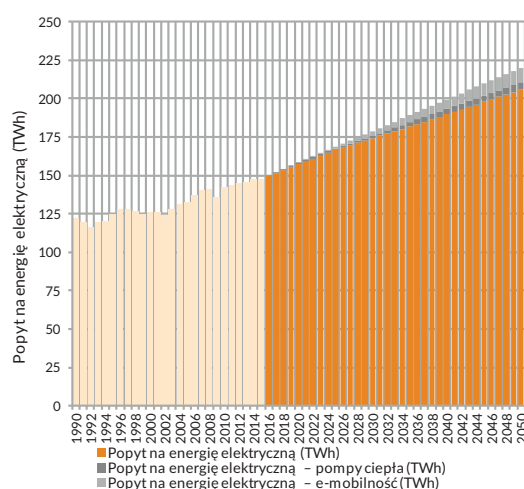
Najważniejsze wnioski

- Łączne koszty systemowe każdego z analizowanych scenariuszy są, w okresie 2016-50, podobne. Różnica nie przekracza 6%. Zamykają się w przedziale 529 - 556 mld. EUR (CAPEX i OPEX w okresie 2016–2050). Scenariusz odnawialny oznacza niższe ceny energii elektrycznej w porównaniu ze scenariuszem węglowym - od 2 do 9 EUR/MWh.
- **Poszczególne scenariusze znacznie różnią się poziomem redukcji emisji CO₂** (2050 wobec 2005 r.). Scenariusz węglowy oznacza redukcję o 7%, zdywersyfikowane od 65% do 68%, a OZE o 84%. Scenariusz odnawialny pozwoli na osiągnięcie celów redukcyjnych UE, jeżeli równolegle zostanie wdrożona polityka efektywności energetycznej.
- **Dywersyfikacja mixu energii poprawi bezpieczeństwo energetyczne.** Scenariusz odnawialny zapewnia największy poziom niezależności energetycznej (jedynie 30% importu paliw), ze względu na wykorzystanie lokalnych zasobów energii pierwotnej. W scenariuszu węglowym występuje ryzyko szybkiego wzrostu importu paliw. W 2050 r. pomiędzy 45% do 70% węgla niezbędnego do produkcji energii elektrycznej, może pochodzić z importu.

2. Założenia do analizy scenariuszowej

Zapotrzebowanie na energię i moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Zakładamy wzrost zapotrzebowania na energię na poziomie **1.4%** rocznie. W 2050 r. produkcja energii netto wyniesie ok. **220 TWh**. To wypadkowa czynników wzrostu, takich jak rozwój transportu elektrycznego i elektryfikacja ciepłownictwa oraz czynników ograniczających popyt: poprawy efektywności energetycznej, rozwoju budownictwa pasywnego i zmian demograficznych w Polsce.



Rys. 1 Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną (bez energii na potrzeby własne potrzeby elektrowni, ze stratami sieciowymi)

Rosnącemu zapotrzebowaniu na energię będzie towarzyszył wzrost zapotrzebowania na moc szczytową (od 25 GWe obecnie do ok. **40 GWe** w 2050). Szczytowe zapotrzebowanie na moc w okresach zimowych będzie wzrastało szybciej (rok do roku) niż w okresach letnich, ze względu na wykorzystanie energii elektrycznej na cele grzewcze.

Scenariusze rozwoju krajowej energetyki

Przyjęte cztery scenariusze przebudowy krajowej bazy wytwórczej różnią się zróżnicowaniem technologii oraz udziałem produkcji energii ze źródeł odnawialnych (tab.1 i rys. 2)

Tabela 1 Moce zainstalowane w KSE

Moce zainstalowane w grupach jednostek wytwórczych (GWe)	Scenariusz węglowy		Scenariusz zdywersyfikowany z EJ		Scenariusz zdywersyfikowany bez EJ		Scenariusz odnawialny	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe
Elektrownie jądrowe	0,0	0,0	1,5	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrownie węglowe	25,3	22,6	19,1	6,7	18,4	5,5	18,4	0,0
CHP węglowe	7,3	5,9	4,4	2,8	4,4	2,8	4,0	0,0
CHP, CCGT i GT gazowe	3,4	11,5	6,9	19,3	7,6	26,1	9,7	30,0
OZE	13,1	15,3	18,8	37,0	20,8	47,7	28,8	68,6
Rezerwa zimna w jedn. węglowych	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,4	4,5
Rezerwa w jednostkach gazowych	0,0	3,8	2,0	5,5	3,5	6,5	0,7	5,1
Razem	50	60	54	78	56	90	63	108

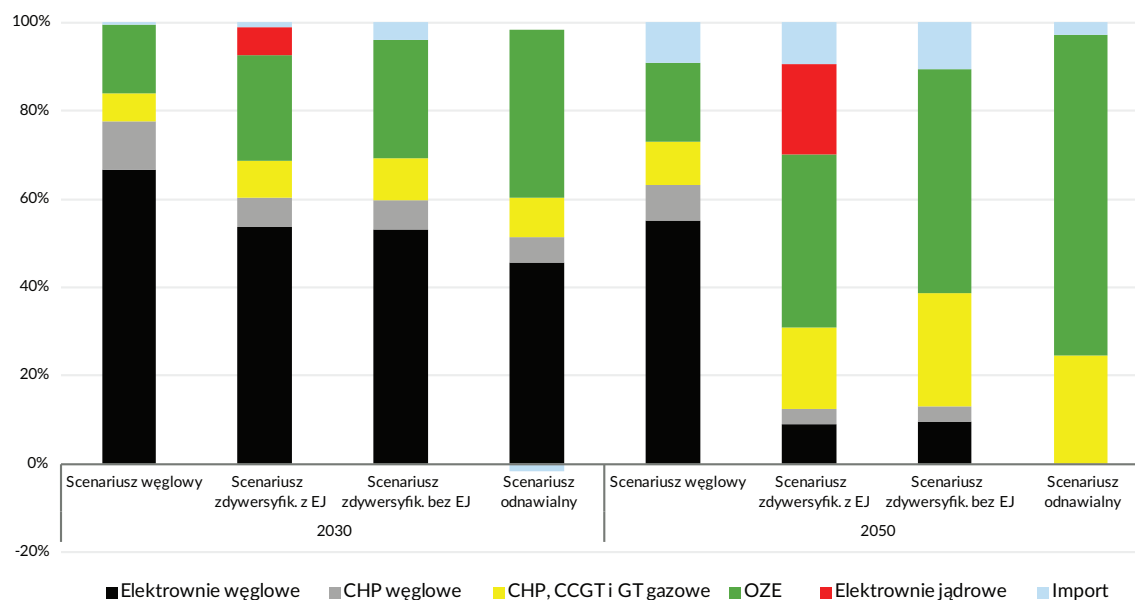
Przyjęte założenie 9% poziomu mocy rezerwowych w kraju, wymusza konieczność budowy jednostek, których udział w krajowej produkcji energii jest minimalny lub wręcz zerowy. Rozwiązanie tego problemu przyniosłaby transgraniczna koordynacja utrzymywania wymaganych poziomów rezerw, poprzez podział kosztów pomiędzy wszystkie zaangażowane kraje.

Modernizacja wybranych elektrowni na węgiel kamienny (wraz z ukończeniem obecnie realizowanych inwestycji energetycznych), poprawa efektywności energetycznej oraz wykorzystanie potencjału rozwoju kogeneracji pozwolą na ok. 10-cio letnią przerwę w budowie nowych jednostek wytwórczych w scenariuszu węglowym. Po tym okresie wycofywanie zdekapitalizowanych jednostek wymusi nowe inwestycje.

Przyjęte założenie 9% poziomu mocy rezerwowych w kraju, wymusza konieczność budowy jednostek, których udział w krajowej produkcji energii jest minimalny lub wręcz zerowy. Rozwiązanie tego problemu przyniosłaby transgraniczna koordynacja utrzymywania wymaganych poziomów rezerw, poprzez podział kosztów pomiędzy wszystkie zaangażowane kraje.

6

Udział produkcji poszczególnych technologii wytwórczych



Rys. 2 Udział produkcji krajowej i importu w pokryciu krajowego popytu na energię w perspektywach 2030 i 2050.

Energia jądrowa

Przyjęliśmy dość ostrożne założenia dotyczące nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni jądrowych w Polsce (5 mln. EUR/MWe). Istnieje duże prawdopodobieństwo wzrostu kosztów powyżej zakładanych. We wszystkich krajach europejskich ujawniają się ryzyka związane z terminowym ukończeniem bu-

dowy, utrzymaniem kosztów projektowych na zaplanowanym poziomie, czy pozyskaniem finansowania inwestycji na korzystnych warunkach. W konsekwencji wyniki ekonomiczne tych inwestycji są zdecydowanie gorsze od zakładanych.

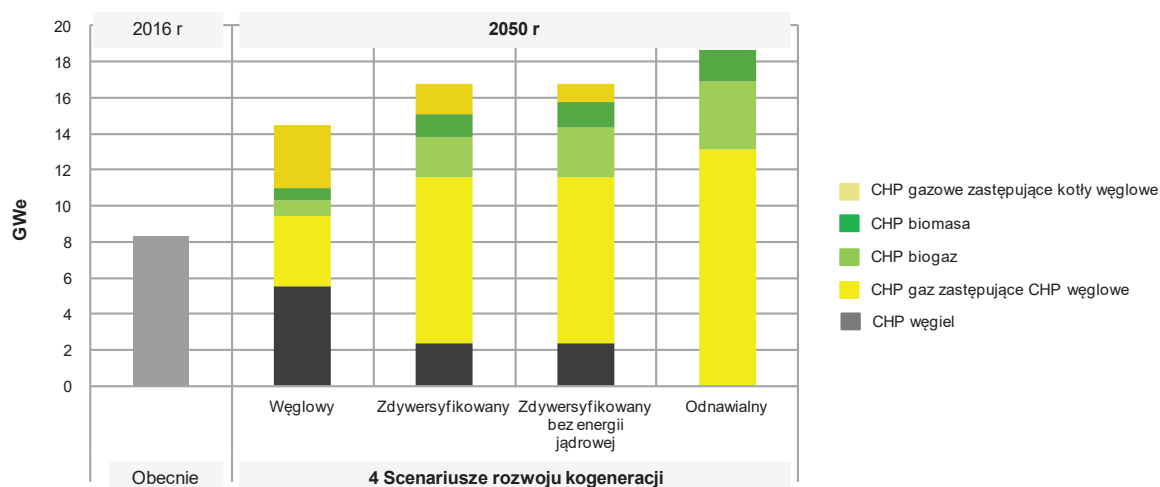
Wykonana analiza opłacalności inwestycji wskazuje ponadto, że po roku 2040 elektrownie jądrowe przestają być konkurencyj-

ne wobec farm wiatrowych i fotowoltaiki, przy założeniu nawet bardzo umiarkowanych spadków cen energii ze źródeł odnawialnych.

Strategia rozwoju kogeneracji

W ramach poszczególnych scenariuszy przyjęto odmienny poziom mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrociepłowniach. Największy poziom mocy założono w scenariuszu OZE, przyjmując możliwość wykorzystania potencjału rozwoju kogeneracji w ciepłowniach węglowych i elektrociepłowniach, które do roku

2030 planują wymianę zdekapitalizowanych jednostek o mocy ok. 1800 MWe. W scenariuszu odnawialnym moc elektryczna elektrociepłowni wynosi około 19 GWe, co stanowi prawie połowę mocy szczytowej (drugą połowę mocy zapewniają elektrownie gazowe - CCGT). Przewiduje się, że jednostki kogeneracyjne w elektrociepłowniach będą pracowały zgodnie z potrzebami rynku energii elektrycznej, a nie ciepła, w związku z czym niezbędne będzie dostosowanie techniczne zakładów do nowych zasad pracy.

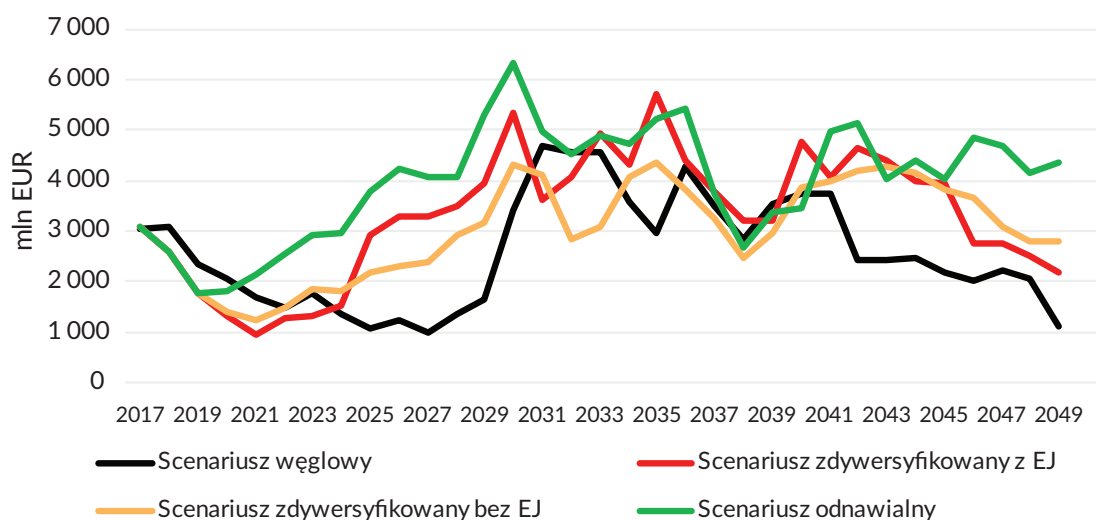


Rys. 3 Zainstalowana moc elektryczna jednostek kogeneracyjnych obecnie i 2050

Integracja KSE z sektorami ciepłownictwa oraz transportu elektrycznego (akumulacja energii) wspólnie z zarządzaniem stroną popytową (DSR) mogą obniżyć koszty rezerwowania mocy szczytowych. Szczególnie duży potencjał tkwi w istniejących systemach ciepłowniczych, które mogą być zarówno odbiorcami jak i dostawcami energii elektrycznej. Zważywszy na dużą moc systemów ciepłowniczych ich wpływ na stabilizację pracy KSE może być znaczący.

Roczne wydatki inwestycyjne

Kolejne scenariusze (od węglowego, przez zdywersyfikowane do OZE) cechuje coraz wyższy CAPEX przy coraz niższych kosztach produkcji (OPEX). Scenariusz węglowy (rys.4) zakłada modernizację części bazy wytwórczej, wydłużającej żywotność istniejących jednostek. Od roku 2030 pojawia się jednak konieczność intensywnego odtwarzania majątku.

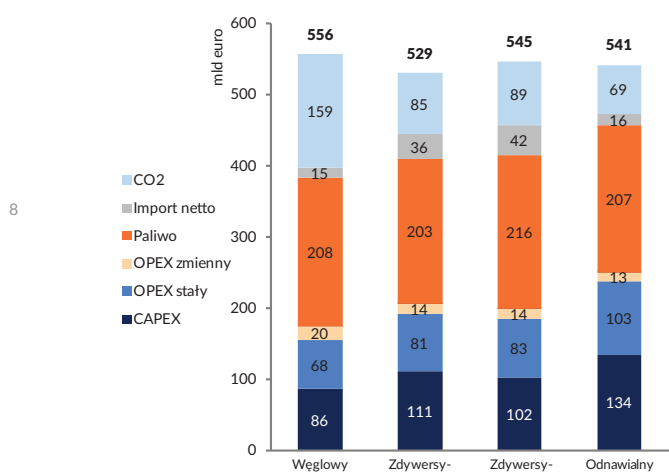


Rys. 4 Roczne nakłady inwestycyjne w krajowej energetyce

3. Koszt wytwarzania ponoszony przez odbiorcę energii

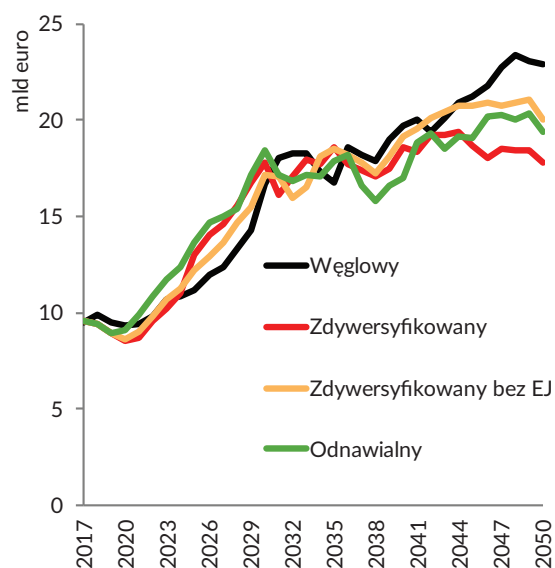
Sumaryczny koszt łączny

Koszt łączny jest sumą kosztów OPEX i CAPEX, kosztów paliwa oraz kosztów uprawnień do emisji CO₂, związanych z produkcją energii. Rysunek 5 przedstawia koszty, które będą musieli ponieść odbiorcy w okresie od 2016 do 2050 r. Poziom kosztów w poszczególnych scenariuszach jest bardzo zbliżony, zmienia się jednak rozkład elementów składowych. Scenariusz węglowy charakteryzuje się najniższym poziomem wydatków inwestycyjnych, ale jednocześnie wysokimi kosztami paliw, ryzykiem regulacyjnym i najwyższymi kosztami środowiskowymi. Scenariusze zdywersyfikowane z kolei mają najwyższy składnik kosztu importu energii elektrycznej, będący konsekwencją specyfiki zastosowanego miks jednostek wytwórczych i wynikowej hurtowej ceny energii elektrycznej.



Rys. 5 Łączne koszty wytwarzania energii 2016-2050

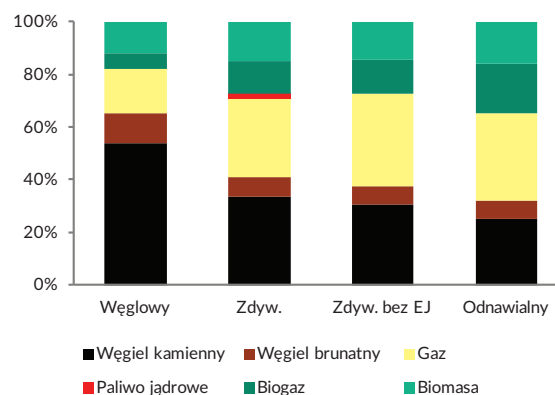
Oprócz kosztu sumarycznego poniesionego w całym okresie, ważna jest też analiza trendu zmian kosztów rocznych (rys.6). Analiza ta wskazuje, że po roku 2030 scenariusz węglowy jest droższy wobec pozostałych ze względu wydatki CAPEX związane z koniecznością intensywnej budowy nowych mocy, oraz na koszty środowiskowe (głównie koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz dodatkowy koszt CAPEX i OPEX wynikający z konkluzji BAT).



Rys. 6 Roczne koszty produkcji energii

Koszty paliwa

Jak widać na rys.5 koszty paliwa w okresie 2016-2050 są podobne. Natomiast zmienia się ich struktura (rys.7), zmniejsza się udział kosztu węgla na rzecz gazu oraz paliw biodegradowalnych. W scenariuszu odnawialnym gaz wykorzystywany jest w dwóch celach: około połowa do produkcji ciepła i prądu, a reszta do bilansowania zmiennych OZE.



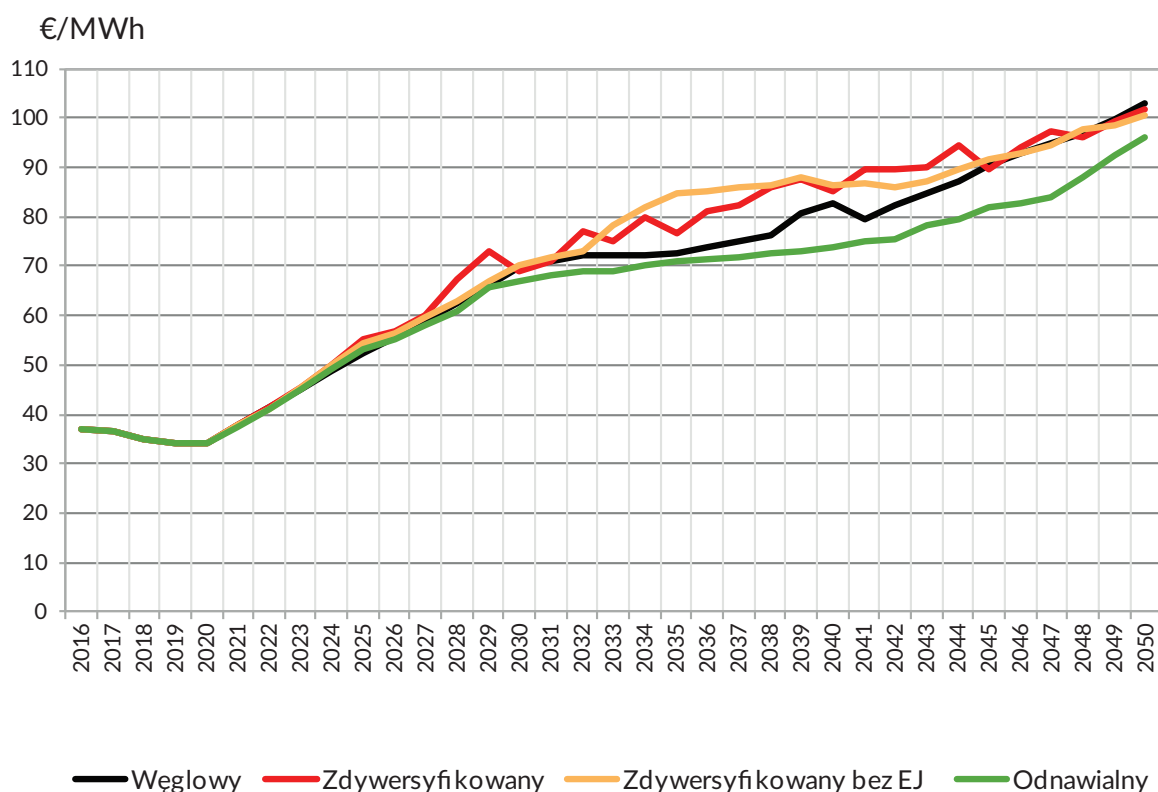
Rys. 7 Struktura kosztów paliw w okresie 2016 - 2050 r.

Cena energii

W odróżnieniu od łącznych kosztów wytwarzania, w skład których wchodzi elementy kapitałowe, hurtowa cena energii jest pochodną przede wszystkim kosztów zmiennych, czyli cen paliw i CO₂. Rysunek 8 przedstawia średnioroczne ceny hurtowe do 2050 r. Scenariusz odnawialny, dzięki dużemu udziałowi OZE o niskim (zerowym) koszcie zmiennym zapewnia najniższy poziom cen w perspektywie średnio i długoterminowej. Ta cecha scenariusza odnawialnego powoduje, że generuje on również najniższe potrzeby importu energii do Polski z sąsiednich rynków. Wykonana dodatkowa analiza wrażliwości zakładająca zerową moc połączeń transgranicznych, wykazała wzrost cen

energii elektrycznej, w zależności od scenariusza, w przedziale 5 – 10 EUR/MWh. Należy jednak zaznaczyć, że ceny surowców energetycznych w przyszłości mogą ulegać znaczącym wahaniom. Ponadto skutecznie przeprowadzony proces liberalizacji

rynku gazu, może obniżyć ceny tego surowca, co wpłynie na poziom hurtowych cen energii elektrycznej, ponieważ jednostki gazowe najczęściej są jednostkami ustanawiającymi cenę rynkową.



Rys.8 Hurtowe ceny energii elektrycznej

Wpływ hurtowych cen na saldo wymiany międzynarodowej

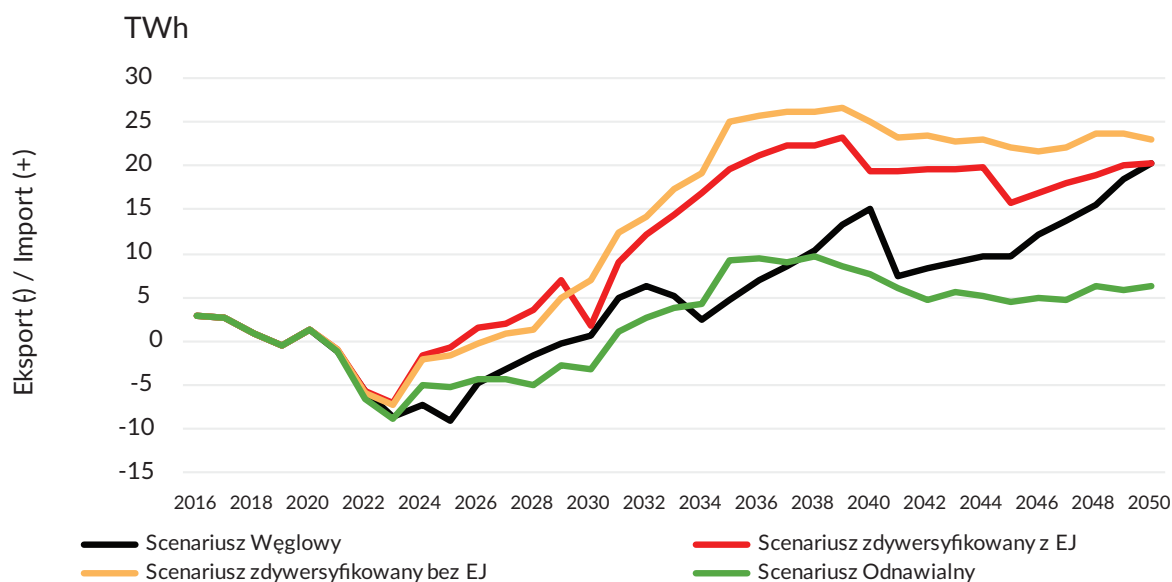
W związku z planowanym ograniczaniem produkcji bazującej na węglu oraz wyłączeniem elektrowni jądrowych w Niemczech w 2022 r., skutkującymi koniecznością zwiększonego wykorzystania jednostek gazowych, przewiduje się wzrost hurtowych cen energii na rynku niemieckim. W konsekwencji do roku 2030 wzrasta eksport energii z Polski (rys.9).

Wraz z dalszym wzrostem, od początku lat 30-tych, produkcji energii z OZE w sąsiednich krajach, szczególnie w Niemczech, Polska staje się importerem netto energii elektrycznej.

Scenariusz odnawialny wykazuje się najniższymi potrzebami importowymi, ze względu na duży udział jednostek OZE o ni-

skich kosztach produkcji, skutecznie obniżających hurtową cenę energii. Niewielkie potrzeby importowe w tym scenariuszu wynikają z nieco wyższego kosztu rezerwowania mocy w jednostkach gazowych w Polsce (ze względu na założenie wyższej ceny gazu w Polsce niż na rynku europejskim).

W związku z dużym udziałem elektrowni gazowych w wariantach zdywersyfikowanych wzrasta hurtowa cena energii w Polsce. Powoduje to wzrost importu tańszej energii z rynków sąsiednich, na których pojawia się coraz więcej jednostek OZE o „zerowych” kosztach zmiennych.

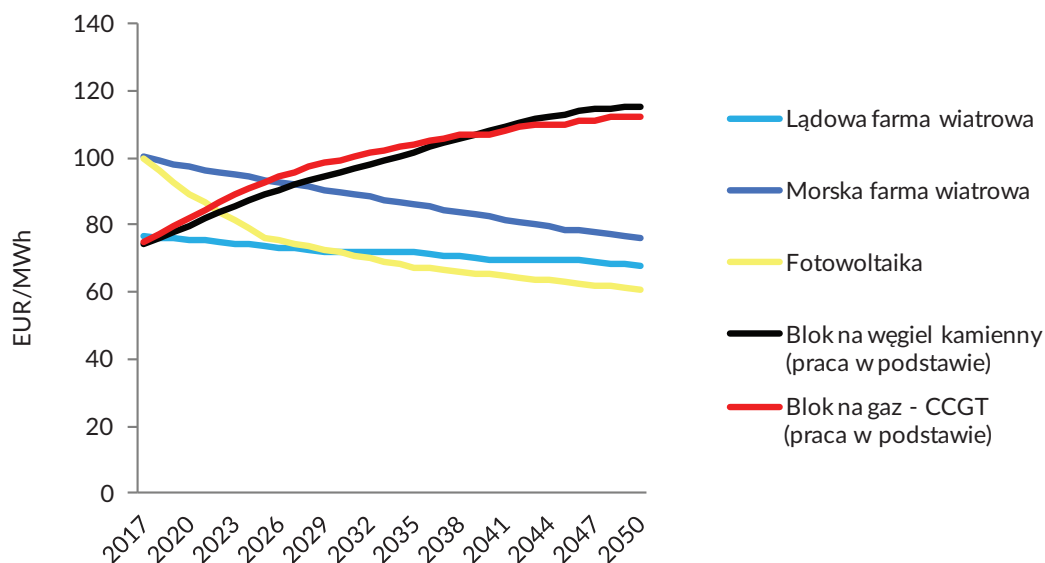


Rys. 9 Krajowy bilans wymiany handlowej (eksport [-] / import [-])

Ryzyko nieodzyskania zainwestowanego kapitału

Hurtowa cena energii jest ceną chwilowej równowagi pomiędzy popytem na energię i jej podażą. Cenę tę wyznaczają tzw. krótkoterminowe krańcowe koszty zmienne jednostki produkującej energię. Cena ta zazwyczaj nie odzwierciedla poziomu, który byłby gwarantem pokrycia nie tylko kosztów produkcji, ale także nakładów inwestycyjnych i kosztów kapitałowych.

Wyznacznikiem ceny energii, która zapewnia pokrycie wszystkich kosztów poniesionych przez inwestora jest tzw. LCOE (Levelised Cost of Electricity). Wykres na rysunku 10 pokazuje jak będą ewoluowały LCOE wraz ze zmianą w kolejnych latach kosztów CAPEX/OPEX.



Rys.10 LCOE zmiennych OZE oraz elektrowni węglowej pracującej w podstawie obciążenia (r=7%)

LCOE jest miarą atrakcyjności rynkowej poszczególnych technologii z perspektywy podmiotu decydującego się na budowę jednostki wytwórczej. Jak widać z wykresu, w perspektywie roku 2030 wszystkie kluczowe technologie niskoemisyjne staną się bardziej rentowne niż elektrownie na węgiel kamienny i bru-

natny. Farmy wiatrowe na lądzie i fotowoltaika osiągną próg rentowności o wiele szybciej niż jednostki węglowe. W 2050 roku elektrownie na węgiel kamienny, nawet te pracujące w podstawie systemu, będą dostarczały energię o około 50% drożej (w przeliczeniu na MWh) niż farmy wiatrowe i fotowoltaika. Bu-

dowa elektrowni węglowych, z nastawieniem na pracę w podstawie obciążenia, jest ryzykowna z ekonomicznego punktu widzenia. Wzrost udziału zmiennych OZE przyniesie konieczność zmniejszenia czasu ich pracy.

Bardzo duży wpływ na oczekiwaną cenę energii ma koszt kapitału. Wyliczenia LCOE dla elektrowni jądrowej czy morskiej farmy wiatrowej dla roku 2030 wskazują, że zmiana kosztu kapitału o 3% powoduje w konsekwencji zmianę LCOE o 15-20%. Tyle kosztuje odbiorcę energii niepewność inwestycyjna będąca konsekwencją braku stabilności regulacyjnej. W stabilnym otoczeniu gospodarczym i prawnym koszt kapitału maleje, co przekłada się na oszczędności dla konsumentów energii.

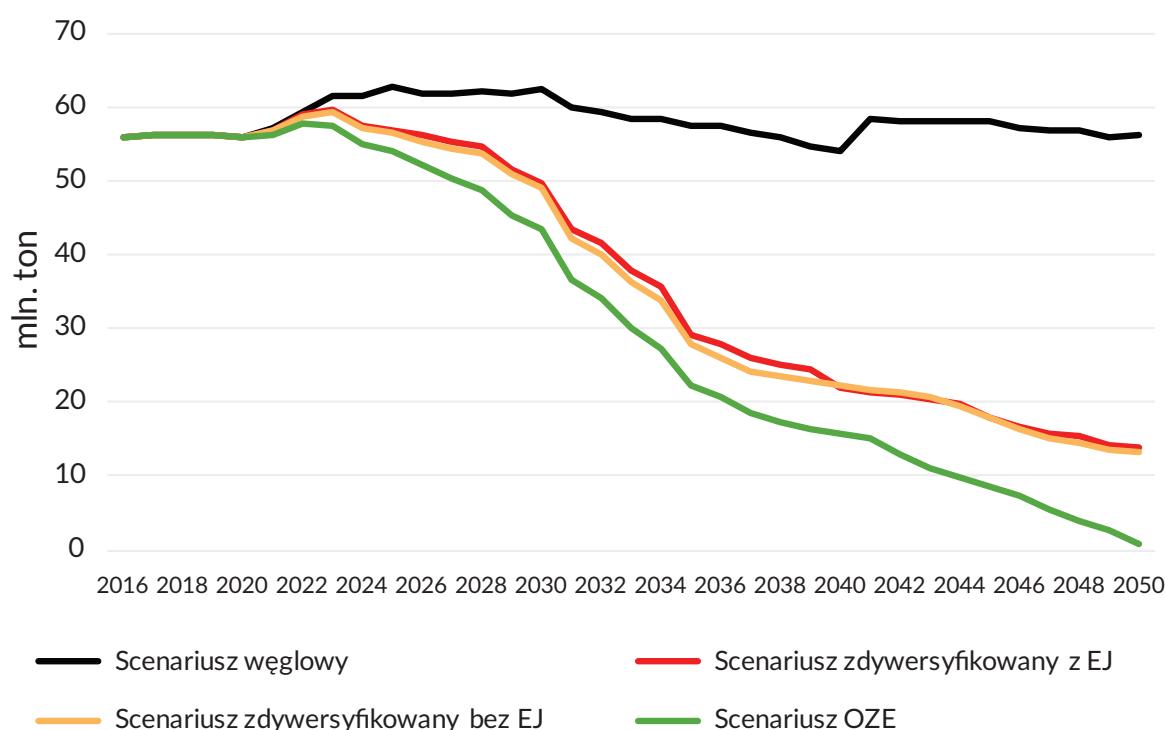
4. Bezpieczeństwo energetyczne i zależność od importu paliw

Bezpieczeństwo energetyczne można zdefiniować jako zdolność do niezawodnego dostarczania energii w akceptowalnej

cenie przy swobodnym dostępie do niezbędnych surowców energetycznych.

Popyt na węgiel

Rysunek 11 przedstawia łączne zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny w różnych scenariuszach (przeliczone na węgiel o wartości opałowej $W_u = 23 \text{ GJ/t}$). Scenariusz węglowy charakteryzuje się stałym zapotrzebowaniem na węgiel, podczas gdy pozostałe scenariusze stopniowo zmniejszają popyt aż do praktycznie całkowitego wygaszenia w roku 2050 w scenariuszu odnawialnym. W scenariuszach zdywersyfikowanych w roku 2050 popyt na węgiel pochodzi ze strony obecnie budowanych w kraju bloków energetycznych.



11

Rys. 11 łączny popyt energetyki na węgiel kamienny i brunatny (w przeliczeniu na węgiel $W_u = 23 \text{ GJ/t}$)

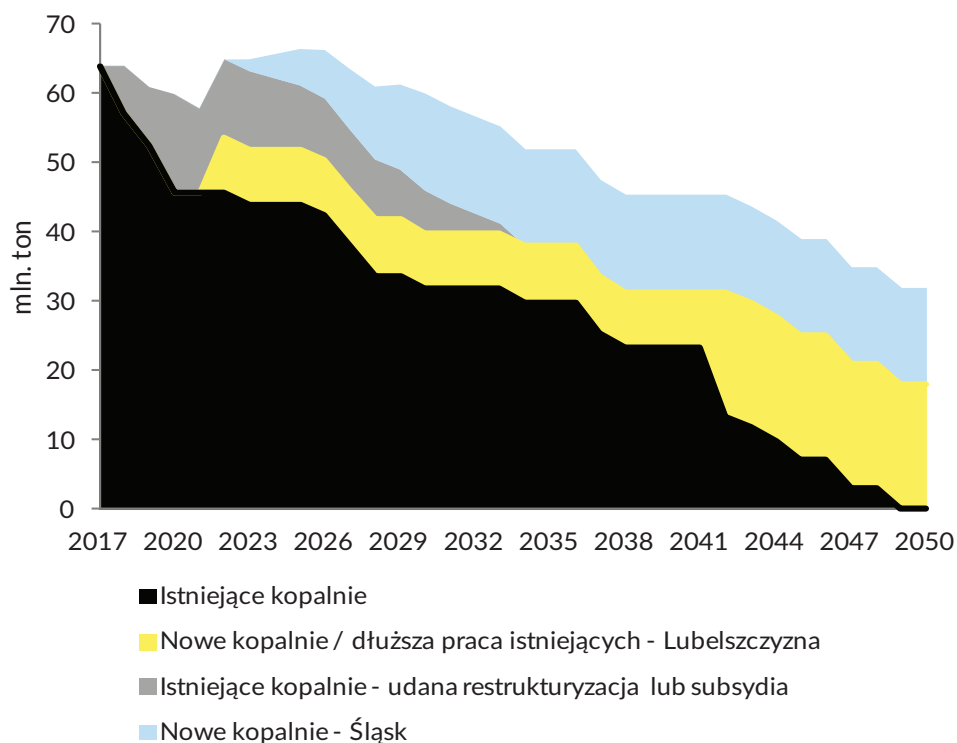
Podaż węgla kamiennego w Polsce

Biorąc pod uwagę takie czynniki jak:

- uwarunkowania geologiczne i coraz trudniejszą dostępność złóż węgla kamiennego,
- konieczność modernizacji istniejących kopalń w celu poprawy ich konkurencyjności,
- brak nowych kadr w górnictwie ze względu na rozwój alternatywnych gałęzi przemysłu i usług,
- rosnący sprzeciw społeczny wobec budowy nowych kopalń,

można stwierdzić, że podaż krajowego węgla będzie sukcesywnie spadała (rys.12).

W wyniku przeprowadzonej analizy stwierdziliśmy, że produkcja węgla w istniejących kopalniach zostanie wygaszona w 2050 roku. Jedynie nowe kopalnie na Śląsku oraz, co bardziej prawdopodobne, w Lubelskiem, pokryją część zapotrzebowania krajowej energetyki. Do 2050 r. górnictwo węgla kamiennego w Polsce nie utrzyma przewagi konkurencyjnej na rynku krajowym, nawet przy założeniu, że jego wydajność znacząco wzrośnie.



Rys. 12 Prognoza krajowego wydobycia węgla kamiennego

12

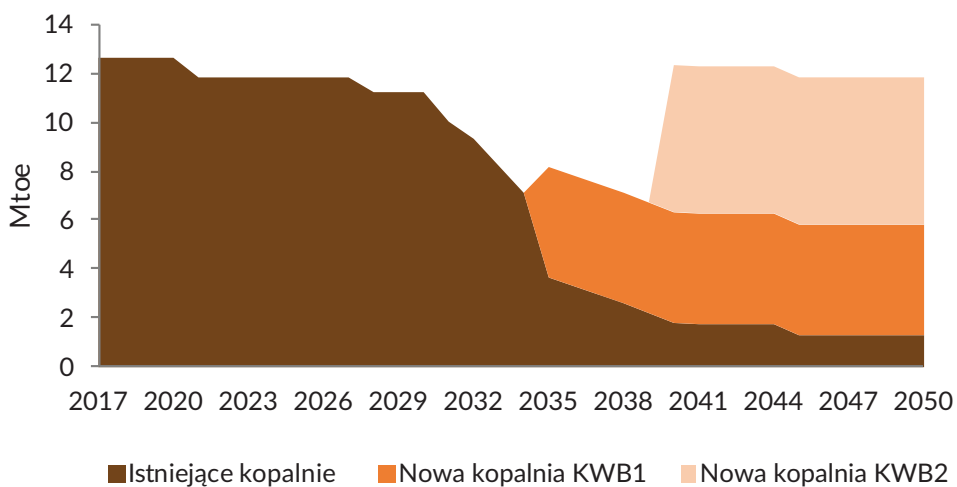
Podaż węgla brunatnego w Polsce

Biorąc pod uwagę takie czynniki jak:

- wysokie nakłady na budowę kopalni odkrywkowej wraz z współpracującą elektrownią o mocy 3 GWe (około 20 miliardów PLN),
- wymóg pracy elektrowni w podstawie obciążenia przez ok 20 lat, aby pokryć wysokie koszty kapitałowe kopalni i elektrowni,
- coraz niższą konkurencyjność energii elektrycznej produkowanej z węgla brunatnego, ze względu na rosnące koszty środowiskowe,

- opór społeczny przeciw budowie nowych kopalń odkrywkowych,

należy przypuszczać, że szanse na powstanie kopalń węgla brunatnego wraz z elektrowniami w nowych lokalizacjach są znikome. Podaż tego surowca zacznie drastycznie spadać od początku lat 30-tych ze względu na wyczerpywanie się obecnie eksploatowanych złóż. Na rysunku 13 przedstawiliśmy prognozowaną podaż węgla brunatnego z istniejących złóż oraz potencjalną z nowych odkrywek.



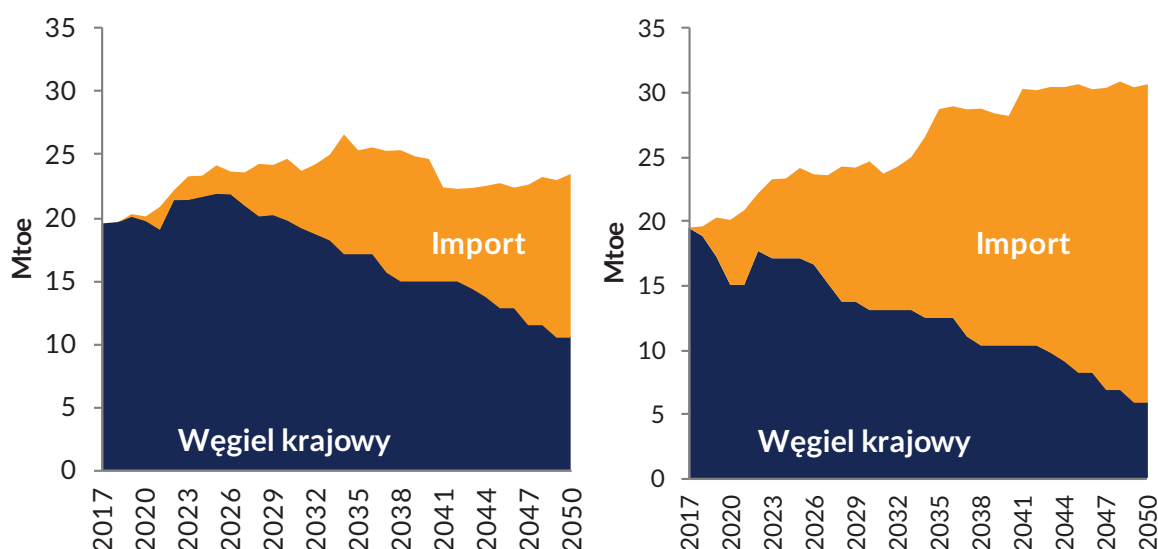
Rys. 13. Prognoza wydobycia węgla brunatnego w Polsce

W niniejszej pracy założyliśmy dwie opcje krajowej polityki węglowej:

1. Intensywne inwestowanie w rozwój górnictwa poprzez budowę kopalń węgla brunatnego i kamiennego.
2. Umiarkowane inwestowanie poprzez budowę kopalni w Lubelskiem, to jest w terenie w którym są lepsze warunki

geologiczne oraz wyższa akceptacja społeczna dla tego typu inwestycji.

Porównanie potrzeb krajowej energetyki na węgiel z prognozowaną podażą wskazuje, że w scenariuszu węglowym jedynie import pozwoli zbilansować popyt. W pierwszej opcji import węgla kamiennego wyniesie około 12 Mtoe w 2050 roku. W drugiej opcji import wzrośnie do 23 Mtoe (rys 14).



Rys. 14 Scenariusz węglowy – zapotrzebowanie na węgiel.

Wykres z lewej strony: Opcja 1 - budowa wszystkich zaplanowanych kopalń

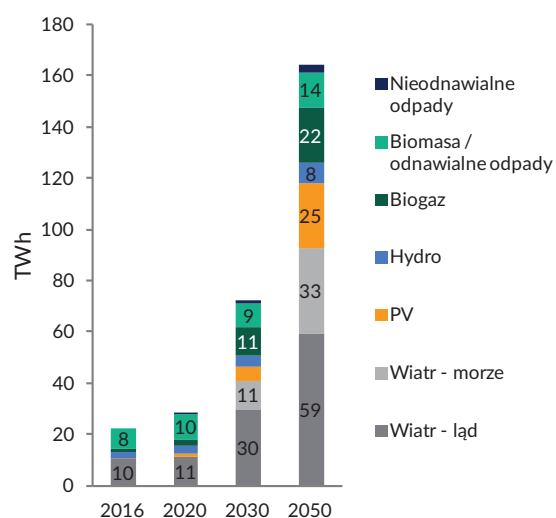
Wykres z prawej strony: Opcja 2 - budowa tylko kopalni w Lubelskiem

W przypadku pozostałych scenariuszy występuje zrównoważenie krajowej podaży węgla z popytem energetyki, ze względu na dywersyfikację mixu wytwórczego i rosnący udział OZE.

Potencjał OZE

Wykres na rys. 15 przedstawia wielkości produkcji w poszczególnych kategoriach OZE oraz moce zainstalowane w 2030

i 2050, które zostały przyjęte w scenariuszu odnawialnym. W konsultacji z ekspertami, przeanalizowaliśmy realnie dostępny potencjał energii ze źródeł odnawialnych oraz możliwości budowy instalacji w perspektywie do roku 2030 i 2050.



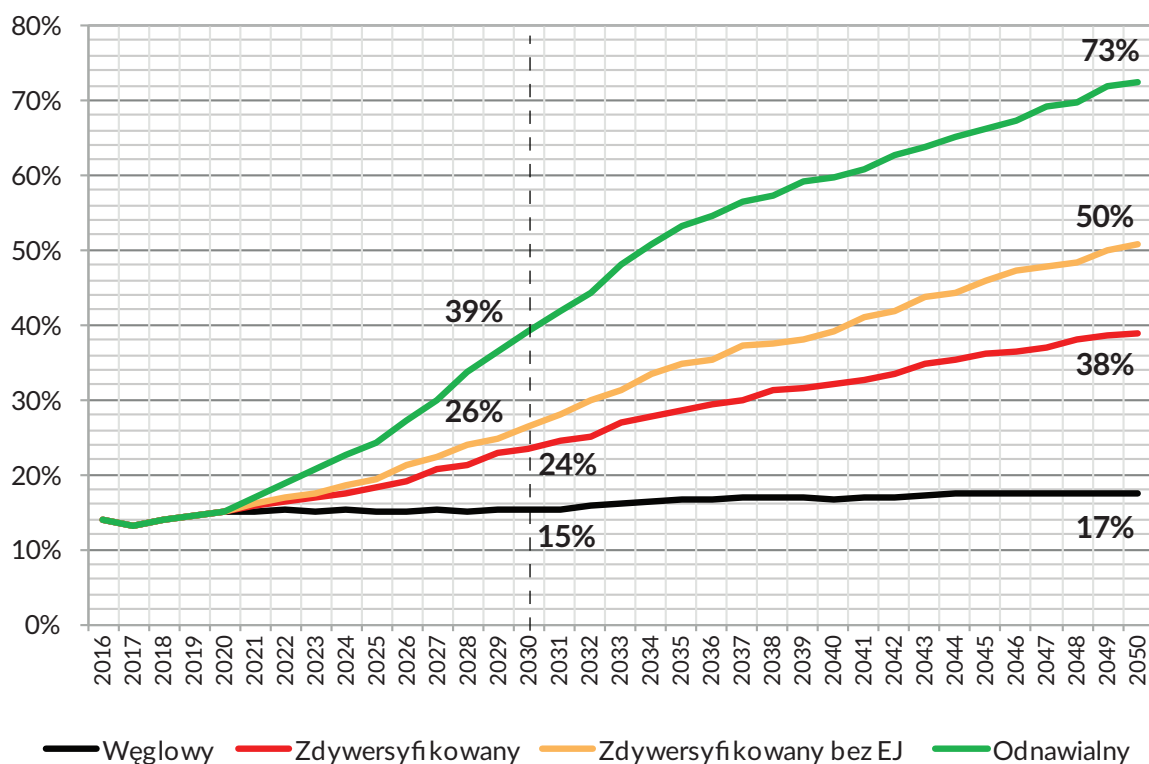
Moce zainstalowane (GWe)

	2030	2050
Odpady	0.2	0.5
Biomasa	2	3
Biogaz	2	4
Hydro	1.5	2
Fotowoltaika	5	24
Wiatr- morze	3	9
Wiatr- ląd	14	25

Rys. 15 Scenariusz OZE – produkcja energii oraz moce zainstalowane

Dzięki wykorzystaniu krajowego potencjału energii odnawialnej w roku 2050 zostanie wyprodukowane 160 TWh energii elektrycznej, czyli około 73% krajowego zapotrzebowania (rys.16). Pozostałe 27% energii zostanie wyprodukowane po połowie

w jednostkach gazowych zasilających jednocześnie systemy ciepłownicze oraz w jednostkach przeznaczonych do bilansowania systemu energetycznego.

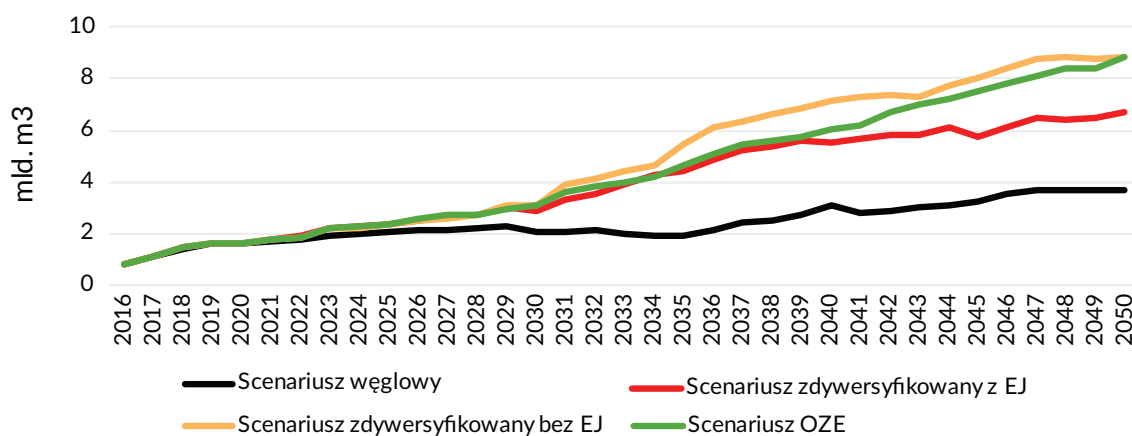


Rys.16 Udział produkcji energii z OZE w krajowym zużyciu energii

Źródła odnawialne zmniejszają negatywny wpływ energetyki na środowisko i klimat, a także poprawiają bezpieczeństwo energetycznego dzięki wykorzystaniu lokalnych zasobów energii pierwotnej. Wzrost produkcji w zmiennych OZE stanowi również wyzwanie dla całego systemu energetycznego. Zwiększenie dynamiki fluktuacji obciążenia w systemie energetycznym wymusza elastyczne reagowanie całego systemu (wytwórcy – przesył / dystrybucja - odbiorcy). Wzrost udziału OZE wymaga zatem poprawy elastyczności poprzez działania dostosowawcze w obszarze wytwarzania i reorganizację rynku energii.

Rozwój zmiennych OZE a uzależnienie energetyki od importu gazu

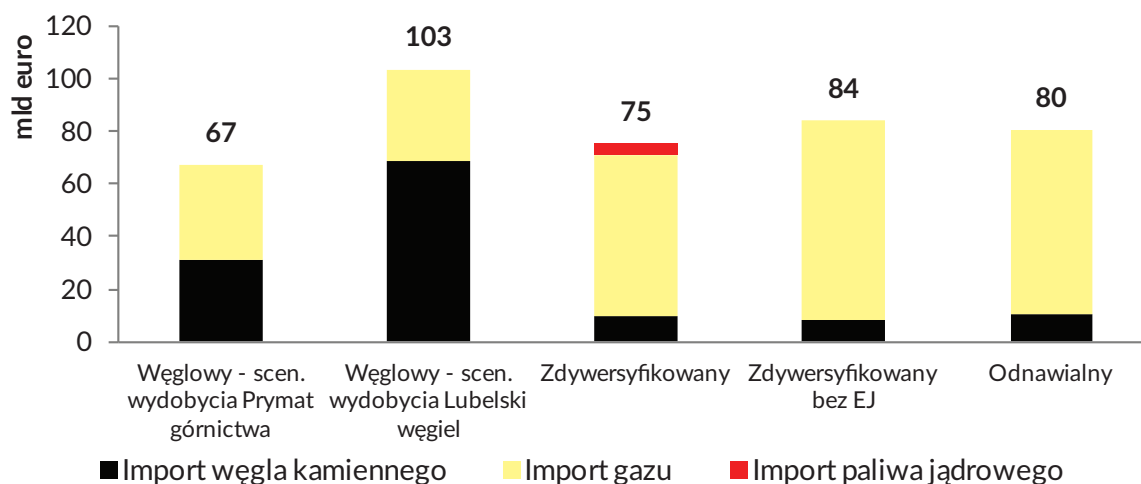
W scenariuszu opartym na OZE dodatkowe zapotrzebowanie na gaz w stosunku do scenariusza węglowego wzrośnie o ok. 5 mld m³ w 2050 roku (rys.17). Jest to w przybliżeniu równe obecnej zdolności importowej terminalu LNG w Świnoujściu. Należy podkreślić, że część zwiększonego popytu na gaz będzie konsekwencją nieuchronnej transformacji sektora ciepłownictwa, wymuszonej zaostrzającymi się przepisami środowiskowymi. W scenariuszu odnawialnym gaz wykorzystywany jest w dwóch celach, pierwszy to rezerwowanie źródeł zmiennych OZE, a drugi to produkcja energii elektrycznej i ciepłej w kogeneracji.



Rys. 17 Zapotrzebowanie na gaz w scenariuszach

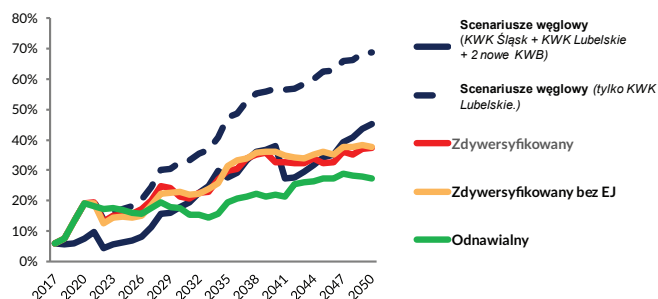
Pełny obraz bezpieczeństwa dostaw energii wymaga oceny kosztu importu paliw w okresie 2016-2050 w analizowanych scenariuszach. Przy sukcesie budowy kopalń węgla kamiennego i brunatnego w scenariuszu węglowym uzyskuje się najniższy poziom kosztu importu paliw. Jeśli jednak program rozbudowy

krajowego górnictwa zakończy się jedynie na budowie kopalni w Lubelskiem, to koszt importu paliw w scenariuszu węglowym będzie zdecydowanie większy niż pozostałych scenariuszach (rys.18).



Rys. 18 Koszt importu paliw w okresie 2016 - 2050

Zależność krajowego sektora elektroenergetycznego od importu paliw



Rys.19 Energia elektryczna produkowana z paliw importowanych (z uwzględnieniem importu energii netto) w odniesieniu do popytu na energię w Polsce

W scenariuszu węglowym udział energii elektrycznej produkowanej z paliw importowanych wynosi pomiędzy 45% a 70%, w zależności od skuteczności realizacji polityki budowy nowych kopalń.

Natomiast scenariusz odnawialny pozwala na zmniejszenie zależności od importu paliw do ok.30%, dzięki wykorzystaniu lokalnej energii OZE, której zasoby krajowe są wystarczające by zaspokoić praktycznie całość popytu na energię elektryczną.

Dyweryfikacja bazy wytwórczej, rozproszenie źródeł wytwarzania oraz maksymalizacja wykorzystania zasobów OZE przekłada się na:

- zwiększenie niezależności importowej sektora energii,
- większą odporność na zakłócenia pracy systemu przesyłu (rozproszenie jednostek wytwórczych),
- możliwość poprawy efektywności wykorzystania paliw dzięki wzrostowi produkcji energii w jednostkach kogeneracji,
- aktywizację zawodową dzięki rozwojowi lokalnych klastrów energetycznych.

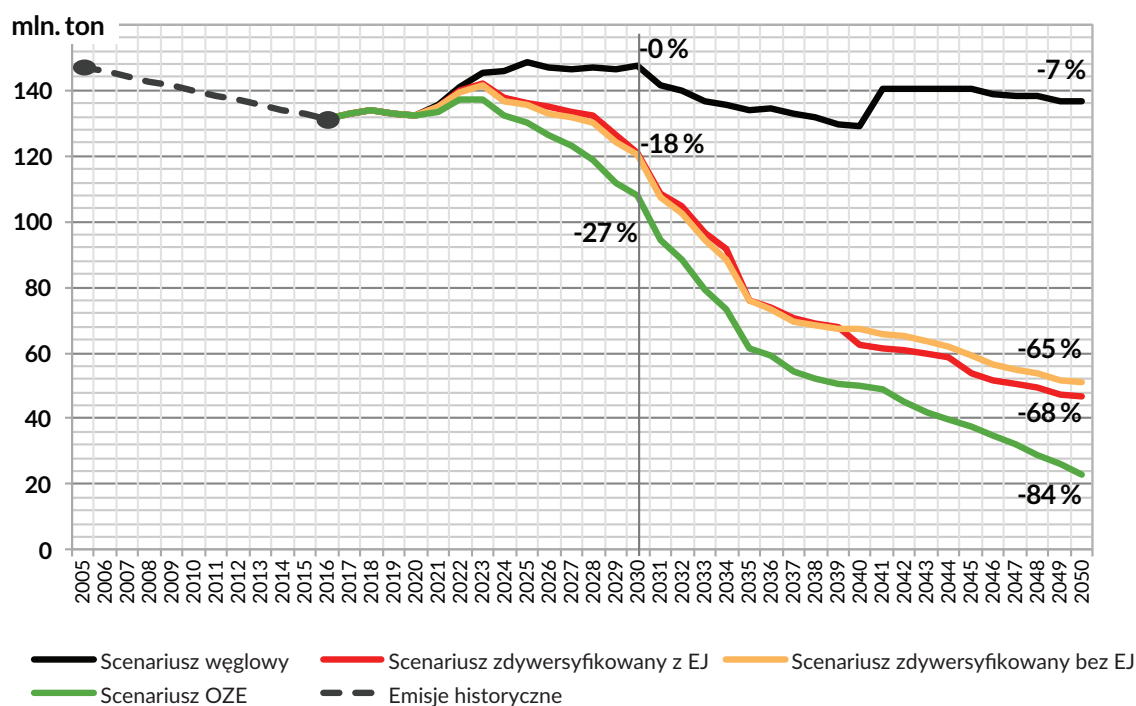
5. Ograniczenie wpływu sektora energii na klimat i środowisko

Cele UE w zakresie redukcji CO₂

Scenariusze odmiennie wpisują się w europejską politykę klimatyczną (rys. 20). Jedynie scenariusze zdywersyfikowane i OZE dają szansę na spełnienie celów redukcji emisji UE. Scenariusz węglowy w roku 2050 to zaledwie 7% redukcji w stosunku do roku 2005. Wzrost emisji we wszystkich scenariuszach na początku lat 20-tych jest konsekwencją zwiększonego eksportu energii z Polski i przyjętej zasady, że emisje (zanieczyszczenia) pozostają w kraju emitenta. Szczególnie wyraźny wzrost emisji występuje w scenariuszu węglowym, ponieważ dodatkowa produkcja na eksport realizowana jest w jednostkach węglowych. Scenariusz odnawialny, pomimo podobnego eksportu energii, nie odnotowuje tak dużego wzrostu dzięki wykorzystaniu źródeł niskoemisyjnych.

Analiza wrażliwości wykazuje, że brak węgla brunatnego w przyszłym miksie energetycznym może zmniejszyć koszty systemu o około 1,5%, głównie dzięki oszczędności na kosztach emisji CO₂.

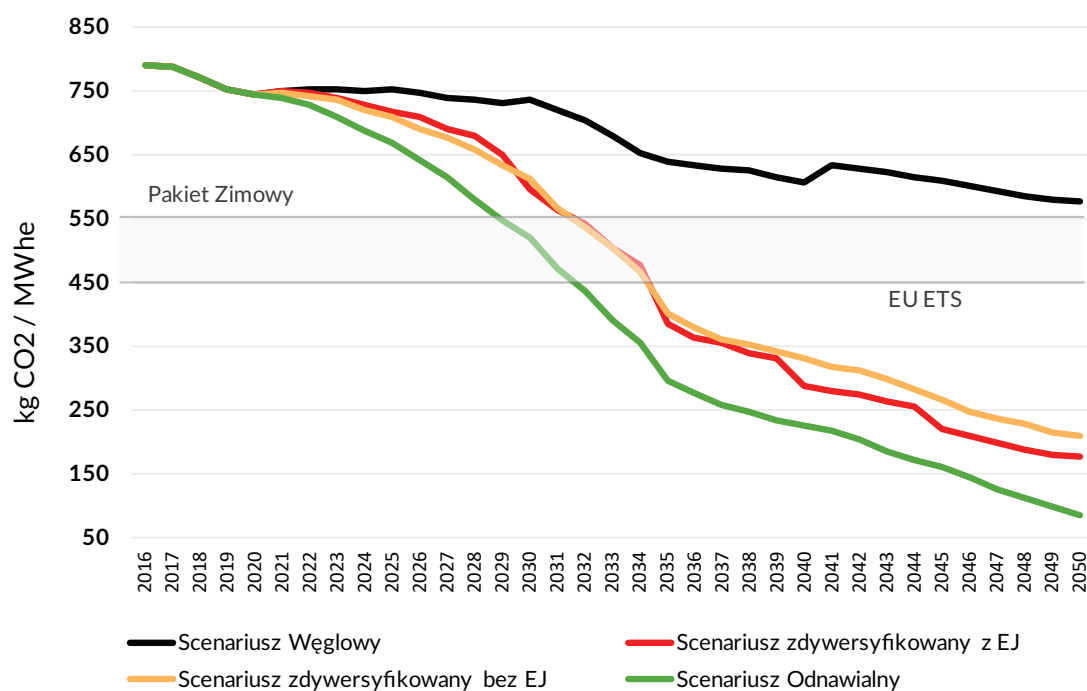
16



Rys. 20 Emisja CO₂ w poszczególnych scenariuszach i redukcja vs 2005 r.

Krajowa energetyka może osiągnąć limity wyznaczonych przez Pakiet Zimowy i Dyrektywę ETS (550-450 kg CO₂/MWh) za 10-15 lat. Wymaga to jednak intensywnej transformacji sekto-

ra. Wariant zachowawczy z dominacją energetyki węglowej nie daje perspektyw osiągnięcia celów UE (rys. 21).



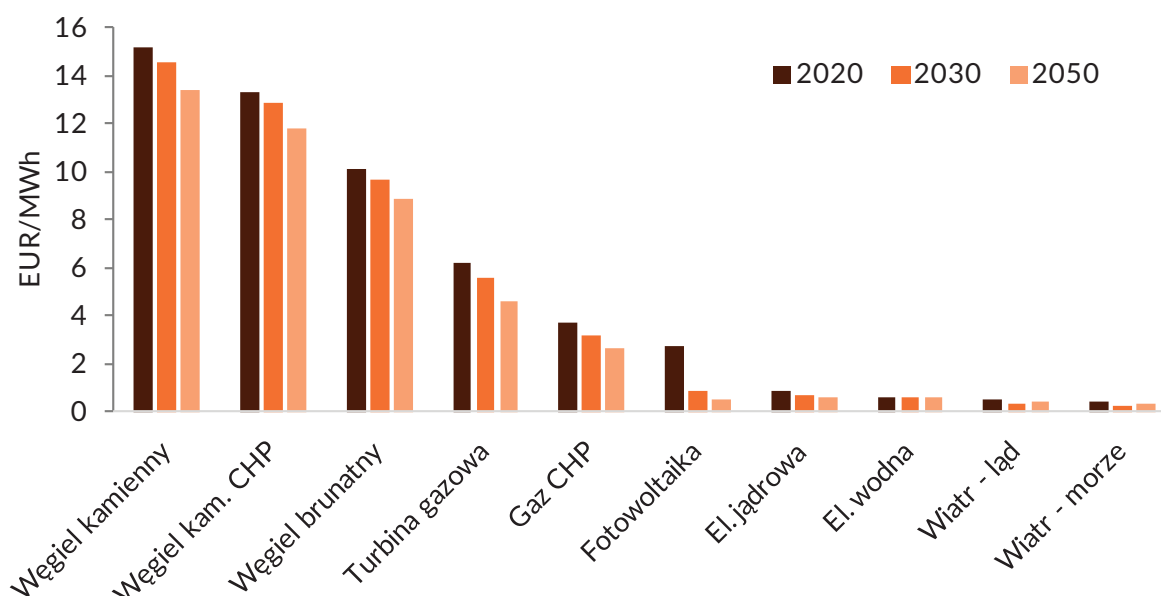
Rys. 21 Jednostkowa emisja CO₂ energetyki vs limity Pakietu Zimowego i EUETS

Efektywna redukcja emisji CO₂ zmniejsza koszty na poziomie międzynarodowym. W scenariuszu odnawialnym, krajowy sektor energetyczny podąża zgodnie z długoterminową europejską trajektorią celów klimatycznych.

Koszty zewnętrzne

Koszty zewnętrzne są to koszty ponoszone przez społeczeństwo w związku z produkcją energii elektrycznej, ale jednocześnie nie odzwierciedlone w jej cenie. Koszty te pokrywane są w formie podatków lub opłat, które pozornie nie mają związku z sektorem energetycznym. Rys. 22 przedstawia wycenę ekonomiczną kosztów zewnętrznych poszczególnych technologii energe-

tycznych z uwzględnieniem wpływu na zdrowie i środowisko. Najistotniejszy jest wpływ na zdrowie, głównie ze względu na zanieczyszczenie powietrza. Obejmuje on Polskę i sąsiadujące z nią kraje. Uwzględniony jest również wpływ na środowisko (straty w obszarze bioróżnorodności i w zbiorach upraw) oraz szkody w materiałach budowlanych wystawionych na działanie zanieczyszczeń powietrza. Nie uwzględniliśmy w niniejszej analizie wpływu na zmiany klimatu, ponieważ do obliczeń wprowadzono już koszty emisji CO₂ w systemie EU ETS. Malejące w czasie wartości kosztów zewnętrznych są skutkiem wdrożenia standardów ochrony środowiska wprowadzanymi m.in. przez konkluzje BAT.

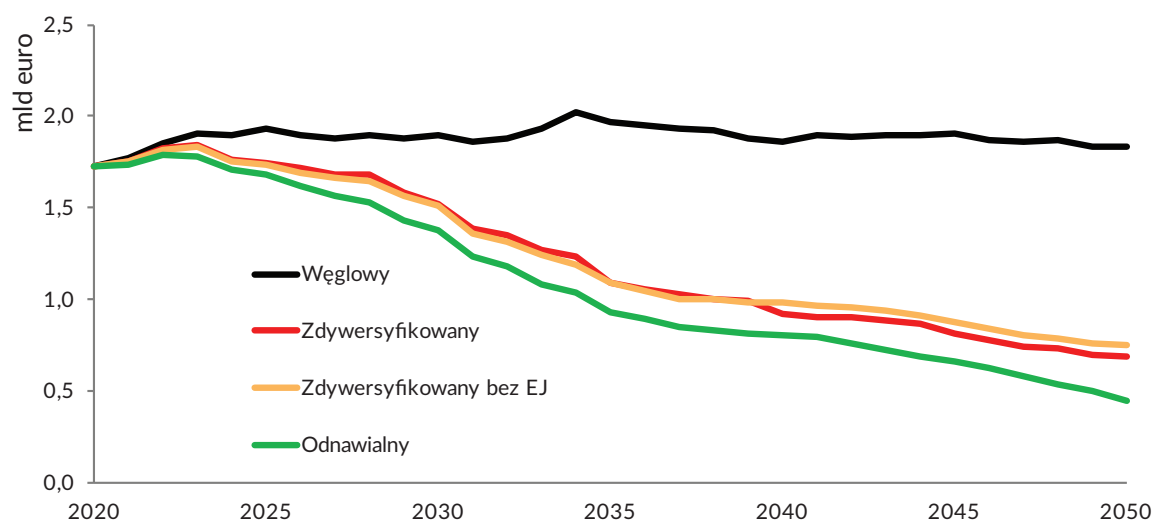


Rys. 22 Jednostkowe koszty zewnętrzne produkcji energii w nowych i zmodernizowanych jednostkach wytwórczych

Do roku 2020 koszty zewnętrzne są na podobnym poziomie we wszystkich scenariuszach ze względu na podobieństwo mikrów energetycznych w początkowym okresie analizy. W perspekty-

wie długoterminowej koszty zewnętrzne scenariusza węglowego utrzymują się na poziomie 2 mld. EUR rocznie, podczas gdy w pozostałych scenariuszach spadają nawet czterokrotnie.

18



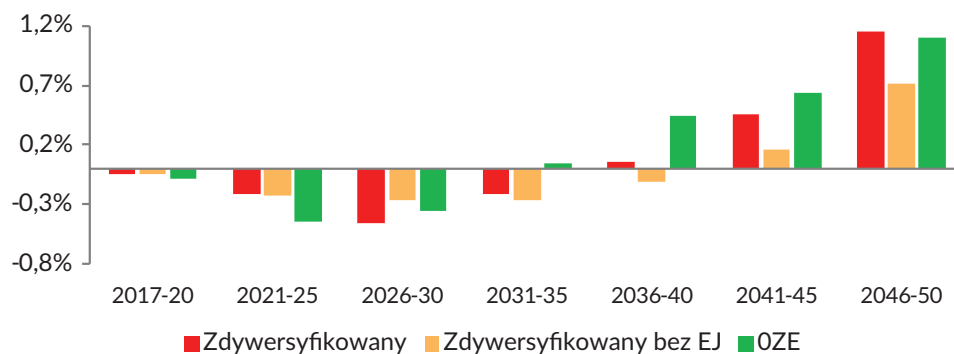
Rys. 23 Dynamika zmian rocznych kosztów zewnętrznych w poszczególnych scenariuszach

6. Wpływ sektora energii na wzrost gospodarczy

PKB

Zwiększone wydatki na dywersyfikację sektora energetycznego w latach 20-tych można z perspektywy makroekonomicznej uznać za rozsądną inwestycję. Zwiększa ona długoterminową

produktywność polskiej gospodarki i prowadzi do wzrostu dobrobytu społecznego, podczas gdy zapotrzebowanie polskich gospodarstw na energię jest zaspokajane w tym samym stopniu, co w przypadku scenariusza węglowego, ilość pieniędzy, którą mogą one wydawać na towary i usługi wzrasta w długim okresie. Rysunek 24 pokazuje zmiany PKB w porównaniu ze scenariuszem węglowym, który uznajemy za scenariusz bazowy.



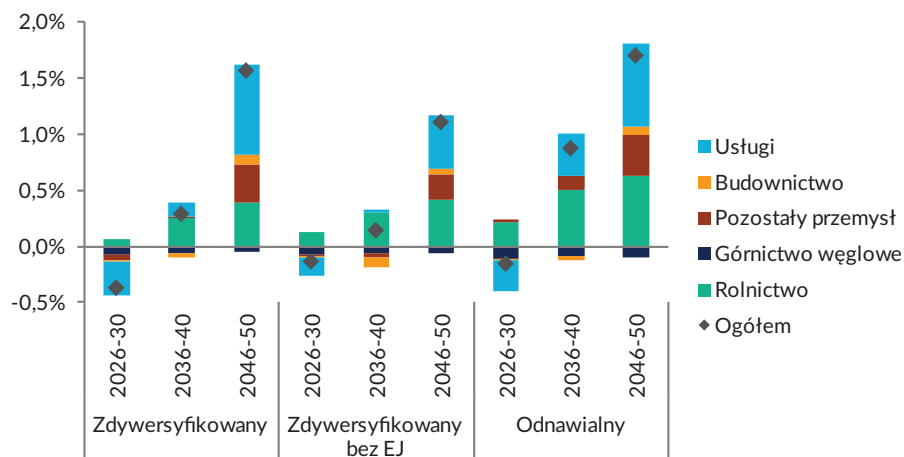
Rys. 24 Zmiany PKB w scenariuszach zdywersyfikowanych i odnawialnym w porównaniu ze scenariuszem węglowym

Rynek pracy

Przy wsparciu sektora górniczego i znacznych inwestycjach w kopalnie (wliczając budowę nowych) w pierwszych latach badanego okresu uda się utrzymać zatrudnienie w scenariuszu węglowym w kolejnych 10 latach. Obraz zmienia się jednak już w latach 30-tych (rys.25). Konieczny wzrost produktywności pracy prowadzi do redukcji zatrudnienia w górnictwie węgla we wszystkich scenariuszach. W scenariuszu węglowym branża zapewnia ok. 20 tysięcy miejsc pracy w roku 2050. W pozostałych scenariuszach wskaźnik ten sięga co najwyżej kilku tysięcy, a nawet zera. Jest to zgodne z długookresowymi trendami w Europie i państwach OECD. Spadkowi zatrudnienia w górnictwie towarzyszy wzrost zatrudnienia w innych sektorach. W al-

ternatywnych scenariuszach wiele miejsc pracy pojawia się np. w rolnictwie (bioenergia), usługach i sektorze związanym z OZE. Zatrudnienie wzrasta również w przetwórstwie przemysłowym, które dostarcza rozwiązań koniecznych do przebudowy krajowego mixu energetycznego ku bardziej kapitałochłonnym, niskoemisyjnym technologiom produkcji. Wysoki pozytywny wpływ na zatrudnienie w usługach wynika ze zmian w wydatkach konsumenckich. W obszarze kosztów wyraźnie lepszy wynik scenariuszy zdywersyfikowanych oraz odnawialnego w długim okresie oznacza, że polscy konsumenci będą dysponowali większymi środkami na nie-energetyczne dobra i usługi. Zwiększone wydatki konsumpcyjne przełożą się na najwyższe bezwzględne korzyści w sektorze usługowym.

19



Rys. 25 Zmiany na rynku pracy w scenariuszach zdywersyfikowanych i odnawialnym w odniesieniu do scenariusza węglowego (scenariusz węglowy = 0%).

3. Cel analizy

Najważniejszym celem naszej analizy jest wsparcie dyskusji o polityce energetycznej Polski w perspektywie do 2050 r. Dokument przedstawia wypracowane w szerokim gronie ekspertów ekonomiczne, społeczne, a także środowiskowe skutki realizacji czterech różnych scenariuszy rozwoju polskiego mixu energetycznego. Oceniliśmy również wpływ poszczególnych scenariuszy na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

3.1. Przebieg prac i metodyka

Analiza składała się z dwóch kluczowych elementów – modelowania rynku energii i analizy ekonomicznej.

Modelowanie rynku energii – enervis

Do modelowania rynku energii wykorzystany został program enervis Market Power (eMP), rynkowy model obliczeniowy obejmujący wszystkie europejskie rynki energii i ich interakcje poprzez połączenia międzysystemowe. W ramach modelu, poszczególne krótkoterminowe koszty krańcowe i dostępne zdolności przesyłowe decydują o wyselekcjonowaniu elektrowni i hurtowej cenie energii zgodnie z dynamicznie kształtowanym stosem jednostek wytwórczych (merit order). Model prowadzi do zoptymalizowanego kosztowo rozdziału produkcji w jednostkach wytwórczych, uwzględniając szczegółowe parametry techno-ekonomiczne elektrowni, a także popyt na usługi systemowe. Z kolei budowa mocy wytwórczych może być determinowana kierunkowymi decyzjami politycznymi lub różnymi modelami rynku energetycznego i ich zachętami ekonomicznymi. Model oparty jest na szerokiej bazie danych zawierającej informacje na temat poszczególnych jednostek wytwórczych oraz rynku energetycznego w Europie. Decyzje o budowie nowych jednostek są kształtowane w oparciu o długoterminowe koszty krańcowe.

Analiza ekonomiczna - WiseEuropa

Analiza ekonomiczna obejmowała ocenę potencjału wykorzystania krajowych zasobów energetycznych (na podstawie literatury przedmiotu oraz szczegółowej analizy produktywności sektora wydobywczego), porównanie jednostkowych kosztów finansowych i zewnętrznych technologii energetycznych, a także modelowanie makroekonomiczne wpływu czterech rozważanych mixów na gospodarkę.

Modelowanie makroekonomiczne opierało się na tabelach przepływów międzygałęziowych (analiza input-output). Jako scenariusz odniesienia przyjęto scenariusz węglowy. Oszacowane całkowite nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne pono-

szone przez energetykę w pozostałych scenariuszach zostały porównane ze scenariuszem węglowym. Pozwoliło to na obliczenie różnicy CAPEX oraz OPEX oraz innych kosztów systemowych do 2050 roku, a co za tym idzie – zmiany struktury i skali popytu na dobra pośrednie ze strony energetyki. Uzyskane w ten sposób bezpośrednie skutki popytowe przeanalizowano z użyciem tabel input-output, co posłużyło do ustalenia zmian popytu w całym łańcuchu dostaw dla energetyki. W ten sposób zostały określone pośrednie efekty popytowe obejmujące przemysł okołoenenergetyczny oraz jego otoczenie. Oszacowania bezpośredniej i pośredniej zmiany popytu zostały następnie przełożone na prognozy zmian PKB oraz zatrudnienia.

Harmonogram działań

- Listopad 2016 - opracowanie założeń do analizy przez zespół Forum Energii.
- Grudzień 2016 - wybór konsorcjum WiseEuropa i enervis Energy Advisors do realizacji umowy. Najważniejsze kryteria wyboru – posiadanie pełnego modelu wytwarzania energii elektrycznej w regionie Europy Wschodniej, doświadczenie w wykonywaniu analiz dla sektora, dysponowanie danymi makroekonomicznymi dotyczącymi Polski.
- Styczeń 2017 - spotkanie interdyscyplinarnego zespołu ekspertów oraz dyskusja na temat założeń i kształtu scenariuszy. W skład zespołu weszli przedstawiciele Politechniki Warszawskiej, Ministerstwa Energii, Ministerstwa Spraw Zagranicznych, Instytutu Energetyki Odnawialnej, Regulatory Assistance Project oraz przemysłu energetycznego.
- Luty-kwiecień 2017 - prace analityczne.
- Kwiecień - panel ekspertów Forum Energii. Spotkanie ok. 25 ekspertów sektora energetycznego i prezentacja wstępnych wyników analiz.
- Maj-czerwiec 2017 - analiza wrażliwości poszczególnych scenariuszy. Opracowanie wniosków.
- Czerwiec 2017 - debata delficka w gronie czołowych krajowych ekspertów energetycznych i finansowych. Krytyczna ocena wyników.
- Wrzesień 2017 - publikacja analizy.

Raport w wersji angielskiej jest wersją pierwotną opracowaną przez enervis Energy Advisors oraz WiseEuropa. Postanowiliśmy dostosować polską wersję językową do kształtu krajowej debaty na tematy energetyczne. Z tego powodu występują pewne różnice pomiędzy tłumaczeniami. Obie wersje językowe pozostają jednak spójne merytorycznie.

4. Potrzeba badań uzupełniających

Istotnym, kolejnym krokiem analizy powinna być ocena kosztów adaptacji sieci dystrybucyjnej i przesyłowej do poszczególnych scenariuszy rozwoju bazy wytwórczej. Nasze opracowanie odnosi się do tej kwestii jedynie w pewnym stopniu. Niezbędny jest dostęp do danych szczegółowych, którymi nie dysponujemy, np.: gdzie przewiduje się lokalizację elektrowni jądrowej, jaki będzie model rozwoju energetyki odnawialnej oraz jakie zapadną decyzje dotyczące zamykania starych i ewentualnie otwierania nowych elektrowni węglowych. Ponadto, część kosztów modernizacji sieci trzeba ponieść bez względu na wybór scenariusza,

co również trzeba uwzględnić w ocenie skutków.

W naszej analizie wychodzimy z założenia, że koszty dostosowania systemu przesyłu i dystrybucji wystąpią w każdym scenariuszu. Aby dokładnie określić różnicę w poziomie tych kosztów konieczne są złożone procesy ich planowania i szacowania.

5. Wybór scenariuszy

Przyjęliśmy założenie, że w polskiej dyskusji na temat przyszłości energetyki brakuje scenariuszy rozwoju miksu energetycznego, do

których można się odnieść. To był punkt wyjścia do wypracowania czterech zdefiniowanych i zróżnicowanych scenariuszy. Przeanalizowaliśmy ekonomiczne, społeczne i środowiskowe konsekwencje ich realizacji.

Scenariusze były konsultowane, na różnych etapach pracy, z ekspertami energetycznymi, o czym piszemy w rozdziale dot. metodyki opracowania.

micznej, opartej o długoterminowe koszty krańcowe, następuje dobór jednostek uzupełniających bilans energii.

3) Scenariusz zdywersyfikowany bez energetyki jądrowej - jest zbliżony do poprzedniego scenariusza, ale zastępuje produkcję energii w elektrowni jądrowej zwiększoną produkcją z gazu ziemnego oraz z OZE. Udział OZE w 2050 wynosi 50%.

4) Scenariusz odnawialny - zakłada stopniowe wycofanie energetyki węglowej w tempie proporcjonalnym do podaży krajowego węgla kamiennego i brunatnego. Nie przewiduje modernizacji istniejących jednostek węglowych w celu wydłużenia ich żywotności. Zakłada znaczący rozwój produkcji energii ze źródeł odnawialnych, wspieranych jednostkami kogeneracyjnymi. Udział OZE w 2050 wynosi 73%. Część wycofanych jednostek węglowych przechodzi do zimnej rezerwy.

5.1 Opis scenariuszy

Poddaliśmy analizie cztery scenariusze, kierując się rosnącym zróżnicowaniem jednostek wytwórczych pod względem emisji CO₂ przypadającej na MWh energii elektrycznej.

Rozpatrywane scenariusze:

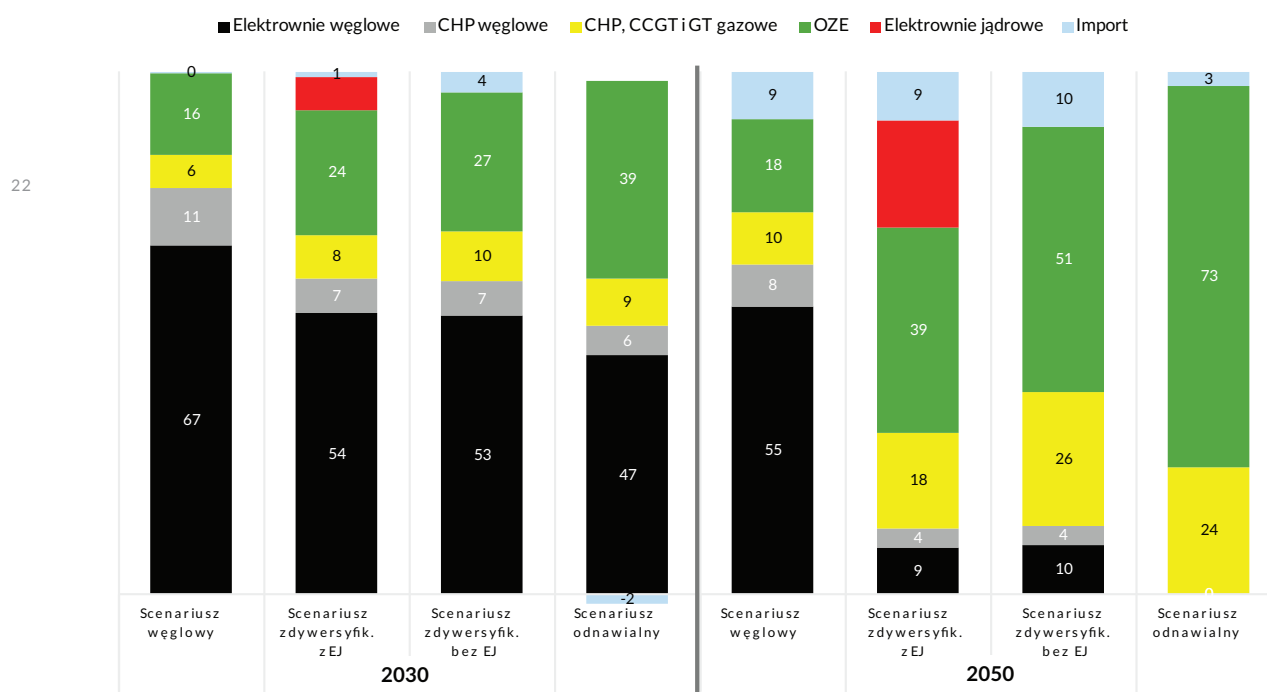
1) Scenariusz węglowy - opiera się głównie na jednostkach wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny. Przewiduje modernizację istniejących węglowych jednostek wytwórczych w celu wydłużenia żywotności o ok 50 tys. godz. pracy. Zakłada budowę nowych kopalń węgla kamiennego i brunatnego (wraz z elektrowniami odpowiednio 3GWe i 4GWe). Wielkość mocy nowych elektrowni węglowych jest zdefiniowana przez tzw. „centralnego planistę”. Udział OZE w 2050 wynosi 17%.

2) Scenariusz zdywersyfikowany z energetyką jądrową - wprowadza bardziej wzbogacony mix technologii energetycznych. Zastępuje produkcję opartą na węglu brunatnym elektrownią jądrową (EJ) o łącznej mocy 6 GWe. Niektóre istniejące jednostki węglowe zostają poddane modernizacji wydłużającej okres eksploatacji. W większym stopniu bazuje na gazie i produkcji energii ze źródeł odnawialnych w miejsce węgla kamiennego. Przewiduje budowę kopalni węgla kamiennego jedynie w Lubelskiem. Udział OZE w 2050 wynosi 38%. Wielkość mocy EJ i OZE jest zdefiniowana, natomiast w wyniku analizy ekono-

Każdy ze scenariuszy zakłada uruchomienie obecnie budowanych w Polsce mocy wytwórczych oraz utrzymanie godzinowej rezerwy mocy na poziomie 9%. Dodatkowo, wychodząc z założenia malejącej emisyjności w kolejnych scenariuszach, sukcesywnie wzrasta moc elektryczna zainstalowana w elektrociepłowniach (przy niezmiennym strumieniu ciepła dla celów grzewczych). Wzrost zainstalowanej mocy elektrycznej jest konsekwencją stopniowej przebudowy elektrociepłowni i ciepłowni węglowych na gazowe jednostki kogeneracyjne. Tabela nr 1 przedstawia zestawienie mocy zainstalowanych w poszczególnych grupach wytwórczych a rysunek nr 1 obrazuje ich udział w całkowitej produkcji.

Tab.1 Zestawienie mocy jednostek wytwórczych w poszczególnych scenariuszach

Moce zainstalowane w grupach jednostek wytwórczych (GWe)	Scenariusz węglowy		Scenariusz zdywersyfikowany z EJ		Scenariusz zdywersyfikowany bez EJ		Scenariusz odnawialny	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe
Elektrownie jądrowe	0,0	0,0	1,5	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrownie węglowe	25,3	22,6	19,1	6,7	18,4	5,5	18,4	0,0
CHP węglowe	7,3	5,9	4,4	2,8	4,4	2,8	4,0	0,0
CHP, CCGT i GT gazowe	3,4	11,5	6,9	19,3	7,6	26,1	9,7	30,0
OZE	13,1	15,3	18,8	37,0	20,8	47,7	28,8	68,6
Rezerwa zimna w jedn. węglowych	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,4	4,5
Rezerwa w jednostkach gazowych	0,0	3,8	2,0	5,5	3,5	6,5	0,7	5,1
Razem	50	60	54	78	56	90	63	108



Rys. 1 Udział produkcji krajowej i importu w pokryciu krajowego popytu na energię w perspektywie 2030 i 2050 r.

5.2 Przegląd głównych założeń do analizy

Poniżej przedstawiono najważniejsze założenia dotyczące scenariuszy. Komórki zaznaczone szarym kolorem przedstawiają

z góry określone założenia. Komórki zaznaczone kolorem ciemnoszarym, to obszary, gdzie model optymalizuje wyniki.-

	Węglowy	Zdywersyfikowany	Zdywersyfikowany bez EJ	Odnawialny
Wzrost i konsumpcja energii	Ogólna stopa wzrostu o 1,4% /r w porównaniu z poziomami z roku 2015 Od 2030 dodatkowy popyt ze strony e-mobilności i elektryfikacji ciepła niwelowany jest skutkami demograficznymi			
Udział energii elektrycznej z OZE w 2050	24 %	40 %	50 %	73 %
Istniejące elektrownie na węgiel kamienny i brunatny	Modernizacja zwiększająca żywotność o 10 lat	Żywotność do 50 lat dla węgla kamiennego i brunatnego		
Modernizacja elektrowni na węgiel kamienny	Przedłużenie żywotności o 10 lat jeśli ekonomicznie uzasadnione (możliwa tylko jedna dodatkowa modernizacja na elektrownię)			Brak modernizacji, Wygaszanie do 2050
Nowe elektrownie na węgiel kamienny	Wymuszenie budowy do uzyskania założonego poziomu mocy	Wynik modelowania ekonomicznego nowe jednostki na węgiel lub gaz		Modelowanie ekonomiczne, brak jednostek węglowych
Nowe elektrownie na węgiel brunatny	Otwarcie nowych kopalń: KWB1 (3 GW) w 2035 r. KWB2 (4 GW) w 2040 r.	Brak nowych kopalń węgla brunatnego i elektrowni na węgiel brunatny		
Nowe elektrownie jądrowe	Brak	6 GW od początku dekady 2030-2040	Brak	
Model rynku energii Bezpieczeństwo dostaw	Rynek Wyłącznie Energii jest wsparty przez rezerwę strategiczną, która gwarantuje, że godzinny margines krajowej rezerwy nie spadnie poniżej 9%			
Źródło cen paliwa i emisji CO2	World Energy Outlook 2016 – New Policies Scenario [Scenariusz Nowych Strategii] Ceny do 2050 r.: 84 €/TCE (węgiel) / 39 €/MWh (gaz) / 80 €/t (CO2)			
Połączenia międzysystemowe	Rozwój mocy (NTC) wg entso-e Ten Year Network Development Plan 2017 [Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Sieci]			
Kogeneracja	Istniejące EC pracują do pełnej dekapitalizacji. Rynek ciepła jest stały. Likwidowane EC są zastępowane jednostkami węglowymi i gazowymi. Kotły wodne zasilające m.s.c. zostają zastąpione kogeneracją zasilaną biogazem, biomasą / odpadami i gazem.			
Górnictwo	Silny rozwój Nowe KWK i KWB	Tylko opłacalne KWK	Koncentracja na najwydajniejszych kopalniach (Lubelskie)	Brak nowych kopalń

Tabela 2. Przegląd założeń.

W scenariuszach węglowym i zdywersyfikowanych model ma za zadanie zoptymalizować decyzje o modernizacji w oparciu o rachunek opłacalności ekonomicznej. W dwóch scenariuszach zdywersyfikowanych model optymalizując długoterminowe koszty krańcowe wyznacza miks nowych elektrowni na węgiel kamienny i gazowych.

Bieżące uruchamianie jednostek wytwórczych następuje w modelu w konsekwencji analizy ekonomicznej krótkoterminowych kosztów krańcowych. Oznacza to, że dobiera się zawsze do pracy te jednostki, które charakteryzują się najniższym kosztem krótkoterminowym.

5.3 Istotne założenia w szczegółach

Niektóre istotne założenia, ze względu na swoje znaczenie dla wyników analizy, zostaną omówione bardziej szczegółowo w kolejnych rozdziałach.

5.3.1 PKB i produktywność energii

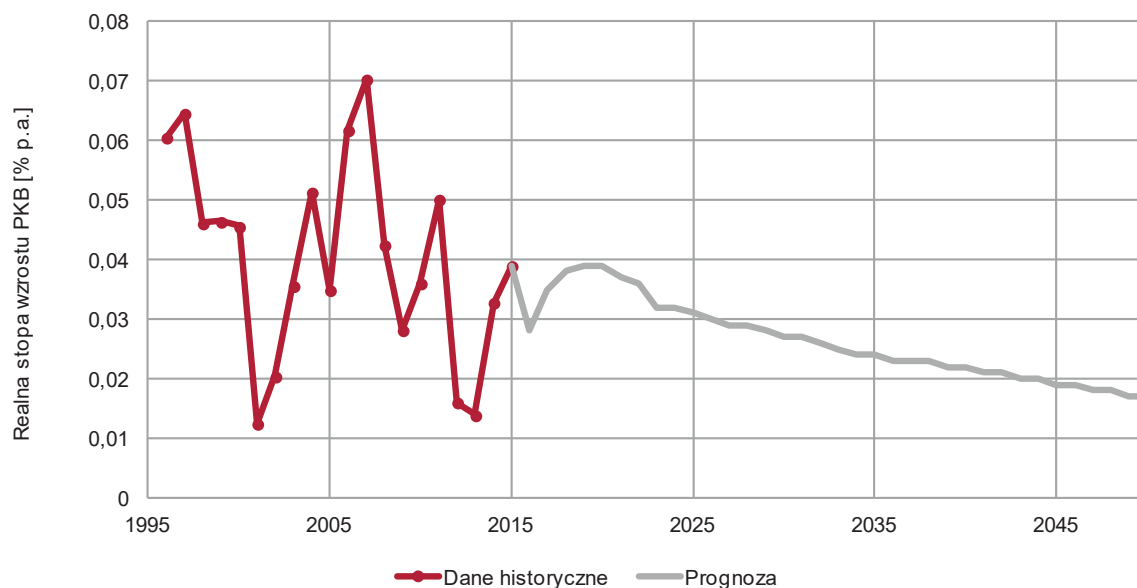
W analizie przyjęto założenie, że wzrostowi gospodarczemu Polski będzie towarzyszył wzrost zapotrzebowania na energię, z korektą na poprawę efektywności energetycznej. Dla oszacowania rozwoju popytu na energię, w niniejszym opracowaniu zdecydowaliśmy się na podejście odgórne („top-down”).

Określając zapotrzebowanie na energię zakładamy rozwój gospodarczy (PKB) i wzrost produktywności energetycznej (PKB/krajowa produkcja energii elektrycznej) w oparciu o przegląd danych literaturowych. Uzyskanie poprawnych wyników wymaga przyjęcia właściwych założeń dotyczących wzrostu PKB i produktywności energetycznej. Poniższy wykres ilustruje założenia dotyczące wzrostu gospodarczego. Wykorzystujemy ostatnie prognozy Ministerstwa Finansów¹ na okres 2018-2045 i ekstra-

¹ PKB: 1995-2015 – GUS, 2016 – najnowsze szacunki, 2017 – szacunki Komisji Europejskiej, 2018-2045 – szacunki Ministerstwa Finansów, 2046-2050 – ekstrapolacja prognoz Ministerstwa Finansów

polujemy trend do roku 2050. Zakładamy stabilną i powoli spadającą realną stopę wzrostu w przedziale 4%-1,8% rocznie do roku 2050. Zgodnie z tymi założeniami Polska zmniejsza dystans do bardziej rozwiniętych ekonomicznie krajów w Europie,

które mają w tym czasie niższe wyniki. Nasze założenia skutkują silnym wzrostem PKB, o czym należy pamiętać, kiedy będziemy analizować koszty związane z wytwarzaniem energii (Rozdz. 9).

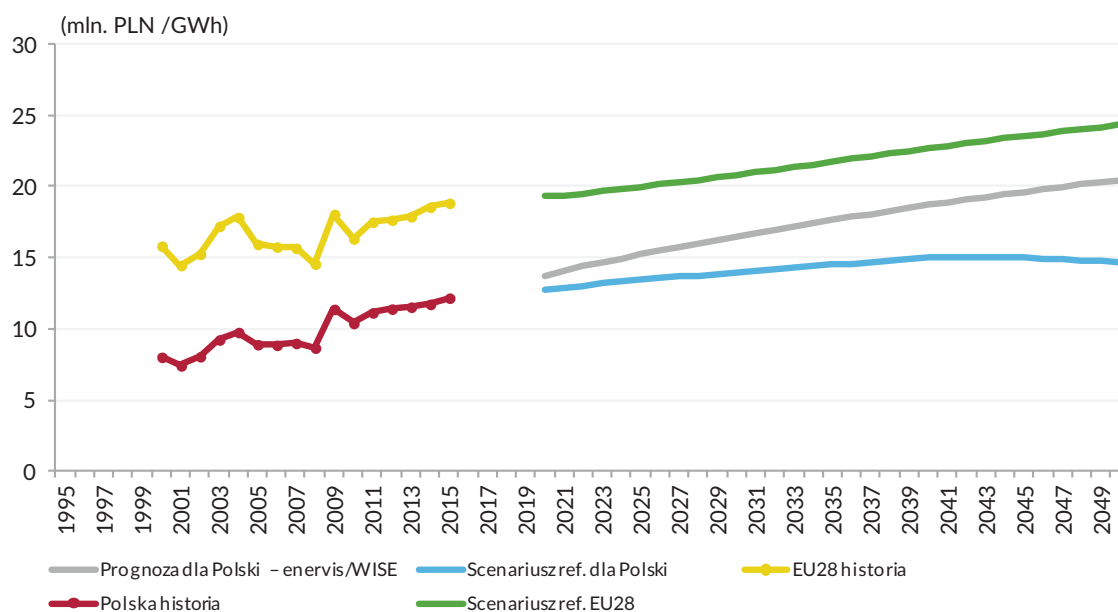


Rys. 2 Zmiany wartości realnej PKB

24

Następny wykres ilustruje zakładany rozwój polskiej produktywności energetycznej. Dla porównania dodaliśmy również produktywność energii UE-28 w oparciu o scenariusz referencyjny. Produktywność energii jest wskaźnikiem odzwierciedlającym poziom efektywności energetycznej danego kraju, łącząc wartość PKB z ilością energii potrzebnej do wytworzenia tego PKB. Im większa efektywność systemu, tym wyższa produktyw-

ność energetyczna. Szara linia na wykresie reprezentuje założenia niniejszego studium w odniesieniu do rozwoju produktywności energii. Wyraźnie widać, że startując z niższego poziomu produktywności energii Polska i tak jest bliska uzyskania europejskiej średniej do roku 2050. Jesteśmy ambitniejsi w naszych szacunkach przyszłych ścieżek rozwoju produktywności energetycznej niż scenariusz referencyjny UE (niebieska linia).



Rys. 3 Rozwój produktywności energetycznej w Polsce

5.3.2 Popyt na energię i obciążenie szczytowe

Mamy na uwadze rozbieżne opinie co do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Przyjęliśmy konserwatywne założenia wynikające z analizy wzrostu zapotrzebowania w ostatnich 10 latach. Odnieśliśmy się do aktualnych trendów związanych z rozwojem elektromobilności i elektryfikacji ciepłownictwa.

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną

W kolejnych latach zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie rosnąć o ok. 1,4% rocznie (w odniesieniu do 2015 r.).

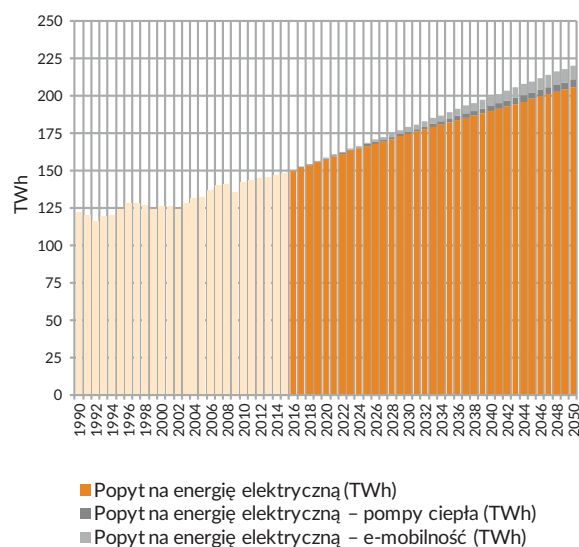
Wzrost PKB jest jednym z głównych czynników determinujących przyszłe zapotrzebowanie na energię elektryczną, mimo że wzrost PKB i wzrost produktywności energetycznej do pewnego stopnia się kompensują.

Zarówno w odniesieniu do elektromobilności jak i elektryfikacji ciepłownictwa przyjęliśmy umiarkowane założenia. Przyjęto, że udział samochodów elektrycznych może wynieść 20% w 2050 r., co będzie wiązało się ze wzrostem zapotrzebowania na energię o ok. 9 TWh. Zapotrzebowanie ze strony pomp ciepła zwiększy dodatkowo zapotrzebowanie na energię o ok. 3 TWh (zakładamy, że 20% strumienia ciepła grzewczego będzie pochodzić z pomp ciepła²).

Niektórzy eksperci, z którymi konsultowaliśmy wyniki, wskazywali na możliwy wyższy wzrost zapotrzebowania ze strony tych sektorów. Z kolei inni argumentowali, że w Polsce istnieje bardzo duży potencjał poprawy efektywności energetycznej, który może wyhamować wzrost popytu na energię. W wyniku wewnętrznych analiz stwierdziliśmy, że czynniki ograniczające popyt (wyższa efektywność energetyczna, niższy rozwój, demografia) oraz czynniki zwiększające popyt (e-mobilność, elektryfikacja ciepła) w ostatecznym rozrachunku się bilansują. Dodatkowo należy podkreślić, że opracowana na podstawie tych założeń prognoza zapotrzebowania na energię, pozostaje w zgodzie z wynikami większości innych opracowań, które zostały pokazane na rysunku 5.

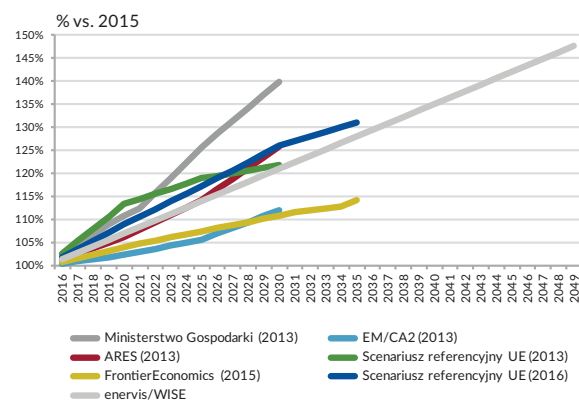
Całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną

Zapotrzebowanie netto (odbiorcy końcowi i straty przesyłu) wzrasta ze 148 TWh do ok. 220 TWh w roku 2050.



Rys. 4 Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną (bez energii na potrzeby własne elektrowni, ze stratami sieciowymi) (Źródło: Założenia własne w oparciu o ARE i Komisję Europejską).

Jeśli zestawimy nasze wyniki z innymi bieżącymi prognozami, otrzymamy następujący obraz. Do roku 2030 nasze założenia (szara linia) leżą pośrodku porównywalnej grupy analiz.



Rys. 5 Relatywny wzrost zapotrzebowania brutto i netto (zależności od źródła danych) w stosunku do roku 2015.

Ważne jest również przyjęcie założeń dotyczących wzrostu obciążenia szczytowego (tj. najwyższego popytu w skali roku).

Szczytowe zapotrzebowanie na moc

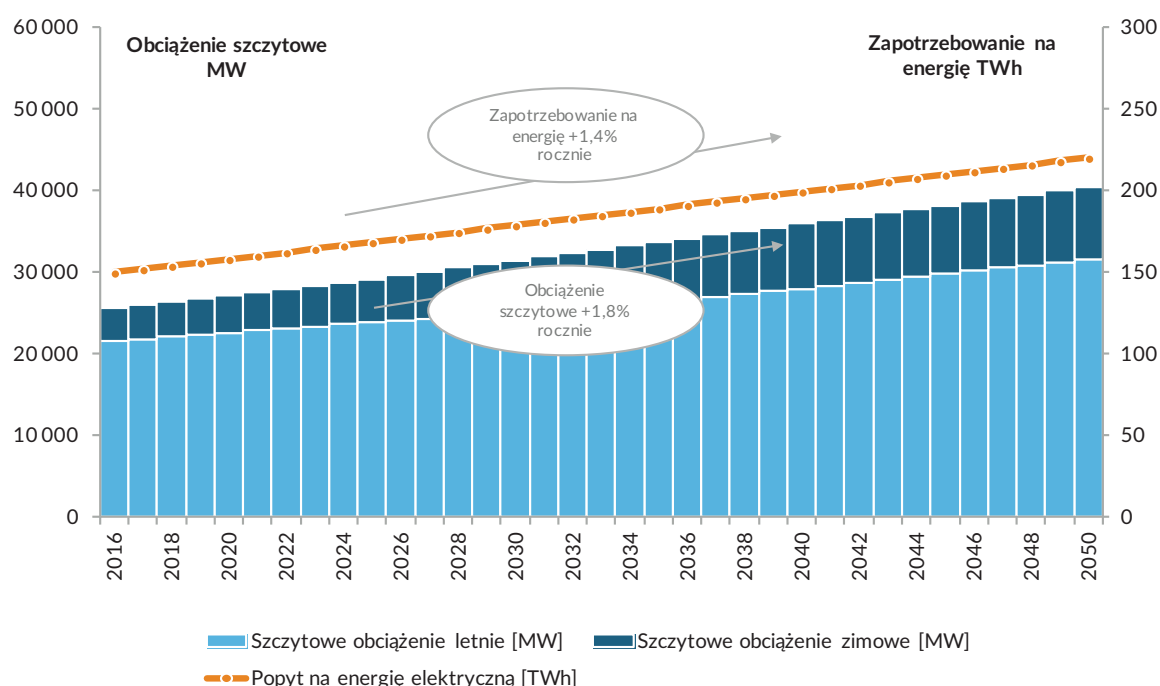
Szczytowe zapotrzebowanie na moc rośnie szybciej niż całkowity popyt na energię elektryczną. Zimowe obciążenie szczytowe wzrasta średnio o 1,8%. Letnie obciążenie szczytowe wzrasta wolniej średnio o 1,4% w skali roku.

To założenie ma związek z oczekiwanym wzrostem elastyczności systemu elektroenergetycznego i rosnącymi możliwościami przenoszenia zapotrzebowania poza szczyt. Skuteczne wykorzystanie możliwości zarządzania stroną popytową (DSR) oraz

² Rachunek uwzględnia wzrost efektywności energetycznej w obszarze ogrzewania ok. 1,1% rocznie.

systemami ładowania samochodów elektrycznych spowoduje, że wzrost zapotrzebowania na moce szczytowe będzie niższy. W niniejszym opracowaniu przyjęliśmy założenie, że potencjalnie 50% zapotrzebowania na prąd w samochodach elektrycznych może ulec elastycznieniu, tak długo, jak długo trwał be-

dzie popyt na usługi systemowe (pod warunkiem wystarczająco stymulujących cen energii). W konsekwencji uzyskujemy znaczący wzrost obciążenia szczytowego, co jest zobrazowane na rysunku 6. Obciążenie szczytowe wzrasta do ok. 40 GW w roku 2050 przy zachowaniu elastyczności popytu.



Rys.6 Wzrost szczytowego zapotrzebowania na moc.

5.3.3 Transgraniczne zdolności przesyłowe

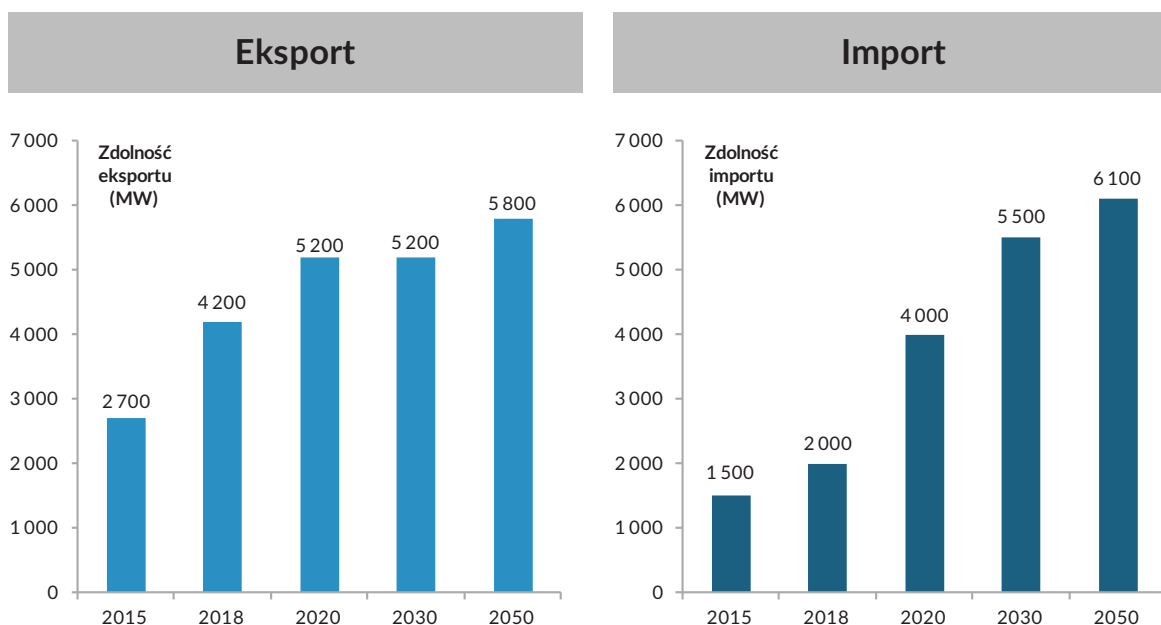
Zakładamy silny rozwój zdolności przesyłowych netto w oparciu o projekty TYNDP 2016³ i odpowiednie wytyczne Komisji Europejskiej.

Zdolności przesyłowe na polskich granicach

Według obecnych prognoz zdolności importowe wzrastają o 300%, podczas gdy zdolności eksportu wzrastają o 115%.

Spodziewamy się wzrostu zdolności przesyłowych netto, przygotowując podłoże dla silniejszej roli bilansowania z wykorzystaniem importu i eksportu energii.

³ENSTO-E (2016): Ten Year Network Development Plan [Dziesięcioletni plan rozwoju sieci] 2016 (ENT 2016)



Rys. 7 Rozwój zdolności transgranicznych. Źródło: opracowanie własne.

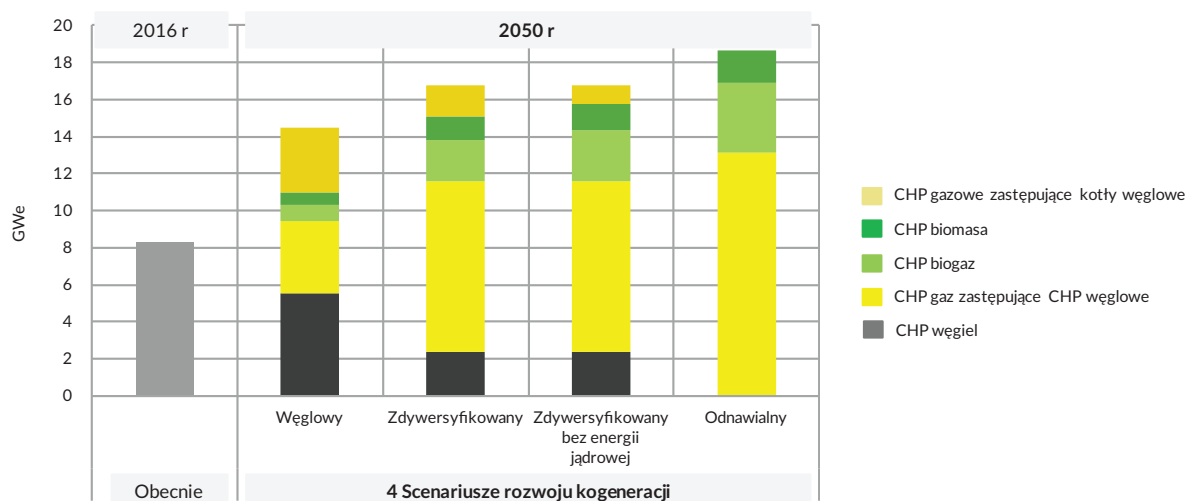
5.3.4 Rozwój kogeneracji

Wytwarzanie energii w jednostkach kogeneracji odgrywa istotną rolę w polskim systemie energetycznym. Zakładamy, że istniejące jednostki kogeneracyjne będą nadal funkcjonować do końca okresu technicznej żywotności, a dodatkowo dzisiejsze kotłownie zostaną zastąpione przez nowe jednostki kogeneracyjne. Rynek ciepła zasilany przez istniejące jednostki kogeneracyjne utrzymuje się na stabilnym poziomie w całym okresie analizy. Jeśli istniejące instalacje kogeneracyjne zostaną wyłączone z eksploatacji ze względu na wiek, to zastąpią je nowe jednostki kogeneracyjne o tej samej mocy cieplnej (mocy elektrycznej z kolei zależność będzie od typu jednostki). W zależności od scenariusza zmienia się udział jednostek kogeneracji wykorzystujących węgiel, gaz, biogaz i biomasę. Dodatkowo, zakładamy rozwój jednostek kogeneracji w obszarze małych systemów ciepłowniczych obsługiwanych obecnie przez kotłownie (Rys.8).

Dla wszystkich nowych instalacji przyjmujemy, że wytwarzanie energii elektrycznej przez jednostki kogeneracyjne musi być niezależne od zapotrzebowania na ciepło. Praca jednostek kogeneracyjnych będzie w niedalekiej przyszłości uzależniona bardziej od rynku energii elektrycznej, niż rynku ciepła. W naszych modelach jednostki kogeneracyjne tracą status generacji wymuszonej, a ich praca w każdej godzinie jest uzależniona od poziomu hurtowych cen energii. W przypadku modelowego wyłączenia z ruchu jednostek kogeneracyjnych, produkcja ciepła przejmowana jest przez kotły rezerwowe.

Rozwój kogeneracji do 2050 r.

W 2050 roku w scenariuszu odnawialnym, moc zainstalowana jednostek kogeneracyjnych wyniesie ok 19 GWe. Pełne wykorzystanie potencjału rozwoju kogeneracji może pozwolić na pokrycie prawie połowy szczytowego zapotrzebowania na moc w roku 2050.



Rys. 8: Zainstalowana moc elektryczna jednostek kogeneracyjnych obecnie i 2050.

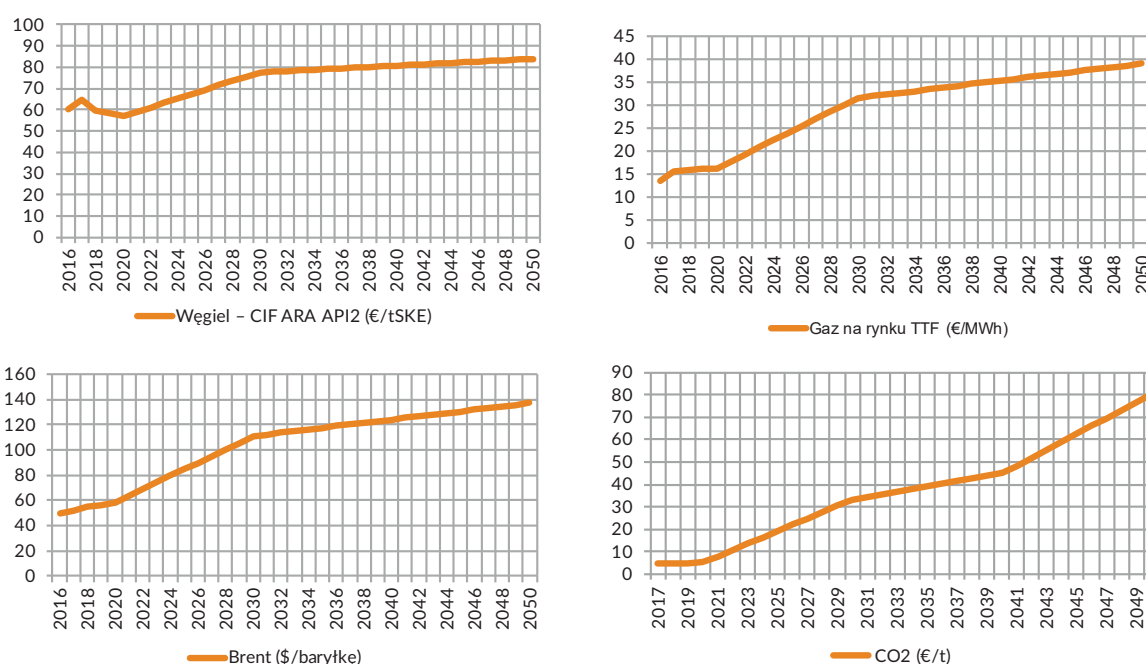
6. Koszty technologii energetycznych

28

Niniejszy rozdział opisuje koszty technologii wytwórczych, które są ważnym składnikiem ogólnej analizy kosztów i korzyści. Jednym z celów rozdziału jest odpowiedź na pytanie, jakie są prognozy tempa spadku kosztów technologii opartych o OZE oraz kiedy osiągną próg rentowności, zrównując je z innymi technologiami.

6.1 Założenia cen paliw i emisji CO₂

Konkurencyjność różnych technologii wytwórczych, szczególnie tych o wysokich kosztach zmiennych, jest silnie uzależniona od cen paliw oraz uprawnień do emisji CO₂. Założenia dotyczące ich cen należy przyjmować z dużą starannością, ponieważ mają istotny wpływ na wynik analiz ekonomicznych i wybory przyszłych strategii inwestycyjnych.

Rys. 9 Przegląd założeń dotyczących cen paliw i uprawnień do emisji CO₂.

Przyjęte założenia dotyczące cen paliw i CO₂ są oparte o prognozy długoterminowe World Energy Outlook 2016 (New Policies Scenario - Scenariusz Nowych Strategii) Międzynarodowej Agencji Energetycznej. Dla prognoz krótkoterminowych do roku 2020 przyjęto ceny kontraktów futures z IV kwartału 2016 roku. Prognozy cenowe dla okresu 2021-2030 zostały oparte na interpolacji pomiędzy kontraktami futures a studium długoterminowym. Po roku 2040 przyjęto autorską ekstrapolację cen. W zakresie długoterminowej prognozy cen emisji CO₂ przyjęto założenia osiągnięcia w 2050 r. równowagi na poziomie 80 euro/t CO₂, co odzwierciedla koszt krańcowy ograniczania emisji CO₂ przy zakładanych politykach klimatycznych.

6.2 Nakłady inwestycyjne

Kluczowe założenia dotyczące nakładów inwestycyjnych są przedstawione w Tabeli 3. Przyjęto poprawę efektywności energetyki wiatrowej i słonecznej, co wyrażone jest spadkiem CAPEX. Z biegiem lat wzrastają nakłady inwestycyjne na jednostki wytwórcze opalane paliwami kopalnymi, m.in. ze względu na rosnące standardy środowiskowe. Dla elektrowni jądrowych konserwatywnie założono stosunkowo wysokie poziomy wydatków inwestycyjnych, nie przyjmując ani poprawy, ani eskalacji kosztów do roku 2050.

Tabela 3: Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla technologii wytwórczych (EUR/kWe).

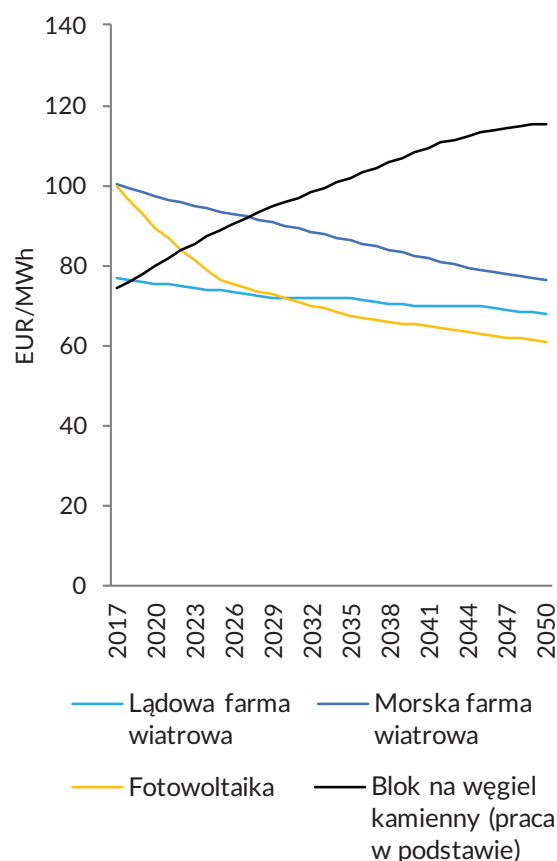
	2020	2030	2050
Turbina gazowa	510	530	570
Blok gazowo-parowy CCGT	820	860	940
Blok na węgiel kamienny	1 575	1 625	1 725
Blok na węgiel brunatny	1 825	1 875	1 975
Elektrownia jądrowa	5 000	5 000	5 000
Lądowa farma wiatrowa	1 400	1 300	1 200
Morska farma wiatrowa	2 800	2 500	1 950
Fotowoltaika	800	600	475
Elektrownie wodne przepływowe	3 600	3 600	3 600
Biogaz	3 200	3 100	2 900
Biomasa/odpady	3 100	3 100	3 100

6.3 Dynamika uśrednionych kosztów produkcji energii elektrycznej (LCOE) dla poszczególnych technologii.

Efektywność kosztową technologii wytwarzania energii można porównać za pomocą prostego, syntetycznego miernika uśrednionego kosztu energii LCoE (Levelised Cost of Energy)⁴.

⁴ Wskaźnik LCoE mierzy średnie koszty produkcji energii elektrycznej w cyklu życia instalacji dla danej technologii. LCoE w danym roku przedstawia przeciętne koszty produkcji energii w elektrowni uruchomionej w tymże roku, przez cały okres jej działania, z uwzględnieniem oczekiwanych zmian w kosztach paliw.

Ważnym wnioskiem wynikającym z porównania LCOE jest to, że kluczowe technologie OZE stają się konkurencyjne względem nowych elektrowni opartych na węglu już w perspektywie najbliższej dekady. W przypadku lądowych farm wiatrowych moment osiągnięcia parytetu cenowego jest jeszcze bliższy i wynosi zaledwie kilka lat. Wynika to z ciągłego udoskonalania technologii OZE oraz rosnących długoterminowych kosztów funkcjonowania nowych elektrowni opalanych węglem.



Rys. 10 LCOE zmiennych OZE oraz elektrowni węglowej pracującej w podstawie obciążenia (r=7%)

Dalsze wnioski można wyciągnąć z bardziej szczegółowego porównania wskaźników LCOE dla poszczególnych technologii przy różnych założeniach.

Czynniki wpływające na LCOE to:

- koszty kapitału,
- czas wykorzystania mocy.

Technologie kapitałochłonne są wysoce uzależnione od kosztu kapitału (r). Odnosi się to szczególnie do kluczowych technologii niskoemisyjnych, takich jak energetyka wiatrowa, fotowoltaika, czy energetyka jądrowa. W przypadku elektrowni jądrowej zależność od kosztu kapitału wzrasta dodatkowo przez długi cykl życia. Czas wykorzystania mocy również jest kluczowy dla technologii kapitałochłonnych. W praktyce, kwestia ta jest najbardziej problematyczna dla elektrowni węglowych, które cechują

stosunkowo wysokie nakłady inwestycyjne (CAPEX) i znaczące koszty zmienne (szczególnie koszt paliwa), co wystawia je na ryzyko ograniczania czasu pracy ze względu na wysokie ceny i przesunięcia na krzywej podaży („merit order”).

Dla elektrowni podszczytowych i szczytowych, niskie koszty inwestycyjne technologii opartych na gazie mogą kompensować ich wysokie koszty zmienne, prowadząc do przewagi kosztowej w zestawieniu z nowymi elektrowniami węglowymi.

Z drugiej strony, elektrownie wiatrowe, słoneczne czy jądrowe, dzięki niskim kosztom zmiennym, stoją przed niższym ryzykiem niepełnego wykorzystania mocy. Jednakże i te jednostki są wystawione na ryzyko ograniczeń czasu pracy, w sytuacji kiedy

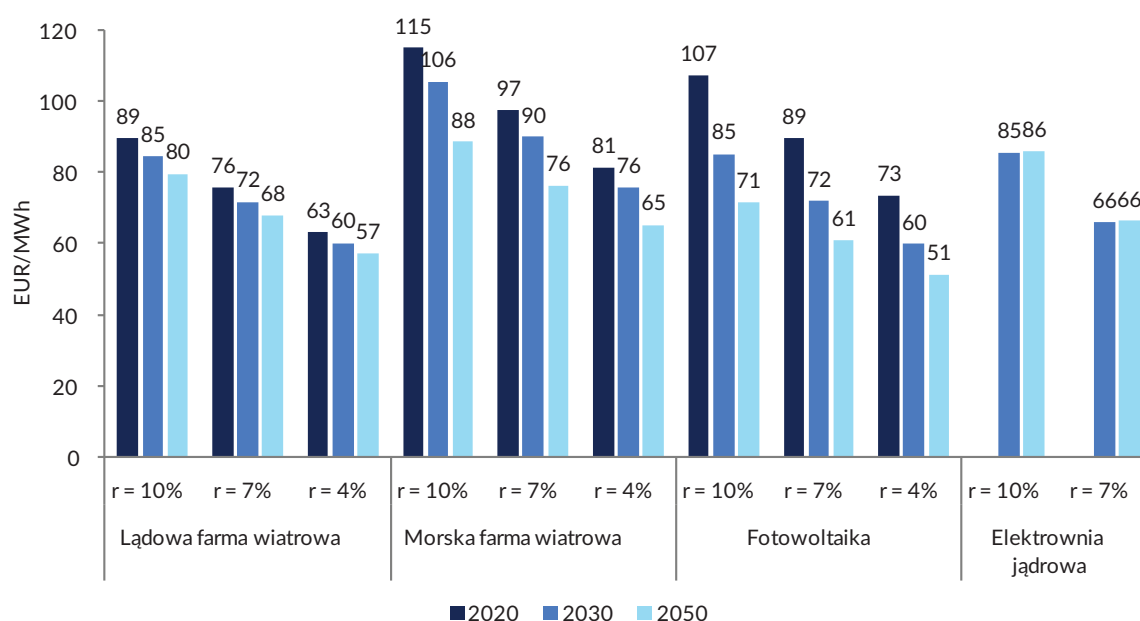
produkcja różnych odnawialnych źródeł energii jest tak wysoka, że zagraża bezpieczeństwu systemu energii elektrycznej.

W wykonanej przez nas analizie konieczność ograniczenia czasu pracy OZE nie przekracza 2,5% nawet w scenariuszu zakładającym ich wysoki udział, natomiast czas wykorzystania mocy elektrowni jądrowych jest zbliżony do ich technicznych możliwości.

Biorąc pod uwagę powyższe, porównujemy zmiany LCOE dla dwóch grup technologii wytwarzania energii:

- Niskoemisyjnych technologii zależnych głównie od kosztu kapitału (zmienne OZE i elektrownie jądrowe),
- Technologii opartych na paliwach kopalnianych, których koszty determinowane są głównie przez współczynnik czasu wykorzystania mocy.

30



Rys. 11 LCOE niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii przy różnym koszcie kapitału (wyliczenia dla czasu wykorzystania mocy = 75%)

Przedstawiony na rys. 11 przedział dla kosztów kapitału jest spójny z wartościami obserwowanymi obecnie dla OZE oraz energetyki jądrowej w UE

Koszt kapitału jest kluczowy dla konkurencyjności zarówno OZE, jak i energetyki jądrowej. Przy niskim koszcie kapitału elektrownie jądrowe mogą stanowić atrakcyjną opcję inwestycyjną. Jednak ostatnie doświadczenia europejskie sugerują, że łatwiej jest obniżyć koszt kapitału dla OZE, poprzez zapewnienie przewidywalnego strumienia wpływów w systemie aukcyjnym lub cen gwarantowanych. Istotne jest również uwzględnienie pełnych kosztów składowania odpadów promieniotwórczych. W przypadku energetyki jądrowej, obserwowane bardzo wysokie koszty (wszystkich budowanych elektrowni jądrowych w Europie) mogą wynikać zarówno z technicznego, jak i długofalowego ryzyka politycznego, z którym wiążą się projekty nuklearne.

Z kolei ostatnie aukcje OZE na kilku europejskich rynkach osiągają rekordowo niskie poziomy kosztów wytwarzania dla technologii słonecznych i wiatrowych^{5,6}. Wyniki te są zgodne

z naszymi założeniami dla Polski, przy uwzględnieniu różnic w kosztach kapitału i czasie wykorzystania mocy.

Przykładowo, koszty produkcji energii elektrycznej w duńskiej morskiej farmie wiatrowej **Kriegers Flak**⁶, której uruchomienie planowane jest na rok 2021, są szacowane na ok. 64 euro/MWh. Nasz szacunek LCOE dla morskich farm wiatrowych w Polsce wynosi 81 euro/MWh. Decydującym czynnikiem kosztowym jest model finansowania przyłączy sieciowych. Przy kosztach kapitału porównywalnych z przykładem z Danii różnica względem projektu duńskiego wynika z uwzględnienia czasu wykorzystania mocy, który na Morzu Północnym wynosi ok. 50%, a na Bałtyku – według naszych szacunków – ok. 42%. Biorąc pod uwagę, iż najnowsze analizy wskazują na potencjał dalszych spadków kosztów OZE, poniżej tych, które założyliśmy w wariancie podstawowym⁷, przeprowadzona została dodatkowa analiza wrażliwości z niższą o 20% ścieżką kosztów OZE (zo-

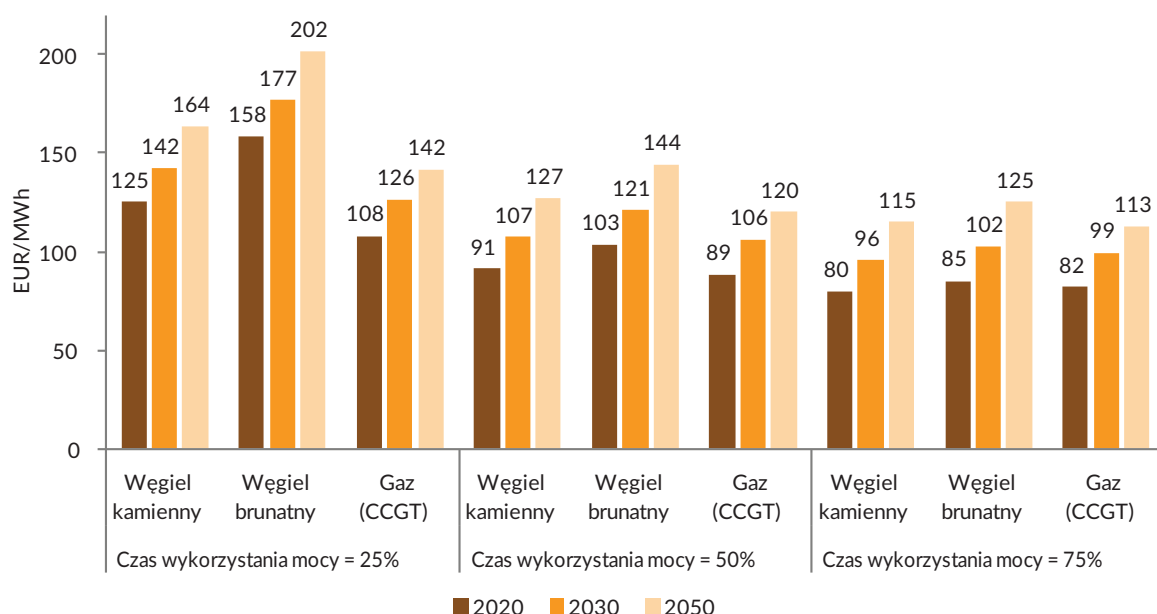
⁵ Agora Energiewende (2017), The cost of renewable Energy: A critical assessment of the Impact Assessments underlying the Clean Energy for All Europeans-Package

⁶ Kriegers Flak jest farmą offshore o mocy 600 MW zlokalizowaną na połączeniu sieciowym pomiędzy Danią, a Niemcami

⁷ Np. Agora Energiewende (2017), Future Cost of Onshore Wind; Fraunhofer ISE (2015), Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems.

bacz Rozdział 10). Wyniki pokazują, że scenariusze z większym udziałem OZE zdecydowanie zyskują na konkurencyjności, przy

czym na niższych kosztach OZE najwięcej zyskuje scenariusz oparty na tychże źródłach.



Rys. 12 LCOE technologii wytwarzania energii w oparciu o paliwa kopalniane przy różnym czasie wykorzystania mocy (wyliczenia dla $r = 7\%$)

Przechodząc do porównania pomiędzy elektrowniami działającymi na bazie paliw kopalnych - istnieje stała przewaga ekonomiczna węgla kamiennego nad brunatnym, niezależnie od horyzontu czasowego czy ocenianego miejsca w systemie (elektrownie o obciążeniu podstawowym, podszczytowe czy szczytowe). Wytłumaczenia należy szukać w metodzie liczenia LCOE, która bierze pod uwagę średnie koszty cyklu życia, nie zaś bieżące koszty zmienne (prognozy kosztów paliwa i CO_2 na okres równy cyklowi życia jednostki są każdorazowo uwzględnione w wyliczeniu LCOE w kolejnym roku). Co za tym idzie, nowe elektrownie na węgiel brunatny, ze względu na dużą jednostkową emisję CO_2 , wykazują się wyższym LCOE.

Powyższe porównanie sugeruje również, że w długim okresie elektrownie gazowe są bardziej konkurencyjne ekonomicznie w porównaniu z elektrowniami na węgiel kamienny. Dla elektrowni pracujących w podstawie obciążenia, dwie opcje paliwowe (gaz i węgiel) osiągają parytet kosztowy w połowie lat 30., podczas gdy dla elektrowni podszczytowych i szczytowych najtańszą opcją jest gaz ziemny.

Istnieją dwa dodatkowe czynniki, które powinny być brane pod uwagę przy porównywaniu LCOE technologii bazujących na węglu kamiennym i gazie.

- 1) Rosnąca konkurencyjność ekonomiczna OZE wywrze presję ekonomiczną na jednostki pracujące dotychczas w podstawie obciążenia, skracając ich roczny czas wykorzystania mocy.
- 2) Istotne są różnice w żywotności jednostek gazowych i węglowych.

Elektrownie gazowe wybudowane w latach 20. nie będą pracować wystarczająco długo, by zmierzyć się z perspektywą wy-

sokich kosztów emisji CO_2 w drugiej połowie wieku. Natomiast w przypadku jednostek węglowych długi okres eksploatacji wystawia je na ryzyko wysokich kosztów zakupu uprawnień do emisji CO_2 , co - wraz z ryzykiem obniżenia czasu wykorzystania mocy zainstalowanej - niekorzystnie wpływa na ich LCOE.

Konkluzje:

- Ekonomia projektów zależy od kosztu kapitału, a ten z kolei jest pochodną ryzyka prawnego i technologicznego. Kluczowe jest zatem, by zminimalizować ryzyko prawne poprzez jasne i stabilne ramy dla rozwoju technologii niskoemisyjnych. W przypadku Polski, koszt finansowania takich inwestycji należy do najwyższych w Europie (np. koszt kapitałowy dla wiatrowych farm na łądzie w 2014 roku wyniósł 8,7-10%, w porównaniu z 3,5-4,5% w Niemczech¹⁸). Zapewnienie stabilnych krajowych ram dla rozwoju sektora energetycznego może mieć porównywalny wpływ na obniżenie kosztów produkcji energii, co ciągle udoskonalenia technologiczne, zmniejszające koszty OZE.
- Istotne jest zapewnienie, by inwestycje do roku 2030 nie tworzyły na dłuższą metę aktywów osieroconych. Biorąc pod uwagę trend zmniejszających się kosztów OZE, połączony z rosnącymi kosztami paliw i emisji CO_2 , należy zoptymalizować inwestycje w elektrownie oparte na paliwach kopalnych. Trzeba unikać budowy przewymiarowanych i nieelastycznych jednostek wytwórczych.

7. Wyniki – techniczna i ekonomiczna ocena scenariuszy

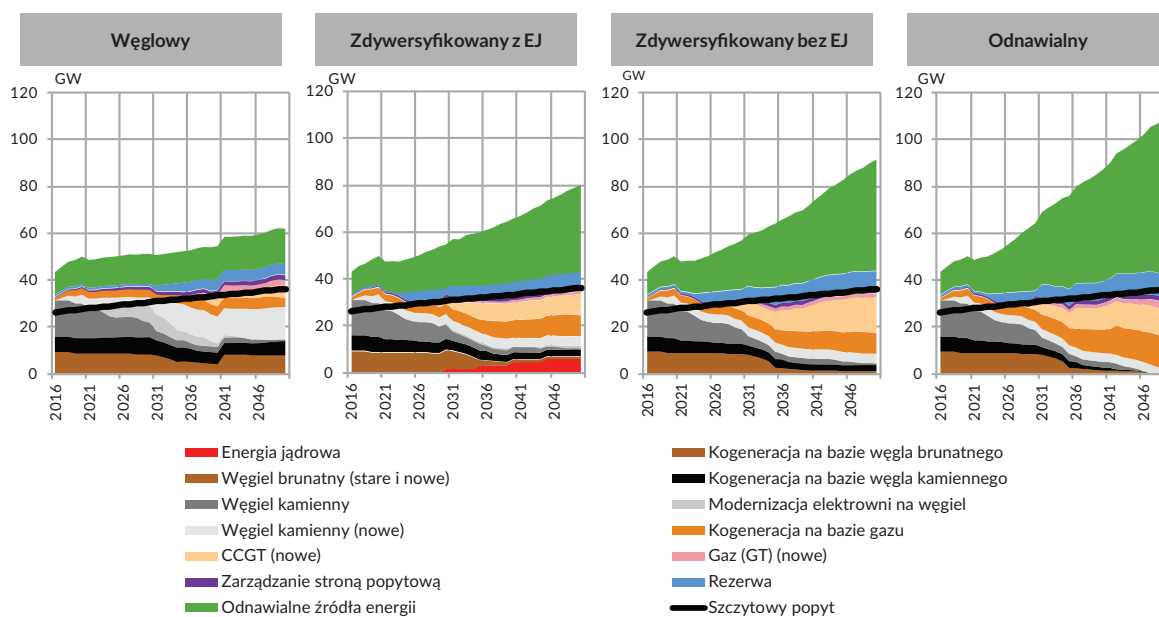
Zaproponowane przez nas scenariusze przedstawiają cztery potencjalne ścieżki modernizacji sektora wytwarzania energii, ukierunkowane na zaspokojenie rosnącego popytu i spełnienie aktualnych i przyszłych wymogów prawnych. Niniejszy rozdział przedstawia techniczne i ekonomiczne skutki każdego ze scenariuszy, starając się odpowiedzieć na poniższe kwestie:

- Jak modernizować sektor energetyczny, aby sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię w najbliższej przyszłości?
- Jak zapewnić długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii?
- Jak różne decyzje w zakresie scenariuszy rozwoju wpłyną na bilans eksportu i importu energii?
- Jak polski sektor wytwórczy może przyczynić się do osiągnięcia długoterminowych celów redukcji emisji CO₂?
- Jaką rolę odgrywa zastosowanie OZE?
- Jak przyjęte wybory strategiczne wpłyną na ceny energii?

32

7.1 Rozwój zdolności wytwórczych

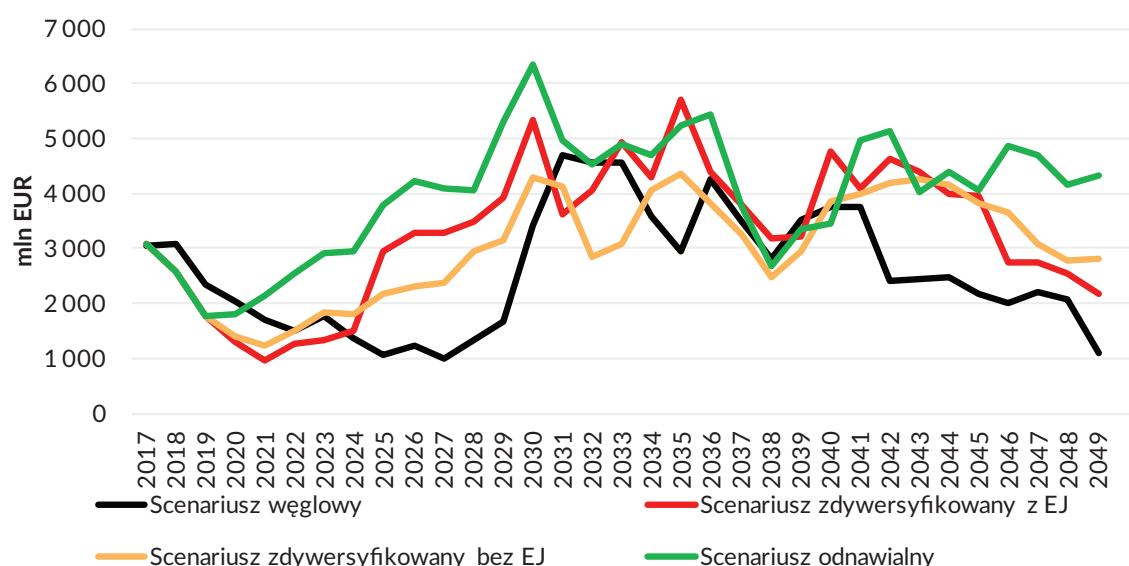
Każda ze ścieżek rozwoju sektora będzie się charakteryzowała innym poziomem mocy zainstalowanej, w zależności od przyjętego założenia dotyczącego udziału energii z OZE. Utrzymywanie rezerw mocy wyłącznie w obrębie krajowego systemu energetycznego bez poszukiwania metod optymalizacji prowadzi do wzrostu mocy w KSE w wyniku budowy jednostek, które praktycznie nie biorą udziału w procesie wytwarzania energii. Jak wynika z rysunku 13 kolejne scenariusze charakteryzują się coraz wyższym poziomem mocy zainstalowanej, będącym konsekwencją budowy zmiennych źródeł OZE o krótszym czasie wykorzystania mocy niż jednostki na paliwa kopalne. Przekłada się to na poziom nakładów inwestycyjnych, który jest w niektórych przypadkach kompensowany niskimi kosztami operacyjnymi (więcej na temat kosztów w dalszych rozdziałach).



Rys. 13 Struktura mocy zainstalowanej w poszczególnych scenariuszach (GW)

Rysunek 14 przedstawia rozkład rocznych wydatków inwestycyjnych związanych z budową nowych mocy i modernizacją istniejących jednostek wytwórczych. Jak widać, w scenariuszu węglowym od 2023 roku poziom wydatków spada poniżej pozostałych scenariuszy. Jest to efekt wyboru ścieżki modernizacji

istniejącej bazy i braku nowych inwestycji poza ukończeniem obecnie realizowanych projektów. Jednak w latach 30-tych pojawia się konieczność wymiany majątku wytwórczego, co skutkuje znaczącym wzrostem rocznych nakładów.



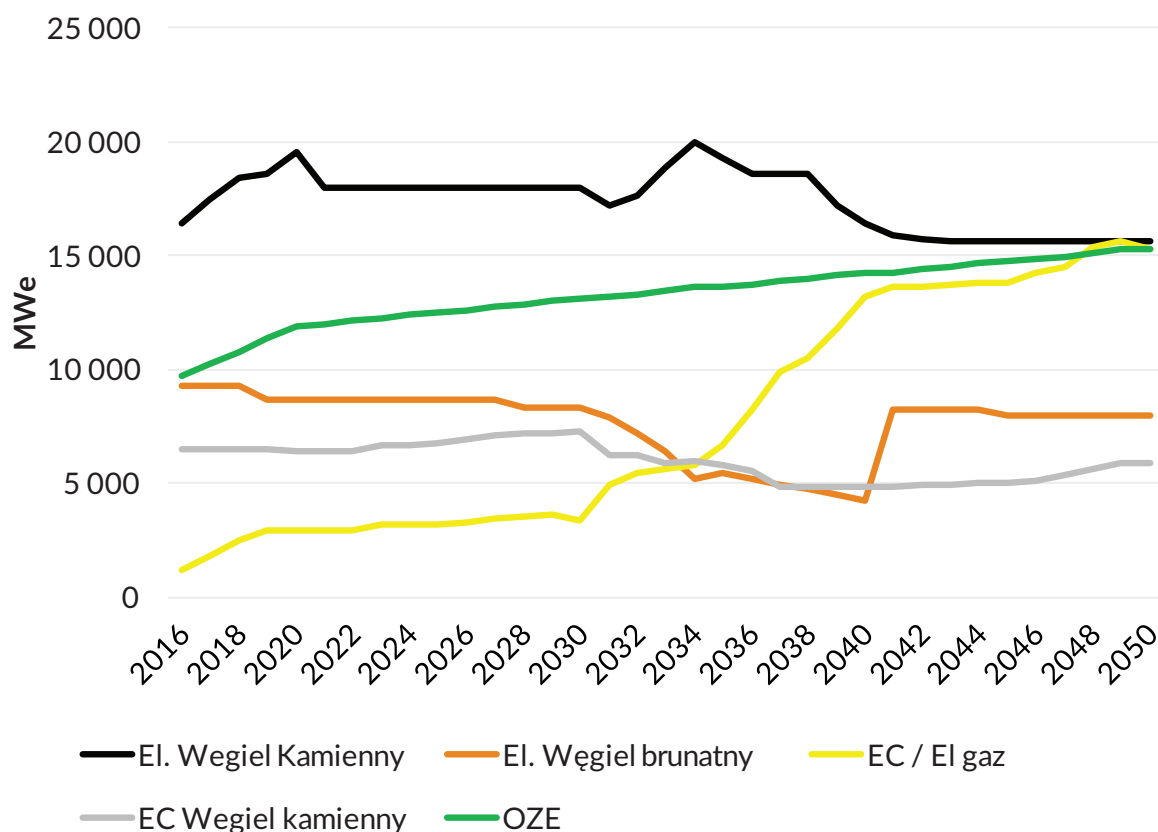
Rys. 14 Roczne nakłady inwestycyjne w krajowej energetyce

33

W kolejnych podrozdziałach omówiono poszczególne scenariusze oraz uwarunkowania wpływające na krajowy bilans mocy.

7.1.1 Scenariusz węglowy

- Po uruchomieniu jednostek wytwórczych będących obecnie w budowie i po modernizacji istniejących następuje okres wyhamowania nowych inwestycji. Przeprowadzone działania pozwolą na przedłużenie żywotności bloków węglowych o 50-60 tys. godzin pracy, czyli o ok. 10 lat. Po tym okresie powinno nastąpić przyspieszenie procesów inwestycyjnych. Zgodnie z analizami ok. 10,4 GW w nowych jednostkach wykorzystujących węgiel oraz gaz zastąpi moce wycofywane z eksploatacji.
- W wyniku przeprowadzonych modernizacji istniejących jednostek wytwórczych, obejmujących jednostki o mocy 6,9 GW do roku 2030, sektor jest w stanie utrzymać krajowy margines rezerwy mocy na poziomie 9%.
- Założono, że do realizacji tego scenariusza uruchomione zostaną nowe odkrywkowe kopalnie węgla brunatnego z elektrowniami o łącznej mocy 7 GW.
- Dodatkowe jednostki rezerwowe o mocy 3,7 GW będą uruchamiane od roku 2031 po to, aby utrzymać margines wymaganej rezerwy mocy.
- W związku z przyjętym założeniem utrzymania 17% udziału energii ze źródeł odnawialnych i wzrostem krajowego zużycia energii następuje powolny wzrost zainstalowanych mocy OZE.
- Likwidowane kogeneracyjne jednostki ciepłownicze są zastąpione nowymi elektrociepłowniami węglowymi (70% mocy) i gazowymi.

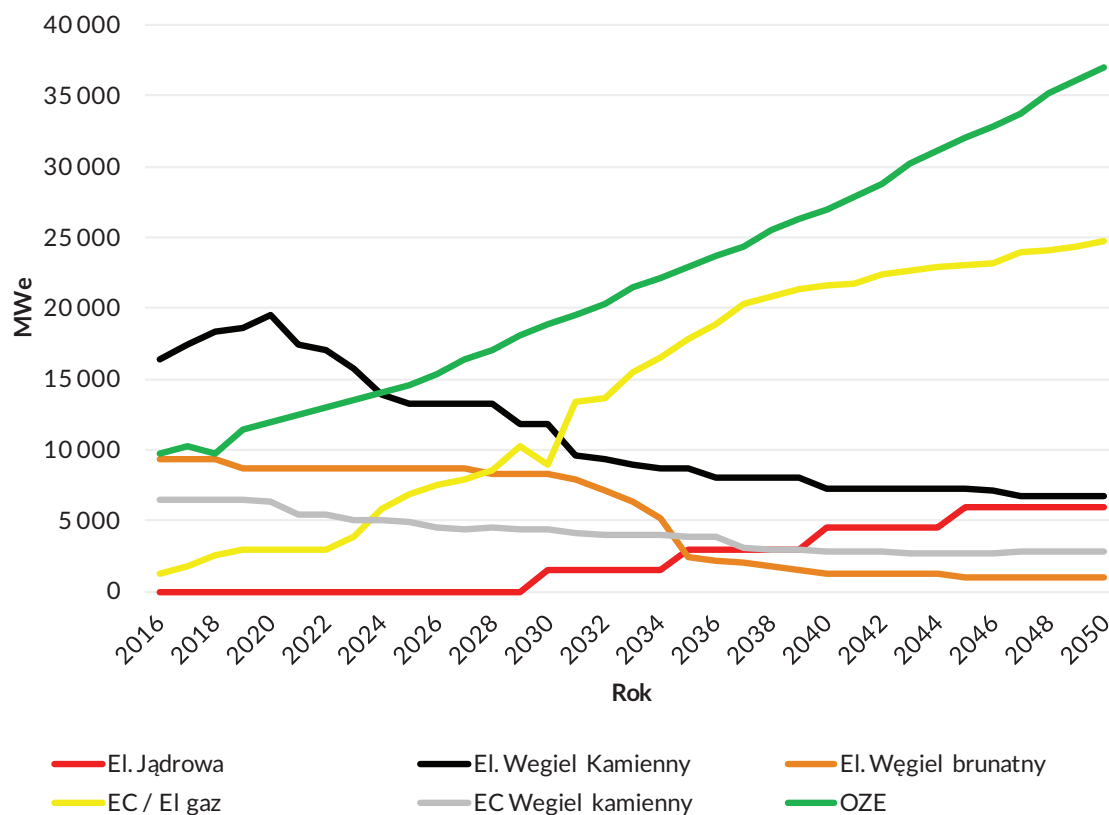


Rys. 15 Zmiana mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych (w tym rezerwa)

34

7.1.2 Scenariusz zdywersyfikowany z elektrownią jądrową

- Ze względu na brak opłacalności ekonomicznej nie są uruchamiane żadne nowe jednostki węglowe poza tymi, które są obecnie w budowie.
- Modernizacja przedłuża żywotność niektórych istniejących jednostek wytwórczych do czasu zainstalowania wystarczających mocy w nowobudowanych blokach jądrowych i jednostkach wykorzystujących energię z OZE. Należy podkreślić, że tylko niewielka ilość jednostek zostaje zakwalifikowana do modernizacji. Powodem tego jest wzrost nakładów inwestycyjnych (CAPEX) na nowe instalacje ochrony środowiska i spadek sprawności ogólnej jednostek wytwórczych towarzyszący rozbudowie tych instalacji.
- Wycofanie z eksploatacji jednostek wykorzystujących węgiel brunatny jest częściowo kompensowane nowymi elektrowniami jądrowymi, budowanymi od początku lat 30. Moce elektrowni jądrowych wzrastają stopniowo do 6 GW w roku 2050.
- Założono, że do realizacji tego scenariusza uruchomione zostaną najbardziej ekonomicznie opłacalne kopalnie węgla kamiennego zlokalizowane w Lubelskiem.
- Likwidowane kogeneracyjne jednostki ciepłownicze są zastąpione nowymi jednostkami gazowymi (70% mocy) i kogeneracją wykorzystującą węgiel.
- Udział odnawialnych źródeł energii wzrasta do 38% do roku 2050.
- Pierwsze uruchomienie elektrowni CCGT odbywa się dopiero w okolicy roku 2028. Do tego czasu muszą jednak zostać wybudowane jednostki rezerwowe (ok. 3,7 GW), by utrzymać 9 % krajowego marginesu mocy. Docelowo do roku 2050 będzie potrzebnych ok 5,6 GW w jednostkach rezerwujących system elektroenergetyczny.

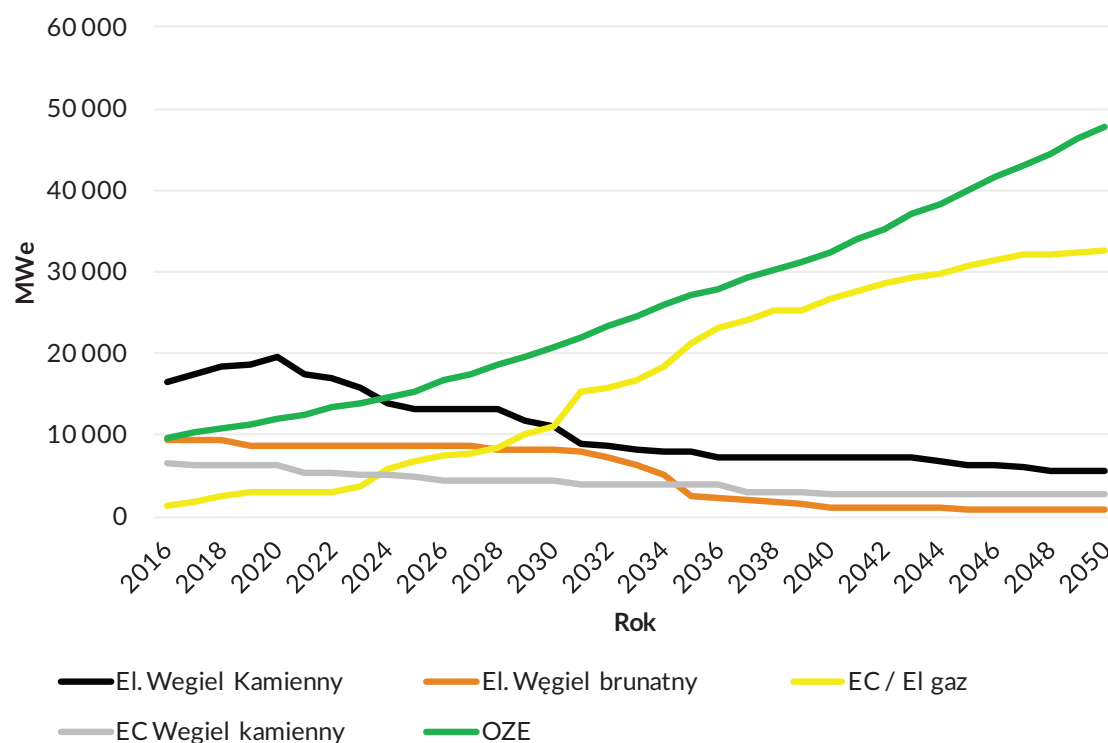


Rys. 16 Zmiana mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych (w tym rezerwa)

7.1.3 Scenariusz zdywersyfikowany bez elektrowni jądrowej

Najważniejsze działania:

- Scenariusz zdywersyfikowany bez EJ w początkowych latach zbliżony jest do wcześniej opisanego scenariusza zdywersyfikowanego z EJ. Natomiast w horyzoncie długoterminowym wymaga wybudowania dodatkowo 6,4 GW nowych mocy CCGT i 2,8 GW nowych mocy w gazowych jednostkach rezerwowych, by zrekompensować brakujące bloki jądrowe.
- Jednostki wykorzystujące energię jądrową (EJ) zostają zastąpione dodatkowymi jednostkami wykorzystującymi OZE i gaz.
- Nie są uruchamiane żadne nowe jednostki węglowe poza tymi, które są obecnie w budowie.
- Założono, że do realizacji tego scenariusza uruchomione zostaną najbardziej ekonomicznie opłacalne kopalnie węgla kamiennego zlokalizowane w Lubelskiem.
- Udział odnawialnych źródeł energii w popycie całkowitym wzrasta do 50% w roku 2050.

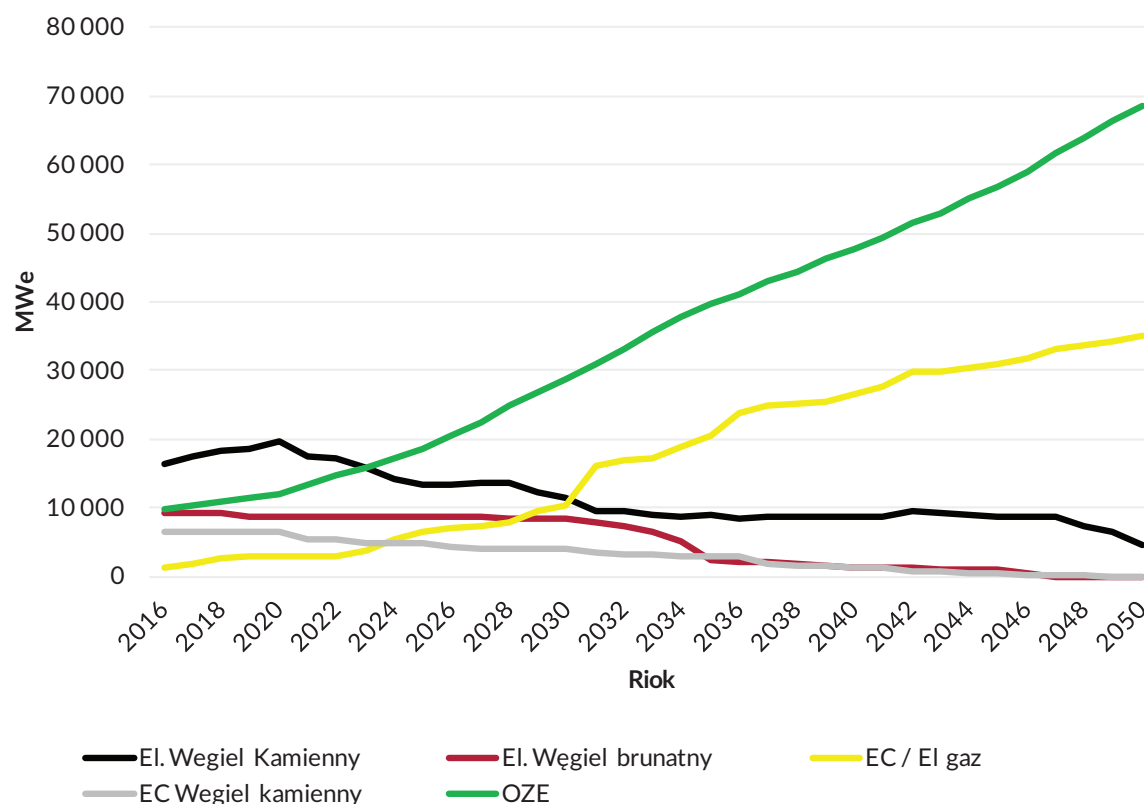


Rys. 17 Zmiana mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych (w tym rezerwa)

7.1.4 Scenariusz odnawialny

Najważniejsze działania:

- Scenariusz odnawialny polega na sukcesywnym uruchamianiu nowych instalacji OZE w całym okresie analizy.
- Nie są uruchamiane żadne nowe jednostki węglowe poza tymi, które są obecnie w budowie, a także nie są modernizowane istniejące jednostki węglowe.
- Przewidywane jest stopniowe wygaszenie elektrowni węglowych w okresie 2040-2050. Nie uruchamia się nowych kopalń.
- Likwidowane, po okresie technicznej żywotności, jednostki kogeneracyjne są zastępowane nowymi opalanymi gazem, biomasą i biogazem.
- Udział odnawialnych źródeł energii w popycie całkowitym wzrasta do 73% w roku 2050.
- Nowe jednostki CCGT są budowane od roku 2028, częściowo zastępując wycofywane z eksploatacji elektrownie węglowe. Wskutek wysokiego udziału OZE do roku 2050, buduje się więcej rezerwowych turbin gazowych, a mniej CCGT w porównaniu ze scenariuszem zdywersyfikowanym z EJ. Konieczność budowy jednostek rezerwowych pojawia się już przed rokiem 2024.



Rys. 18 Zmiana mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych (wraz z rezerwą)

7.1.5 Wnioski

- Zapewnienie pokrycia zapotrzebowania na moc szczytową (40 GWe w 2050 r.) wraz z wymaganą rezerwą mocy oznacza potrzebę uzyskania w 2050 r. w systemie energetycznym mocy zainstalowanej wynoszącej:
 - 60 GWe – scenariusz węglowy
 - 78 GWe- scenariusz zdywersyfikowany z EJ
 - 89 GWe- scenariusz zdywersyfikowany bez EJ
 - 108 GWe- scenariusz odnawialny
- Czynniki kompensującymi budowę nowych mocy mogą być: poprawa elastyczności systemu energetycznego, połączony rynek energii i efektywność energetyczna.
- W perspektywie krótkoterminowej zapewnienie bezpieczeństwa dostaw oraz odpowiedniego poziomu rezerw mocy powinno być realizowane przy pomocy środków, których należy użyć bez względu na przyszłe wybory kierunków rozwoju sektora energii („no-regret”). Do działań tych należą m.in. zastąpienie sukcesywnie likwidowanych jednostek kogeneracyjnych opartych na węglu instalacjami kogeneracyjnymi opartymi na gazie, wdrożenie zarządzania stroną popytową (DSR i DSM), wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej oraz wzmocnienie połączeń transgranicznych. Odpowiednie wykorzystanie tych środków może w istotny sposób zwiększyć bezpieczeństwo do-

staw energii oraz krótkookresowo zmniejszyć zapotrzebowanie na uruchamianie nowych mocy wytwórczych przed rokiem 2030. Dodatkowo, szersze wykorzystanie technologii bazujących na biomasie i odpadach, a także innych technologii OZE, może również przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii.

- Modernizacja istniejących elektrowni na węgiel kamienny (wraz z ukończeniem obecnie realizowanych inwestycji energetycznych) oraz działania opisane powyżej pozwolą na 10-cio letnią przerwę w budowie nowych jednostek wytwórczych w scenariuszu węglowym. Jednak po tym okresie, na skutek wycofywania zdekapitalizowanych jednostek, pojawia się potrzeba realizacji nowych inwestycji. Modernizacja wytypowanych istniejących bloków na węgiel kamienny może być optymalnym ekonomicznie działaniem pozwalającym na zmniejszenie kosztów transformacji sektora. Kluczowym warunkiem jest jednak stworzenie spójnej długoterminowej wizji rozwoju branży energetycznej, aby realizowane modernizacje były etapem na drodze transformacji, a nie działaniem incydentalnym nakierowanym na „kupowanie czasu” i oddalanie ostatecznych decyzji.
- Założenie utrzymania 9% rezerwy mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym prowadzi do budowy jednostek rezerwowych o bardzo niskim lub wręcz zerowym czasie wykorzystania mocy. Należy poszukiwać dróg opty-

malizacji pokrywania zapotrzebowania na moc szczytową, które obniżą wydatki inwestycyjne na jednostki rezerwowe. W scenariuszu węglowym rezerwa mocy w 2050 r. wynosi 980 MWe w blokach węglowych (zimna rezerwa) i 3770 MWe w turbinach gazowych, w scenariuszu odnawialnym odpowiednio 4500 MWe i 5100 MWe. Jednostki te nie są praktycznie wykorzystywane. Wykonane wyliczenia wskazują na konieczność przeprowadzenia dalszej dyskusji na temat sposobu optymalizacji kosztów rezerwowania mocy w KSE.

- Koszty rezerwowania mocy szczytowych mogą obniżyć: integracja KSE z sektorem ciepłownictwa oraz transportu elektrycznego (akumulacja energii), efektywne wykorzystanie połączeń transgranicznych i zarządzanie stroną popytową. Szczególnie duży potencjał tkwi w istniejących systemach ciepłowniczych, które mogą być zarówno odbiorcami jak i dostawcami energii elektrycznej. Zważywszy na dużą moc zainstalowaną systemów ciepłowniczych (ok 50 GWt), ich wpływ na stabilizację pracy KSE może być znaczący, pod warunkiem zastosowania odpowiednich rozwiązań systemowych.
- Sektor elektrociepłowni może docelowo dysponować zainstalowaną mocą elektryczną na poziomie 19 GWe, co stanowi około połowy zapotrzebowania na moc szczytową w 2050 r. Wykorzystanie potencjału kogeneracji dla zapewnienia dostaw mocy i energii powinno być jednym z priorytetowych kierunków polityki energetycznej. W związku z faktem, że krajowy system elektrociepłowni również stoi

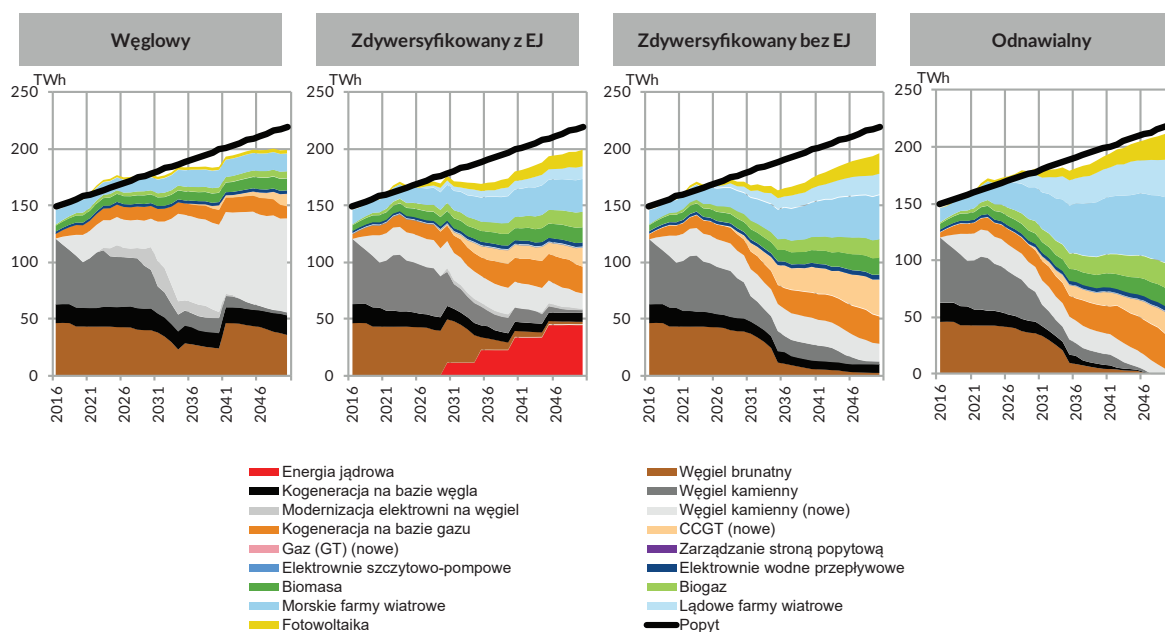
przed koniecznością odbudowy majątku wytwórczego, warto rozważyć wprowadzenie rozwiązań systemowych i technicznych pozwalających na pełne wykorzystanie sektora kogeneracji z perspektywy potrzeb KSE.

- Przeprowadzone analizy cen energii (LCOE) wskazują na ryzyko utraty konkurencyjności rynkowej jednostek na węgiel kamienny i brunatny ok 2030 r. w stosunku do farm wiatrowych. Przewaga farm lądowych oraz fotowoltaiki pojawi się w połowie lat 20-tych. Zmiany technologiczne w obszarze instalacji OZE powinny być uważnie brane pod uwagę, aby uniknąć ryzyka ponoszenia wysokich kosztów osieroconych będących konsekwencją błędnych decyzji inwestycyjnych.

7.2 Produkcja energii i bilans wymiany transgranicznej

Niniejszy rozdział przedstawia produkcję energii w poszczególnych scenariuszach. Zgodnie z przyjętą metodą analizy, model dobiera jednostki wytwórcze ustawiając je wg „merit order” według kryterium najniższych krótkoterminowych kosztów krajowych.

Rysunek 19 przedstawia zmiany produkcji energii w poszczególnych grupach technologicznych i scenariuszach. Czarna linia na wykresach obrazuje krajowe zapotrzebowanie na energię (łącznie ze stratami sieciowymi i zapotrzebowaniem ze strony elektrowni szczytowo-pompowych).



Rys. 19 Struktura wytwarzania energii w poszczególnych scenariuszach oraz krajowe zapotrzebowanie

Tabela nr 4 przedstawia wielkość produkcji energii w poszczególnych grupach jednostek wytwórczych w okresie 2016 – 2050. Pozwala to na zobrazowanie zmian wykorzystania poszczególnych technologii w procesie transformacji energetyki. W scenariuszach widać zróżnicowane wykorzystanie paliwa węglowego, co wynika z dostępności krajowego surowca (o czym piszemy w kolejnym rozdziale). W scenariuszu odnawialnym następuje dwukrotne zwiększenie produkcji energii

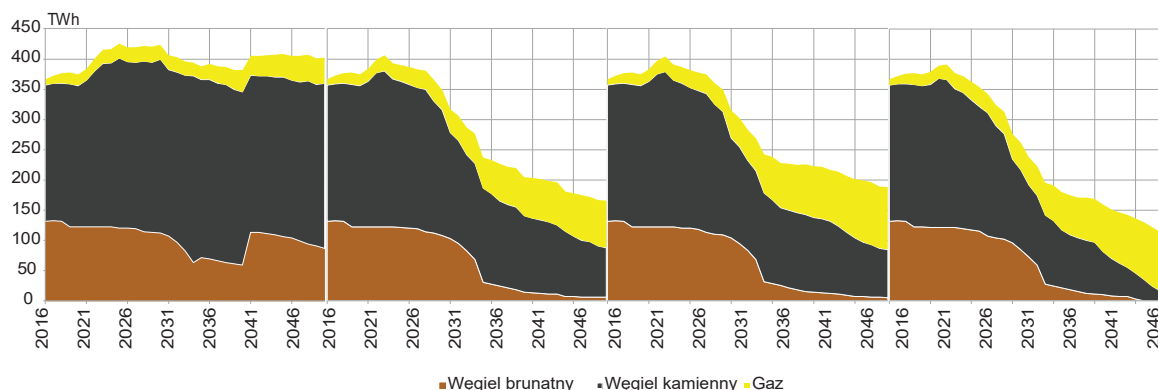
elektrycznej w jednostkach gazowych. Jest to w połowie efekt przebudowy sektora elektrociepłowni i ciepłowni węglowych na gazowe jednostki kogeneracyjne i w połowie efekt wzrostu potrzeb bilansowania zmiennych źródeł OZE. Warto zaznaczyć, że różnica zapotrzebowania na gaz pomiędzy scenariuszem węglowym i odnawialnym, wywołana tymi dwiema przyczynami, wynosi około 5 mld. m³ w roku 2050, czyli tyle ile wynosi obecna zdolność rozładunkowa gazoportu w Świnoujściu.

Tabela 4 Porównanie scenariuszy z perspektywy łącznej produkcji energii w grupach jednostek wytwórczych w okresie 2016 - 2050 r.

Produkcja w okresie 2016-2050	Scenariusz węglowy	Scenariusz zdywersyfik. z EJ	Scenariusz zdywersyfik. bez EJ	Scenariusz OZE
	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)
Zapotrzebowanie krajowe (2016 - 50)	6 433	6 433	6 433	6 433
Elektrownie jądrowe	0	609	0	0
El. węgiel brunatny	1 343	849	851	804
El. węgiel kamienny - istniejące	882	900	907	786
El. węgiel kamienny - zmoderniz.	205	52	0	0
El. węgiel kamienny - nowe	1 758	726	747	615
EC węgiel kamienny	576	385	385	276
EC gazowe	401	576	586	661
CCGT - gazowe	57	218	420	236
GT - gazowe rezerwowe	1	1	1	1
El. wodne	91	102	107	121
EC Biomasowe	276	333	342	364
EC Biogazowe	135	265	302	410
Farmy wiatrowe na lądzie	463	661	821	1 235
Farmy wiatrowe na morzu	0	164	270	541
Fotowoltaika	76	216	244	301
Import netto	169	376	449	80

Na rysunku 20 zobrazowano zapotrzebowanie na węgiel kamienny, brunatny oraz gaz w poszczególnych scenariuszach. Jak widać scenariusz węglowy wymaga utrzymania poziomu dostaw węgla, zarówno kamiennego jak i brunatnego, na niezmiennym poziomie przez cały okres analizy. Pozostałe scenariusze charakteryzują się malejącym zapotrzebowaniem na węgiel, zgodnie z prawdopodobnym poziomem jego podaży z krajowych kopalń (więcej na ten temat w kolejnym rozdziale).

Zużycie gazu w latach 2016-2050 jest najwyższe w wariantcie zdywersyfikowanym, w którym paliwo to jest wykorzystywane nie tylko do celów rezerwowania zmiennych OZE, ale również do produkcji energii elektrycznej, co w efekcie przekłada się na wyższe hurtowe ceny energii i wzrost importu energii do Polski. W scenariuszu odnawialnym zużycie gazu jest podobne, ale tutaj większa jego część jest kierowana do elektrociepłowni produkujących również ciepło dla potrzeb bytowych.

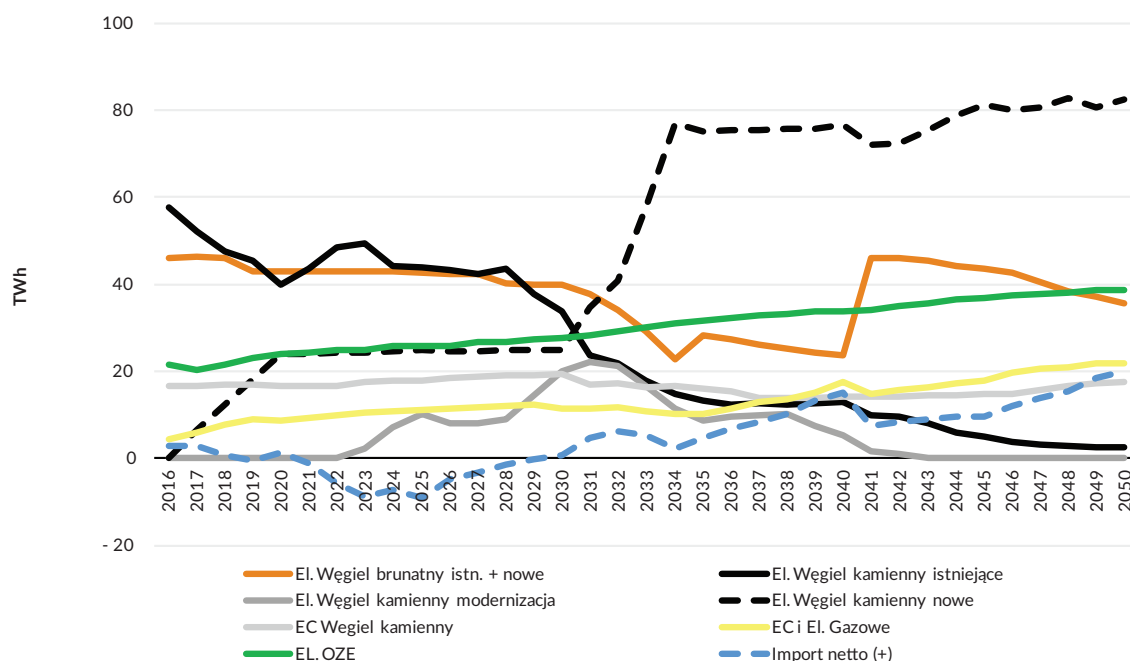


Rys. 20 Zmiana popytu na paliwa kopalne w scenariuszach.

W kolejnych podrozdziałach omówiono poszczególne scenariusze oraz uwarunkowania technologiczne wpływające na krajowy bilans eksportu i importu energii.

7.2.1 Scenariusz węglowy

- Nowe jednostki węglowe, pomimo znacząco większego czasu wykorzystania mocy, nie uzyskują przychodów, które by pokryły pełne koszty produkcji łącznie ze zwrotem z zainwestowanego kapitału. Elektrownie węglowe konkurują na rynku kierując się głównie krótkoterminowymi kosztami krańcowymi.
- Zmodernizowane jednostki węglowe w okresie 2020-2030 pełnią rolę jednostek podszczytowych, pracując z ograniczonym czasem wykorzystania mocy na poziomie ok. 2150 godz./rok.
- W latach dwudziestych wzrasta eksport energii na rynki sąsiednie (więcej w rozdz. dot. wymiany międzynarodowej).

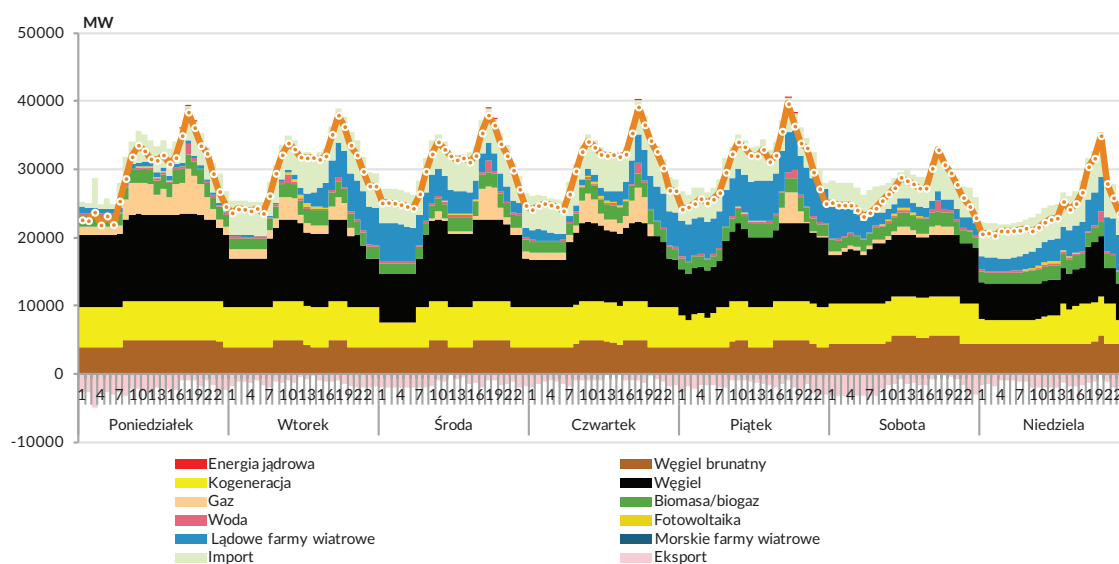


Rys. 21 Produkcja energii w grupach jednostek

- Patrząc na przykładowy tygodniowy wykres produkcji w styczniu w roku 2050 widzimy, że jednostki opalane węglem kamiennym reagują elastycznie na zmieniające się zapotrzebowanie na energię elektryczną i produkcję energii wiatrowej. Wynika to z faktu, że jako droższe pod względem kosztów produkcji są ograniczane w ramach optymalizacji doboru urządzeń wytwórczych. Kogeneracja oraz jednostki wykorzystujące węgiel brunatny pracują stabilniej, w ob-

ciążeniu podstawowym. Produkcja z jednostek gazowych jest wykorzystywana jedynie dla pokrycia zapotrzebowania obciążenia szczytowego w czasach niskiej produkcji zmiennej OZE.

- Handel energią elektryczną z sąsiednimi krajami stabilizuje się. Polska jest krajem tranzytowym dla energii elektrycznej, z importem i eksportem w tych samych godzinach.

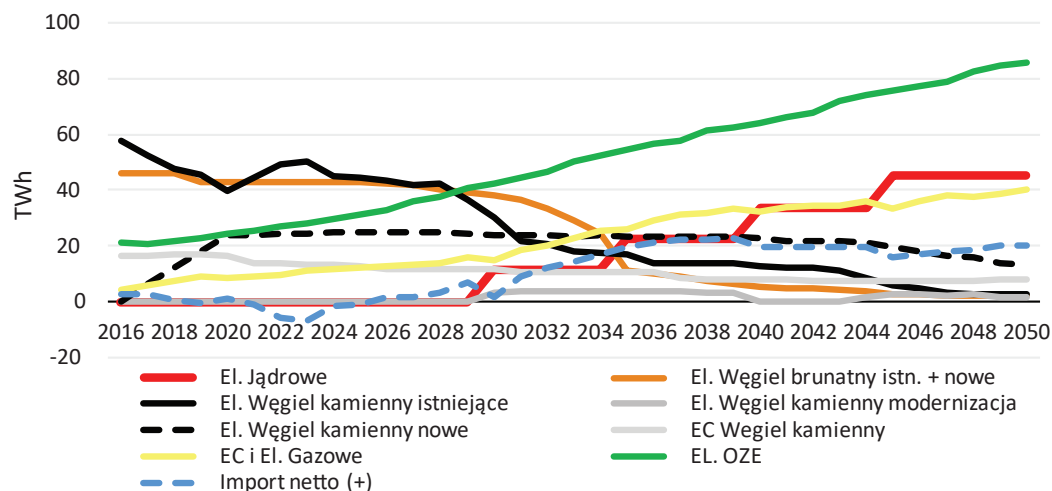


Rys. 22 Scenariusz węglowy - przykładowy tydzień w styczniu 2050 roku

41

7.2.2 Scenariusz zdywersyfikowany (z EJ)

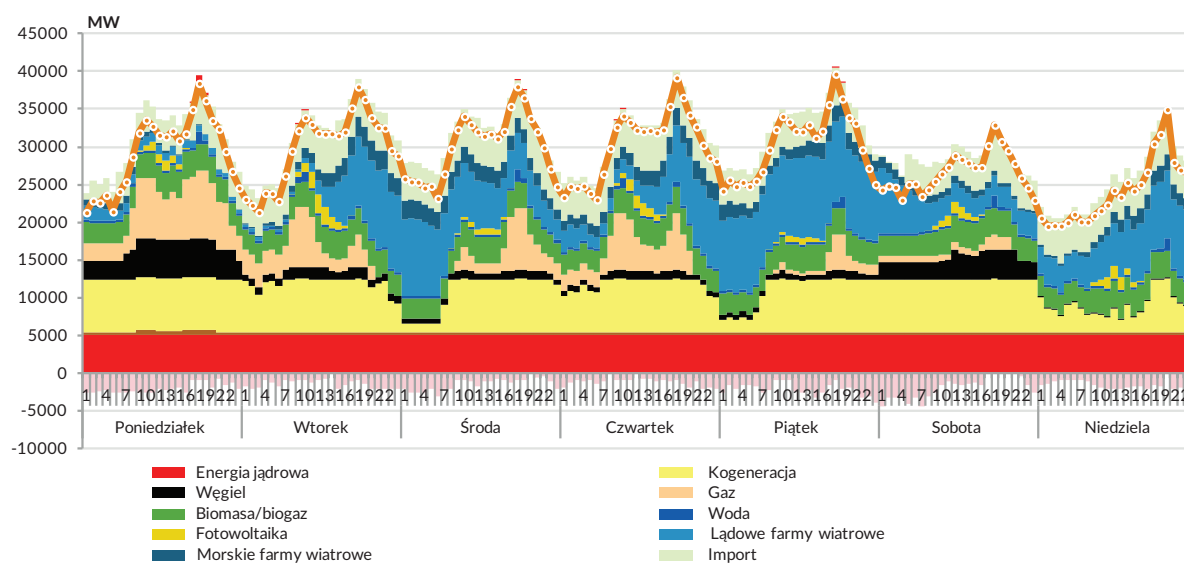
- Produkcja energii w elektrowni jądrowej przy wysokim współczynniku wykorzystania mocy (7500 godz./rok) zastępuje malejącą produkcję na bazie węgla brunatnego.
- Czas wykorzystania mocy elektrowni na węgiel brunatny w połowie lat 40-tych spada do około 2500 godz./rok, czyniąc pracę coraz mniej opłacalną (zważywszy na niepokryte koszty stałe elektrowni i kopalni).
- Import netto energii elektrycznej po roku 2030 jest większy niż w scenariuszu węglowym i odnawialnym. Przyczyną jest niższy udział produkcji energii w jednostkach wytwórczych o niskim koszcie zmiennym, przy jednocześnie relatywnie wysokim udziale jednostek gazowych w porównaniu z sąsiednimi rynkami, na których udział OZE intensywnie wzrasta.



Rys. 23 Produkcja energii w grupach jednostek

- Patrząc na przykładowy tygodniowy wykres produkcji w roku 2050 widzimy, że scenariusz zdywersyfikowany charakteryzuje się wzrastającą dynamiką zmian dobowych produkcji w porównaniu ze scenariuszem węglowym. Jednostki gazowe i węglowe muszą reagować na wahania produkcji opartej na zmiennych OZE. W szczególności farmy lądowe wykazują dni wysokiej produkcji, nie zostawiając żadnego

obciążenia rezydualnego dla produkcji na bazie węgla kamiennego i gazu. Podczas niektórych godzin, nawet produkcja kogeneracyjna w elektrociepłowniach jest zredukowana do minimum. Elektrownia jądrowa zwyczajowo przyjmująca a nie ustalającą ceny, ze względu na niski koszt zmienny produkcji, pracuje w trybie obciążenia podstawowego.



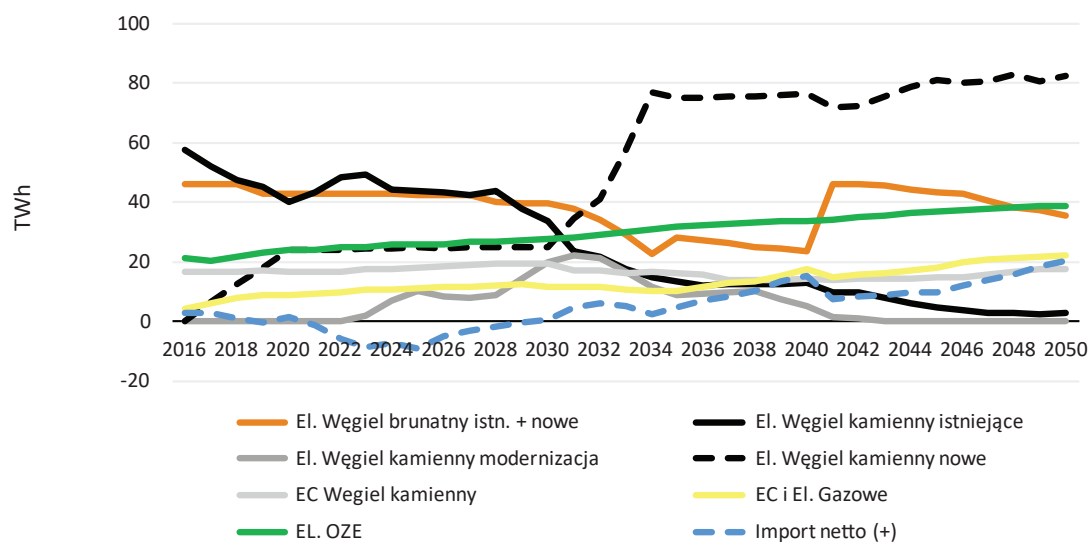
Rys. 24 Scenariusz zdywersyfikowany - przykładowy tydzień w styczniu 2050 roku

42

7.2.3 Scenariusz zdywersyfikowany bez elektrowni jądrowej

- Dla skompensowania braków energii produkowanej w EJ następuje wzrost mocy i produkcji w jednostkach gazowych typu CCGT oraz w jednostkach OZE.
- Scenariusz charakteryzuje się najwyższym poziomem importu energii ze względu na duży udział jednostek gazowych będą-

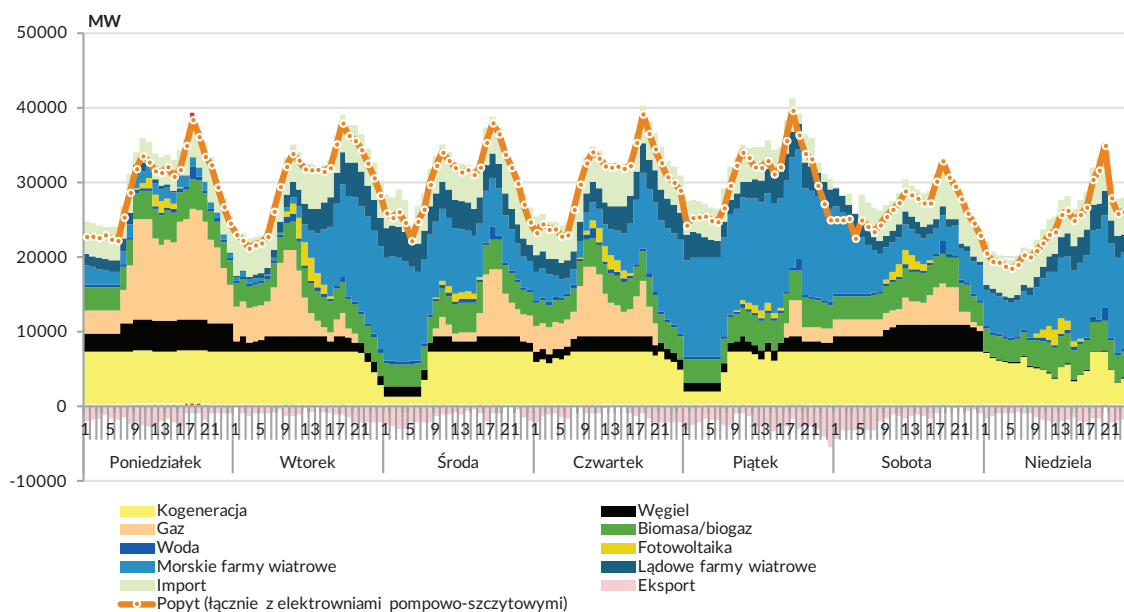
cych „cenotwórcami” i ciągle zbyt mały jednostek OZE o niskich kosztach zmiennych (w porównaniu z sąsiednimi rynkami).



Rys. 25 Produkcja energii w grupach jednostek

- Patrząc na przykładowy obraz pracy tygodniowej w 2050 widzimy, że jednostki kogeneracyjne muszą elastycznie redukować poziom produkcji w chwilach nadwyżek energii

z OZE. W sytuacji odwrotnej, w okresach niskiej produkcji z OZE jednostki gazowe muszą dynamicznie wypełniać lukę podażową.

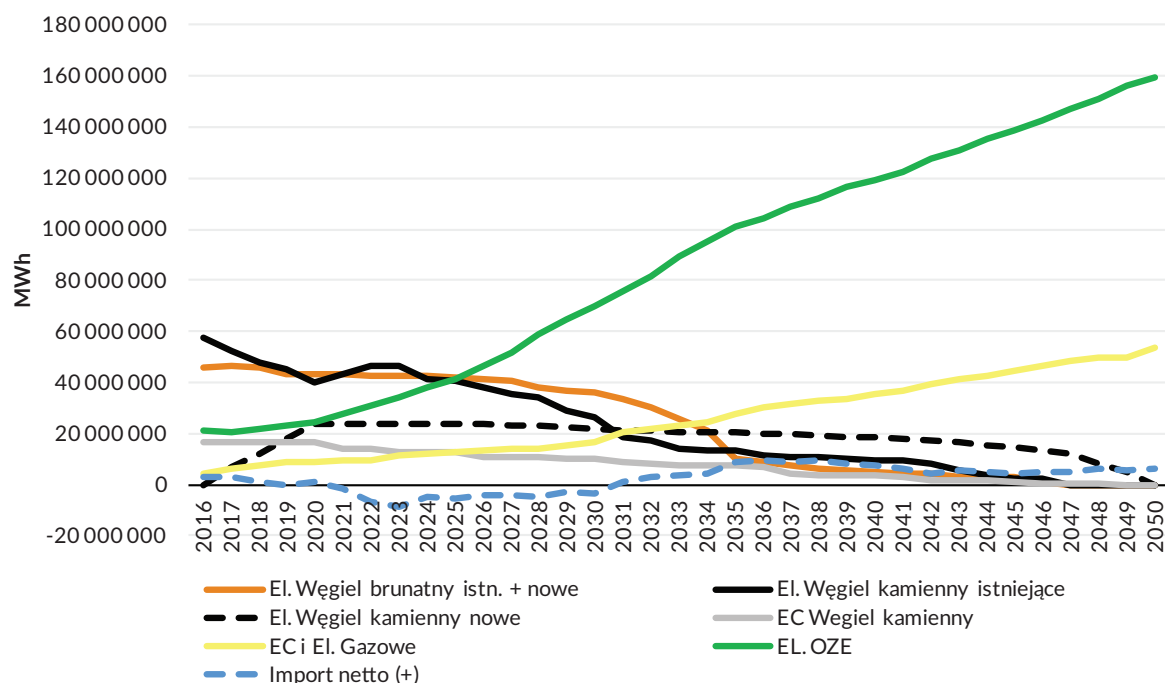


Rys. 26 Scenariusz zdywersyfikowany bez EJ - przykładowy tydzień w styczniu 2050 roku

43

7.2.4 Scenariusz odnawialny

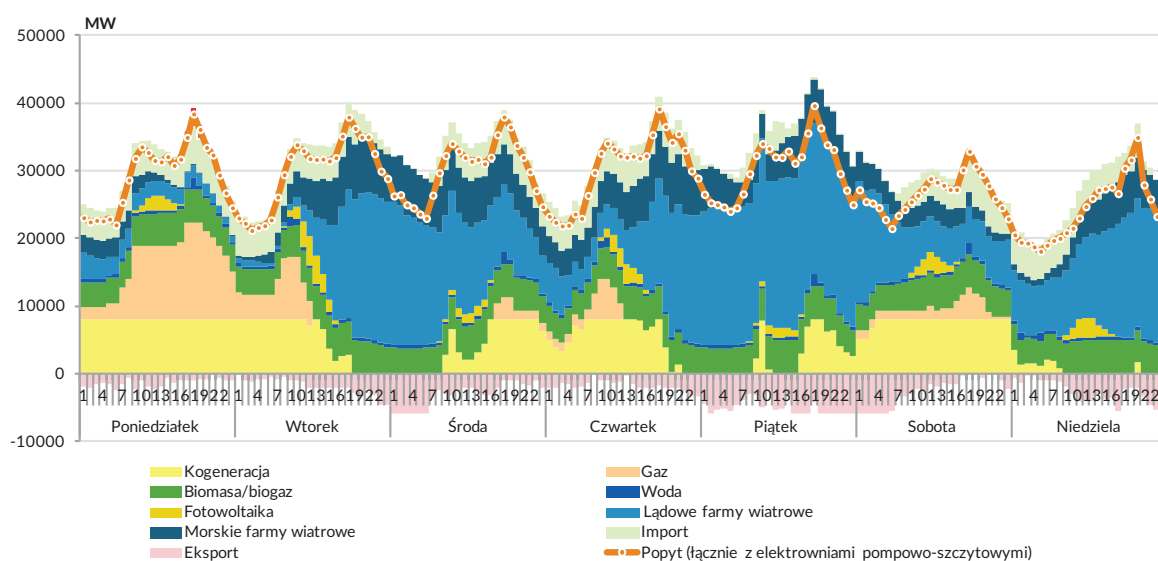
- W porównaniu z pozostałymi scenariuszami, w scenariuszu odnawialnym jednostki gazowe charakteryzują się najniższym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej.
- W konsekwencji wysokiego udziału zmiennych źródeł OZE, elektrociepłownie gazowe, jednostki gazowe CCGT oraz turbiny gazowe GT muszą elastycznie odpowiadać na dynamiczne zmiany podaży energii w systemie elektroenergetycznym. Elektrociepłownie opalane gazem pracują zgodnie z potrzebami rynku energii elektrycznej. Kotły gazowe lub pompy ciepła, a także akumulatory ciepła bilansują zapotrzebowanie na energię do celów grzewczych.
- Wysoki udział produkcji w źródłach o niskim koszcie zmiennym prowadzi do uzyskania najniższego poziomu importu energii netto (w porównaniu z pozostałymi scenariuszami), ze względu na wyższy stopień dopasowania do mikśów energetycznych na otaczających rynkach, charakteryzujących się wysokim udziałem OZE.
- Pomimo wysokiego udziału energii z OZE nie widać potrzeby ograniczania produkcji zmiennych źródeł OZE (farm wiatrowych i fotowoltaiki). Roczny współczynnik ograniczenia produkcji zmiennych OZE nie wzrasta powyżej 2,5% poziomu ich produkcji w roku 2050.



Rys. 27 Produkcja energii w grupach jednostek

44

- Z przykładowego tygodnia pracy jednostek wytwórczych w 2050 widać, że występują godziny, podczas których krajowa produkcja energii odnawialnej przewyższa krajowy popyt na energię. Podczas tych godzin nadwyżka energii jest eksportowana na sąsiednie rynki. Produkcja w farmach wiatrowych i fotowoltaicznych, która nie może zostać przyjęta do systemu krajowego bądź zagranicznych, będzie ograniczana (max. 2,5% w roku 2050).
- W dni o niskiej produkcji na bazie zmiennych OZE, gazowe jednostki kogeneracyjne i turbiny gazowe dostarczają niezbędnych mocy dla pokrycia potrzeb rynku. Jednostki kogeneracyjne w elektrociepłowniach nie pracują już w funkcji zapotrzebowania na ciepło. W pewnych okresach, elektrociepłownie kogeneracyjne muszą zostać wyłączone. W tym czasie, zapotrzebowanie na ciepło jest pokrywane przez magazyny ciepła i kotłownie rezerwowe przeznaczone do podgrzewania wody sieciowej.



Rys. 28 Scenariusz odnawialny - przykładowy tydzień w styczniu 2050 roku

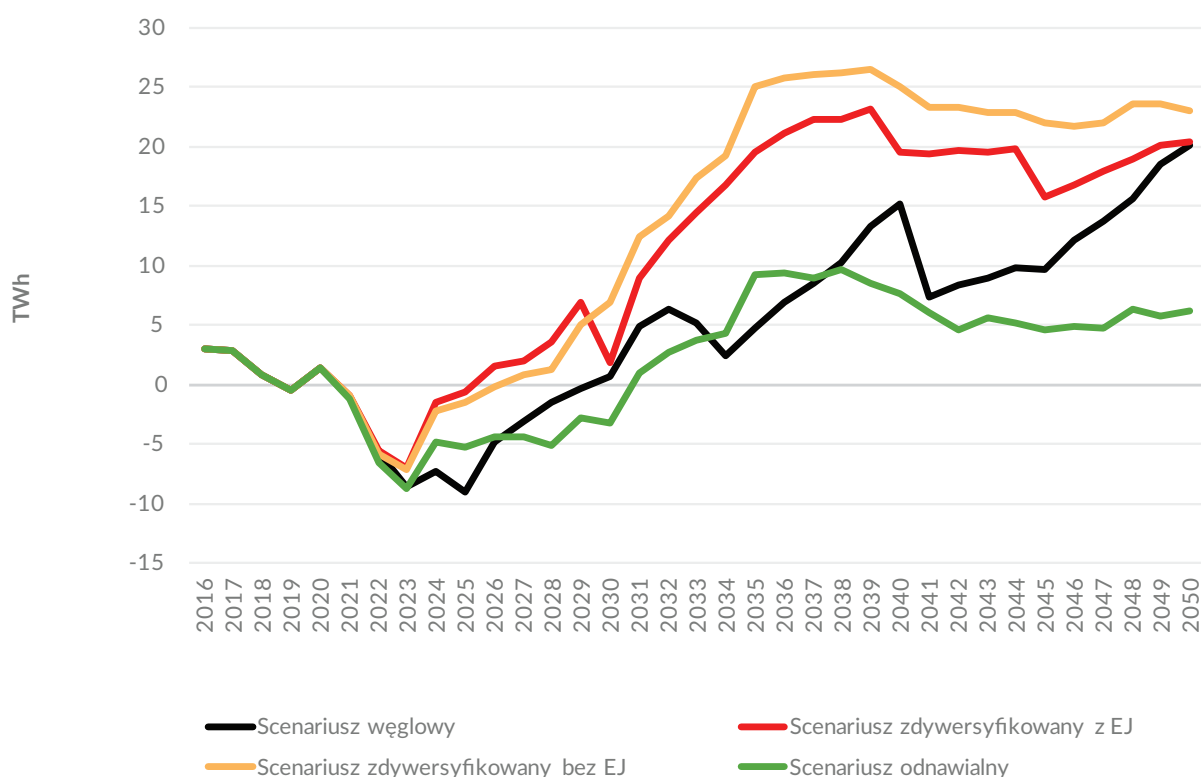
7.2.5 Wymiana międzynarodowa

- Przy przyjętych założeniach dotyczących kosztów paliw i CO₂, wymagana marża potrzebna do pokrycia kosztów zmiennych elektrowni węglowych jest niższa od wymaganej marży elektrowni gazowych przez cały okres analizy. W konsekwencji, obecne w systemie elektrownie węglowe konkurujące w oparciu o koszty zmienne, mogą zaoferować tańszą energię elektryczną niż elektrownie gazowe. Jest to jedna z głównych przyczyn wzrostu eksportu energii z Polski w latach 20-tych. Należy przy tym podkreślić, że przewaga kosztowa elektrowni węglowych zanika po uwzględnieniu wszystkich kosztów budowy nowych mocy (por. rozdział LCOE), nie biorąc pod uwagę kosztów zewnętrznych.
- W związku z planowanym ograniczaniem produkcji bazującej na węglu i energetyki jądrowej w Niemczech w 2022 r., oczekuje się wzrostu cen energii na tym rynku w wyniku konieczności zwiększonego wykorzystania jednostek gazowych. Do roku 2030 wzrasta zatem eksport energii z Polski, ze względu na niższy poziom cen hurtowych.
- Wraz z dalszym wzrostem, od początku lat 30-tych, produkcji energii z OZE w sąsiednich krajach, szczególnie w Niem-

czach, długoterminowo Polska staje się importem netto energii elektrycznej.

- Scenariusz odnawialny wykazuje się najniższymi potrzebami importowymi, ze względu na duży udział jednostek OZE o niskich kosztach produkcji, skutecznie obniżających hurtową cenę energii. Niewielkie potrzeby importowe w tym scenariuszu wynikają z nieco droższego kosztu rezerwowania mocy w jednostkach gazowych w Polsce, ze względu na przyjęte założenie wyższej ceny gaz w Polsce niż na rynku europejskim.
- W związku z dużym udziałem w wariantach zdywersyfikowanych elektrowni gazowych, wykorzystywanych do rezerwowania mocy wzrasta hurtowa cena energii w Polsce, powodując nieunikniony wzrost importu tańszej energii z rynków sąsiednich, na których pojawia się coraz więcej jednostek OZE o „zerowych” kosztach zmiennych.

Na wykresie (Rys. 29) przedstawiony został import energii do Polski (wartość dodatnia) oraz eksport energii z Polski (wartość ujemna) dla każdego scenariusza.



Rys. 29 Krajowy bilans wymiany handlowej (eksport [-] / import [+])

7.2.6 Wnioski

- Przejściowo, w latach 20-tych, Polska staje się eksporterem energii ze względu na niższy poziom cen hurtowych cen w porównaniu z rynkami sąsiednimi, zwłaszcza rynkiem niemieckim. Przyczyną wzrostu cen energii w Niemczech jest decyzja o wycofaniu się z energetyki jądrowej, wzrost ryzyka zmniejszenia rezerw mocy i rezerwowania jednostkami gazowymi. Rozbudowa połączeń transgranicznych pomiędzy systemami energetycznymi Niemiec i Polski, poprawia czas wykorzystania mocy zainstalowanej w krajowych elektrowniach węglowych. Od roku 2030, w wyniku kontynuacji rozwoju OZE w krajach sąsiednich, ceny energii w Polsce przestają być konkurencyjne. Polska staje się importers netto.
- Budowa jednostek OZE jest najskuteczniejszym środkiem prowadzącym do zwiększenia niezależności od importu. Scenariusz odnawialny wypada najkorzystniej, ponieważ polski miks energetyczny zrównuje się z europejskim w zakresie udziałów OZE, co zrównuje hurtowe ceny energii.
- We wszystkich scenariuszach zakłada się wysoki wzrost zdolności importowych i eksportowych. Przeprowadzona dodatkowo analiza wrażliwości wykazała, że handel transgraniczny wpływa na zmniejszenie ogólnych kosztów systemowych. Natomiast, jeżeli kraje będą stosować założenie, że lokalne moce wytwórcze muszą w każdej chwili pokryć zapotrzebowanie szczytowe wraz z wymaganą rezerwą, potencjalne korzyści z rozbudowy połączeń międzysystemowych zostaną spożytkowane w ograniczonym zakresie.
- Jednostki kogeneracyjne, szczególnie te oparte na gazie, dzięki swojej elastyczności mogą pełnić dodatkowo funkcje regulacyjne na rzecz KSE, na co będzie wzrastało zapotrzebowanie wraz z rosnącym udziałem zmiennych OZE. Konieczne jest zatem, by projektując nowe elektrociepłownie zapewnić im możliwość pracy w oderwaniu od bieżącego popytu na ciepło. Praca elektrociepłowni podporządkowana zmianom na rynku energii będzie wymagała odpowiedniego doboru kotłów rezerwujących pracę jednostek kogeneracyjnych, budowy akumulatorów ciepła, a także budowy kotłów elektrycznych lub pomp ciepła do podgrzewania wody sieciowej. Wraz ze wzrostem udziału kogeneracyjnych jednostek gazowych rośnie zdolność danego scenariusza do absorpcji zmian wywołanych w systemie przez niestabilne OZE. W scenariuszu odnawialnym, o największym udziale jednostek gazowych, niemal połowa obciążenia szczytowego może zostać pokryta przez elektrociepłownię.

- Warunkiem docelowej integracji zmiennych OZE jest uelastycznienie całego systemu energetycznego.

7.3 Wkład w ochronę klimatu

Różne scenariusze odmiennie wpisują się w politykę klimatyczną UE (rys. 30).

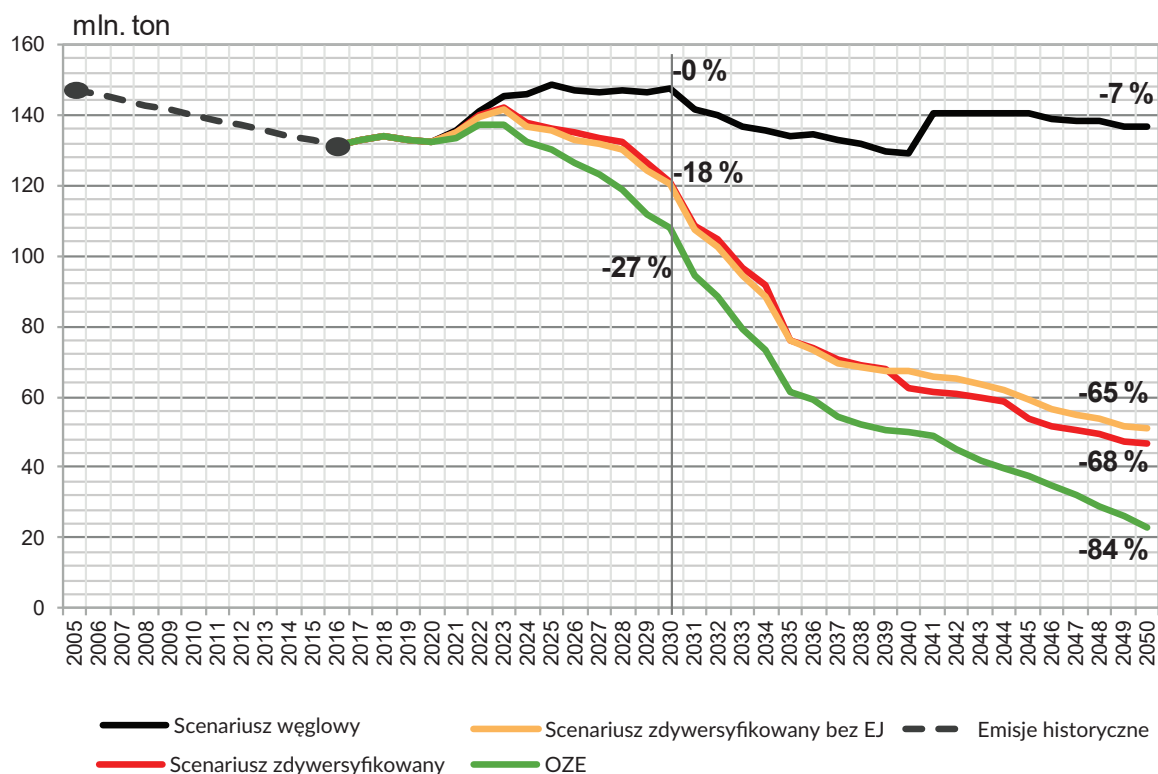
- Scenariusz odnawialny pozwala na uzyskanie redukcji emisji CO₂ o ok 27% w 2030 r. (w stosunku do 2005) i 85% w roku 2050 w stosunku do roku 2005.
- Scenariusze zróżnicowane odpowiednio 18% i 65-68%.
- Scenariusz węglowy w roku 2050 uzyskuje zaledwie 7% redukcji w stosunku do roku 2005.

Wzrost emisji na początku lat 20-tych jest konsekwencją zwiększonego eksportu energii z Polski i przyjętej zasady, że emisje (zanieczyszczenia) pozostają w kraju emitenta. Szczególnie wyraźny wzrost emisji występuje w scenariuszu węglowym, ponieważ dodatkowa produkcja na eksport realizowana jest w jednostkach węglowych. Scenariusz odnawialny, pomimo podobnego eksportu, nie odnotowuje tak dużego wzrostu emisji, ze względu na rosnący udział niskoemisyjnych źródeł.

Porównując scenariusze możemy też posłużyć się wskaźnikiem efektywności redukcji emisji CO₂ kapitału zaangażowanego w przebudowę energetyki krajowej. W tym przypadku redukcja emisji odnoszona jest do hipotetycznego scenariusza zachowawczego (BAU), to jest takiego scenariusza, w którym emisyjność jednostkowa pozostaje niezmieniona na poziomie 790 kg CO₂/MWh.⁸ W scenariuszu BAU łączna emisja CO₂ związana z wytwarzaniem energii elektrycznej w okresie 2016-2050 wynosi 5.1 miliarda ton CO₂. Scenariusz odnawialny pozwala na największą redukcję emisji, o około 2.5 miliarda ton. Scenariusze zdywersyfikowane ok. 2.15 mld. ton, a scenariusz węglowy jedynie 0,85 mld. ton. Dzieląc uzyskane redukcje przez zainwestowany kapitał widzimy, że efektywność w przypadku scenariusza węglowego wynosi 100 Euro/t CO₂ podczas gdy pozostałe trzy scenariusze plasują się na poziomie oscylującym wokół 50 Euro/t CO₂, czyli dwukrotnie niższym.⁹

⁸ Wskaźnik liczony jest jako różnica emisji scenariusza zachowawczego (BAU) i scenariusza ocenianego podzielona przez sumaryczne wydatki inwestycyjne w danym scenariuszu w okresie 2016-50.

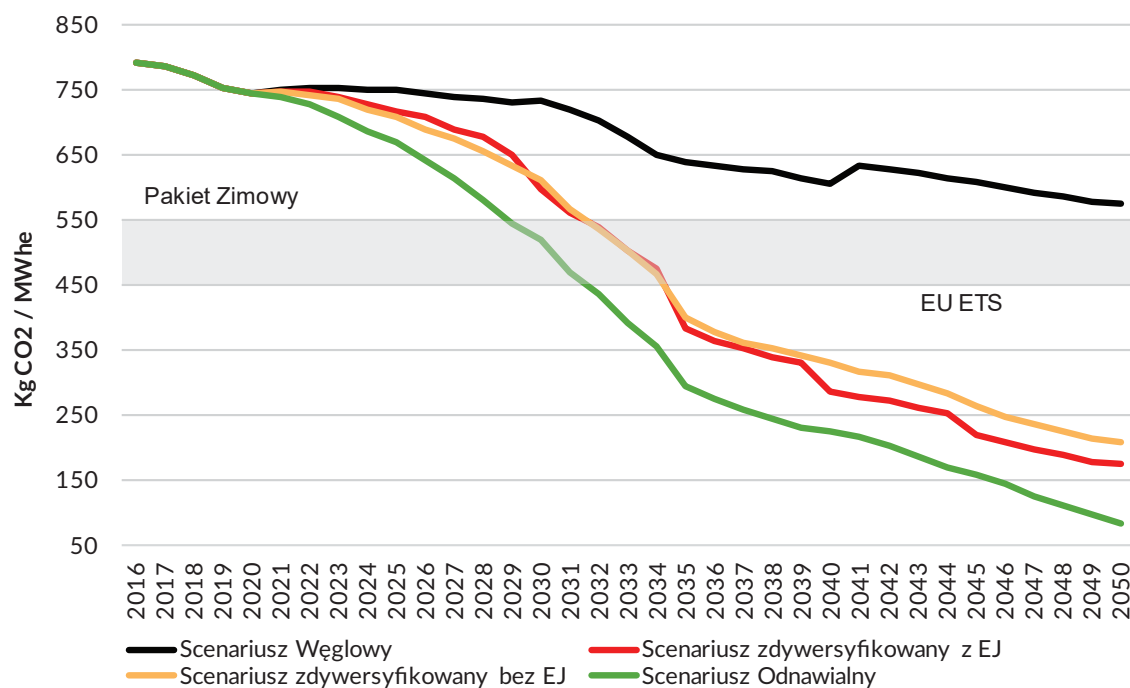
⁹ Analizy własne Forum Energii na podstawie danych enervis.

Rys. 30 Emisja CO₂ w poszczególnych scenariuszach

47

Wykres na rysunku 31 pokazuje, kiedy energetyka krajowa może znaleźć się w obszarze limitów wyznaczonych przez Pakiet Zimowy i Dyrektywę ETS (550-450 kg CO₂/MWh). Jak widać wejście w przedział jednostkowy emisji, w którym prak-

tycznie już dziś znajduje się większość krajów europejskich, może nastąpić w Polsce za 10-15 lat, jeśli pilnie rozpocznie się transformacja sektora. Kontynuacja wariantu zachowawczego z dominacją energetyki węglowej nie pozwala osiągnąć wspomnianych limitów.

Rys. 31 Jednostkowa emisja CO₂ energetyki vs limity Pakietu Zimowego i EUETS

Efektywna redukcja emisji CO₂ zmniejsza ryzyka wynikające dla Polski z polityki klimatycznej i potencjalne koszty na poziomie europejskim i paneuropejskim. W scenariuszu odnawialnym, krajowy sektor energetyczny jest praktycznie w zgodzie z ogólną europejską trajektorią celów klimatycznych w horyzoncie długoterminowym. Jest to ważna kwestia również z perspektywy Europy, która wyznaczyła sobie ambitne cele w zakresie redukcji CO₂, co najmniej 40% do roku 2030, 60% do roku 2040 i 80-95% do roku 2050 w porównaniu z poziomami z roku 1990. Mimo że dla średnioterminowych celów uzgodniono przepisy o wspólnym rozdziale wysiłków redukcyjnych dla sektorów non-EU-ETS, każdy kraj członkowski musi zadbać o znaczący wkład w redukcję emisji do roku 2050, by długoterminowe cele mogły zostać osiągnięte.

Niniejszy raport nie analizuje emisji CO₂ całej gospodarki, ale można wyciągnąć poprawne wnioski porównując cele ETS z emisjami sektora elektrowni i elektrociepłowni. Ponieważ jest to sektor o znaczącym udziale emisji i relatywnie niskich kosztach redukcji emisji CO₂, powinien on przynajmniej podążać za celami redukcji ETS w perspektywie długookresowej. Jeżeli cele UE miałyby być wypełnione dla całej gospodarki krajowej, to bez wątpienia sektor elektrowni i elektrociepłowni powinien przekroczyć trajektorie redukcji zakładane w ramach EU ETS. Dla sektorów należących do EU ETS, bieżące ustawodawstwo („czynnik redukcji liniowej”) zakłada 43-procentową redukcję do roku 2030 i ok. 90-procentową do roku 2050 w zestawieniu z poziomami emisji CO₂ z roku 2005.

W wykonanej analizie, żaden z opracowanych scenariuszy nie ma wyników zbliżonych do celów wyznaczanych przez Unię Europejską do roku 2030. Oznacza to, że aby osiągnąć te cele, konieczne będą dodatkowe działania przed rokiem 2030, nawet zakładając, że zostanie przyjęta strategia rozwoju sektora taka jak w scenariuszu odnawialnym.

Generalnie, jedynie scenariusz odnawialny jest bliski poziomowi redukcji emisji zgodnie z celami europejskimi wyznaczonymi na rok 2050. Na podstawie wykonanych wyliczeń, można stwierdzić, że redukcja emisji zbliżona do 90% jest trudna do osiągnięcia. Przeprowadzona dodatkowa analiza wrażliwości scenariusza odnawialnego wskazuje, że dopiero w powiązaniu z programem wzrostu efektywności energetycznej, prowadzącym do obniżenia tempa wzrostu popytu na energię, można doprowadzić do osiągnięcia celu, jakim jest redukcja emisji CO₂ o 90% w stosunku do roku 2005 (zob. Rozdział 10). Dalszy rozwój technologii magazynowania energii w połączeniu z rozwojem OZE zapewne pozwoli na efektywniejsze redukowanie emisji CO₂.

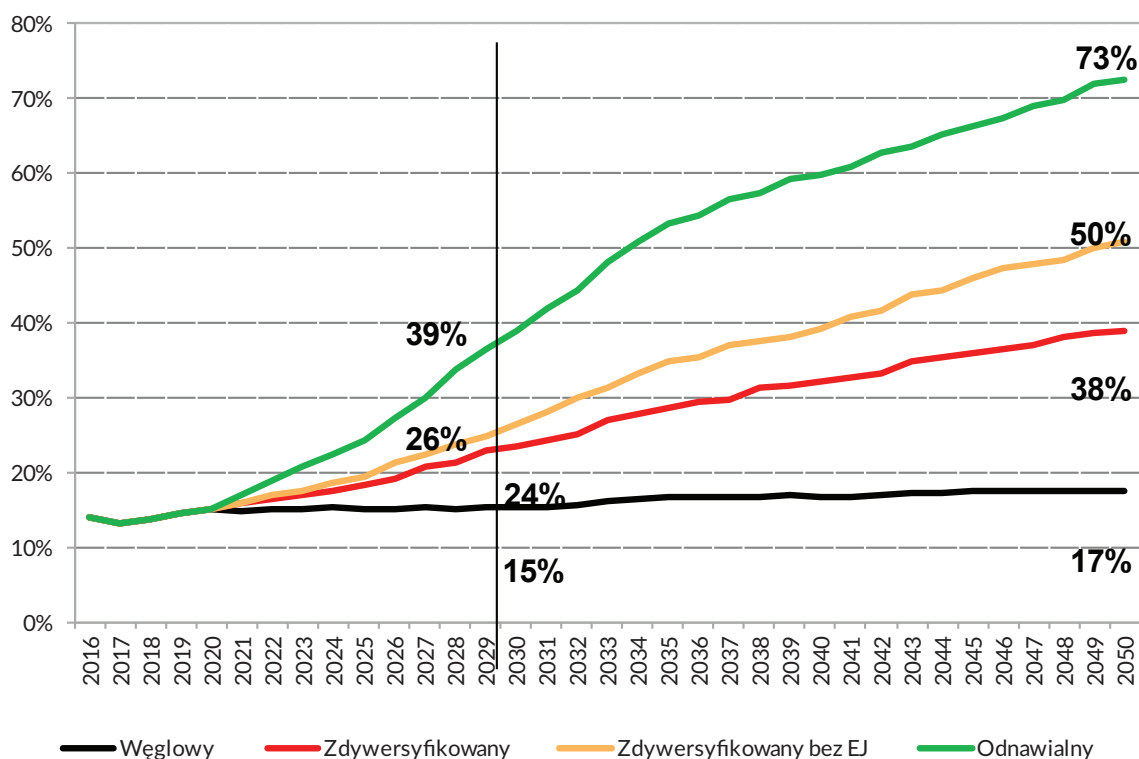
7.4 Wykorzystanie lokalnych zasobów energii pierwotne – udział OZE¹⁰

Udział źródeł OZE w ogólnej produkcji (rys. 32) wynika z przyjętych założeń dla każdego scenariusza oraz potencjalnych harmonogramów realizacji inwestycji. Rosnąca efektywność źródeł OZE oraz ich konkurencyjność w stosunku do energetyki opartej na paliwach kopalnych mogą spowodować, że w rzeczywistości tempo wzrostu będzie wyższe niż przyjęto w scenariuszach zdwersyfikowanych i węglowym.

Udział energii ze źródeł odnawialnych w krajowym miksie wytwórczym to nie tylko zmniejszenie negatywnego wpływu energetyki na środowisko i klimat, ale także zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego dzięki wykorzystaniu lokalnych zasobów energii pierwotnej (więcej na ten temat w rozdziale 8). Wzrost produkcji w zmiennych źródłach OZE jest wyzwaniem dla całego systemu energetycznego, przynosi jednak długofalowe korzyści.

Bezpośrednią konsekwencją rozwoju OZE jest zwiększenie dynamiki fluktuacji obciążenia w systemie energetycznym, które wymusza elastyczne reagowanie całego systemu (wytwórcy - odbiorcy). Wzrost udziału OZE wymusi konieczność wdrożenia zmian w obszarze rynku energii i całego systemu takich jak:

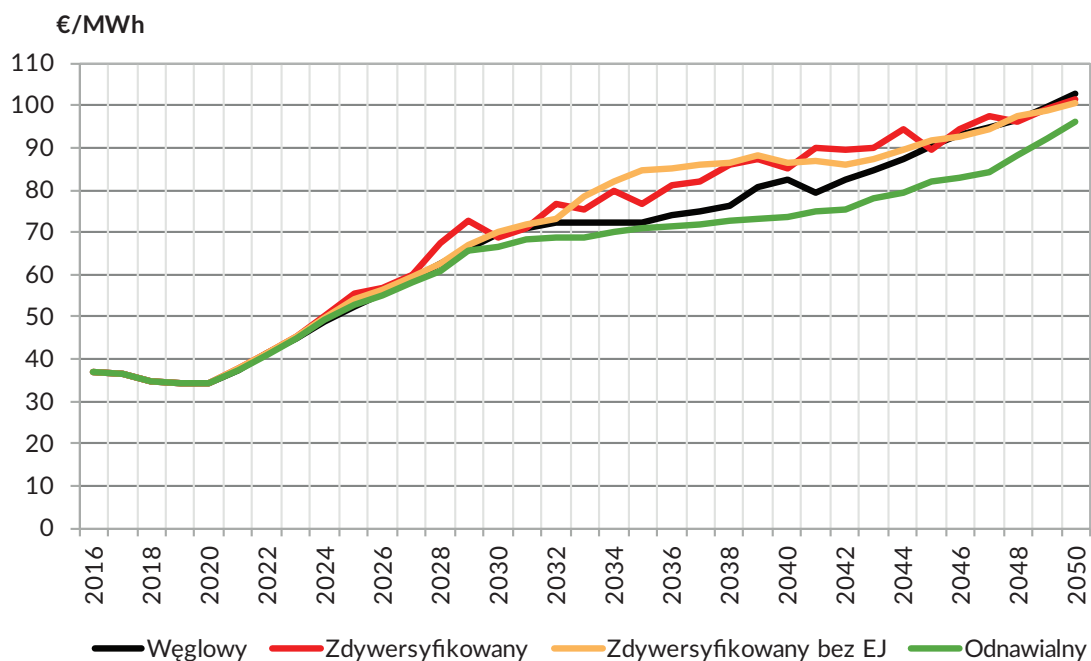
- Rynek energii: Wprowadzenie mechanizmów prowadzących do odzwierciedlenia prawdziwej wartości energii („scarcity pricing”). Zniesienie ograniczeń cenowych (górne i dolne) we wszystkich segmentach rynku (głównie na rynku bilansującym).
- Generacja energii: Wdrożenie systemowych mechanizmów promujących wysoką elastyczność pracy jednostek wytwórczych (JWCD i nJWCD).
- Odbiorcy energii: Odzwierciedlenie cen energii w czasie rzeczywistym w realnej ich wartości. Efektywne zarządzanie stroną popytową (DSR i DSM).
- System przesyłu energii: Wzmocnienie połączeń transgranicznych. Przygotowanie sieci dystrybucyjnych do dwukierunkowych przepływów energii (od i do prosumenta). Planowanie rozwoju sieci uwzględniające geograficzny potencjał rozwoju OZE.
- Magazynowanie energii: Efektywna integracja KSE z ciepłownictwem i transportem elektrycznym w celu zarządzania mocami szczytowymi (łagodzenia szczytowego zapotrzebowania).



Rys. 32 Udział odnawialnych źródeł energii

49

8.5 Hurtowe ceny energii



Rys. 33 Hurtowa cena energii w scenariuszach

We wszystkich scenariuszach średnia cena hurtowa rośnie zgodnie z prognozami cen paliw, a głównym impulsem jest wzrost cen węgla i uprawnień do emisji CO₂. W perspektywie średniookresowej ceny hurtowe rosną szybciej w dwóch scenariuszach zdyspersyfikowanych. Przyczyną jest zmiana technologii ustalającej cenę, to znaczy przejście ze źródeł węglowych na gazowe.

W scenariuszu węglowym technologią ustalającą ceny są jednostki opalane węglem kamiennym. Scenariusz węglowy wykazuje średnio 7,5 €/MWh niższe ceny bazowe w porównaniu ze scenariuszami zdyspersyfikowanymi od początku lat 30. do połowy 40. Po tym okresie ceny znów zaczynają się zbiegać. Przyczyną jest dalszy wzrost udziału zmiennych źródeł OZE oraz wzrost cen praw do emisji CO₂, które wyrównują zmienny koszt energii elektrycznej pomiędzy produkcją opartą na węglu i tą na gazie.

Wskutek wysokiego udziału produkcji opartej na OZE, scenariusz odnawialny jest najmniej podatny na wpływ rosnących cen paliw. Wzrasta liczba godzin, w których OZE zapewniają 100% pokrycia krajowego popytu, co obniża ceny bazowe w porównaniu z innymi scenariuszami. W rezultacie, średnie ceny energii są niższe w scenariuszu odnawialnym.

Wszystkie technologie we wszystkich przedstawionych scenariuszach wymagają finansowego wsparcia i nie są w stanie same odzyskać kosztów kapitałowych z przychodów uzyskiwanych z rynku energii. Stąd wynika duże znaczenie reformy rynku energii (m.in. pakietu zimowy). Potrzebna jest pewność, że inwestycje są uruchamiane na czas i na wystarczająco wysokim poziomie.

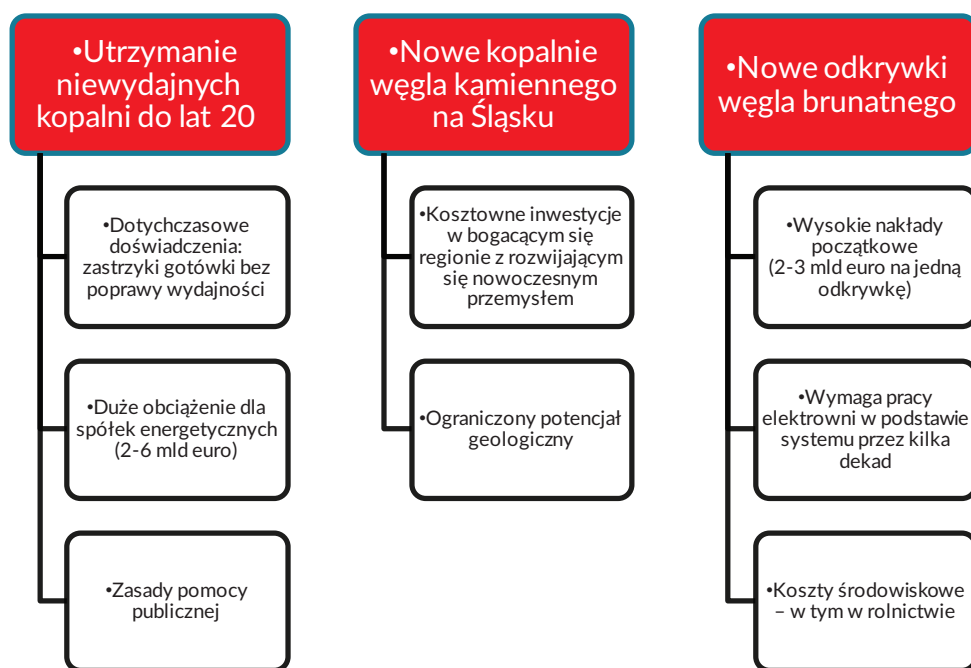
8. Bezpieczeństwo energetyczne i zależność od importu

Celem niniejszego rozdziału jest analiza, z różnych perspektyw, niezależności energetycznej. Chcemy ustalić, które scenariusze mogą skutecznie przyczynić się do utrzymania niezależności energetycznej Polski od importu paliw i jaka jest w tym zakresie rola krajowego węgla. Dwa główne czynniki mające wpływ na przyszłe bezpieczeństwo energetyczne to:

- stan krajowego górnictwa węglowego,
- możliwości wykorzystania polskich OZE.

Stąd niniejszy rozdział rozpoczyna szczegółowa analiza perspektyw górnictwa węgla kamiennego i brunatnego w Polsce oraz ocena potencjału energii odnawialnej. Przyjmujemy konserwatywne założenia dotyczące przesunięcia polskiego potencjału energetycznego z węgla na OZE. Nasze szacunki są oparte na badaniach referencyjnych i nie zakładają przełomów w technologiach magazynowania energii.

50



Rys.34 Wyzwania społeczne i ekonomiczne związane z rozwojem górnictwa

Nie zakładamy wzrostu krajowego wydobycia gazu ziemnego powyżej obecnego poziomu. Przy znaczącym popycie ze strony innych sektorów i stosunkowo niskim potencjale krajowego wydobycia, sektor energetyczny niemal z pewnością (bez uwzględnienia rewolucji łupkowej) będzie opierał się na zagranicznych dostawach gazu – z coraz bardziej zdywersyfikowanych kierunków. Jednocześnie należy zauważyć, że żaden z ocenianych scenariuszy nie napotyka wąskich gardeł w obszarze gazowej infrastruktury przesyłowej, ani nie stoi przed poważnymi problemami w zakresie bezpieczeństwa dostaw, ponieważ zapotrzebowanie na gaz ziemny w naszych analizach rośnie stopniowo przez kilka dekad.

Zgodnie z konwencją przyjętą w statystyce, energia elektryczna z elektrowni jądrowych jest traktowana jako źródło krajowe. Na potrzeby niniejszego raportu klasyfikujemy jednak elektrownie jądrowe jako zależne od importu, ponieważ paliwo do nich będzie pochodzić spoza granic Polski.

W związku z powyższym, wszystkie nasze założenia mają charakter konserwatywny, zarówno te związane z potencjalnymi korzyściami z dywersyfikacji dla bezpieczeństwa energetycznego, jak i te dotyczące inwestowania w niskoemisyjne źródła energii.

8.1 Potencjał krajowego górnictwa węgla kamiennego i brunatnego

Historycznie, polski sektor energetyczny bazował na najobfitszych i najtańszych dostępnych zasobach – węglu kamiennym i brunatnym wydobywanym w krajowych kopalniach. Pozwoliło to Polsce przez kilka dekad utrzymać wysoki poziom samowystarczalności energetycznej. W ramach tego paradygmatu, węgiel dosłownie stanowił „kamień węgielny” bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Długoterminowe trendy są jednak niekorzystne: krajowe górnictwo węgla kamiennego zmagają się z problemem niskiej konkurencyjności, który ma podłoże w niskiej wydajności wydobycia i stopniowo rosnących kosztach pracy. Prowadzi to do głębokich kryzysów w okresach niskich globalnych cen węgla i zmusza spółki górnicze do stopniowego zamykania najmniej produktywnych kopalni. Produkcja węgla kamiennego (z wyjątkiem węgla koksowego) spadła z poziomu niemal 120 milionów ton w 1990 roku poniżej 60 milionów ton w roku 2015. Przez ten czas Polska ulegała stopniowej transformacji od znaczącego eksportera węgla do kraju, którego bilans handlu węglem jest bliski zera.

Trend zniżkowy w krajowym wydobyciu węgla jest widoczny pomimo dopłat do sektora - bezpośrednich i pośrednich. Niedawny raport Najwyższej Izby Kontroli wykazał, że w latach 2007-2015 polscy podatnicy wsparli górnictwo węgla kamiennego kwotą 65 miliardów złotych, głównie poprzez mocno dofinansowywany system ubezpieczeń społecznych dla górników.¹¹ Warto nadmienić, że bez preferencyjnych praw emerytalnych polskie kopalnie bo-

rykałyby się z presją jeszcze wyższych kosztów pracy. Musiałyby przyciągnąć i utrzymać pracowników bez możliwości zapewniania im świadczeń dofinansowanych przez rząd.

Ostatni kryzys doprowadził do istotnej restrukturyzacji w polskim sektorze górniczym i wyłonienia nowego podmiotu – Polskiej Grupy Górniczej (PGG). Było to możliwe dzięki mocnym zastrzykom gotówki od spółek podlegających kontroli państwa. Biznesplan PGG zakłada poprawę produktywności i zapewnienie stabilnej produkcji węgla, jednak istnieją wątpliwości, czy realizacja tych założeń jest możliwa. Mimo że pod koniec 2016 roku PGG wykazała zysk netto, nadal pozostaje daleko poniżej poziomu rentowności, który zapewniłby jej odporność na szok w razie kolejnego spadku cen na światowym rynku węgla. Co więcej, spółka nie zrealizowała planów wydobycia (za I półrocze 2016). Utrzymanie poziomów wydobycia i zwiększenie produktywności wymaga w nadchodzących latach znacznych inwestycji. Prawdopodobny jest więc dalszy spadek wydobycia węgla w istniejących kopalniach. Do utrzymania krajowego poziomu wydobycia będą niezbędne nowe kopalnie. Niemniej, prawdopodobieństwo nowych, znacznych inwestycji górniczych na Śląsku jest niewielkie. Wynika to z przyczyn ekonomicznych: w regionie prężnie rozwijają się inne sektory, w szczególności umacnia się przemysł przetwórczy. To prowadzi do presji na wzrost wynagrodzeń, a także zwiększa koszty szkód górniczych, jako że na powierzchni lokowana jest coraz kosztowniejsza infrastruktura i maszyny. Sytuacja przedstawia się inaczej na Lubelszczyźnie, gdzie warunki dla górnictwa węgla kamiennego są o wiele bardziej korzystne. Zarówno istniejące, jak i potencjalnie nowe kopalnie mogą czerpać korzyści ze stosunkowo dobrych warunków geologicznych, niższej presji ze strony kosztów pracy oraz niższego ryzyka wyrządzenia kosztownych szkód znajdującej się na powierzchni infrastruktury.

Górnictwo węgla brunatnego w Polsce stoi w obliczu innych wyzwań. Kopalnie węgla brunatnego wykorzystują wysoce produktywnie, mało pracochłonne metody wydobycia i nie borykają się ze strukturalnymi problemami konkurencyjności, tak jak górnictwo węgla kamiennego. Ryzyko dla istniejących kopalń wynika z popytu, a nie podaży. Znaczący wzrost kosztów emisji CO₂ i rozwój niskoemisyjnej produkcji elektryczności może zmniejszyć stopień wykorzystania mocy elektrowni opalanych węglem brunatnym. Biorąc pod uwagę wysokie koszty stałe działania kopalni węgla brunatnego, każdy spadek w zapotrzebowaniu będzie prowadził do dalszego wzrostu kosztów jednostkowych i ograniczał konkurencyjność. Pomijając to, odnoszące się do najbliższej przyszłości wyzwanie, kluczowym problemem jest wyczerpanie pokładów w istniejących kopalniach odkrywkowych. Największy spadek wydobycia węgla brunatnego jest spodziewany w latach 30., kiedy największa kopalnia, Bełchatów, zostanie zamknięta.

Podtrzymanie znaczącej obecności węgla brunatnego w polskim miksie energetycznym wymaga inwestowania w nowe odkrywki. Obecnie rozważa się dwa główne projekty – Legnicę i Gubin. Łącznie mogłyby one zrekompensować zamknięcie kopalni w Bełchatowie. Niemniej, nowe odkrywki stoją przed wyzwaniem, które nie dotyczy funkcjonujących już kopalni, które spłaciły koszty kapitałowe. Nowe odkrywki muszą się zmagać

¹¹ NIK (2017), Informacja o wynikach kontroli. Funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego w latach 2007–2015 na tle założeń programu rządowego

z wysokimi kosztami inwestycyjnymi oraz długim okresem zwrotu. Elektrownie na węgiel brunatny musiałyby utrzymać się w podstawie systemu aż do drugiej połowy XXI w. Będzie to stanowić nie lada wyzwanie, biorąc pod uwagę rosnącą presję ze strony polityki klimatycznej oraz trendy rozwoju OZE. Co więcej, oba projekty borykają się z silnym sprzeciwem społecznym, zarówno ze strony lokalnych społeczności, jak i rolnictwa zaniepokojonego zagrożeniami środowiskowymi, w szczególności w zakresie zasobów wodnych.

Podczas gdy podstawy gospodarcze górnictwa słabną, pozostaje ono kluczowym punktem debaty o przyszłości polskiego sektora energetycznego. Ścieżki rozwoju sektorów górniczego i energetycznego są ze sobą ściśle powiązane. Ostatnie lata ujawniły silną wolę polityczną, by podtrzymać wsparcie dla wydobycia węgla i ograniczyć spadek zatrudnienia wśród górników. Między innymi, górnicy zachowali przywileje w zakresie ubezpieczeń społecznych, górnictwo węgla kamiennego otrzymało zastrzyki kapitału od spółek podlegających kontroli państwa, a przedstawiciele rządu sygnalizują zamiar inwestowania w nowe kopalnie. Istnieją jednak czynniki ograniczające możliwości dalszego wspierania sektora: programy restrukturyzacji muszą brać pod uwagę unijne zasady pomocy publicznej (należy unikać bezpośredniego państwowego dofinansowania działających kopalni), a najmniej produktywne kopalnie są zamykane, co wiąże się z finansowanymi przez państwo odszkodowaniami dla zwalnianych z pracy górników.

Rozwój górnictwa węgla brunatnego i kamiennego zależy w znacznym stopniu od politycznej woli, by kontynuować inwestycje w nowe kopalnie i utrzymać poziomy wydobycia na Śląsku. To pierwsze wiąże się ze sprzeciwem innych interesariuszy. To drugie oznacza dalszą – kontrowersyjną i trudną – głęboką restrukturyzację lub też nieustające dopłaty, które przynoszą ryzyko nieprzestrzegania unijnych zasad pomocy publicznej. Jedyną względnie realistyczną opcją dla dalszego rozwoju górnictwa węgla kamiennego w Polsce pozostaje skupienie się na Lubelszczyźnie, przy czym potencjał wydobywczy tego regionu jest znacząco niższy niż obecne wydobycie w śląskich kopalniach. Jest również jasne, że scenariusze dla górnictwa oraz miks technologii w energetyce są powiązane: utrzymanie wysokiego udziału elektrowni węglowych podnosi szanse na dążenie do inwestycji w nowe kopalnie, podczas gdy scenariusze oparte na dywersyfikacji są spójne z akceptacją ograniczeń krajowego wydobycia węgla (lub też z sytuacją, w której luka podaży krajowego węgla napędza dywersyfikację w sektorze energetycznym).

Opierając się na poprzednich badaniach WiseEuropa dotyczących długoterminowych projekcji potencjału górnictwa węglowego w Polsce,¹² rozważamy trzy opcje dla polskiego górnictwa, które ilustrują różne zaangażowanie polityki publicznej w rozwój sektora:

Opcja „Prymat górnictwa”:

- skuteczna, bardzo głęboka restrukturyzacja w krótkim okresie: wzrost wydobycia w produktywnych kopalniach równoważy ograniczenie wydobycia w kopalniach wyznaczonych do zamknięcia (alternatywnie: znaczące subsydiowanie kopalni przez sektor energetyczny);
- stopniowy wzrost produktywności wydobycia po roku 2020, nie przekraczający jednak poziomu 2000 ton/górnika rocznie w najlepszych kopalniach (ok. trzy razy więcej niż obecna wydajność wydobycia na Śląsku);
- nowe kopalnie węgla kamiennego – pełny potencjał zgodny z szacunkami branży, uzależniony od nowych inwestycji na Śląsku;
- dwie nowe kopalnie węgla brunatnego: o mocy 3 GW w 2035 r. i 4 GW w 2040 r.

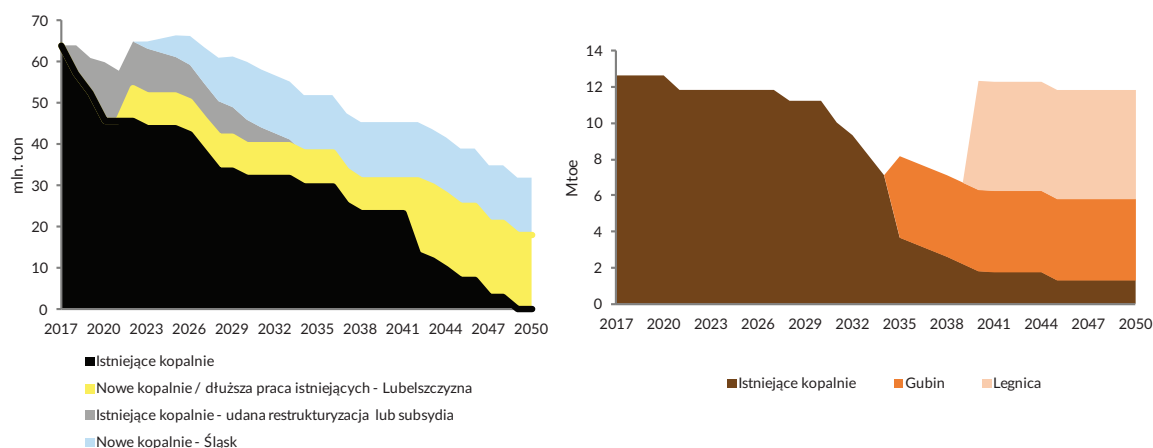
Opcja „Lubelski węgiel”:

- zwiększone wydobycie w produktywnych kopalniach w krótkim okresie nie pozwala w pełni zrównoważyć spadku wydobycia w kopalniach wyznaczonych do zamknięcia;
- założenia dotyczące okresu po roku 2020 dla istniejących kopalń – takie jak w opcji „Prymat górnictwa”;
- nowe kopalnie węgla kamiennego jedynie na Lubelszczyźnie; brak nowych kopalń na Śląsku;
- brak nowych kopalń węgla brunatnego, istniejące odkrywki zamykane po wyczerpaniu zasobów.

Opcja „Brak nowych kopalń”:

- brak nowych kopalń oraz wydłużania działalności istniejących (np. Bogdanki);
- założenia dla istniejących kopalń jak w opcji „Lubelski węgiel”.

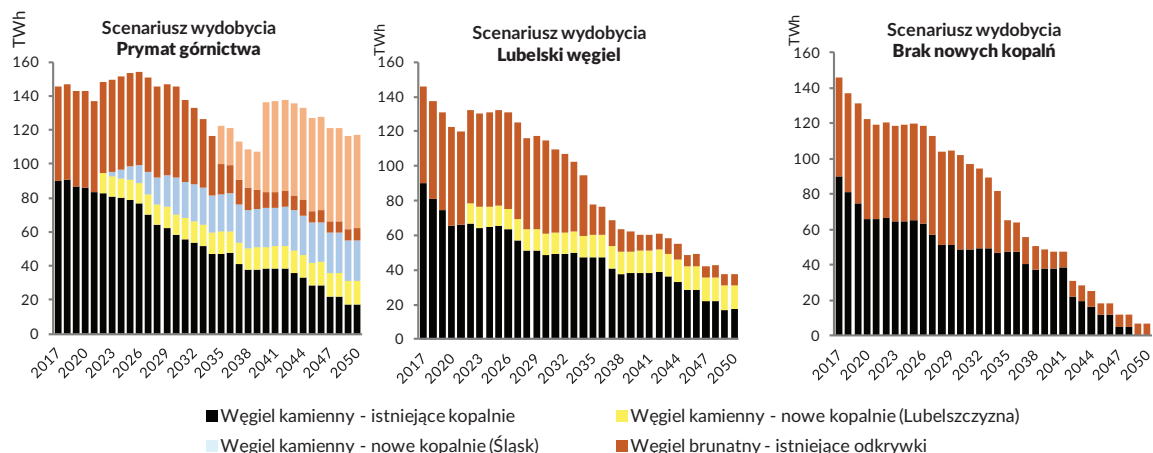
¹² WISE (2015), Quo Vadis? Perspektywy rozwoju górnictwa kamiennego w Polsce.



Rys.35 Perspektywy wydobywania krajowego węgla

W niniejszej analizie pomijamy opcję „twardego lądowania” (np. głęboki spadek wydobywania po roku 2018 na skutek nieudanej restrukturyzacji branży). Niemniej, nawet przy najbardziej optymistycznych założeniach, w długim okresie całkowite wydobywanie węgla w Polsce spada. Potencjał wydobywania węgla kamiennego zmniejsza się nawet po wzięciu pod uwagę mało prawdopo-

dobnych inwestycji w nowe kopalnie na Śląsku. Projekty dwóch nowych kopalń węgla brunatnego, jeśli dojdzie do ich realizacji, mogą jedynie zrekompensować wygaszanie innych odkrywek węgla brunatnego. W bardziej realistycznych opcjach, zarówno wydobywanie węgla kamiennego jak i wydobywanie węgla brunatnego w Polsce znacząco spadają w nadchodzących dekadach.



Rys.36 Opcje wydobywania krajowego węgla kamiennego i brunatnego

W oparciu o prognozy wydobywania węgla kamiennego oraz brunatnego szacujemy całkowity potencjał produkcji energii elektrycznej z krajowego węgla. Przyjęliśmy następujące założenia: w przypadku węgla kamiennego, 60% całkowitego krajowego wydobywania zostaje wykorzystane przez elektrownie i elektrociepłownie, reszta natomiast jest zużywana w innych sektorach (przemysł, ciepłownictwo, gospodarstwa domowe), co jest zbliżone do obecnych poziomów. Należy zauważyć, że kalkulacje oparte na krańcowych potrzebach importu dawałyby niższe wskaźniki samowystarczalności. Zarówno dla węgla kamiennego jak i brunatnego, wydajność elektrowni stale rośnie, osiągając 45% w roku 2050. Wyniki oszacowań wskazują, że nawet przy najbardziej optymistycznych założeniach, potencjał produkcji elektryczności oparty na krajowych zasobach węgla będzie stopniowo spadał. Przy bardziej realistycznych założeniach zaopatrzenia w węgiel, w roku 2050 na bazie krajowego paliwa

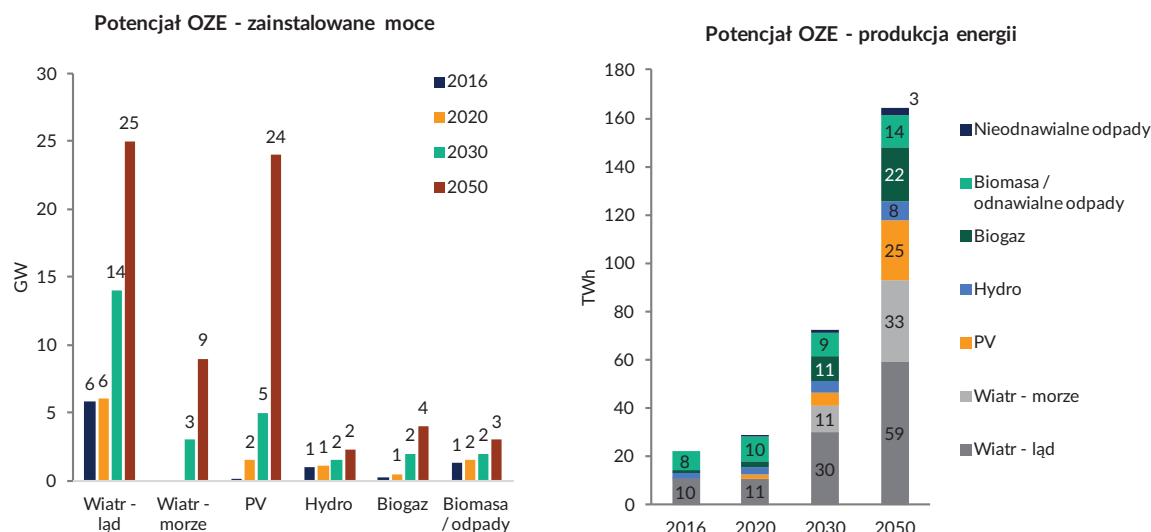
może zostać wyprodukowane nie więcej niż 40 TWh elektryczności. Jeśli nie zostaną otwarte nowe kopalnie: ostatnia kopalnia węgla kamiennego zostanie zamknięta w latach 40., a energia z węgla brunatnego stanie się marginalna w latach 50. Jednocześnie podkreślamy ponownie, że nawet w opcji „Brak nowych kopalni”, zakładamy znaczący wzrost produktywności górnictwa. Bez takiej poprawy, albo jeżeli będzie ona jedynie częściowa, spadek wydobywania przyspieszy.

8.2 Potencjał odnawialnych źródeł energii

Spadający ze względów społeczno-gospodarczych potencjał wydobywania węgla rodzi pytanie, czy nowe technologie OZE mogą stać się kluczem do wykorzystania nowych, obfitych

źródeł energii pierwotnej w Polsce. Obecnie produkcja energii w oparciu o odnawialne źródła w Polsce bazuje głównie na biomasie i wietrze; energetyka wodna plasuje się na trzeciej pozycji. Te trzy typy technologii OZE, tj. zmienna generacja wiatrowa

(i, w coraz większym stopniu, słoneczna), bionergia oraz energetyka wodna, charakteryzują się różnym potencjałem i rolą w polskim systemie energetycznym.



Rys.37 Szacunkowy potencjał rozwoju OZE w Polsce

54

Z perspektywy potencjału technicznego, wiatr i energia słoneczna stanowią najobfitsze źródło energii dla Polski. Przykładowo, EEA¹³ szacuje techniczny potencjał energetyki wiatrowej na ponad 3000 TWh, a więc o rząd wielkości więcej niż najbardziej optymistyczne prognozy popytu na energię elektryczną w Polsce do roku 2050. Rzeczywisty potencjał jest jednak ograniczony przez bariery ekonomiczne i pozaekonomiczne, takie jak kosztowna i trudna głęboka modernizacja sieci energetycznej, czy też zapewnienie akceptacji społecznej dla wielkoskalowej rozbudowy farm wiatrowych. Pozostaje też pytanie o tempo postępu technologicznego w obszarze magazynowania energii oraz zarządzania siecią energetyczną, które umożliwiają integrację dużej ilości energii ze źródeł odnawialnych.

Zgodnie z konserwatywnym podejściem do porównywania potencjałów OZE i węgla, zakładamy całkowity potencjał wiatru, który jest spójny z szacunkami przyjętymi w rządowej analizie na temat miks energetyczny do 2060 roku¹⁴, jak również z analizą IRENA do roku 2030¹⁵, a znacząco niższy niż potencjał przedstawiony przez IEO w raporcie „[R]ewolucja energetyczna dla Polski”¹⁶. Dla energii słonecznej, biorąc pod uwagę obserwowany obecnie postęp technologiczny, zakładamy długookresowy potencjał wyższy niż w raporcie rządowym (niższy jednak niż w raporcie IEO).

Przyjęliśmy łączny potencjał farm wiatrowych na lądzie oraz fotowoltaiki na poziomie około 24-25 GW, a potencjał morskich farm wiatrowych na poziomie 9 GW. Zastosowaliśmy współczynniki wykorzystania mocy typowe dla nowych instalacji

funkcjonujących w polskim klimacie (rocznie 2370 godzin dla farm wiatrowych na lądzie, 3720 godzin dla farm wiatrowych na morzu, 1050 godzin dla fotowoltaiki). Otrzymaliśmy łączny szacunek przekraczający 120 TWh energii z instalacji OZE o ograniczonej dyspozycyjności, co stanowi około połowy przewidywanego popytu na energię elektryczną w roku 2050. Warto zauważyć, że do roku 2050 powszechnie wykorzystywane obecnie instalacje o niskiej wydajności (w szczególności stare farmy wiatrowe) zostaną poddane modernizacji lub zastąpione nowymi, co poprawi średnie współczynniki wykorzystania mocy na poziomie systemowym. Szacunki te nie zawierają ograniczenia produkcji energii z OZE (ang. curtailment) wymuszonego przez konieczność stabilizacji systemu. Wyniki modelowania wskazują jednak, że nawet przy tak wysokim poziomie produkcji energii ze źródeł odnawialnych skala tych niezbędnych ograniczeń pozostanie niewielka – poniżej 2,5% potencjalnej produkcji.

Podczas gdy na dłuższą metę wiatr i energia słoneczna stanowią najobfitsze źródła energii w Polsce, nie są one jedynymi odnawialnymi opcjami, które nie są dziś w pełni wykorzystywane. Innym źródłem energii, który może doczekać się szybkiego wzrostu wykorzystania w nadchodzących latach, jest biogaz. Obecnie paliwo to odpowiada za jedynie 1% produkcji energii elektrycznej w Polsce. Co więcej, biomasa, która przez ostatnie lata była używana do współpalania, może być efektywniej wykorzystywana w dedykowanych instalacjach. Zarówno w przypadku biomasy jak i biogazu, maksymalizacja ogólnej ilości energii produkowanej z odnawialnych źródeł wymaga wzięcia pod uwagę nie tylko produkcji elektryczności, ale także zapotrzebowania na ciepło. W dodatku, w przypadku biomasy należy wziąć pod

¹³ EEA (2009), Europe's onshore and offshore wind energy potential.

¹⁴ DAS KPRM (2013), Model optymalnego miks energetyczny dla Polski do roku 2060

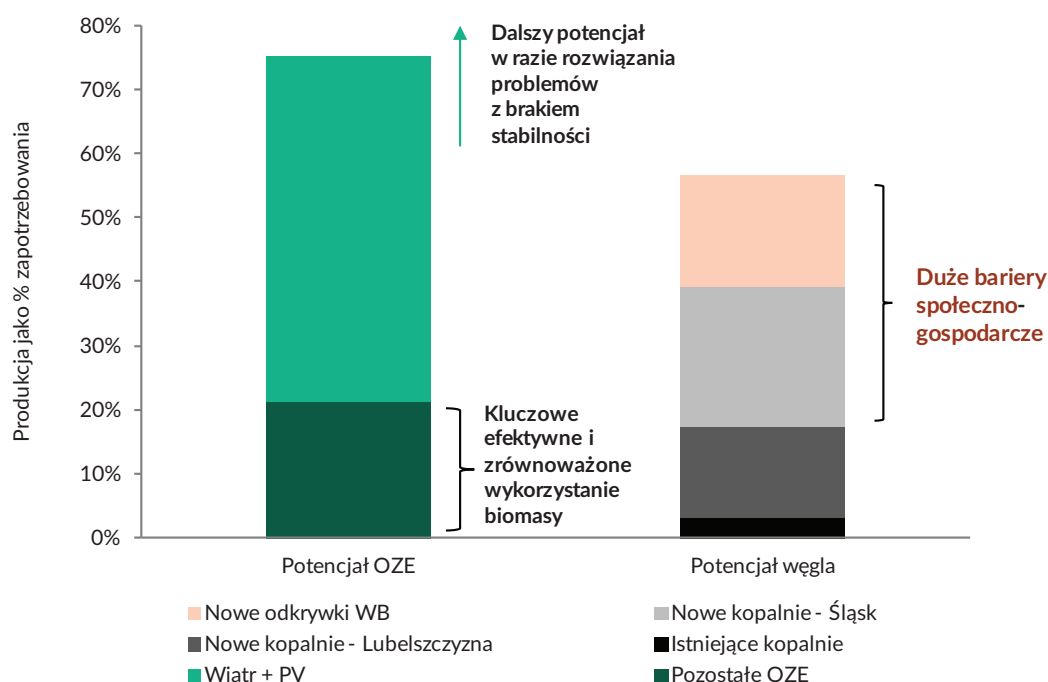
¹⁵ IRENA (2015), REmap 2030: Renewable Energy Prospects for Poland

¹⁶ IEO (2013), [R]ewolucja energetyczna dla Polski. Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej

uwagę konieczność jej zrównoważonego wykorzystania, a także możliwości alternatywnego wykorzystania w innych sektorach. W związku z tym, należy zachować ostrożność w stosunku do wysokich szacunków łącznego potencjału technologii bioenergetycznych. Z tego powodu nasze szacunki lokują się bliżej analiz IRENA oraz IEO, a nie wyższych wartości podawanych w analizach rządowych. Zakłada się również, że bioenergia będzie wykorzystywana przede wszystkim w instalacjach kogeneracyjnych, co pozwala zmaksymalizować ilość energii opartej na OZE dostępnej dla odbiorców finalnych. Odpady również zostały uwzględnione jako potencjalne źródło zarówno odnawialnej, jak i nieodnawialnej energii. Ogółem, podczas gdy mogą okazać się one istotne w kontekście lokalnym, nie zakładamy znacznego przesunięcia miks energetyczny w stronę odzyskiwania

energii z odpadów, szczególnie biorąc pod uwagę wyłaniające się priorytety gospodarki o obiegu zamkniętym.

Wreszcie, bierzemy pod uwagę potencjał energetyki wodnej, choć jest on ograniczony. Zakładamy, że dalszy rozwój hydroenergetyki będzie się opierał głównie na małych instalacjach. Mimo że nie staje się ona znaczącym źródłem energii odnawialnej, zwiększenie produkcji energetyki wodnej przyczynia się do wzrostu całkowitego udziału OZE w miksie energetycznym. Podkreśla to kluczową kwestię niezbędną dla osiągnięcia bardzo wysokiego udziału OZE w Polsce: powinny zostać wykorzystane wszystkie technologie. Jest to możliwe w przypadku, gdy pozostałe elementy systemu energetycznego są wystarczająco elastyczne.



Rys.38 Potencjalna produkcja energii z OZE i krajowego węgla w Polsce w 2050

Porównanie długoterminowego potencjału OZE i krajowego wydobycia węgla w Polsce potwierdza, że zarówno gospodarcze, jak i technologiczne trendy głęboko zmieniają strukturę dostępnych krajowych źródeł energii. Nawet przy najbardziej optymistycznych założeniach, polskie kopalnie nie będą w stanie zaspokoić rosnącego popytu sektora energetycznego. W najlepszym razie, daleko idące – i problematyczne – wsparcie rozwoju górnictwa węglowego pokryje niecałe 60% popytu sektora energetycznego w roku 2050. W połowie wieku krajowy węgiel kamienny zaspokoi jedynie 20% zapotrzebowania sektora energetycznego. Z drugiej strony, udział OZE może sięgnąć 1/3 do roku 2050, i to bez istotnych przełomów – kluczowe jest połączenie różnych technologii. Znacząca rola zmiennych źródeł (wiatru i słońca) oznacza, że osiągnięcie wysokiego udziału OZE wymaga elastyczności na poziomie systemowym. Utrzymanie znacznej niezależności energetycznej wymaga przejścia w kierunku nowego paradygmatu: wielkoskalowych inwestycji w ni-

skoemisyjne technologie, stopniowego przesuwania elektrowni węglowych do rezerwy, rozwoju połączeń transgranicznych oraz poszukiwania skutecznych opcji magazynowania energii.

8.3 Bezpieczeństwo energetyczne i zależność od importu w scenariuszach energetycznych

8.3.1. Perspektywy podaży węgla w Polsce

Zestawienie scenariuszy dla miks energetyczny opisanych w Rozdziale 7 z opcjami krajowego wydobycia węgla przedstawionymi w Rozdziale 8.1 pozwala na ocenę ogólnego bezpieczeństwa energetycznego i zależności od importu dla każdego scenariusza miks energetyczny. Scenariusze są zestawio-

ne tak, aby zapewnić spójność leżących u ich podstaw decyzji z zakresu polityki energetycznej. W przypadku scenariusza węglowego, nieustające wsparcie dla produkcji węgla w sektorze energetycznym będzie prawdopodobnie połączone z próbami zapewnienia możliwie wysokiego wydobycia krajowego węgla. Rozważamy więc dwa przypadki: całkowity sukces (opcja „Prymat górnictwa”) oraz częściowy sukces (opcja „Lubelski węgiel”, w tym brak nowych kopalń węgla brunatnego). Druga opcja bierze pod uwagę znaczące utrudnienia związane z uruchomieniem nowych kopalń poza Lubelszczyzną, jak również podtrzyma-

niem długotrwałego wsparcia dla górnictwa węgla kamiennego na Śląsku. W przypadku miksu technologicznego przedstawionego w scenariuszach zdywersyfikowanych zakładamy, że rząd zdecyduje się na dłuższą metę skoncentrować wyłącznie na najbardziej obiecujących kopalniach węgla, równolegle realizując programy inwestycyjne skupione na innych technologiach energetycznych. Wreszcie dla scenariusza odnawialnego zakłada się brak inwestycji w nowe kopalnie (oraz brak przedłużenia działalności istniejących kopalń), nawet na Lubelszczyźnie.

Tab.5 Zestawienie scenariuszy energetycznych z opcjami wydobycia węgla w Polsce

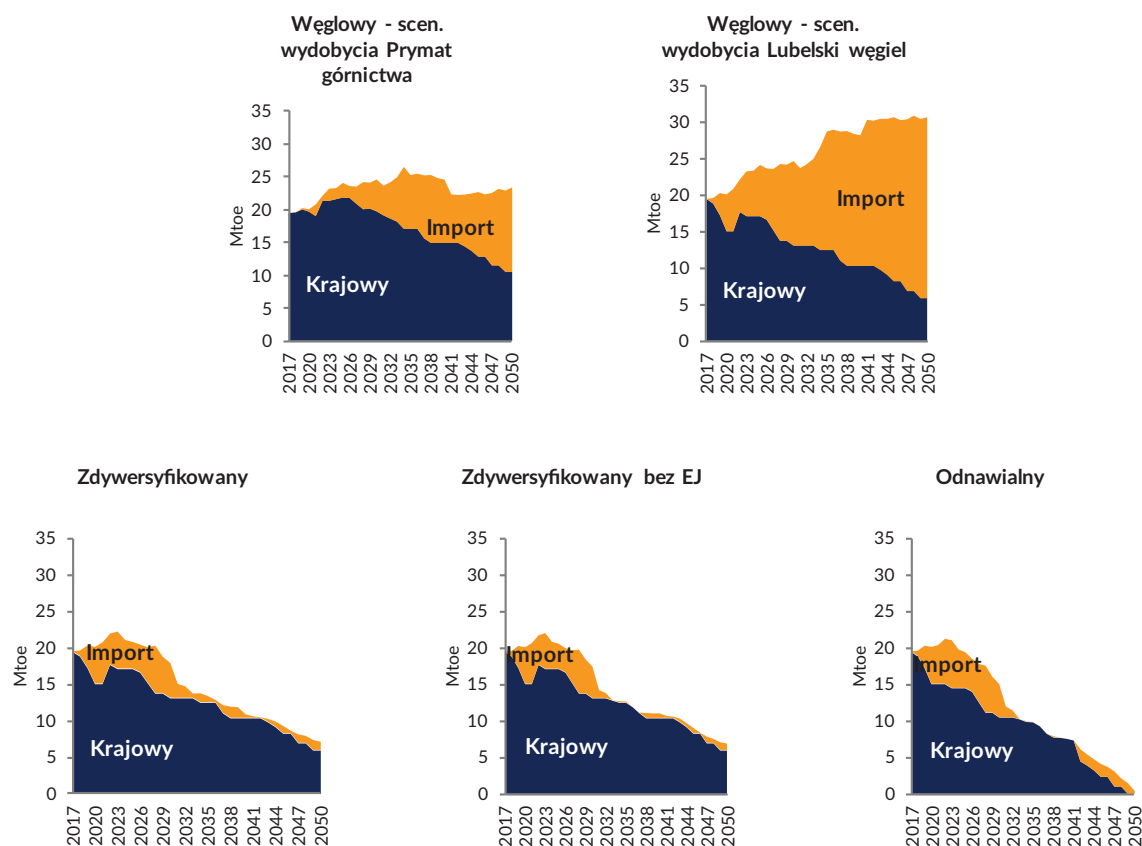
		Opcje wydobycia krajowego węgla		
		Prymat górnictwa	Lubelski węgiel	Brak nowych kopalń
Scenariusz energetyczny	Węglowy	+	+(analiza wrażliwości)	
	Zdywersyfikowany		+	
	Zdywersyfikowany bez el. jądrowej		+	
	Odnawialny			+

Wyniki otrzymane wskazują, że scenariusz węglowy może prowadzić do strukturalnego deficytu krajowej podaży węgla, który będzie pokryty za pomocą rosnącego importu.

56

W scenariuszach zdywersyfikowanych i odnawialnym nie występuje strukturalna luka podaży węgla kamiennego. Choć

znaczące ilości tego surowca będą musiały zostać zaimportowane w latach 20., na dłuższą metę przestawienie się na inne technologie energetyczne doprowadzi do ustalenia zbieżnej dynamiki popytu i podaży krajowego węgla. W związku z tym stopniowe wygaszanie energetyki węglowej jest spójne z rzeczywistym potencjałem wydobywczym krajowego górnictwa.



Rys. 39 Krajowy i importowany węgiel kamienny wykorzystywany przez Polski sektor energetyczny w poszczególnych scenariuszach

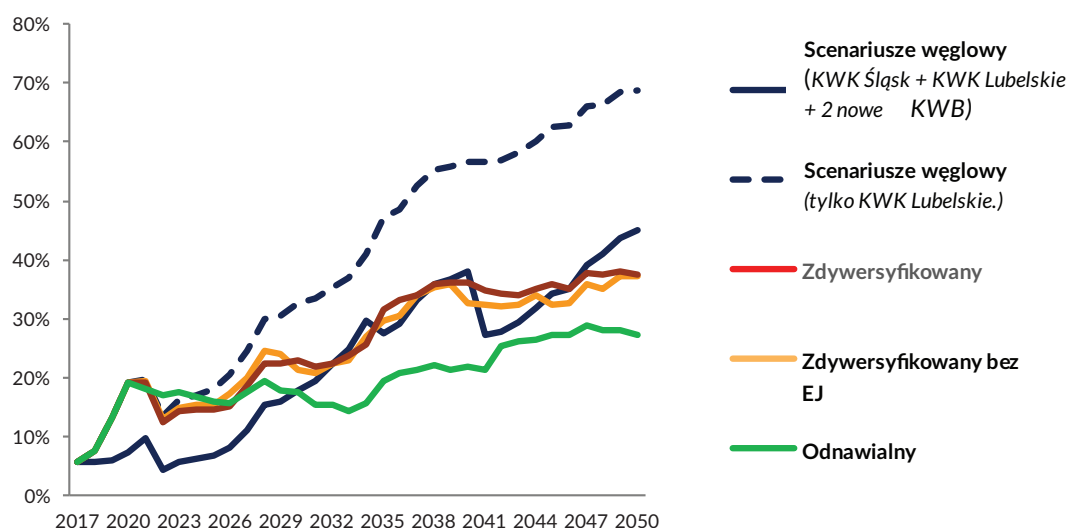
W następnych podrozdziałach analizujemy niezależność energetyczną z różnych perspektyw:

1) Udziału importu paliw w krajowej produkcji energii elektrycznej;

2) Gospodarczej zależności od importu paliwa;

3) Ogólnej gospodarczej zależności od importu (łącznie ze wszystkimi dobrami i usługami wykorzystywanymi przy produkcji energii).

8.3.2. Udział importu paliw w krajowej produkcji energii elektrycznej



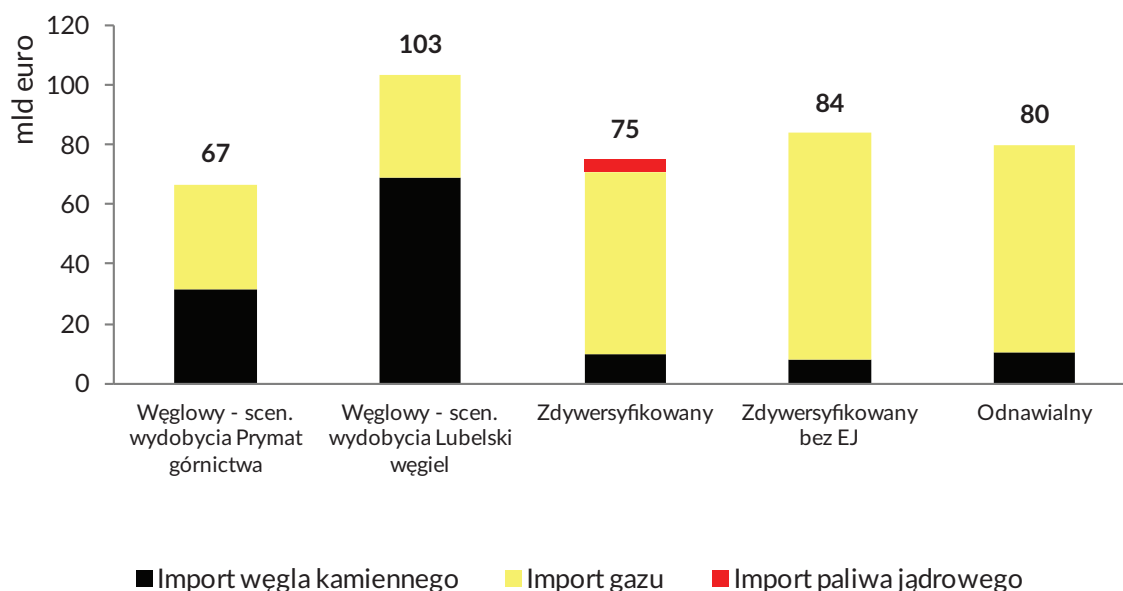
Rys.40 Energia elektryczna produkowana z paliw importowanych (z uwzględnieniem importu energii netto) w odniesieniu do popytu na energię w Polsce

57

Scenariusz węglowy może zapewnić samowystarczalność w latach 20., jednak zależy to całkowicie od utrzymania wsparcia dla nierentownych kopalń. W sytuacji, kiedy nie uda się utrzymać krajowej produkcji węgla, scenariusz węglowy cechuje się najgorszymi wynikami przez cały analizowany okres. Utrzymanie obecnego udziału energetyki węglowej w wytwarzaniu prowadzi do blisko 70-procentowej zależności energetycznej w roku 2050 (zob. Rysunek 40).

Nawet przy znaczącym wsparciu rozwoju górnictwa, scenariusz węglowy nie cechuje się w długim okresie lepszymi wskaźnikami niezależności od importu niż scenariusze zdywersyfikowane, wypada natomiast znacząco gorzej niż scenariusz oparty na OZE. Tym samym, scenariusz odnawialny zapewnia wysoki, stabilny poziom samowystarczalności energetycznej. Wynika to z połączenia wysokiego udziału krajowych OZE w miksie energetycznym z bliskim zeru bilansem handlu energią (w innych scenariuszach pojawia się długookresowy deficyt w transgranicznym handlu energią elektryczną).

8.3.3 Koszt importu paliw



Rys.41 Koszt importu paliw w okresie 2016 - 2050

58

Skoro scenariusz węglowy nie zapewnia samowystarczalności energetycznej, rodzi się następujące pytanie: czy ogranicza on koszty koniecznego importu paliw? Okazuje się, że tak nie jest. Chociaż przy przyjętych prognozach cen węgla i gazu koszt importu jednostki energii jest trzykrotnie wyższy dla gazu ziemnego niż dla węgla kamiennego, nie przekłada się to na wyraźną przewagę dla scenariusza węglowego. Jedynie mocne wsparcie rozwoju górnictwa pozwala na ograniczenie kosztów importu poprzez cały analizowany okres. Dla bardziej realistycznych założeń dotyczących krajowej podaży węgla, koszt importowanych paliw jest znacząco wyższy w scenariuszu węglowym niż w scenariuszach alternatywnych, nawet pomimo wysokich zakładanych cen gazu.

Właściwe pytanie nie dotyczy tego, czy Polska stanie przed koniecznością poniesienia wyższych kosztów importu paliw lecz tego, jaka ilość i rodzaj paliwa będą importowane oraz kiedy i jak zminimalizować skutki. Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego istotne znaczenie może mieć to, czy w obszarze infrastruktury nie pojawią się wąskie gardła ograniczające dostawy paliw z różnych kierunków. Historycznie to zagrożenie dotyczyło infrastruktury gazowej. Niemniej, w ostatnich latach kierunki

zaopatrzenia uległy znaczącej dywersyfikacji, a na nadchodzące lata prognozuje się dalszy rozwój infrastruktury gazowej (ENTSO-G 2017). Wyniki modelowania energetycznego wskazują, że różnice w imporcie gazu pomiędzy scenariuszem węglowym a scenariuszami zdywersyfikowanymi stopniowo rosną do ok. 5 mld m³ do roku 2050. Odpowiada to zdolnościom importowym terminalu LNG w Świnoujściu. W związku z powyższym, przewidywany wzrost importu gazu pozostaje w bezpiecznych granicach gwarantujących zróżnicowane i stabilne dostawy tego paliwa. Należy zauważyć, że zamiana paliwa z węgla na gaz odbywa się w znacznym stopniu w elektrociepłowniach, natomiast elektrownie szczytowe odgrywają ograniczoną rolę w miksie energetycznym. Przykładowo, w scenariuszu odnawialnym, elektrociepłownie gazowe pokrywają w 2050 roku 13% zapotrzebowania na elektryczność, podczas gdy elektrownie z blokiem gazowo-parowym (CCGT) oraz turbiny gazowe – jedynie 11%. Tym samym wykorzystanie elektrowni gazowych w roli rezerw jest z punktu zużycia paliw oszczędne, jeśli uwzględnia się szerszą perspektywę systemową (np. potencjał handlu transgranicznego). Chociaż mogą wystąpić dłuższe okresy niskiej generacji energii z wiatru oraz energii słonecznej, ich udział w całkowitym czasie funkcjonowania systemu jest niewielki.

9. Wpływ scenariuszy na gospodarkę i społeczeństwo

Niniejszy rozdział analizuje koszty i skutki gospodarcze scenariuszy miksu energetycznego. Dostarcza on odpowiedzi na następujące pytanie: jaki jest gospodarczy i społeczny efekt poszczególnych scenariuszy?

9.1 Łączne koszty produkcji energii

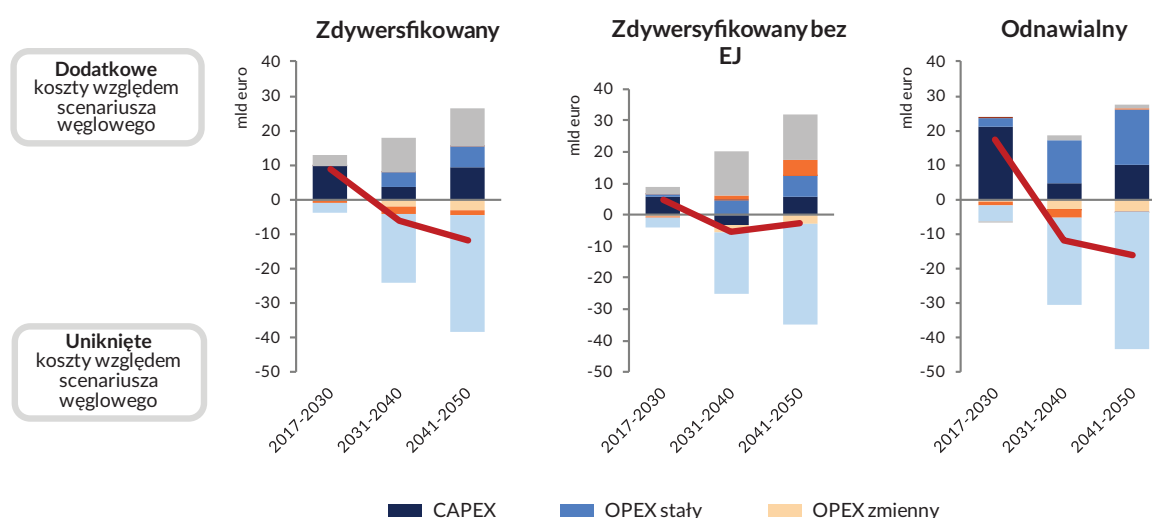
Poniżej porównujemy koszty poszczególnych scenariuszy, uwzględniając koszty:

- inwestycyjne (CAPEX),
- operacyjne (OPEX) stałe i zmienne (tj. niezależne oraz zależne od bieżącej ilości energii elektrycznej produkowanej

przez daną elektrownię),

- paliwa,
- emisji CO₂ (koszty EU ETS),
- zarządzania stroną popytową,
- importu netto.

Koszty paliwa i CO₂ zawierają wydatki na paliwo wykorzystywane do produkcji ciepła w elektrociepłowniach. Wszystkie te koszty są to „koszty systemowe”. Koszty rozwoju sieci nie są uwzględnione w obliczeniach, ponieważ zakładamy, że będą one ponoszone we wszystkich scenariuszach, a brakuje nam danych do szczegółowych analiz.



Rys. 42 Koszty scenariuszy zdywersyfikowanych i odnawialnego w odniesieniu do kosztów scenariusza węglowego

Łączne koszty produkcji energii do roku 2050 (Rys.42) są zbliżone we wszystkich rozważanych scenariuszach, przy czym scenariusz węglowy jest 2 - 6 % droższy od pozostałych. Scenariusze różnią się w zakresie struktury kosztów: miksy zróżnicowane wymagają wyższych wydatków inwestycyjnych oraz operacyjnych, ponieważ alternatywy dla elektrowni węglowych są bardziej kapitałochłonne (z wyjątkiem elektrowni gazowych) i wiążą się z wyższymi stałymi kosztami utrzymania (z wyjątkiem elektrowni gazowych i fotowoltaiki).

Niemniej, oszczędności wynikające z mniejszych zakupów uprawnień do emisji CO₂ przeważają nad tymi kosztami. Jednocześnie wszystkie scenariusze wymagają podobnych wydatków na paliwa. Wzrost zużycia gazu, biomasy i biogazu w scenariuszach o zmniejszonym udziale jednostek węglowych jest równoważony poprzez oszczędności na węglu. Ogółem, łączny koszt paliw kopalnych jest nieco niższy w scenariuszach zdywersyfi-

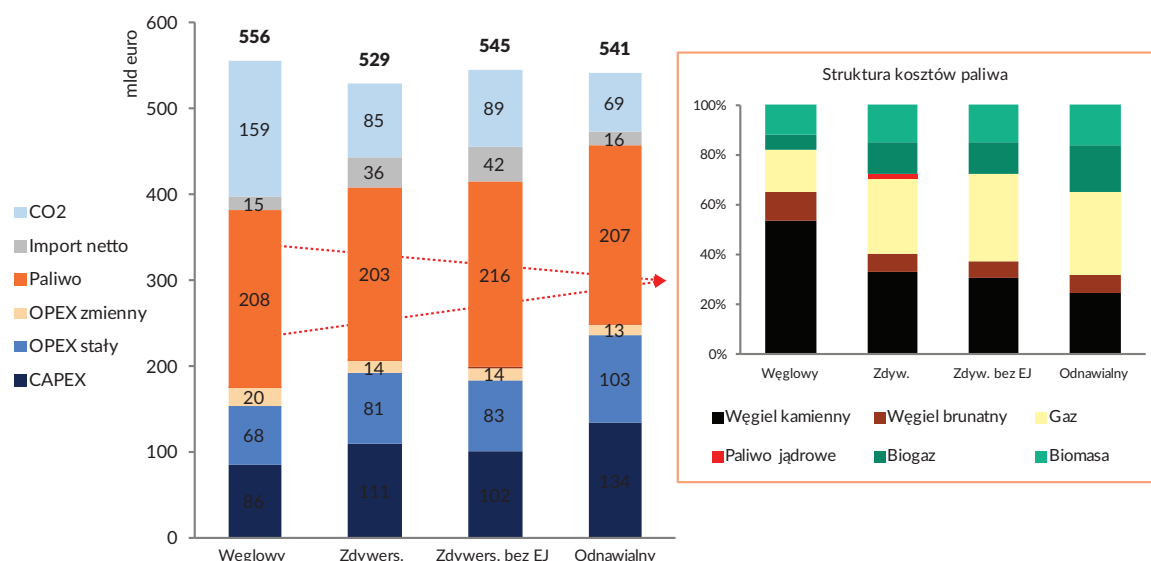
kowanych oraz odnawialnym, nawet pomimo przejścia z węgla kamiennego i brunatnego na kosztowniejszy gaz ziemny. Przyczyną jest wzrost wykorzystania technologii niskoemisyjnych, który redukuje ogólne zapotrzebowanie na paliwa kopalne.

Bliższe spojrzenie na dynamikę kosztów (Rys. 44) pokazuje, że we wszystkich scenariuszach po 2020 r. nastąpi wzrost łącznych wydatków koniecznych do zaspokojenia krajowego popytu na energię elektryczną. Wzrost ten wynika głównie z prognozowanego odbicia się cen paliw oraz uprawnień do emisji CO₂.

Scenariusze zdywersyfikowane i odnawialny wymagają większych inwestycji w kapitałochłonne technologie niskoemisyjne. Skutkuje to przejściowym (do początku lat 30-tych) wzrostem kosztów w stosunku do scenariusza węglowego. W perspektywie długoterminowej scenariusz węglowy charakteryzuje się wyższymi kosztami, podczas gdy inwestycje w alternatywnych

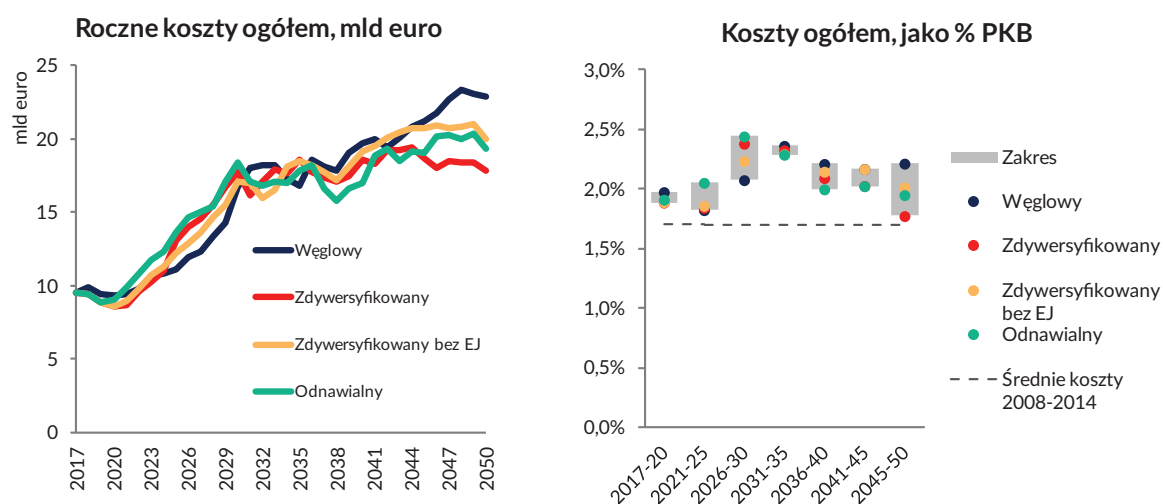
scenariuszach zaczynają przynosić zysk netto, głównie poprzez ograniczenie importu oraz wydatków na uprawnienia do emisji. Zwiększony udział źródeł niskoemisyjnych pozwala uniknąć

ryzyka eskalacji kosztów zaostrzającej się polityki klimatycznej w przyszłości.



Rys. 43 Łączne koszty produkcji energii w okresie 2016 - 2050

60



Rys. 44 Roczne koszty produkcji energii oraz porównanie kosztów produkcji z poziomem PKB dla poszczególnych scenariuszy

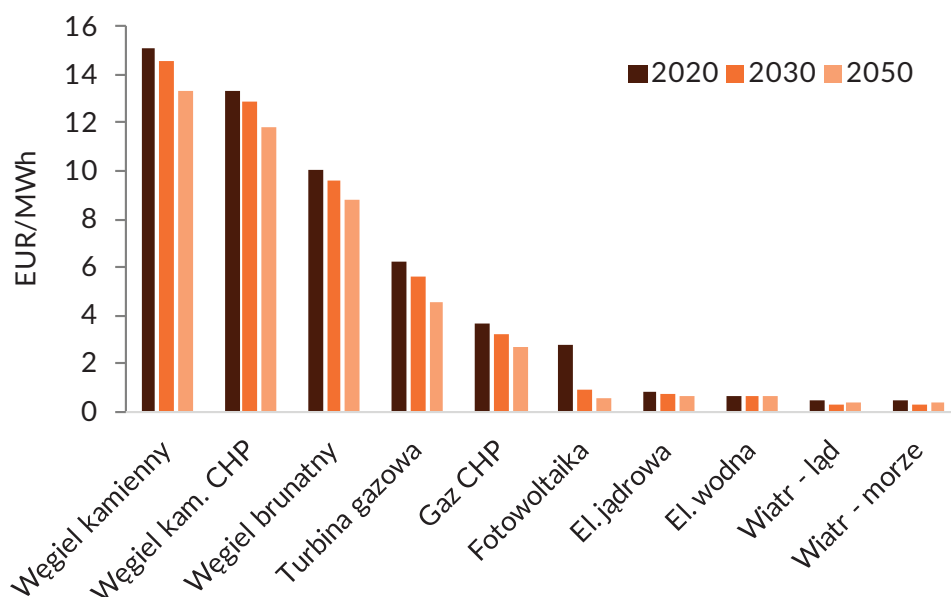
Podczas gdy łączne koszty produkcji energii odnotowują wyraźny wzrost w ujęciu bezwzględnym, we wszystkich scenariuszach pozostają one na stosunkowo niskim poziomie 1,8-2,5% PKB, z różnicami pomiędzy scenariuszami nieprzekraczającymi 0,4% PKB. Po prognozowanym na lata 20. gwałtownym wzroście, relacja kosztów produkcji energii do PKB stabilizuje się w przypadku scenariusza węglowego, a spada w scenariuszach zdywersyfikowanych oraz odnawialnym. W długim okresie tempo wzrostu gospodarki wyprzedza eskalację kosztów produkcji

energii, szczególnie, jeśli podjęte zostaną inwestycje w technologie niskoemisyjne. Wzrost wysiłku inwestycyjnego w latach 20. zwraca się w okresie 2030-2060, podobnie jak elektryfikacja w latach 1950-1980 zwróciła się w kolejnych dekadach. Należy zauważyć, że im wyższy początkowy poziom inwestycji, tym wyższy zwrot w następnych latach, jeżeli chodzi o ograniczenie kosztów emisji oraz paliwa, a także zależności od importu netto. Decyzje podjęte w latach 20. wyznaczają dynamikę kosztów systemowych aż do lat 50. (i dalej). Rezygnacja z dodatkowych

inwestycji kapitałowych niezbędnych do rozpoczęcia dywersyfikacji miks energetyczny w latach 20. (6-9 mld euro w przypadku scenariuszy zdyspersyfikowanych oraz 21 mld euro przy scenariuszu odnawialnym) prowadzi później do nieuniknionych wysokich kosztów systemowych. Scenariusz węglowy staje się najdroższy już w latach 30., a koszty utrzymania *status quo* wzrastają dalej w latach 40 (zob. rys. 44). Kluczowe jest, by w ocenie strategicznych kierunków rozwoju polskiego miks energetyczny nie wykraczał poza rok 2030.

9.2 Koszty zewnętrzne

Ocena ekonomiczna kosztów zewnętrznych poszczególnych miksów energetycznych uwzględnia wpływ na zdrowie i środowisko (z wyłączeniem wpływu na klimat). Najistotniejszy jest wpływ na zdrowie, głównie ze względu na zanieczyszczenie powietrza. Obejmuje on Polskę i sąsiadujące z nią kraje. Uwzględniony jest również wpływ na środowisko (straty w obszarze bioróżnorodności i w zbiorach upraw) oraz szkody w materiałach budowlanych wystawionych na działanie zanieczyszczeń powietrza. Wpływ na zmiany klimatu nie jest uwzględniony w niniejszej analizie, ponieważ wprowadzono już do obliczeń koszty emisji CO₂ w systemie EU ETS.



61

Rys. 45 Jednostkowe koszty zewnętrzne produkcji energii w nowych i zmodernizowanych jednostkach wytwórczych

Nasze szacunki kosztów zewnętrznych na MWh generowanej energii są oparte na wynikach projektu NEEDS, uzupełnionych bazą danych projektu CASES i zweryfikowane przy użyciu badania Ecofys (2014). Uwzględnione zostały koszty w całym cyklu życia poszczególnych technologii, co oznacza, że wzięto pod uwagę emisje związane z produkcją oraz likwidacją poszczególnych instalacji. Wszystkie koszty wyrażone są w odniesieniu do MWh i dotyczą elektrowni nowych oraz zmodernizowanych. W związku z tym, uwzględniają postęp techniczny (łącznie z pośrednimi emisjami z produkcji paneli fotowoltaicznych) oraz regulacje środowiskowe. Tłumaczy to również różnice pomiędzy oceną bieżących kosztów zewnętrznych (np. w studium Ecofys) a prognozami takimi jak w projektach NEEDS czy CASES. Niektóre prawidłowości są wspólne we wszystkich badaniach: produkcja oparta na węglu generuje największe koszty, a węgiel kamienny ma więcej negatywnych skutków dla zdrowia niż węgiel brunatny (odwrotnie niż w przypadku wpływu na klimat, który jest większy w przypadku węgla brunatnego), podczas gdy koszty zewnętrzne dla energii wiatrowej i wodnej są jednymi z najniższych. Wszystkie liczące się analizy niezmiennie odnotowują niskie wartości w przypadku elektrowni jądrowych, co tłumaczy się dużą ilością energii produkowanej z jednostki paliwa w ze-

stawieniu z bardzo niskim ryzykiem wypadków pociągających za sobą wysokie koszty. W przypadku biomasy i biogazu, pomiędzy szacunkami występują znaczne różnice w zależności od źródeł i technologii wykorzystywanych do produkcji energii. Zgodnie z naszymi założeniami dotyczącymi ograniczonego i zrównoważonego wykorzystania źródeł bioenergetycznych, przyjmujemy wartości bliższe niższemu pułapowi dostępnych szacunków.

Jako że do roku 2020 nie obserwujemy znacznych zmian w prognozowanym miksie energetycznym pomiędzy scenariuszami, skupiamy się na późniejszym rozwoju sytuacji. Zakładając wprowadzenie nowych standardów środowiskowych oraz postęp technologiczny, koszty zewnętrzne utrzymują się w granicach 1,8-2 mld euro w przypadku scenariusza węglowego do roku 2050.

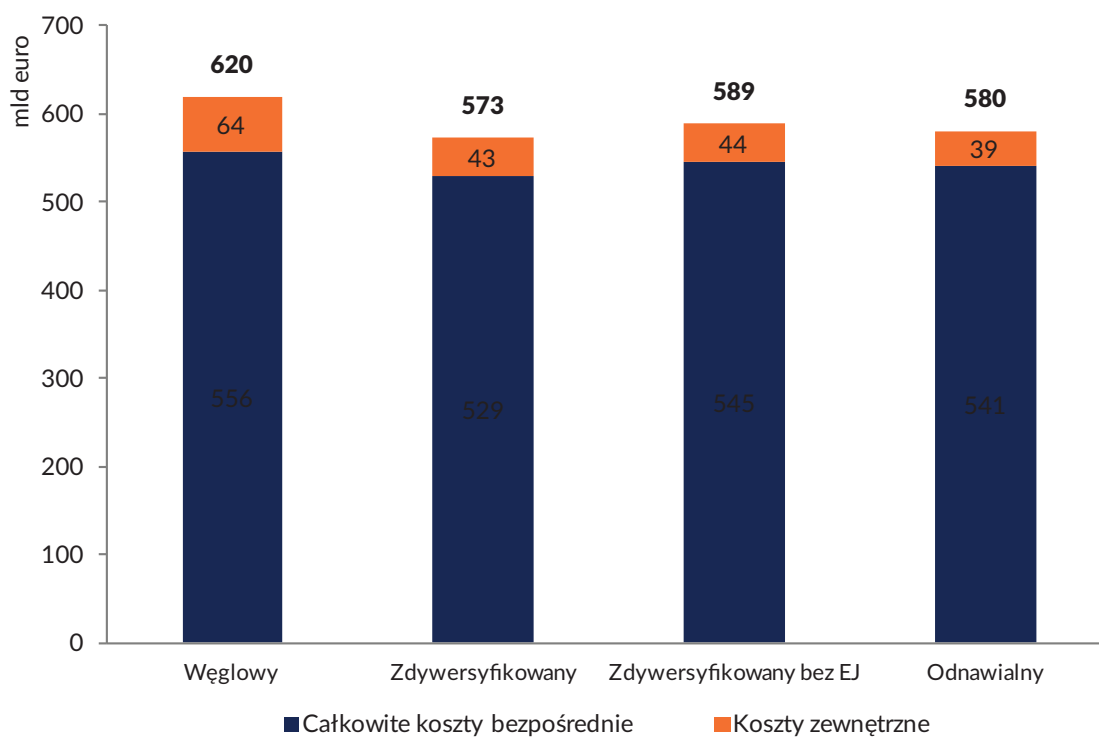
Na dłuższą metę, koszty zewnętrzne w scenariuszach alternatywnych są 2-4 razy niższe, spadając niemal do zera w połowie bieżącego stulecia.

Ogólnie rzecz biorąc, uwzględnienie efektów zewnętrznych ma pozytywny wpływ na efektywność kosztową scenariuszy alternatywnych, chociaż ich wpływ jest ograniczony w ujęciu bezwzględnym (zob. rys. 46). Przyczyną są coraz bardziej ry-

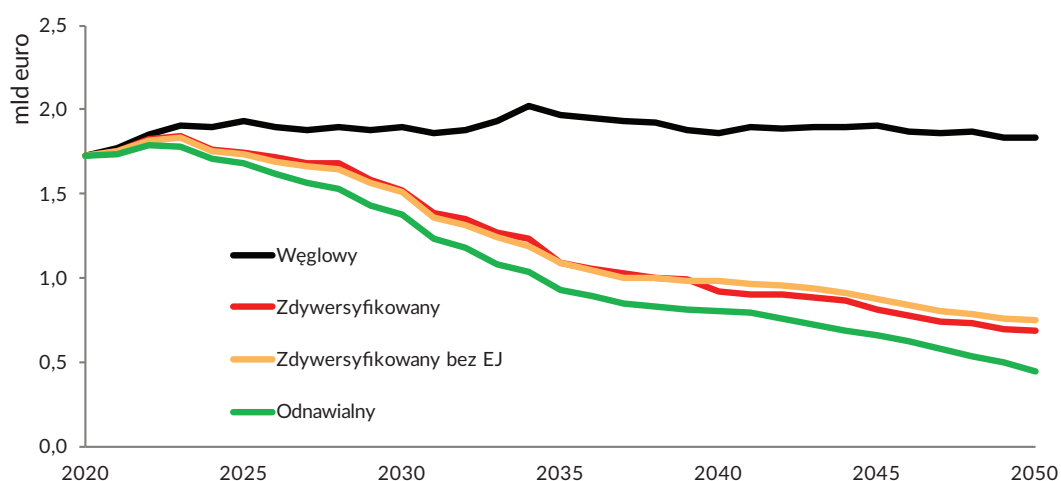
gorystyczne przepisy regulujące zanieczyszczenie powietrza, zapewniające, że nowe i zmodernizowane elektrownie na węgiel będą o wiele mniej szkodliwe dla zdrowia i dla środowiska w porównaniu z dzisiejszymi standardami. Jednak nawet po uwzględnieniu tych ulepszeń, roczne koszty zewnętrzne utrzy-

mują się w granicach 1,8-2 mld euro do roku 2050 w przypadku scenariusza węglowego. Alternatywne scenariusze na dłuższą metę ograniczają tę liczbę 2-4-krotnie, z największymi spadkami odnotowanymi w scenariuszu odnawialnym (rys.47).

62



Rys. 46 Łączne koszty bezpośrednie i zewnętrzne produkcji energii w poszczególnych scenariuszach



Rys. 47 Dynamika zmian rocznych kosztów zewnętrznych w poszczególnych scenariuszach

9.3 Skutki makroekonomiczne: PKB i rynek pracy

W oparciu o prognozowane różnice w bezpośrednich kosztach produkcji energii, możemy oszacować skutki makroekonomiczne wyboru poszczególnych mikсів energetycznych. W tym celu przyjmujemy scenariusz węglowy jako scenariusz odniesienia i oceniamy skutki ekonomiczne przesunięcia ku scenariuszom alternatywnym. Uwzględniamy nie tylko bezpośrednie zmiany w popycie generowanym przez sektor energetyczny (tj. różną strukturę, dynamikę i poniesione przez sektor koszty oraz ich importochłonność), lecz również zmiany w popycie konsumpcyjnym (tj. wyższe/nizsze wydatki gospodarstw domowych na nie-energetyczne dobra i usługi wynikające z wyższych/nizszych kosztów energii). Bierzymy również pod uwagę pośrednie wpływy pojawiające się w całym łańcuchu wartości. Kalkulacje

te są oparte na makroekonomicznym modelu przepływów międzygałęziowych (input-output) skalibrowanym na podstawie najnowszych dostępnych danych z Głównego Urzędu Statystycznego.

To podejście ma dwie przewagi. Po pierwsze, unikamy wąskiego spojrzenia na popyt generowany wyłącznie w sektorze energetycznym poprzez uwzględnienie również perspektywy konsumentów energii. Po drugie, poszerzamy naszą ocenę poprzez uchwycenie pośrednich skutków początkowych zmian w strukturze popytu. Ograniczeniem tego podejścia jest ustalenie równowagi cząstkowej w zastosowanym modelu, które może – do pewnego stopnia – zbyt nisko szacować zmiany cen paliw i kursu walutowego, zbyt wysoko szacując oddziaływanie zmian w miksie na rynek pracy, zatrudnienie oraz płace. Nie powinno to jednak zmienić końcowych wyników więcej niż o kilka procent, jako że dostosowanie względnych cen jest marginalne.



Rys. 48 Zakres ocenianych czynników makroekonomicznych

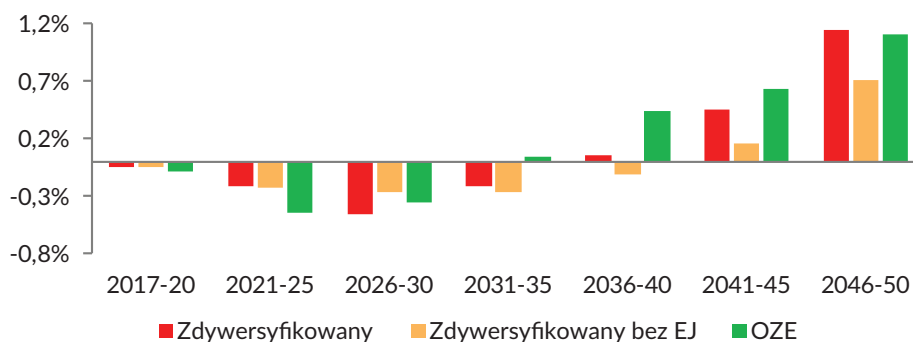
Oceniając różnice w poziomach PKB w przedstawionych scenariuszach, obserwujemy ograniczony koszt odejścia od scenariusza węglowego w latach 20. Jest to spowodowane realokacją zasobów z konsumpcji do dóbr inwestycyjnych koniecznych do przesunięcia sektora energetycznego ku bardziej kapitałochłonnym technologiom produkcji energii. Impuls inwestycyjny w sektorze energetycznym w większym stopniu redukuje popyt na inne dobra finalne niż zwiększa popyt na dobra kapitałowe. Efekt ten jest jednak niewielki i tymczasowy: w połowie lat 20. ścieżka PKB odchyła się poniżej scenariusza odniesienia (węglowego) nie więcej niż o 0,5%. Dla porównania, w tym samym okresie polski PKB powinien wzrosnąć o co najmniej 40%. Wzrost niezbędnych nakładów kapitałowych w scenariuszach zdywersyfikowanych oraz odnawialnym są w związku z tym mało znaczące z perspektywy makroekonomicznej, szczególnie, że w długim okresie skutkują niższymi rachunkami za energię. Pozwala to odbiorcom na zwiększenie konsumpcji, tym samym generując pozytywny impuls dla gospodarki, co z kolei powinno podnieść PKB o 0,8-1,1% powyżej scenariusza odniesienia. Wynika to również z wyższego importu paliw w scenariuszu

węglowym, który bezpośrednio lub pośrednio (poprzez realny kurs walut) redukuje popyt na towary i usługi pochodzenia krajowego. Co za tym idzie, zwiększone wydatki na dywersyfikację sektora energetycznego w latach 20. można z perspektywy makroekonomicznej uznać za rozsądną inwestycję. Zwiększa ona długoterminową produktywność polskiej gospodarki i prowadzi do wzrostu dobrobytu społecznego, podczas gdy zapotrzebowanie polskich gospodarstw na energię jest zaspokajane w tym samym stopniu, co w przypadku scenariusza węglowego, ilość pieniędzy, którą mogą one wydawać na towary i usługi wzrasta w długim okresie.

Opierając się na danych o PKB oraz przewidywanych trendach zmian produktywności pracy, nasz model podaje oszacowanie skutków wyboru miksu energetycznego dla zatrudnienia oraz płac. Wartości te należy interpretować jako zmiany w łącznym funduszu płac, tj. połączonych zmianach wynagrodzenia i zatrudnienia. Konkretny podział pomiędzy liczbę utworzonych miejsc pracy netto i odchylen wynagrodzenia jest trudny do oszacowania bez modelowania równowagi ogólnej, jako że

zależą one nie tylko od przyszłych cech rynku pracy, ale również od makroekonomicznych mechanizmów rynku, takich jak kanał kursowy. Ogółem, dynamika funduszu płac jest podobna do oczekiwanej ścieżki PKB. W latach 20. obserwujemy nieco słabsze wyniki we wszystkich alternatywnych (w stosunku do węglowego) scenariuszach, po czym ich wpływ staje się neutralny w latach 30. i pozytywny w latach 40. i 50. Zmiany zachodzące na rynku pracy na skutek ograniczenia roli węgla w sektorze energetycznym należy jednak postrzegać w kontekście normalnej realokacji zatrudnienia, zachodzącej w gospodarce na co dzień i cechującej się znacznie większą – o kilka rzędów wielkości – skalą oddziaływania. Na przestrzeni dekady odchylenie wysokości wynagrodzeń poniżej 0,5% nie zostanie niemal zauważone na tle cykli koniunkturalnych i typowego średniorocznego wzrostu płac o 2,5-3,5%. Co za tym idzie, wpływ ten przybierze najprawdopodobniej formę niewielkiego – wręcz

niezauważalnego – spowolnienia w realnym wzroście wynagrodzeń. Na dłuższą metę sytuacja na rynku pracy w scenariuszach zdywersyfikowanych oraz odnawialnym jest jednak ogółem lepsza niż w scenariuszu węglowym. Dochodzi do tego już w latach 30., podczas gdy pod koniec lat 40. koszty wynagrodzeń powinny być nieco wyższe niż w scenariuszu odniesienia, z najwyższymi korzyściami obserwowanymi w scenariuszu odnawialnym. Długofalowe korzyści, przejawiające się przede wszystkim we wzroście wynagrodzeń, powinny przewyższać koszty przejściowe i być trwałe. Skumulowana różnica w sytuacji na rynku pracy pomiędzy przedstawionymi scenariuszami będzie niewielka w porównaniu z trendami makroekonomicznymi, które powinny do lat 50. co najmniej podwoić fundusz płac. W związku z tym, warto postrzegać transformację energetyczną jako w dużym stopniu neutralną dla rynku pracy w długim okresie.



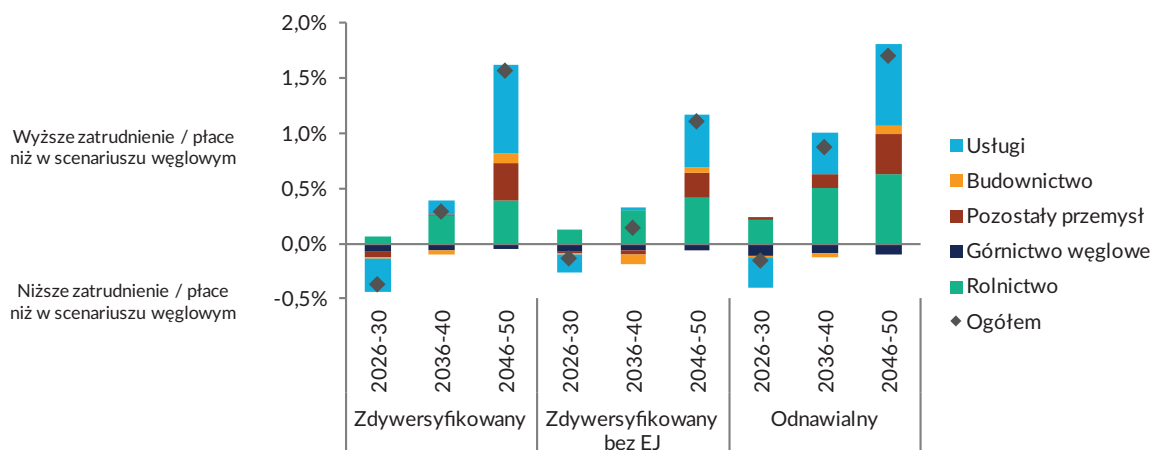
Rys. 49 Zmiany PKB w scenariuszach zdywersyfikowanych i odnawialnym w porównaniu z scenariuszem węglowym

W wyniku koniecznego wzrostu produktywności pracy, zatrudnienie w górnictwie węgla spada we wszystkich scenariuszach. Nawet w scenariuszu węglowym branża zapewnia jedynie 20 tysięcy miejsc pracy w roku 2050, w pozostałych scenariuszach wskaźnik ten sięga co najwyżej kilku tysięcy, a nawet zera. Jest to zgodne z długookresowymi trendami w sektorze górniczym nie tylko w Europie, ale także innych państwach będących członkami OECD. Utrzymanie zdolności wypłaty konkurencyjnych wynagrodzeń górnikom wymusza na sektorze poprawę średniej wydajności wydobywania węgla. Oznacza to stałą restrukturyzację zatrudnienia na skutek nierozwiązywalnego konfliktu pomiędzy wzrostem produktywności a pracochłonnymi technologiami, które na dłuższą metę są nie do utrzymania z powodu silnej presji płacowej. Innymi słowy, albo polskie górnictwo będzie w stanie zredukować zatrudnienie poprzez poprawę produktywności, albo całkowicie przestanie istnieć.

Spadkowi zatrudnienia w górnictwie towarzyszy jednak wzrost zatrudnienia w innych sektorach. W alternatywnych scenariu-

szach wiele miejsc pracy pojawia się w rolnictwie, które dostarcza energetyce bioenergię, w znacznie większym stopniu niż zakłada to scenariusz węglowy. Zatrudnienie wzrasta również w przetwórstwie przemysłowym, jako że uczestniczy ono w dostarczaniu rozwiązań koniecznych do modyfikacji miksu energetycznego ku bardziej kapitałochłonnym, niskoemisyjnym technologiom produkcji.

Wysoki pozytywny wpływ na zatrudnienie w usługach wynika ze zmian w wydatkach konsumenckich. W obszarze kosztów wyraźnie lepszy wynik scenariuszy zdywersyfikowanych oraz odnawialnego w długim okresie oznacza, że polscy konsumenci będą dysponowali większymi środkami na nie-energetyczne dobra i usługi. Jako że usługi są głównym elementem koszyka konsumpcyjnego i najważniejszym źródłem zatrudnienia (szczególnie długofalowo, kiedy poprawa produktywności zredukuje zatrudnienie w przetwórstwie przemysłowym i górnictwie), zwiększone wydatki konsumpcyjne przełożą się na najwyższe bezwzględne korzyści w sektorze usługowym.



Rys. 50 Zmiany na rynku pracy w scenariuszach zdywersyfikowanych i odnawialnym

10. Analizy wrażliwości

Niniejszy rozdział poszerza zestaw scenariuszy i przedstawia wyniki analizy wpływu na scenariusze zmian w obszarze popytu na energię, wymiany transgranicznej, niższych kosztów OZE oraz rezygnacji z budowy kopalń węgla brunatnego. Rozdział przedstawia odpowiedź na pytanie: jak odporne są scenariusze i jakie są ich główne zalety i wady?

10.1 Przegląd analiz wrażliwości

Analizy wrażliwości zostały zaprojektowane tak, by zbadać reakcję scenariuszy na podstawowe zmiany zachodzące w otoczeniu. W niniejszym rozdziale opisujemy ogólne implikacje.

Niższy popyt na energię

Wrażliwość na niskie zapotrzebowanie na energię jest symulacją wpływu efektywności energetycznej na główne wyniki analizy. W związku z tym, w modelu zmieniono założenie dotyczące wzrostu popytu na energię elektryczną z pierwotnego poziomu 1,4% rocznie do poziomu 0,6% rocznie. W konsekwencji zmniejszyło się obciążenie szczytowe o 4,5 GW w roku 2050. Wzrasta tym samym bezpieczeństwo dostaw energii i maleje konieczność budowy dodatkowych mocy rezerwowych we wszystkich scenariuszach.

Spada również w emisja CO₂ o około 12 mln t rocznie w scenariuszu węglowym.

Brak wymiany transgranicznej

Analiza wrażliwości nakierowana jest na ocenę korzyści płynących z istnienia swobodnych (to jest na zasadach ekonomicznych) przepływów energii pomiędzy Polską a sąsiednimi rynkami. Zamknięcie całkowite możliwości wymiany transgranicznej wpływa przede wszystkim na ceny energii. Średnie ceny hurtowe wzrastają o 5 €/MWh w porównaniu z głównymi scenariuszami.

Potrzeba dodatkowych mocy rezerwowych nie ulega zmianie, jako że w niniejszym opracowaniu zastosowano we wszystkich scenariuszach margines rezerw krajowych na poziomie 9%. Wzrasta wykorzystanie elektrowni szczytowych, które muszą dostarczyć niezbędną w godzinach szczytowego obciążenia energię (w scenariuszach bazowych była importowana przez otwarte połączenia międzysystemowe).

Niższe koszty odnawialnych źródeł energii

Najnowsze wyniki z aukcji sprzedaży energii z odnawialnych źródeł w Europie wykazują, że „krzywa uczenia się” i spadki cen energii z odnawialnych źródeł mają bardziej dynamiczny charakter niż zakładają to główne scenariusze w niniejszej analizie.

W związku z tym, poddano analizie scenariusze podstawowe przy założeniu, że koszty technologii OZE (farmy wiatrowe i fotowoltaika) będą niższe o 20% w stosunku do trajektorii zmian przedstawionej w Rozdziale 7.

Zmniejszone koszty odnawialnych źródeł energii nie mają wpływu na budowę nowych mocy OZE, ze względu na przyjętą zasadę, że moce w danych technologiach są zdeteminowane przez centralnego planistę.

Scenariusz węglowy z wyłączeniem węgla brunatnego

W analizie wrażliwości scenariusza węglowego, założono, że nie powstaną nowe odkrywki węgla brunatnego ani elektrownie na to paliwo. W związku z tym brakujące moce zastąpiono dodatkowym uruchomieniem jednostek na węgiel kamienny o mocy 6 GW.

Wynik analizy wskazuje, że brak węgla brunatnego w miksie energetycznym może zredukować koszty systemu o ok. 1,5%, głównie dzięki oszczędnościom na kosztach emisji CO₂. Niemniej jednak, zwiększa to również koszty importu węgla kamiennego o 14 mld euro (+22%) w okresie od roku 2016 do roku 2050.

10.2 Koszty systemu a analizy wrażliwości

W niniejszym rozdziale przedstawiamy implikacje w zakresie kosztów systemu.

Tabela 6 przedstawia zestawienie całkowitego kosztu produkcji energii we wszystkich analizach wrażliwości dla każdego z rozpatrywanych scenariuszy. Generalnie, wrażliwości nie zmieniają relacji pomiędzy kosztami łącznymi poszczególnych scenariuszy, z jednym wyjątkiem: szybsze spadki kosztów energii wiatrowej i słonecznej zbliżają scenariusz odnawialny do scenariusza zdyswersyfikowanego (zakładając w tym ostatnim brak przekroczeń kosztów przez elektrownie jądrowe).

Scenariusz węglowy pozostaje najbardziej kosztownym w każdej z analiz wrażliwości, nawet w przypadku „Wyłączenia węgla brunatnego”, która generalnie poprawia jego wyniki (jako że węgiel kamienny pozwala efektywniej produkować energię niż węgiel brunatny). Modelowanie wrażliwości wykazuje zatem, że usunięcie węgla brunatnego z koszyka energetycznego może zmniejszyć koszty o ok. 1,5% w stosunku do bazowego scenariusza węglowego.

Oszczędności kosztów związane z niższym zapotrzebowaniem na energię elektryczną są porównywalne pomiędzy scenariuszami. Należy zauważyć, że ich wpływ pod koniec rozpatrywanego okresu jest znacząco wyższy (redukcja o 14% - 19% w latach 2040-2050) niż przeciętnie w latach 2016-2050 (redukcja o 11-12%). Należy jednak zaznaczyć, że w analizie nie zostały uwzględnione dodatkowe nakłady na poprawę efektywności energetycznej.

Brak handlu transgranicznego prowadzi do niewielkiego wzrostu całkowitych kosztów produkcji energii na poziomie 0,8%-1,1%. Brak wymiany transgranicznej powoduje zmniejszenie kosztów importu netto w wysokości 15 mld euro w scenariuszu węglowym, a z drugiej strony zwiększa koszty krajowego wytwarzania energii o 19 mld euro. W związku z powyższym, pozostaje ogólny, niewielki spadek kosztów systemu w wysokości 4 mld euro. Oznacza to, że na każde euro unikniętych kosztów importu netto w scenariuszu węglowym, polscy konsumenci musieliby zapłacić średnio 1,3 euro za krajowo wygenerowaną energię elektryczną.

Handel transgraniczny jest najefektywniejszy ekonomicznie w scenariuszu odnawialnym, jako że pozwala na skuteczne wykorzystanie krajowych odnawialnych źródeł i redukuje użycie gazu w produkcji rezerwowej.

66

Tabela 6 Całkowity koszt produkcji energii do roku 2050: wrażliwości w zestawieniu z scenariuszami bazowymi

		Całkowite koszty produkcji energii do roku 2050 dla scenariuszy koszyka energetycznego w mld euro			
		Węglowy	Zdywersyfikowany	Zdywersyfikowany bez EJ	Odnawialny
Wariant wyjściowy		556	529	545	541
Wrażliwość	Niski popyt na energię	491 (-12%)	464 (-12%)	477 (-13%)	485 (-11%)
	Brak handlu transgranicznego	560 (+0.8%)	534 (+0.9%)	550 (+0.9%)	547 (+1.1%)
	Niższe koszty odnawialnych źródeł energii	554 (-0.3%)	523 (-1.2%)	536 (-1.6%)	526 (-2.7%)
	Wyłączenie węgla brunatnego	548 (-1.5%)	-	-	-

10.3 Emisje CO₂ w analizach wrażliwości

W niniejszym podrozdziale skupiamy się na skutkach analiz wrażliwości w zakresie emisji. Tabela 7 przedstawia zestawienie

całkowitych emisji we wszystkich analizach wrażliwości dla każdego z rozważanych scenariuszy. Liczby wyrażają emisje w roku 2050.

Tabela 7: Emisje CO₂ w roku 2050 (mln t CO₂) i redukcje w porównaniu z rokiem 2005 (% vs 2005)

		Emisje CO ₂ w roku 2050, mln t (% redukcji vs 2005 r)			
		Węglowy	Zdywersyfikowany	Zdywersyfikowany bez EJ	Odnawialny
Wariant wyjściowy		137 (-7%)	47 (-68%)	51 (-65%)	23 (-84%)
Wrażliwość	Niski popyt	113 (-23%)	34 (-77%)	37 (-75%)	17 (-89%)
	Brak handlu transgranicznego	151 (+3%)	58 (-60%)	62 (-58%)	30 (-80%)
	Niższe koszty odnawialnych źródeł energii	137 (-7%)	47 (-68%)	51 (-65%)	23 (-84%)
	Wyłączenie węgla brunatnego	132 (-10%)	-	-	-

Analiza wrażliwości na zmniejszenie popytu pozwala na redukcję emisji w porównaniu z wariantem wyjściowym w roku 2050. Mamy więc do czynienia z sytuacją, w której zbiegają się korzyści w formie zarówno niższych kosztów i niższych emisji. Najsilniejszy efekt obserwujemy w scenariuszach zawierających wysokoemisyjny koszyk energetyczny.

W przypadku scenariusza odnawialnego analiza wrażliwości na obniżenie popytu na energię wskazuje na możliwość osiągnięcia celu, jakim jest redukcja emisji o 90 % w stosunku do roku 2005. Dalszy wzrost efektywności energetycznej w gospodarce krajowej jest sam w sobie opcją, którą należy wybrać bez względu na decyzje dotyczące scenariusza rozwoju energetyki („no regret option”).

Analiza wrażliwości na brak transgranicznego handlu energią wiąże się ze wzrostem emisji w roku 2050 w porównaniu z wariantem wyjściowym, ponieważ wszystkie scenariusze muszą kompensować brakujący import netto. Efekt jest najwyższy w scenariuszu węglowym, ponieważ w tym przypadku spadek importu kompensowany jest produkcją opartą na węglu.

Wrażliwość na odejście od węgla brunatnego wykazuje silny spadek emisji CO₂ (o 10% w stosunku do roku 2005), jednocześnie wykazując niższe koszty systemu. Jest to również ta analiza wrażliwości, w której przypadku korzyści, w formie niższych kosztów, łączą się z niższymi emisjami.

67

11. Konkluzje

Podczas konsultowania tego raportu pojawiało się pytanie – jaki wariant rekomendujemy – lub jaki wariant jest najlepszy dla Polski. Mamy świadomość, że w polityce określenie „dobre dla Polski” jest względne, bo każdy według własnych kryteriów określa, co leży w interesie kraju. Niniejszy raport nie miał na celu opracowania optymalnego scenariusza miksu energetycz-

nego, ale wskazanie ekonomicznych, społecznych i środowiskowych skutków różnych scenariuszy technologicznych i związanych z tym dla gospodarki, społeczeństwa, środowiska i również członkostwa Polski w Unii Europejskiej oddziaływań.

Następująca tabela podsumowuje główne wyniki ilościowe naszych analiz:

	Węglowy	Zdywersyfikowany z EJ	Zdywersyfikowany bez EJ	Odnawialny
Suma kosztów systemu	100%	95%	98%	97%
Suma kosztów zewnętrznych	100 %	68 %	69 %	61 %
Suma emisji CO ₂ (2016-50)	100 %	69 %	70 %	60 %
Wpływ na zatrudnienie	0 %	+0.3 %	+ 0.2 %	+0.5 %
Ogólne skutki dla PKB	0 %	+ 0.1 %	0 %	+0.2 %
Nowe moce konwencjonalne (wraz z JW rezerwowymi)	43 GW	39 GW	41 GW	41 GW
Średnia cena energii	100%	104%	104%	94%

Rys. 51: Podsumowanie głównych wyników modelowania w odniesieniu do scenariusza węglowego / Sumy i średnie na przestrzeni lat 2016-2050

Utrzymywanie *status quo*, czyli scenariusz węglowy jest najbardziej ryzykowny biorąc pod uwagę koszty systemowe, zmieniające się koszty technologii, problemy z pokryciem krajowych zasobów węgla oraz zaostrzające się normy środowiskowe.

Ważnym krokiem dla przyszłości produkcji energii na bazie węgla w Polsce jest wypracowanie planu przejściowego, wskazującego, które elektrownie mają kluczowe znaczenia dla systemu, które powinny ulec modernizacji, a które należy przenieść do rezerwy zimnej poza rynkiem lub całkowicie zamknąć. Należy tu zwrócić uwagę na opracowanie przejrzystej metody identyfikacji jednostek do modernizacji.

Po fazie przejściowej (około roku 2030), dywersyfikacja miksu wytwórczego z większą ilością OZE i gazu (w jednostkach kogeneracyjnych i rezerwowych) to zdecydowanie korzystniejszy kierunek działań. Należy przeprowadzić dalszą pogłębioną dyskusję o przyszłej roli gazu w Polsce i jego wykorzystaniu w elektrociepłowniach i jednostkach rezerwowych. Ten kierunek będzie istotny biorąc pod uwagę wzmożone wysiłki Polski mające na celu dywersyfikację źródeł dostaw.

Bardzo uważnie należy się przyglądać rozwojowi farm wiatrowych – morskich i lądowych. Znaczący i niewykorzystany potencjał znajduje się w energetyce solarnej. Fotowoltaika może zmniejszyć zapotrzebowanie na energię elektryczną w szczycie letnim i poprawić efektywność ekonomiczną systemu. Chociaż w Polsce krytycznie postrzega się odnawialne źródła zmienne, to zwiększają się doświadczenia na świecie związane z integracją tych źródeł w systemie. Poprawa elastyczności systemu, usługi DSR oraz spadające koszty magazynowania tworzą nowe perspektywy wykorzystania tych źródeł. Nie bez znaczenia jest szybki spadek kosztów oraz fakt, że w perspektywie długofalowej jedynie te źródła będą gwarantować pełną niezależność energetyczną.

Rola energii jądrowej wydaje się nieco mniej jasna i konieczna wydaje się tu dyskusja na temat kosztów, ryzyk związanych z realizacją tej inwestycji i potencjału.

Mając na uwadze szybkie zmiany w sektorze energii widzimy potrzebę kolejnych, bardziej szczegółowych badań. Mamy jednak nadzieję, że wykonana przez nas z pełną rzetelnością analiza, będzie wartościowym wkładem do debaty o przyszłości polskiej energetyki.

Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze

