

KANCELARIA PREZESA RADY MINISTRÓW



DEPARTAMENT ANALIZ STRATEGICZNYCH

MODEL OPTYMALNEGO MIKSU ENERGETYCZNEGO DLA POLSKI DO ROKU 2060

WERSJA 2.0

WARSZAWA, 12 LISTOPADA 2013

NINIEJSZE OPRACOWANIE MA CHARAKTER INFORMACYJNY, PREZENTUJE WYNIKI PRAC ANALITYCZNYCH
PRZEPROWADZONYCH W DEPARTAMENCIE ANALIZ STRATEGICZNYCH KPRM.
OPINIE W NIM PRZEDSTAWIONE NIE STANOWIĄ OFICJALNEGO STANOWISKA KPRM.

REDAKCJA:

Grzegorz Klima

Dorota Poznańska

AUTORZY:

Paweł Gołębiowski (rozdz. 1, 2, 4)

Grzegorz Klima (rozdz. 1, 2, 3, 4, dodatek B)

Michał Marciniak (rozdz. 1, 2, 3, 4)

Paulina Parfieniuk (rozdz. 1, 2, 4)

Anna Sowińska (rozdz. 1, 2, 3, 4)

WSPÓŁPRACA:

Kamil Bork (rozdz. 1)

Karol Podemski (dodatek B)

SPIS TREŚCI

WPROWADZENIE	2
1 ZAŁOŻENIA	3
1.1 PROGNOZA POPYTU NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	3
1.2 PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC, PODZIAŁ NA REŻIMY	5
1.3 MARGINES MOCY WYTWÓRCZYCH, ZUŻYCIE WŁASNE I STRATY PRZESYŁOWE	6
1.4 POPYT NA ENERGIĘ CIEPLNĄ, CENA CIEPŁA	7
1.5 UJĘCIE KOSZTÓW	7
1.6 ZASOBY NATURALNE	8
1.6.1 WIELKOŚĆ ZASOBU KRAJOWEGO, ZASÓB POTENCJALNY	8
1.6.2 BUDOWA NOWYCH KOPALŃ	9
1.6.3 ENERGIA ZAWARTA W ZASOBIE	9
1.6.4 EMISYJNOŚĆ	9
1.6.5 ZASOBY ODNAWIALNE	9
1.7 TECHNOLOGIE	10
1.7.1 CZAS PRZYGOTOWANIA INWESTYCJI, BUDOWY I ŻYCIA INSTALACJI PRODUKUJĄCYCH ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	10
1.7.2 ZAINSTALOWANE MOCE WYTWÓRCZE W OKRESIE PIERWSZYM	11
1.7.3 POTENCJAŁ ENERGETYCZNY	12
1.7.4 KOSZTY	12
1.7.5 SPRAWNOŚĆ	16
1.7.6 EFEKTYWNA LICZBA GODZIN PRACY INSTALACJI WEDŁUG TECHNOLOGII W JEDNYM OKRESIE	16
1.7.7 ZUŻYCIE WŁASNE NA POTRZEBY PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	17
1.7.8 STOSUNEK PRODUKCJI CIEPŁA DO PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W KOGENERACJI	18
1.7.9 LIMITY EMISJI I UDZIAŁÓW ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	18
1.7.10 TECHNOLOGIE WIRTUALNE	19
1.8 CZYNNIKI NIE UWZGLĘDNIONE W MODELU	19
1.8.1 UPROSZCZENIA	19
1.8.2 KWESTIE MOŻLIWE DO UWZGLĘDNIENIA PO ROZSZERZENIU MODELU	20
2 WYNIKI	21
2.1 OPTYMALNY MIKS ENERGETYCZNY	21
2.2 WARIANTY PODSTAWOWE	22
2.2.1 WARIANT EKONOMICZNY	22
2.2.2 BUDOWA ELEKTROWNI ATOMOWEJ	24
2.2.3 REZYGNACJA Z BUDOWY ELEKTROWNI ATOMOWEJ	25
2.2.4 BRAK NOWYCH ODKRYWEK WĘGLA BRUNATNEGO	26



2.2.5 PRZEDŁUŻENIE WYMAGU MINIMALNEGO UDZIAŁU OZE W WYSOKOŚCI 19,1% DO 2060 R. . .	27
2.2.6 STOPNIOWY WZROST WYMAGU MINIMALNEGO UDZIAŁU OZE Z POZIOMU 19,1% W 2020 R. DO 50% W 2050 R.	29
2.3 DODATKOWE ZMIENNE DECYZYJNE	31
2.3.1 MOŻLIWOŚĆ URUCHOMIENIA DODATKOWYCH ŹŁÓŻ WĘGLA BRUNATNEGO	31
2.3.2 OBNIŻENIE POZIOMU EMISJI O 80% W LATACH 1990 – 2050	32
2.3.3 ROZBUDOWA POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH DO 4 GW W 2030 R. WRAZ Z ZAPEWNIENIEM GWARANCJI DOSTAW O WYZNACZONYCH PORACH	34
2.3.4 OBNIŻENIE WYMAGANEJ REZERWY MOCY Z 18% DO 13%	36
2.3.5 ZESTAWIENIE KOSZTÓW, ZMIAN EMISJI I IMPORTOCHŁONNOŚCI DLA ZAŁOŻONYCH WARIANTÓW	38
2.4 WNIOSKI	40
3 LINIOWY PROBLEM DYNAMICZNEJ OPTIMALIZACJI	41
3.1 WERSJA OGÓLNA LINIOWEGO PROBLEMU DYNAMICZNEGO	41
3.2 ZASTOSOWANIE DO WYZNACZENIA OPTIMALNEGO MIKSU ENERGETYCZNEGO	43
3.2.1 STANY — ZAINSTALOWANA MOC, ZASOBY NATURALNE	43
3.2.2 STEROWANIA - BUDOWA I DEINSTALACJA MOCY, PRODUKCJA ENERGII	45
3.2.3 KOSZTY I FUNKCJA CELU	50
3.2.4 OGRANICZENIA	51
4 IMPLEMENTACJA KOMPUTEROWA	56
4.1 ŚRODOWISKO R, WYKORZYSTYWANE PAKIETY I WYMAGANIA SPRZĘTOWE	56
4.1.1 WYMAGANE PAKIETY	56
4.1.2 WYMAGANIA SPRZĘTOWE	56
4.2 SKŁADOWE MODELU	56
4.3 FORMAT DANYCH WEJŚCIOWYCH	57
4.3.1 DANE ZAGREGOWANE	57
4.3.2 DANE DOTYCZĄCE ZASOBÓW	58
4.3.3 DANE DOTYCZĄCE POSZCZEGÓLNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	59
4.4 KORZYSTANIE Z MODELU	60
DODATEK A. ZAŁOŻONE ŚCIEŻKI WZROSTU PKB ORAZ CEN PALIW I KOSZTÓW UPRAWNIENI DO EMISJI	62
DODATEK B. PODEJŚCIE DO PROGNOZOWANIA SZEREGÓW CZASOWYCH	64
BIBLIOGRAFIA	68

WPROWADZENIE

Pod pojęciem miksu energetycznego najczęściej rozumie się strukturę nośników energii, które zapewniają zaopatrzenie w energię użyteczną gospodarstwom domowym, przemysłowi i obiektom użyteczności publicznej. Miarą udziału w miksie jest energia przenoszona w paliwach lub nośnikach energii.¹ Jako optymalny przyjęto miks energetyczny, który zapewnia:

- dostateczną podaż mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE),
- najniższy możliwy koszt ekonomiczny podaży mocy dla wszystkich nośników energii w rozpatrywanym okresie.

Prezentowany model ma charakter modelu liniowej optymalizacji i koncentruje się na technologiach zamiany paliw na energię elektryczną. Jego celem jest wyliczenie najtańszego miksu energetycznego, w podziale na źródła energii, który zapewni jednocześnie odpowiednią rezerwę mocy w KSE oraz realizację wiążących Polskę celów pakietu energetyczno-klimatycznego (PEK) Unii Europejskiej. Model został zaimplementowany w środowisku R.

Zaproponowana metodologia była już wykorzystywana w analizach polityki energetycznej m.in. w modelach EFOM-ENV², Irish TIMES³, MARKAL⁴, czy MESSAGE⁵.

Prezentowany model zawiera wiele elementów dynamicznych, które nie są uwzględnione np. w modelu MESSAGE. Model dokonuje rocznych prognoz (a nie co 5 lat), uwzględnia między innymi czas budowy i życia różnego rodzaju instalacji, czy krajowe zasoby surowców. Model jest też łatwo rozszerzalny, pozwala łatwo dodawać nowe źródła energii. Dane wejściowe do modelu są całkowicie oddzielone od jego implementacji.

Wynik optymalizacji kosztowej w wersji problemu centralnego planisty może posłużyć przede wszystkim jako punkt odniesienia dla polityki energetycznej, poprzez odpowiedź na pytanie, jak powinna wyglądać docelowa struktura produkcji energii. W modelu kosztowym można także określić koszty alternatywne różnych rozwiązań z perspektywy całości gospodarskiej. Informacja tego typu pozwoli np. ocenić koszty inwestowania w odnawialne źródła energii, koszty redukcji emisji CO₂ czy budowy elektrowni jądrowej.

W niniejszym raporcie zaprezentowano strukturę optymalnych mikсів do 2060 r. W rzeczywistości jednak są one obliczane dla dłuższego horyzontu — do roku 2090. Zabieg taki ma na celu ograniczenie tzw. *efektu końca świata*. Efekt końca świata polega na zniekształceniu wyniku problemu optymalizacyjnego. Przez zbyt krótki horyzont może nie opłacać się inwestować w niektóre technologie ze względu na długi czas budowy i amortyzacji, podczas gdy w rzeczywistości sektor elektroenergetyczny nie kończy funkcjonowania w 2060 r. Konsekwencją dla mikсів w krótszym okresie może być inny wynik porównania kosztów niż w przypadku mikсів liczonych dla pełnego okresu optymalizacji. Może się zatem zdarzyć, iż najtańszy miks do 2060 r. nie będzie najtańszym miksem w długim okresie i odwrotnie.

¹Uwaga: nośnikiem energii jest zarówno prąd jak i olej napędowy, ale paliwami są już tylko ciekłe paliwa węglowodorowe, węgiel itp.

²Kraje UE12, Polska, Węgry, Czechy i Słowacja. Opracowany w latach 80., stosowany w latach 90.

³Wykorzystywany współcześnie w Irlandii model opracowany przez University College Cork.

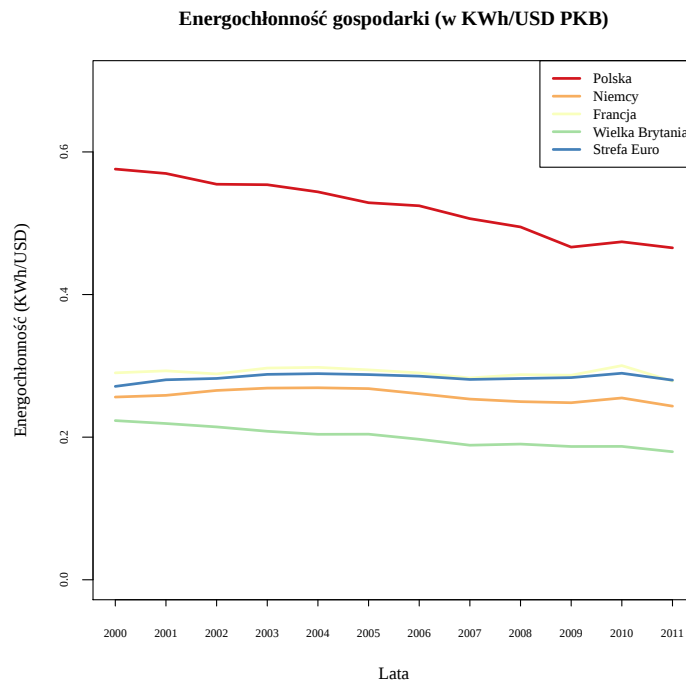
⁴USA, Kanada, wybrane kraje zrzeszone w Międzynarodowej Agencji Energii (IEA). Model używany współcześnie, obok innych narzędzi. Model został opracowany we współpracy z analitykami z ok. 70 krajów członkowskich IEA.

⁵Polska (ARE SA), inne kraje członkowskie Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA). Model został opracowany przez MAEA w latach 90., jest utrzymywany i rozwijany do dziś.

1 ZAŁOŻENIA

1.1 PROGNOZA POPYTU NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

W celu obliczenia optymalnego miksu energetycznego w dłuższym horyzoncie czasowym dokonano prognozy zapotrzebowania na finalną energię elektryczną do 2060 roku. Zastosowano przy tym model zbieżności energochłonności gospodarki Polski do poziomu wyznaczonego przez najmniej energochłonne gospodarki zachodnie. Jako punkt odniesienia wybrano Wielką Brytanię, Niemcy i Francję, gdzie energochłonność gospodarki oscyluje w okolicach 0,23 kWh/USD Produktu Krajowego Brutto i jest stosunkowo stabilna w czasie. Energochłonność gospodarki Polski i kilku innych krajów przedstawiono na wykresie 1.1.



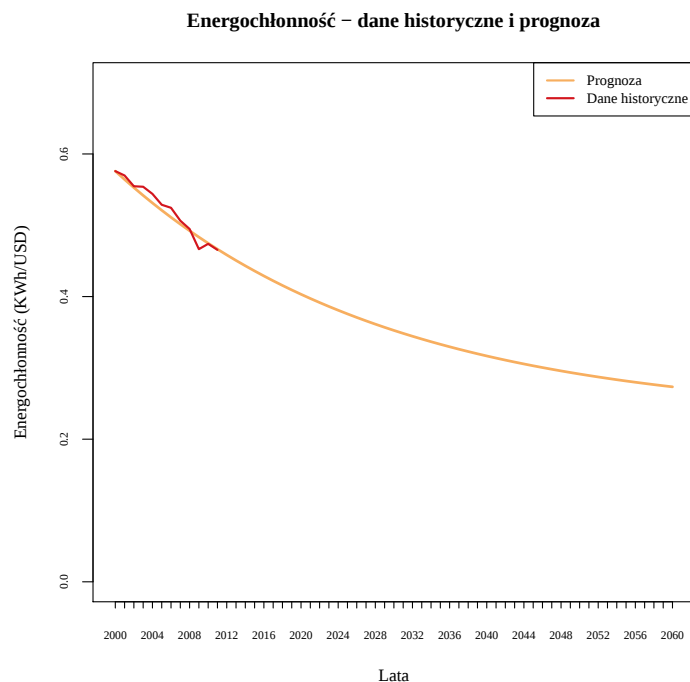
Rysunek 1.1

Do wyznaczenia prognozy zużycia energii elektrycznej założono, że:

$$D_t = Y_t E_t \quad (1.1)$$

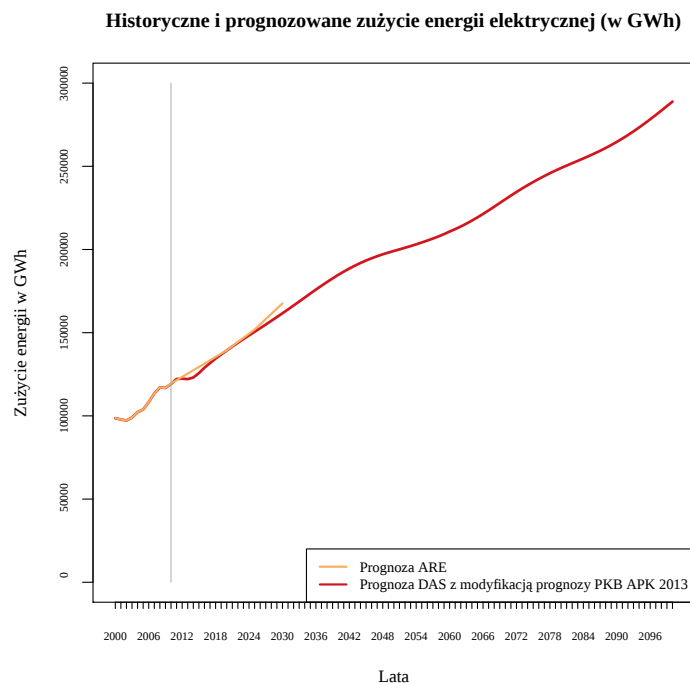
$$E_{t+1} = \lambda E_t + (1 - \lambda) \bar{E}, \quad (1.2)$$

gdzie D_t — popyt na energię elektryczną w roku t (zużycie w kWh), Y_t — Produkt Krajowy Brutto w roku t , E_t — energochłonność gospodarki w roku t . $\bar{E}$ odpowiada minimalnej energochłonności, ustalonej na poziomie 0,23 kWh/USD PKB (średni poziom energochłonności Niemiec, Francji i Wielkiej Brytanii). Parametr λ został skalibrowany na poziomie 0,966. Wykres 1.2 przedstawia historyczną i prognozowaną energochłonność.



Rysunek 1.2

Na wykresie 1.3 przedstawiono historyczne i prognozowane zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną na podstawie tak zdefiniowanej prognozy energochłonności oraz prognozy wskaźników realnego wzrostu Produktu Krajowego Brutto (według Ministerstwa Finansów) i jej porównanie z prognozą Agencji Rynku Energii.



Rysunek 1.3



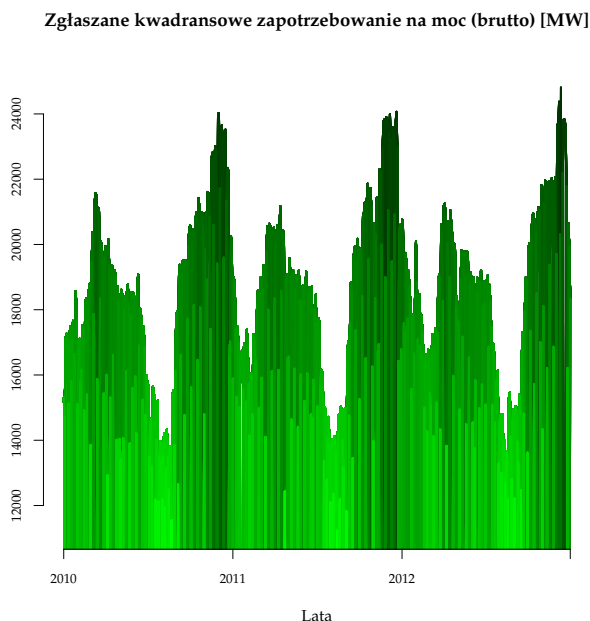
1.2 PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC, PODZIAŁ NA REŻIMY

Aby możliwe było wyliczenie optymalnego miksu dla różnych poziomów zapotrzebowania na moc, opracowano kwadransową projekcję poboru mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, w pełnym horyzoncie projekcji. Projekcja opiera się na opisanej wcześniej prognozie popytu oraz na danych historycznych PSE o zapotrzebowaniu na moc w KSE za lata 2010 – 2012. Przyjęto, że przeciętne zapotrzebowanie na moc wzrasta w tempie wzrostu popytu na energię finalną. Założono, iż struktura odchyleń zapotrzebowania kwadransowego od przeciętnego rocznego spłaszcza się w czasie. Zastosowano hybrydę wzrostu multiplikatywnego i addytywnego uzyskując następującą dystrybuantę prognozy rozkładu kwadransowego zapotrzebowania na moc:

$$P(E < x) = P(D_t \cdot \exp(O_t) < x) \cdot v + P(D_t + O < x) \cdot (1 - v)$$

gdzie E to zapotrzebowanie na moc w kwadransie, D_t przeciętne roczne zapotrzebowanie na moc, O to wektor odchyleń zapotrzebowania kwadransowego od przeciętnego rocznego, a O_t to wektor logarytmów tych odchyleń ($\ln(D_t) - \ln(E)$), natomiast v oznacza udział popytu rosnącego wprost proporcjonalnie do wzrostu przeciętnego poziomu rocznego. W modelu parametr v został ustalony w wysokości $1/3$.

Popyt na moc nie jest jednostajny, a jego kwadransowe wahania sięgają ok. 80%, co widać na wykresie 1.4.

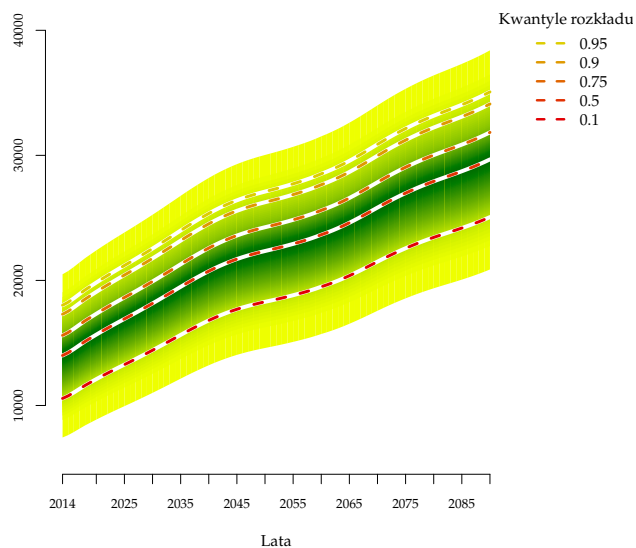


Rysunek 1.4

Uwzględniając wahania, zapotrzebowanie na moc podzielono na reżimy. Granice podziałów wyznaczono w oparciu o następujące kwantyle: 0.1, 0.5, 0.75, 0.9, 0.95. W każdym z reżimów zostały wyznaczone przeciętne zapotrzebowania na moc oraz zapotrzebowanie maksymalne. Prognozowany rozkład wraz z podziałem na reżimy przedstawia poniższy wykres:



Rozkład kwadransowy zapotrzebowania finalnego na moc (netto) [MW]



Rysunek 1.5

Podaż mocy i energii musi być zapewniona oddzielnie dla zapotrzebowania dla każdego reżimu. Model optymalizuje pracę systemu oraz strukturę zainstalowanych mocy jednocześnie dla wszystkich reżimów (patrz 3.2.4).

1.3 MARGINES MOCY WYTWÓRCZYCH, ZUŻYCIE WŁASNE I STRATY PRZESYŁOWE

Zgodnie z Ustawą *Prawo Energetyczne* niezbędne jest zachowanie marginesu mocy wytwórczych, tj. mocy dyspozycyjnej przekraczającej rzeczywiste zapotrzebowanie na energię. Margines, czy też rezerwa zainstalowanej mocy w danym roku nie jest określana w prawie ściśle.

Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wynosi w przybliżeniu 155 TWh¹. Implikuje to średnie zapotrzebowanie na moc w systemie elektroenergetycznym na poziomie ok. 17,7 GW. Jednocześnie, zapotrzebowanie szczytowe może wynosić ok. 25,5 GW [13]. Tym samym obliczono, że nadwyżka maksymalnego popytu na moc w ciągu roku wynosi ok. 44% wartości średniorocznej. Przyjęto, że margines bezpieczeństwa względem produkcji implikowanej przez maksymalne zapotrzebowanie powinien wynosić ok. 18%. Ostatecznie więc, stosunek mocy dyspozycyjnej wraz z rezerwą w miesiącach najwyższego zapotrzebowania do średniego rocznego zapotrzebowania wynosi ok. 165%. Oprócz marginesu bezpieczeństwa mocy brane pod uwagę są także ubytki mocy, spowodowane remontami, konserwacją itp. Wnosiły one w ubiegłych latach w miesiącu o najniższych² ubytkach ok. 9,5% mocy zainstalowanej.

Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną z definicji nie uwzględnia strat przesyłowych oraz zapotrzebowania sektora energetycznego (konsumpcji energii elektrycznej w rafineriach, kopalniach węgla, przy wydobywaniu ropy, gazu itd.) oraz zużycia własnego, czyli zużycia na potrzeby produkcji energii elektrycznej w elektrowniach.

Straty przesyłowe wewnątrz Krajowego Systemu Elektroenergetycznego obliczono na podstawie danych raportowanych do ARE dotyczących bilansu energii elektrycznej w sieciach elektroenergetyki zawodowej [2]. Na tej podstawie stwierdzono, że wskaźnik strat dla linii wysokiego napięcia jest porównywalny pomiędzy poziomami 110 kV oraz 220/400 kV i wynosi ok. 1,7% mocy wprowadzonej do sieci. Największymi stratami energii elektrycznej charakte-

¹Produkcja energii elektrycznej jest wyższa i wynosiła w 2011 roku ok. 164 TWh. Zużycie krajowe nie uwzględnia eksportu netto.

²Najniższe ubytki powinny występować w miesiącach najwyższego zapotrzebowania na moc. Model wymaga aby zapotrzebowanie na moc było pokrywane ze źródeł o możliwym do kontrolowania czasie pracy, tj. z wyłączeniem energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki.



ryzują się linie niskich napięć ze wskaźnikiem równym 6,5%. Ogółem, wewnątrz KSE utrata energii elektrycznej wynosi ok. 7,2%. Ze względu na brak szczegółowych danych dotyczących poszczególnych instalacji oraz rozproszenia zainstalowanych mocy przyjęto ten sam wskaźnik dla wszystkich technologii oraz brak zmian w czasie.

Zużycie własne uwzględniono w modelu jako % teoretycznej produkcji energii elektrycznej w podziale na technologie (źródło: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej [2]), pomniejszający produkcję teoretyczną (patrz 1.7.7).

Zużycie na potrzeby sektora energetycznego z wyłączeniem zużycia własnego zostało uwzględnione w postaci narzutu na zapotrzebowanie na energię finalną. Wielkość ta, zgodnie z danymi Eurostatu, jest stosunkowo stała w czasie i kształtuje się na poziomie około 10,5 tys. GWh rocznie.

Zużycie finalne wyniosło w 2011 roku 122 TWh.

1.4 POPYT NA ENERGIĘ CIEPLNĄ, CENA CIEPŁA

Ekonomika funkcjonowania elektrociepłowni jest zależna od popytu na ciepło, które warunkuje czas pracy w wysokosprawnej kogeneracji. Aby modelować pracę elektrociepłowni w systemie elektroenergetycznym konieczne jest powiązanie możliwości produkcji energii elektrycznej z popytem na ciepło. Na potrzeby modelu przyjęto, że instalacje kogeneracyjne obsługują dwa sektory:

- miejski — obejmujący dostarczanie ciepła i ciepłej wody użytkowej na terenie danej miejscowości,
- przemysłowy — obejmujący dostarczanie ciepła do procesów przemysłowych dla przemysłu.

Podział ten jest istotny ze względu na różnice w przewidywanej dynamice popytu w obu sektorach. W przypadku sektora miejskiego założono utrzymanie popytu na ciepło na obecnie notowanym poziomie. Jest to równoważne z przyjęciem założenia o tym, że wynikające ze zmian demograficznych oraz poprawy efektywności energetycznej zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło zostanie zrównoważone wzrostem zapotrzebowania wynikającym ze zwiększającej się powierzchni mieszkaniowej i biurowej w przeliczeniu na jednego mieszkańca. Podana wartość jest rozumiana jako potencjalny popyt na ciepło z kogeneracji w sektorze miejskim, który stanowi pośrednie ograniczenie dla wielkości produkcji energii elektrycznej. W przypadku sektora przemysłowego, założono, że aktualny popyt na ciepło z kogeneracji będzie wzrastał w tempie realnego wzrostu PKB. Szacowany popyt na ciepło wynosi rocznie:

- 440 PJ (122,2 TWh) w sektorze miejskim,
- 67,8 PJ (18,8 TWh) w sektorze przemysłowym.

Aby otrzymać ograniczenie dla produkcji energii elektrycznej wprowadzono zależność między produkcją ciepła i prądu.

	Stosunek produkcji energii elektrycznej do ciepłej	Sprawność samej produkcji prądu
Elektrociepłownia — węgiel kamienny	48%	29%
Elektrociepłownia — gaz ziemny	130%	48%

Tabela 1.1: Proporcja produkcji prądu i ciepła w instalacjach kogeneracyjnych

Koszt wyprodukowanej energii elektrycznej jest pomniejszany o zysk ze sprzedaży ciepła, co poprawia opłacalność elektrociepłowni. Cenę ciepła przyjęto na poziomie 39,7 zł/GJ (cena wzrasta w tempie realnego wzrostu PKB).

1.5 UJĘCIE KOSZTÓW

Model obejmuje kilka kategorii kosztów związanych z funkcjonowaniem różnych instalacji produkujących energię elektryczną:



- CAPEX kopalni – koszt budowy nowej kopalni na jednostkę zasobu wydobywanego
- CAPEX siłowni – koszt zainstalowania 1 MW mocy znamionowej,
- koszt deinstalacji siłowni – wyrażony jako procent kosztu instalacji - parametr δ ,
- OPEX siłowni – koszt związany z bieżącym funkcjonowaniem danej siłowni, bez uwzględnienia kosztów paliwa i kosztów praw do emisji,
- koszt paliwa – dotyczy paliw kopalnych, paliwa do reaktorów jądrowych oraz instalacji na biomasę lub biogaz,
- koszt uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w ramach systemu ETS.

Wszystkie koszty zostały zdyskontowane szeregiem realnych stóp oprocentowania obligacji skarbowych, powiększonych o 150 punktów bazowych,³ z uwzględnieniem projekcji wskaźnika realnego wzrostu Produktu Krajowego Brutto na podstawie danych z Ministerstwa Finansów. Założono, iż komponent premii za ryzyko w wycenie obligacji obniża się w czasie. Ścieżkę stóp dyskontowych podano w dodatku A na stronie 62. Wszystkie wartości podano w cenach stałych z 2011 r. W przypadku cen paliw i cen uprawnień do emisji, które początkowo wyrażone były w EUR lub USD, zastosowano przeliczenie na PLN z uwzględnieniem zmian realnego kursu walutowego⁴. Podejście do prognozowania szeregów czasowych cen zostało opisane w dodatku B.

Koszty kapitałowe ponoszone są przez wszystkie lata budowy. Strumień kosztów jest wyliczany tak, aby jego bieżąca wartość netto (NPV) w momencie podjęcia decyzji o budowie była równa kosztom podanym w tabelach 1.6.2 oraz 1.10. Kosztom w poszczególnych latach przypisano wagi, tak aby można kształtować profil kosztów w czasie przygotowania i budowy. Założono, że wszystkie „raty” są równe w sensie wartości realnej oraz, że koszty ponoszone są tylko w czasie budowy siłowni/kopalni.

1.6 ZASOBY NATURALNE

1.6.1 WIELKOŚĆ ZASOBU KRAJOWEGO, ZASÓB POTENCJALNY

Wielkość zasobu krajowego (do natychmiastowej eksploatacji) oraz zasoby potencjalne (do eksploatacji po inwestycji w kopalnię) zamieszczono w poniższej tabeli. Jako bieżąco dostępne (bez dodatkowych nakładów inwestycyjnych w nowe kopalnie lub technologie wydobywania) krajowe wielkości zasobów zdefiniowano zasoby przemysłowe określone na podstawie raportu przygotowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny — Państwowy Instytut Badawczy na zlecenie Ministra Środowiska.

	Zasób krajowy (w mld t (mld m^3))	Krajowy zasób potencjalny (w mld t (mld m^3))
Węgiel kamienny	2,0	10,1
Węgiel brunatny*	1,3	4,0
Gaz ziemny	63	0
Uran	0	0

Tabela 1.2: Wielkość zasobu krajowego i zasób potencjalny

* – w przypadku węgla brunatnego w wariancie uruchomienia dodatkowych złóż zakłada się zwiększenie zasobów potencjalnych do poziomu 5,7 mld ton, co odpowiada w przybliżeniu wielkości złóż w pobliżu Gubina i Legnicy

³Przyjęto marżę na koszt finansowania inwestycji w sektorze energetycznym na poziomie 150 punktów bazowych względem bonów skarbowych.

⁴Założono, że zmiany kursu realnego będą zachodziły w tym samym tempie dla EUR i USD — gospodarki USA i Niemiec można uznać za znajdujące się w makroekonomicznym stanie ustalonym.



1.6.2 BUDOWA NOWYCH KOPALŃ

Model zakłada możliwość inwestowania w nowe kopalnie w celu eksploatacji potencjalnych zasobów paliw (obecnie nieeksploatowanych). Ich wydobywanie ograniczone jest poprzez dostępne zasoby potencjalne. W bieżącej wersji modelu nie przewidziano zatem inwestycji w kopalnie uranu oraz eksploracji złóż gazu ziemnego. W rozpatrywanych wariantach ograniczono możliwość budowy kopalń do węgla kamiennego i brunatnego.

Dodatkowe zasoby stają się dostępne po upływie wymaganego czasu przygotowania inwestycji od strony formalno – prawnej oraz czasu budowy kopalni. Założone czasy przygotowania oraz czasy budowy zamieszczono w poniższej tabeli. Dane oparto o ocenę ekspercką firm z tej branży oraz o konsultacje z ekspertami Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

	Czas budowy (w latach)	Koszt kapitałowy budowy nowej kopalni (w zł/t)
Węgiel kamienny	8	25
Węgiel brunatny	15	7,1

Tabela 1.3: Koszt oraz czas przygotowania inwestycji i budowy nowych kopalń przyjęty na potrzeby modelu

1.6.3 ENERGIA ZAWARTA W ZASOBIE

Dane o energii zawartej w surowcu pochodzą ze *Statystyki Elektroenergetyki Polskiej* [2] i portalu Narodowego Centrum Badań Jądrowych [14].

	Energia zawarta w zasobie (w MWh /t (1000m ³))
Biogaz	3,3
Biomasa	3,3
Węgiel kamienny	6,1
Węgiel brunatny	2,3
Gaz ziemny	10,0
Uran	1 320 000,0

Tabela 1.4: Energia zawarta w zasobie

1.6.4 EMISYJNOŚĆ

Założoną emisyjność przy spalaniu zasobu przedstawia poniższa tabela.

	Emisyjność (w t CO ₂ e/ t (1000m ³))
Biogaz	0,0
Biomasa	0,0
Węgiel kamienny	2,1
Węgiel brunatny	0,9
Gaz ziemny	2,0
Uran	0,0

Tabela 1.5: Emisyjność

1.6.5 ZASOBY ODNAWIALNE

W modelu uwzględniono możliwość corocznego naturalnego odnawiania się niektórych zasobów. Dotyczy to jedynie zasobów odnawialnych, czyli biomasy i biogazu. Wielkości te przedstawiono w tabeli 1.6.

Naturalne odnawianie się zasobu (w mld t (mld m^3))	
Biogaz	18,0
Biomasa	17,5

Tabela 1.6: Coroczne naturalne odnawianie się zasobów

1.7 TECHNOLOGIE

1.7.1 CZAS PRZYGOTOWANIA INWESTYCJI, BUDOWY I ŻYCIA INSTALACJI PRODUKUJĄCYCH ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

Model uwzględnia czas potrzebny na przygotowanie inwestycji od strony formalno-prawnej i projektowej. Zakładane czasy przygotowania podano poniżej. Czas budowy oraz czas życia instalacji został podany w oparciu o dane OECD [11], ARE [1] oraz dane podmiotów sektora energetycznego.

	Czas przygotowania inwestycji (w latach)	Czas budowy (w latach)	Czas życia (w latach)
Elektrownia - węgiel kamienny	5	5	40
Elektrownia - węgiel kamienny (nowa technologia)	5	5	40
Elektrownia - węgiel kamienny (częściowo przygotowana)	0	4	40
Elektrownia - węgiel brunatny	7	8	40
Elektrownia - węgiel brunatny (nowa technologia)	7	8	40
Elektrownia - gaz ziemny (CCGT)	3	2	30
Turbiny gazowe	3	2	30
Elektrownia jądrowa	10	8	60
Elektrownia jądrowa (częściowo przygotowana)	2	8	60
Biomasa	3	1	30
Współspalanie biomasy z węglem	5	5	30
Biogazownie rolnicze	3	1	30
Ogniwa fotowoltaiczne	2	1	25
Małe hydroelektrownie	4	2	80
Elektrownia wiatrowa na lądzie	4	1	25
Elektrownia wiatrowa na morzu	8	2	30
Kogeneracja miejska - gaz	3	2	30
Kogeneracja przemysłowa - gaz	3	2	30
Kogeneracja miejska - węgiel	3	5	40
Kogeneracja miejska - węgiel (nowa technologia)	3	5	40
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	3	5	40
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	3	5	40
Import	0	1	1
Niedostatek energii	0	1	1
Niedostatek mocy	0	1	1

Tabela 1.7: Czas przygotowania inwestycji, budowy i życia instalacji przyjęte na potrzeby modelu.

Rozróżnione zostały nowoczesne elektrownie, charakteryzujące się lepszą wydajnością — określone jako „nowa technologia” oraz inwestycje już przygotowane lub częściowo przygotowane. Dodatkowo elektrownie produkujące ciepło zostały podzielone ze względu na czas pracy na kogenerację miejską i przemysłową. Niedostatek mocy oraz energii stanowią technologie wirtualne — stworzone w celu zapewnienia rozwiązywalności modelu w warunkach deficytu mocy rezerwowej oraz niezaspokojenia popytu na energię.⁵

⁵Więcej na ten temat można znaleźć w podrozdziałach: 3.2.4 oraz 3.2.4, dotyczących nierówności ograniczających modelu.



1.7.2 ZAINSTALOWANE MOCE WYTWÓRCZE W OKRESIE PIERWSZYM

Wielkość zainstalowanych mocy określono na podstawie danych ARE [3] lub prasy specjalistycznej [5]. Dane o wieku poszczególnych instalacji zaczerpnięto z IEA [7]. Dane dla biogazu, a także rozkład wieku instalacji wiatrowych uzupełniono na podstawie uwag PIGEO. Rozkład wieku dla elektrowni kogeneracyjnych zasilanych węglem, został oszacowany na podstawie rozkładu wieku pozostałych elektrowni węglowych.

	0-10	11-20	21-30	31-40	41-50	51-60	61-80	Suma
Elektrownia - węgiel kamienny	665,0	306,0	55,0	6883,0	0,0	0,0	0,0	7909,0
Elektrownia - węgiel kamienny (nowa technologia)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrownia - węgiel kamienny (częściowo przygotowana)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrownia - węgiel brunatny	2082,0	0,0	2984,0	946,0	0,0	0,0	0,0	6012,0
Elektrownia - węgiel brunatny (nowa technologia)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrownia - gaz ziemny (CCGT)	584,2	301,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	886,0
Turbiny gazowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrownia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrownia jądrowa (częściowo przygotowana)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	252,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	252,0
Współspalanie biomasy z węglem	522,0	2112,0	6863,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9497,0
Biogazownie rolnicze	115,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	115,0
Ogniwa fotowoltaiczne	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
Małe hydroelektrownie	0,0	0,0	292,2	174,4	428,6	161,8	0,0	1057,0
Elektrownia wiatrowa na lądzie	2386,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2386,7
Elektrownia wiatrowa na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kogeneracja miejska - gaz	217,9	404,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	622,3
Kogeneracja przemysłowa - gaz	76,5	142,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	218,6
Kogeneracja miejska - węgiel	480,0	564,1	612,4	2022,1	0,0	0,0	0,0	3678,6
Kogeneracja miejska - węgiel (no- wa technologia)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	293,4	165,4	345,8	1006,4	0,0	0,0	0,0	1811,1
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 1.8: Moc zainstalowana w 10-letnich grupach wiekowych w MW

Wiek pewnych elektrowni przekraczał zakładany w modelu czas życia instalacji danego typu. W tym wypadku został on odpowiednio zredukowany po uwzględnieniu informacji o przeprowadzonych remontach i planowanych wyłączeniach.

WSPÓŁSPALANIE W MODELU

Model uwzględnia współspalanie jako oddzielną technologię. W konsekwencji, nie istnieje opcja dołączenia współspalania biomasy w trakcie życia danej instalacji węglowej. Musi być ona budowana jako dedykowana instalacja służąca współspalaniu. Ponadto, model nie uwzględnia przychodów poszczególnych instalacji, opiera się jedynie na ocenie kosztów ich funkcjonowania. W przypadku współspalania brak wsparcia poprzez zielone certyfikaty pogarsza ekonomikę funkcjonowania w miksie energetycznym.



1.7.3 POTENCJAŁ ENERGETYCZNY

Dane na temat technicznego potencjału energetycznego poszczególnych źródeł energii zaczerpnięto z publikacji wydanej przez Ministerstwo Rozwoju Regionalnego [10] oraz z danych PIGEO.

	Techniczny potencjał energetyczny (w GW)
Elektrownia - węgiel kamienny (częściowo przygotowana)	4,71*
Elektrownia jądrowa	10,0
Elektrownia jądrowa (częściowo przygotowana)	5,0*
Biomasa	3,0
Biogazownie rolnicze	3,0
Ogniwa fotowoltaiczne	10,0
Małe hydroelektrownie	1,3
Elektrownia wiatrowa na lądzie	8,9**
Elektrownia wiatrowa na morzu	8,9**
Kogeneracja miejska - gaz	7,0
Kogeneracja przemysłowa - gaz	7,0
Kogeneracja miejska - węgiel	10,0
Kogeneracja miejska - węgiel (nowa technologia)	10,0
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	10,0
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	10,0
Import	1,3***

Tabela 1.9: Techniczny potencjał energetyczny

* możliwość decyzji o instalacji tych technologii jest ograniczona do początkowego okresu badanego horyzontu

** potencjał techniczny dla elektrowni wiatrowych stopniowo wzrasta wraz z horyzontem: do 31,5 GW w 2030 r. dla instalacji na lądzie oraz 14 GW w 2060 r. dla instalacji na morzu

*** potencjał techniczny dla importu wzrasta do 1,8 GW w 2016 r. oraz w wariancie zakładającym rozwój połączeń transgranicznych do 4,4 GW w 2030 r.

Dodatkowo ze względu na uwarunkowania sieci przesyłowej założono łączne ograniczenie na moc zainstalowaną w elektrowniach wiatrowych na poziomie 8,9 GW do 2020 r., rosnące stopniowo do poziomu 10 GW w 2025 r., a następnie do maksymalnego technicznego potencjału tych technologii w roku 2050. Łączny potencjał energetyczny elektrowni jądrowych ograniczono do 10 GW w całym rozpatrywanym horyzoncie.

1.7.4 KOSZTY

Źródłami danych o kosztach CAPEX oraz OPEX były opracowania Ernst&Young [6] oraz OECD [11], a także konsultacje z podmiotami branży energetycznej.

Koszt likwidacji elektrowni jako część kosztu kapitałowego poniesionego na budowę instalacji przyjęto za OECD [11].



	Koszt kapitałowy instalacji w mln zł/MW	Koszt deinstalacji w %
Elektrownia - węgiel kamienny	6,2	5,0
Elektrownia - węgiel kamienny (nowa technologia)	6,2	5,0
Elektrownia - węgiel kamienny (częściowo przygotowana)	6,2	5,0
Elektrownia - węgiel brunatny	7,0	5,0
Elektrownia - węgiel brunatny (nowa technologia)	7,0	5,0
Elektrownia - gaz ziemny (CCGT)	4,1	5,0
Turbiny gazowe	3,1	5,0
Elektrownia jądrowa	16,3	15,0
Elektrownia jądrowa (częściowo przygotowana)	16,3	15,0
Biomasa	9,8	5,0
Współspalanie biomasy z węglem	7,1	5,0
Biogazownie rolnicze	15,6	5,0
Ogniwa fotowoltaiczne	7,2	5,0
Małe hydroelektrownie	18,7	5,0
Elektrownia wiatrowa na lądzie	6,1	5,0
Elektrownia wiatrowa na morzu	13,0	5,0
Kogeneracja miejska - gaz	4,5	5,0
Kogeneracja przemysłowa - gaz	4,5	5,0
Kogeneracja miejska - węgiel	8,9	5,0
Kogeneracja miejska - węgiel (nowa technologia)	8,9	5,0
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	8,9	5,0
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	8,9	5,0
Import	0,0	0,0
Niedostatek energii	0,0	0,0
Niedostatek mocy	0,0	0,0

Tabela 1.10: CAPEX - koszt instalacji oraz deinstalacji

Założono, że nakłady kapitałowe instalacji 1 MW mocy wzrastają w tempie wzrostu realnego PKB (projekcja MF, opisywana w 1.1). Dla części technologii przyjęto jednak spadek relatywnego kosztu. Zakładana stopa spadku kosztu danej technologii pomniejsza wzrost wynikający ze wzrostu realnego PKB. Tempa spadków (odejmowane od wzrostu PKB):

- biogazowanie rolnicze — spadek o 0,9% p.a. do 2050 r.,
- elektrownie na gaz ziemny — spadek o 0,3% p.a. do 2050 r.,
- elektrownie na węgiel brunatny — spadek o 0,2% p.a. do 2050 r.,
- ogniwa fotowoltaiczne — spadek o 2,2% p.a. do 2050 r.,
- siłownie wiatrowe na morzu — spadek 0,3% p.a. do 2050 r.,
- siłownie wiatrowe na lądzie — spadek o 1,2% p.a. do 2050 r.

Po 2050 r., wysokość kosztów CAPEX wzrasta dalej, zgodnie z tempem wzrostu realnego PKB.

Przedstawione poniżej koszty OPEX nie uwzględniają kosztu paliwa oraz kosztu uprawnień do emisji CO_2 , które są ujmowane oddzielnie.



	Koszty stałe w tys. zł/MW	Koszty zmienne w zł/MWh
Elektrownia - węgiel kamienny	120,0	10,5
Elektrownia - węgiel kamienny (nowa technologia)	120,0	10,5
Elektrownia - węgiel kamienny (częściowo przygotowana)	120,0	10,5
Elektrownia - węgiel brunatny	132,0	12,5
Elektrownia - węgiel brunatny (nowa technologia)	132,0	12,5
Elektrownia - gaz ziemny (CCGT)	93,0	4,2
Turbiny gazowe	93,0	4,2
Elektrownia jądrowa	420,0	0,0
Elektrownia jądrowa (częściowo przygotowana)	420,0	0,0
Biomasa	310,0	8,4
Współspalanie biomasy z węglem	124,0	11,1
Biogazownie rolnicze	600,0	8,8
Ogniwa fotowoltaiczne	78,0	0,0
Małe hydroelektrownie	500,0	12,0
Elektrownia wiatrowa na lądzie	110,0	0,0
Elektrownia wiatrowa na morzu	520,0	0,0
Kogeneracja miejska - gaz	160,0	5,2
Kogeneracja przemysłowa - gaz	160,0	5,2
Kogeneracja miejska - węgiel	165,5	12,6
Kogeneracja miejska - węgiel (nowa technologia)	165,5	12,6
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	165,5	12,6
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	165,5	12,6
Import	0,0	0,0*
Niedostatek energii	0,0	Max**
Niedostatek mocy	Max**	0,0

Tabela 1.11: OPEX - Koszty bieżące funkcjonowania instalacji (bez wuzględnienia kosztów emisji i paliw)

* koszt 1 MWh importu jest równy kosztowi jednostki wirtualnego paliwa *import* (patrz tabela 1.13)

** *Max* — koszt zmienny niedoboru energii oraz koszt stały deficytu mocy zostały ustalone na poziomie o rządzie większym niż pozostałe, tak aby wykorzystanie tych technologii było ostatecznością

Koszty OPEX wzrastają w czasie w tempie wzrostu realnego PKB.

W celu przygotowania projekcji wzrostu kosztów cen paliw, jako punkt wyjścia przyjęto prognozę z *Aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię*[1]. Prognozy ARE bazują na projekcjach Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) zawartych w *World Energy Outlook 2010* dla scenariusza „new policies”. Opracowania *World Energy Outlook* opierają się na modelu MAE — *World Energy Model*, za pomocą którego wykonywane są projekcje zapotrzebowania na energię i innych zmiennych, w podziale na regiony świata. Projekcje są wykonywane w trzech podstawowych scenariuszach:

- scenariusz utrzymania obecnych ustaleń w zakresie polityki klimatycznej na świecie (*current policies scenario*),
- scenariusz zakładający stopniowe przyjęcie już zapowiedzianych, lecz nie zaimplementowanych zmian (*new policies scenario*) — jest to referencyjny scenariusz,
- scenariusz zakładający podjęcie w wymiarze globalnym działań dających 50% szans na uniknięcie wzrostu średniej temperatury na świecie o więcej niż 2 stopnie Celsjusza w stosunku do czasów sprzed rewolucji przemysłowej.

Scenariusz „new policies” opiera się na zadeklarowanych przez przedstawicieli poszczególnych państw działaniach w zakresie redukcji gazów cieplarnianych. Dla Unii Europejskiej wariant ten zakłada obniżenie emisji gazów cieplarnianych o 25% w stosunku do roku 1990, czyli o 5% więcej niż wynika to z obowiązujących uregulowań prawnych. Na



podstawie wyjściowej ścieżki cen paliw założonej w scenariuszu „new policies”, dokonano ekstrapolacji na wszystkie lata projekcji w oparciu o opracowany w Departamencie Analiz Strategicznych model β -konwergencji zmiennych makroekonomicznych. W ten sposób, zakładając konwergencję cen do pewnego stanu ustalonego wzrastającego w zadanym tempie otrzymano projekcje wzrostu cen węgla kamiennego oraz cen gazu. W przypadku węgla brunatnego założono stałą proporcję jego ceny do ceny węgla kamiennego, taką jak na początku projekcji. Podobne założenie poczyniono w przypadku cen biomasy oraz biogazu. Bardziej techniczny opis modelu zastosowanego do przygotowania projekcji cen paliw przedstawiono w dodatku B na stronie 64. Do wyliczenia projekcji ceny paliwa jądrowego, jako punkt wyjścia przyjęto prognozę ARE [1], którą następnie ekstrapolowano zakładając liniowy wzrost w logarytmach. Ścieżki cen paliw dla pełnego horyzontu projekcji przedstawiono w dodatku A na stronie 62.

	2015	2020	2025	2030
Biogaz	145,1	146,3	144,4	143,9
Biomasa	365,3	368,3	363,4	362,1
Węgiel kamienny	347,6	352,1	347,5	346,2
Węgiel brunatny	58,8	59,2	58,4	58,2
Gaz ziemny	1 201,5	1 245,1	1 281,0	1 305,7

Tabela 1.12: Koszty pozyskania paliwa krajowego w PLN/t (1000 m³)

Model uwzględnia możliwość zróżnicowania ceny paliw pomiędzy źródłem krajowym a zagranicznym. Założono ceny paliw z importu dla biomasy⁶ i węgla kamiennego na poziomie wyższym od cen krajowych o 0,5 %⁷, natomiast dla węgla brunatnego założono brak możliwości importu. Dla pozostałych paliw również przyjęto „nadwyżkę techniczną” ceny surowca z importu nad ceną krajową w wysokości 0,5%.

	2015	2020	2025	2030
Biogaz	145,9	147,1	145,1	144,6
Biomasa	367,1	370,1	365,2	363,9
Węgiel kamienny	349,3	350,4	345,7	344,5
Gaz ziemny	1 207,5	1 251,4	1 287,4	1 312,2
Uran	6 603 166,8	6 630 364,2	6 677 137,1	6 742 163,3
Import	133,9	159,6	185,1	211,8

Tabela 1.13: Koszty pozyskania paliwa importowanego (w PLN/t (1000m³))

Opracowano dwa skrajne scenariusze ewolucji kosztów uprawnień do emisji CO₂, podobnie jak w przypadku cen paliw w oparciu o model β -konwergencji (dodatek B, str. 64). Scenariusz niskich cen opiera się na obecnych notowaniach instrumentów *futures* dla jednostek uprawnień do emisji. Scenariusz wysokich cen opiera się na założeniach przygotowanych na potrzeby modelu PRIMES. Pełny szereg cen zamieszczono w dodatku A na str. 62.

⁶W opinii PIGEO obecnie importowana biomasa jest tańsza od biomasy krajowej, ale pożądane wydaje się odstępianie od importu biomasy w celach energetycznych.

⁷Według danych udostępnionych przez Ministerstwo Gospodarki za 2012 r., różnica między ceną importu a ceną krajową może być nawet wyższa i sięgać ok. 12% — cena węgla energetycznego krajowego wyniosła 291,88 zł/t, a importowanego 328 zł/t. Należy jednak podkreślić, iż w przypadku importu przytoczona cena jest ceną „na granicy”, a w przypadku węgla krajowego „w kopalni”. Oznacza to, że w niektórych regionach kraju ze względu na koszty transportu węgiel importowany może być bardziej opłacalny niż węgiel krajowy. Rzeczywiste ceny płacone przez elektrownie opierają się często na długoterminowych kontraktach i mogą różnić się od przytoczonych. Dodatkowo, założono, że po 2020 r. węgiel importowany staje się przeciętnie bardziej konkurencyjny, niż węgiel krajowy — relacje cen odwracają się i przyjmuje się, że węgiel krajowy jest o 0,5 % droższy.



	Niskie ceny uprawnień do emisji (PLN/t)	Wysokie ceny uprawnień do emisji (PLN/t)
2020	19,35	38,97
2025	20,89	52,91
2030	22,67	128,61
2060	35,11	386,48

Tabela 1.14: Koszty uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (EUA)

1.7.5 SPRAWNOŚĆ

Sprawność procesu przemiany energii paliwa na energię elektryczną określono na podstawie raportu *Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030* zrealizowanego przez Agencję Rynku Energii S.A. [1], danych PIGEO oraz konsultacji z przedstawicielami branży energetycznej.

	Sprawność (w %)
Elektrownia - węgiel kamienny	39
Elektrownia - węgiel kamienny (nowa technologia)	49
Elektrownia - węgiel kamienny (częściowo przygotowana)	49
Elektrownia - węgiel brunatny	38
Elektrownia - węgiel brunatny (nowa technologia)	47
Elektrownia - gaz ziemny (CCGT)	60
Turbiny gazowe	40
Elektrownia jądrowa	36
Elektrownia jądrowa (częściowo przygotowana)	36
Biomasa	36
Współspalanie biomasy z węglem	35
Biogazownie rolnicze	40
Kogeneracja miejska - gaz	48
Kogeneracja przemysłowa - gaz	48
Kogeneracja miejska - węgiel	29
Kogeneracja miejska - węgiel (nowa technologia)	29
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	29
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	29
Import	100

Tabela 1.15: Sprawność przemiany paliw na energię wg technologii

1.7.6 EFEKTYWNA LICZBA GODZIN PRACY INSTALACJI WEDŁUG TECHNOLOGII W JEDNYM OKRESIE

Efektywna liczba godzin pracy w przypadku konwencjonalnych źródeł energii zależy od uwarunkowań technologicznych, takich jak np. konieczność przerw konserwacyjnych lub osiąganie maksymalnej efektywności procesu przemiany energetycznej przy niepełnym wykorzystaniu mocy. W przypadku odnawialnych źródeł energii, efektywny czas pracy może być ograniczany również przez czynniki pogodowe. W tabeli poniżej przedstawiono przeciętne wartości efektywnego czasu pracy w jakim mogą pracować siłownie (liczonego w godzinach w ciągu roku) przytaczane za raportem firmy *Ernst&Young* [6] oraz danymi PIGEO (w zakresie wartości maksymalnych). Minimalny czas pracy instalacji wynika z założeń DAS.



	Minimalny czas pracy w %	Maksymalny czas pracy w %
Elektrownia - węgiel kamienny	40,0	79,9
Elektrownia - węgiel kamienny (nowa technologia)	40,0	79,9
Elektrownia - węgiel kamienny (częściowo przygotowana)	40,0	79,9
Elektrownia - węgiel brunatny	40,0	79,9
Elektrownia - węgiel brunatny (nowa technologia)	40,0	79,9
Elektrownia - gaz ziemny (CCGT)	0,0	79,9
Turbiny gazowe	0,0	79,9
Elektrownia jądrowa	74,2	91,3
Elektrownia jądrowa (częściowo przygotowana)	74,2	91,3
Biomasa	40,0	79,9
Współspalanie biomasy z węglem	40,0	79,9
Biogazownie rolnicze	0,0	91,3
Ogniwa fotowoltaiczne	0,0	10,3
Małe hydroelektrownie	0,0	45,7
Elektrownia wiatrowa na lądzie	0,0	26,3
Elektrownia wiatrowa na morzu	0,0	35,4
Kogeneracja miejska - gaz	43,3	43,3
Kogeneracja przemysłowa - gaz	50,2	91,3
Kogeneracja miejska - węgiel	43,3	43,3
Kogeneracja miejska - węgiel (nowa technologia)	43,3	43,3
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	50,2	91,3
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	50,2	91,3
Import	0,0	50,0
Niedostatek energii	0,0	100,0
Niedostatek mocy	0,0	0,0*

Tabela 1.16: Efektywny czas pracy instalacji w ciągu roku (jako % liczby godzin w roku)

* Wartość 0% maksymalnego czasu pracy dla technologii *Niedostatek mocy*, wynika z faktu, iż uzupełnia ona tylko deficyt mocy rezerwowej. Deficyt produkcji energii względem popytu uzupełnia natomiast technologia *Niedostatek energii*, dla której ten parametr wynosi 100%.

1.7.7 ZUŻYCIE WŁASNE NA POTRZEBY PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Energia zużywana w procesach przemian energetycznych koniecznych do wytworzenia energii elektrycznej określana jest jako zużycie własne. Każda technologia produkcji charakteryzuje się specyficznym współczynnikiem zużycia własnego. Dane o współczynnikach zużycia własnego zaczerpnięto ze *Statystyki Elektroenergetyki Polskiej 2011* [2] oraz z danych firm sektora energetycznego.



	Zużycie własne na potrzeby produkcji energii w %
Elektrownia - węgiel kamienny	7,0
Elektrownia - węgiel kamienny (nowa technologia)	7,0
Elektrownia - węgiel kamienny (częściowo przygotowana)	7,0
Elektrownia - węgiel brunatny	8,0
Elektrownia - węgiel brunatny (nowa technologia)	8,0
Elektrownia - gaz ziemny (CCGT)	2,0
Turbiny gazowe	2,0
Elektrownia jądrowa	8,0
Elektrownia jądrowa (częściowo przygotowana)	8,0
Biomasa	8,0
Współspalanie biomasy z węglem	7,5
Biogazownie rolnicze	10,0
Ogniwa fotowoltaiczne	1,0
Małe hydroelektrownie	3,0
Elektrownia wiatrowa na lądzie	1,0
Elektrownia wiatrowa na morzu	1,0
Kogeneracja miejska - gaz	4,0
Kogeneracja przemysłowa - gaz	4,0
Kogeneracja miejska - węgiel	12,0
Kogeneracja miejska - węgiel (nowa technologia)	12,0
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	12,0
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	12,0
Import	0,0
Niedostatek energii	0,0
Niedostatek mocy	0,0

Tabela 1.17: Zużycie własne na potrzeby produkcji energii elektrycznej (jako % całkowitej produkcji)

1.7.8 STOSUNEK PRODUKCJI CIEPŁA DO PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W KOGENERACJI

	Stosunek produkcji ciepła do produkcji energii elektrycznej
Kogeneracja miejska - gaz	0,79
Kogeneracja przemysłowa - gaz	0,79
Kogeneracja miejska - węgiel	2,11
Kogeneracja miejska - węgiel (nowa technologia)	2,11
Kogeneracja przemysłowa - węgiel	2,11
Kogeneracja przemysłowa - węgiel (nowa technologia)	2,11

Tabela 1.18: Stosunek produkcji ciepła do produkcji energii elektrycznej w kogeneracji

1.7.9 LIMITY EMISJI I UDZIAŁÓW ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Ze względu na uruchomienie europejskiego systemu handlu emisjami (ETS), wpływ emisyjności poszczególnych technologii na miks energetyczny jest uwzględniany poprzez zaliczenie kosztów uprawnień do funkcji celu, która jest następnie minimalizowana.

Pakiet energetyczno-klimatyczny Unii Europejskiej wymaga, aby do 2020 r. Polska osiągnęła udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnej konsumpcji energii na poziomie co najmniej 15%. Wymóg ten nie odnosi się bezpośrednio do elektroenergetyki, lecz do całej gospodarki. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej wynosi obecnie w przybliżeniu 8,2% (stan na 2011 r.), z czego za ok. połowę odpowiada współspalanie biomasy z innymi paliwami



kopalnymi. Jednocześnie, dla całej gospodarki udział OZE wynosi 10,8% konsumpcji finalnej. W „Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” przewidziano udział OZE w elektroenergetyce na poziomie 19,1% w 2020 r.

1.7.10 TECHNOLOGIE WIRTUALNE

IMPORT

Import energii elektrycznej nie jest, w przeciwieństwie do wyżej omówionych technologii, metodą produkcji energii. Jest jednak sposobem pozyskiwania energii elektrycznej, więc konieczne było uwzględnienie go w analizie.

Pojawienie się importu w miksie nie skutkuje dodatkowymi kosztami instalacji. Ponieważ do standardowych technologii nie są doliczane koszty budowy linii przesyłowych, podejście to zastosowano także do importu. Utrzymywanie połączeń transgranicznych wiąże się również ze stałym kosztem operacyjnym. Koszt ten jednak operator sieci przesyłowej ponosi także w przypadku pozostałych technologii (połączenia wewnątrz-krajowe); poprzez analogię kosztu tego nie wlicza się. Ostatecznie więc kwota, którą gospodarka wydaje na import energii elektrycznej będzie w modelu proporcjonalna do ilości otrzymanej energii, a zatem zmienny koszt operacyjny będzie determinował całkowite koszty jej importu.

Na podstawie informacji otrzymanych od PSE założono, że do roku 2015 możliwości importu energii będą ograniczone do 1,3 GW, natomiast począwszy od roku 2016 w każdym momencie nie będzie dostępne więcej niż 1,8 GW z zagranicy. Wyjątek stanowi rozpatrywany wariant rozbudowy sieci połączeń transgranicznych, w którym to przewidywany jest wzrost dostępnej mocy z importu do poziomu 4,4 GW w 2030 r.

Przyjęto również, że energia importowana będzie zaliczana w całości do nieodnawialnych źródeł energii.

NIEDOBORY MOCY I ENERGII

Ograniczenia nałożone na model mogą być ze sobą sprzeczne (tj. technicznie niemożliwe może być, np. zapewnienie wystarczającej rezerwy mocy w początkowych latach projekcji) przy obecnych możliwościach rozwoju siłowni. Konieczne było zatem wprowadzenie sztucznych technologii, które umożliwiłyby obliczenie najtańszego miksu przy niemożliwych do spełnienia warunkach nałożonych na model.

Pojawienie się w miksie niedoborów mocy nie skutkuje oczywiście wystąpieniem kosztów instalacji. Braki zainstalowanej mocy wiązać się mogą jednak z realnymi kosztami dla gospodarki. Niedoborom mocy przypisano bardzo wysoki operacyjny koszt stały (obliczony jako wielkość PKB przypadająca na jednostkę zainstalowanej mocy). Tym samym technologia ta będzie uruchamiana jedynie w przypadku całkowitej niemożliwości spełnienia warunku innymi sposobami.

1.8 CZYNNIKI NIE UWZGLĘDNIONE W MODELU

1.8.1 UPROSZCZENIA

Model ma charakter problemu optymalizacyjnego centralnego planisty. Jako taki nie opisuje interakcji podmiotów rynkowych — proces kształtowania się cen nie jest analizowany. Przyjęto także egzogeniczną ścieżkę zapotrzebowania na energię. Oznacza to, że efekty międzysektorowe czy też wpływ cen na zapotrzebowanie są pominięte. Jest to równoważne z przyjęciem nieelastycznego popytu na energię elektryczną.

Model opisuje całość sektora elektroenergetycznego bez uwzględnienia jego struktury geograficznej — podejście takie pozwala na ustalenie optymalnego miksu, ale nie odpowiada na pytania o konkretną lokalizację projektów. Od lokalnych warunków zależy wiele parametrów inwestycji, m.in. koszty transportu surowca, niezbędne inwestycje w sieć przesyłową lub dystrybucyjną, wraz z ewentualnymi stratami przesyłowymi. Uwzględnienie tych czynników wymagałoby szczegółowych analiz wykonywanych, np. przez inwestorów i PSE Operatora na etapie konkretnych projektów. Takie analizy nie zostały jeszcze wykonane. Model uwzględniający lokalizację siłowni, przepustowość sieci i straty na przesyłach pozwoliłby w dokładniejszy sposób określić optymalny miks w krótszym horyzoncie czasowym



(kilka/kilkanaście lat), należy jednak mieć świadomość, iż uwzględnienie aspektów geograficznych nie zmieni istotnie wniosków wynikających z modelu, pozwoli jedynie ocenić skalę ograniczeń związanych z obecną siecią i ew. wskazać kierunki jej rozbudowy.

Nie uwzględniono kosztów przyłączenia nowych źródeł energii do KSE oraz kosztów przesyłu w zależności od wielkości instalacji — są to wartości specyficzne dla różnych lokalizacji i jako takie nie są możliwe do uwzględnienia w zagregowanym modelu systemu elektroenergetycznego. Podobnie, dla pojedynczych technologii nie są ujmowane zmiany emisyjności oraz sprawności infrastruktury w czasie. Są one jednak częściowo uwzględniane przez podział technologii na „stare” i „nowe”, różniące się sprawnością.

Pominięto technologię sekwestracji dwutlenku węgla (*CCS*, ang. *carbon capture and storage*) jako technologię niesprawdzoną w dużej skali, a zatem niepewną co do sprawności oraz kosztów, a jednocześnie zmniejszającą efektywność wykorzystania węgla (ok. 10% – 40% mniej energii na tonę węgla) — zastosowanie tej technologii pozwoliłoby ograniczyć koszty praw do emisji, jednak trudno oszacować jej koszt i efekt netto na cenę produkcji energii.

1.8.2 KWESTIE MOŻLIWE DO UWZGLĘDNIENIA PO ROZSZERZENIU MODELU

Istotną kategorią kosztów, których model nie uwzględnia, są efekty zewnętrzne funkcjonowania poszczególnych technologii, rozumiane jako koszty środowiskowe (np. zwiększenie stężenia pyłów w powietrzu) i społeczne (np. spadek zdrowotności). Analizowanie kosztów tego typu byłoby możliwe w ramach obecnej struktury modelu, wymagałoby to jednak zasilenia wiarygodnymi danymi na temat wysokości i struktury tych kosztów.

2 WYNIKI

2.1 OPTIMALNY MIKS ENERGETYCZNY

Model umożliwia wyznaczenie oraz analizę optymalnego miks energetycznego w wielu wariantach polityki energetycznej oraz przy różnych scenariuszach rozwoju cen zasobów i cen uprawnień do emisji CO_2 . Przeanalizowano warianty zakładające:

- dopuszczalność budowy kopalń lub całkowitą rezygnację z nowych odkrywek węgla brunatnego,
- budowę elektrowni atomowej lub całkowitą rezygnację z tej technologii.

Dodatkowo rozpatrzono następujące przypadki:

- przedłużenie minimalnego udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej na poziomie 19,1% począwszy od 2020 r. do końca horyzontu¹ lub jego wzrost w latach 2020 — 2050 do poziomu 50%,
- obniżenia poziomu emisji CO_2 o 80% w latach 1990 — 2050,
- możliwość rozbudowy połączeń transgranicznych do 4,4 GW w 2030 r.,
- obniżenie wymaganej rezerwy mocy z 18% do 13%.

W przypadku decyzji o dopuszczalności budowy elektrowni atomowych w Polsce, nałożono ograniczenie na maksymalny rozwój tej technologii do poziomu 10 GW mocy zainstalowanej.

Jednocześnie, ze względu na dużą niepewność, uwzględniono również dwa egzogeniczne scenariusze dotyczące ewolucji kosztów uprawnień do emisji CO_2 :

- WYSOKIE koszty — scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji opiera się na projekcji przygotowanej na potrzeby modelu *PRIMES* wykorzystywanego przez Komisję Europejską, ekstrapolowanej na dalszy horyzont projekcji.
- NISKIE koszty — scenariusz niskich cen opiera się na obecnych notowaniach instrumentów *futures* dla jednostek uprawnień do emisji².

W kolejnym podrozdziale przedstawiono porównanie wybranych wariantów w zależności od realizowanego scenariusza. Dla każdego wariantu przedstawiono graficznie strukturę mocy zainstalowanych oraz energii produkowanej w obu scenariuszach cen uprawnień do emisji. Omówiono także wpływ polityki oraz ograniczeń względem bazowego miks (wariant ekonomiczny).

¹W każdym z rozpatrywanych wariantów przyjęto minimalny udział OZE na poziomie 19,1% w 2020 r., rozumiany jako odsetek energii generowanej z obecnych w modelu technologii odnawialnych w całości produkcji energii elektrycznej. Zgodnie z ostatnimi dostępnymi danymi GUS wynosił on ok. 4,1%.

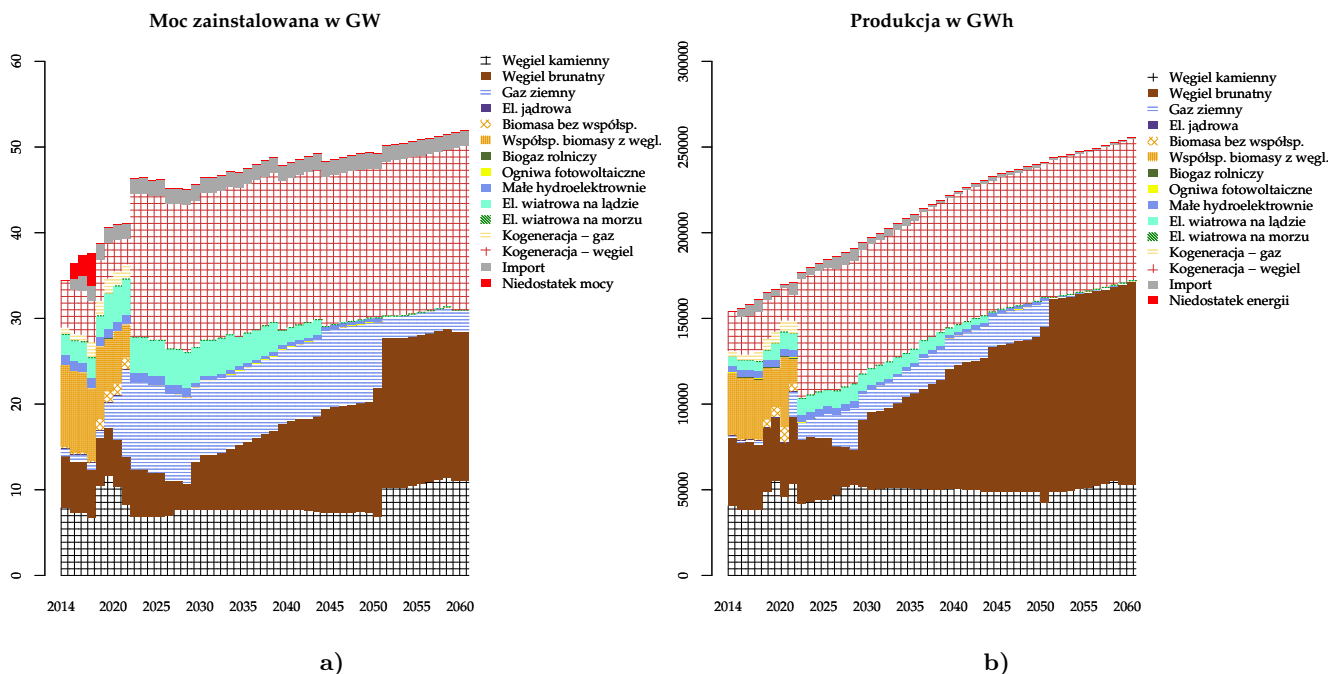
²Patrz — szereg cen w dodatku A na str. 62.



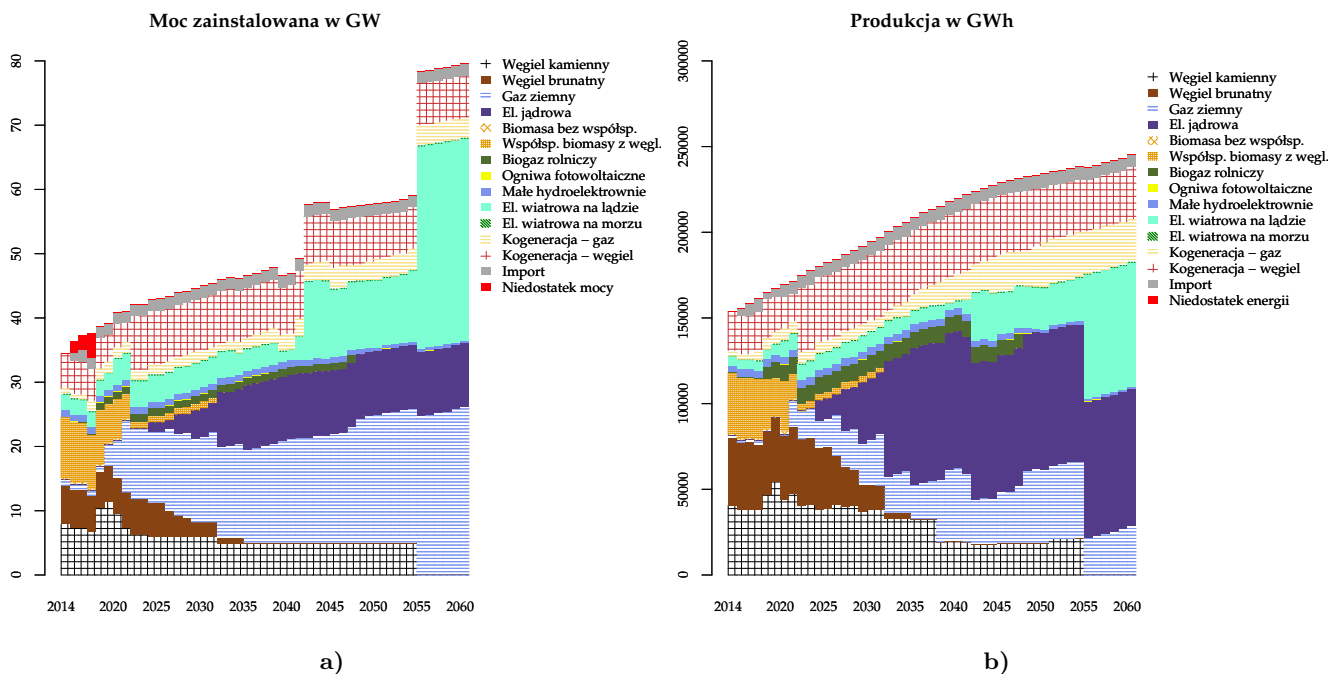
2.2 WARIANTY PODSTAWOWE

2.2.1 WARIANT EKONOMICZNY

Na poniższych wykresach przedstawiono najtańszy miks wyliczony przy założeniach opisanych w rozdziale 1. Jedy-
nym wymaganym warunkiem było spełnienie minimalnego 19,1% udziału OZE w 2020 r. Wariant ekonomiczny jest
traktowany w niniejszym opracowaniu jako wariant bazowy.



Rysunek 2.1: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)



Rysunek 2.2: Wysokie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)



Zauważalne jest silne uzależnienie struktury optymalnego miks od scenariusza ewolucji kosztów uprawnień do emisji CO_2 . W scenariuszu niskich kosztów uprawnień najtańszy miks oparty jest głównie na elektrowniach węgla kamiennego i brunatnego. W przypadku scenariusza wysokich cen uprawnień dominuje technologia atomowa (ograniczona w modelu do 10 GW mocy zainstalowanej), elektrownie gazowe oraz elektrownie wiatrowe na lądzie.

Wspólną cechą obu miksów, widoczną na powyższych wykresach jest wykorzystanie części elektrowni opartych na gazie ziemnym jako mocy rezerwowej lub szczytowej, co wynika z relatywnie niskich kosztów budowy i utrzymania tego typu siłowni oraz wysokich cen gazu ziemnego. Zauważalny jest także stabilny udział w badanym horyzoncie elektrowni węglowych pracujących w systemie kogeneracyjnym (ponad dwukrotnie większy przy scenariuszu niższego wzrostu cen uprawnień do emisji). Ze względu na niedostatki rezerwy mocy pojawiające się w pierwszych okresach oraz warunek 19,1%-wego udziału OZE w 2020r., instaluje się tymczasowo w scenariuszu niskich cen uprawnień do emisji elektrownia spalająca biomasę, natomiast w scenariuszu wysokich cen uprawnień, elektrownia wykorzystująca biogaz. W obu przypadkach następuje także przedwczesna deinstalacja mocy w elektrowniach współpalających węgiel z biomasą.

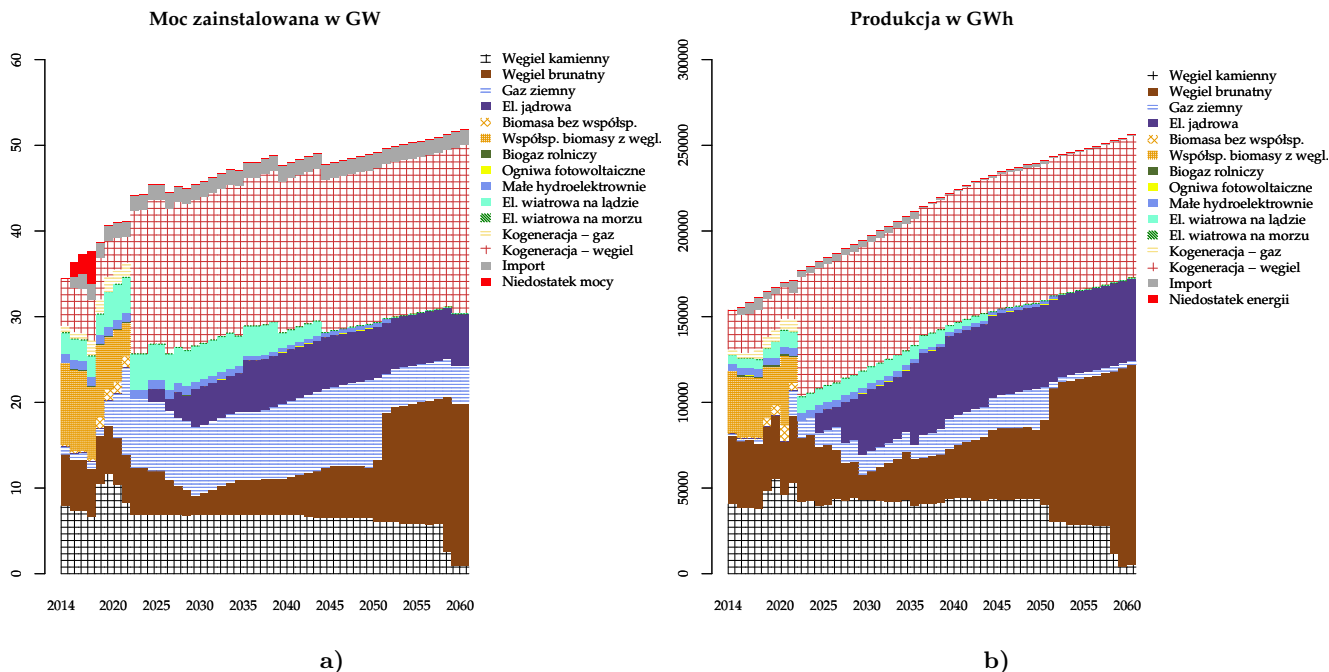
W scenariuszu wysokich cen uprawnień udział elektrowni węgla kamiennego i brunatnego w miksie maleje w horyzoncie projekcji do zera. Jedynie w pierwszych latach projekcji optymalna jest instalacja nowych, przygotowanych już inwestycji w elektrownie na węgiel kamienny (około 4 GW). Miejsce węgla zajmują elektrownie oparte na gazie ziemnym oraz elektrownie jądrowe. W momencie naturalnego wyłączenia elektrowni spalających węgiel brunatny oraz wygaśnięcia większości mocy zainstalowanej w elektrowniach spalających węgiel kamienny, wzrasta prawie dwukrotnie udział elektrowni wiatrowych na lądzie, atomowych, a także gazowych — działających w kogeneracji. Sprawia to, iż szacowany koszt miks wzrósł o około 30%, z poziomu 48,7 mld zł w scenariuszu niskich cen uprawnień do emisji, do poziomu 63 mld zł w scenariuszu wysokich cen.³ Pozytywnym efektem wysokich cen uprawnień jest natomiast przewidywany spadek emisyjności — w latach 2014 – 2050, aż o 45%. W tym samym okresie scenariusz niskich cen uprawnień do emisji implikował jej wzrost o 57%, zatem różnica emisyjności pomiędzy scenariuszami jest prawie 3-krotna.

³Miary AvCF — przeciętnej wartości bieżącej rocznych kosztów poniesionych w badanych horyzoncie (do 2060 roku).



2.2.2 BUDOWA ELEKTROWNI ATOMOWEJ

Wariant ten przewiduje budowę i przekazanie do użytku elektrowni jądrowej w latach 2024 – 2035 o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 6 GW.



Rysunek 2.3: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

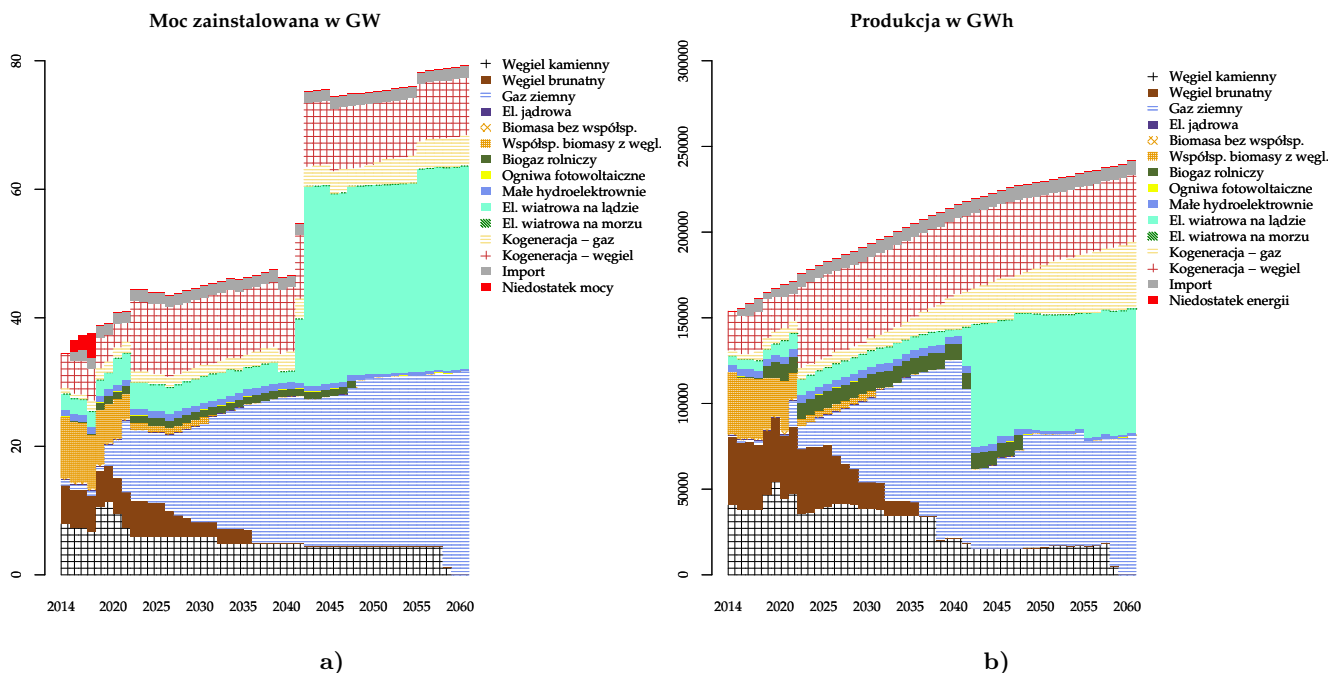
Wymuszenie budowy elektrowni atomowej zmieniło jedynie strukturę miksu dla scenariusza niskich kosztów emisji CO_2 , w którym technologia ta nie występowała. Drugi scenariusz jest tożsamy z uzyskanym w wariantcie ekonomicznym, gdyż jego struktura uwzględniła instalację elektrowni atomowej. W wyniku decyzji o budowie elektrowni atomowej nie zmieniła się istotnie dynamika instalacji dodatkowych mocy w węglu kamiennym do roku 2050. Dopiero po tym okresie zauważalny jest znaczny spadek udziału elektrowni zasilanych węglem kamiennym. Mimo budowy elektrowni jądrowej o mocy 6 GW model wskazuje jako optymalną instalację nowych elektrowni zasilanych węglem brunatnym, bazujących począwszy od około 2050 roku na nowych złożach tego surowca.

Budowa elektrowni atomowej (w tym scenariuszu) spowodowała szacowany wzrost kosztu miksu w rozpatrywanym horyzoncie o około 4,5% (przeciętnie o około 2,2 mld złotych rocznie). Szacowany jest natomiast dużo mniejszy wzrost emisji do roku 2050 — około 26% (w wariantcie ekonomicznym wzrost ten szacowany jest na 57%). Dodatkowo przewidywany jest 10%-towy wzrost importochłonności sektora energetycznego, który związany jest z importem paliwa jądrowego. Należy jednak podkreślić, że paliwo to może być sprowadzane z krajów stabilnych politycznie.



2.2.3 REZYGNACJA Z BUDOWY ELEKTROWNI ATOMOWEJ

Kolejny z zaprezentowanych wariantów nie dopuszcza możliwości budowy elektrowni jądrowej.



Rysunek 2.4: Wysokie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

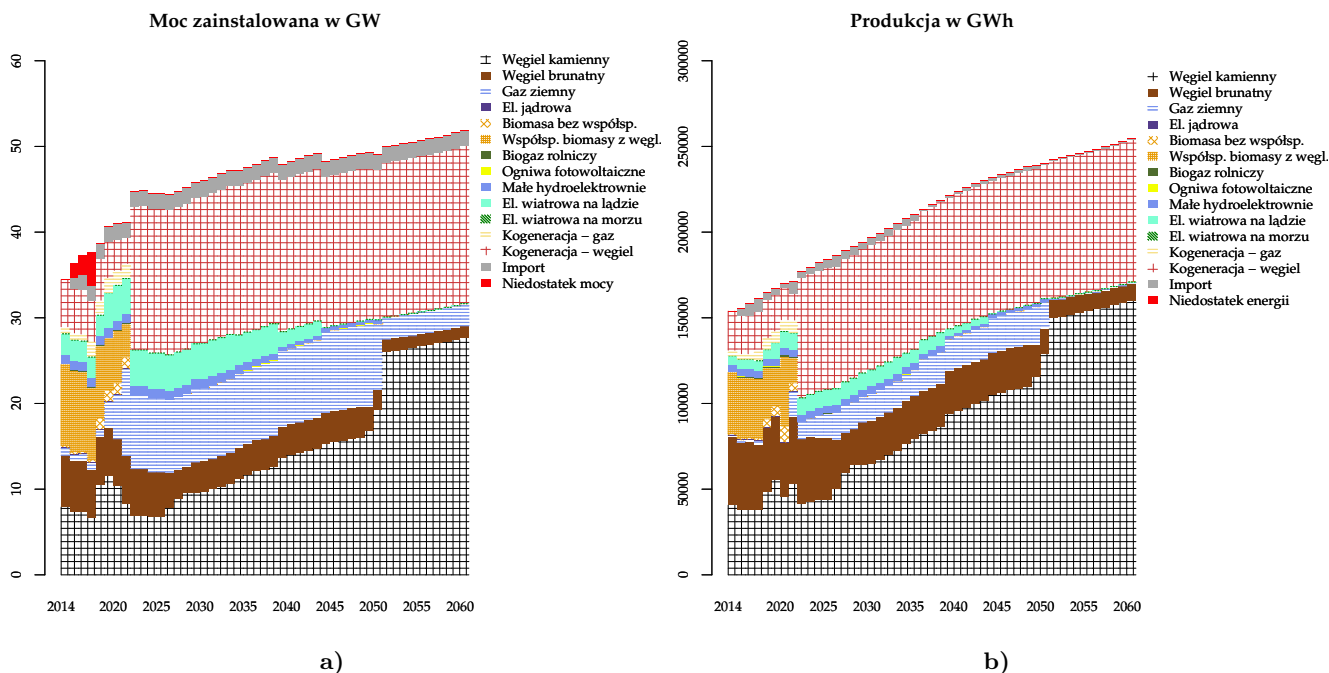
Struktura miksu przy braku możliwości budowy elektrowni atomowej w przypadku niskich cen uprawnień do emisji CO_2 nie różni się od struktury wariantu bazowego (ekonomicznego).

W scenariuszu wysokich kosztów, energia pochodzącą z elektrowni jądrowych została zastąpiona głównie przez nowe moce w gazie ziemnym oraz elektrowniach wiatrowych. Koszt miksu w rozpatrywanym horyzoncie okazał się zbliżony (tańszy o około 1% od wariantu ekonomicznego w scenariuszu wysokich cen uprawnień co odpowiada ok. 0,7 mld zł rocznie). W szerszym horyzoncie rozpatrywanym przez model (do 2090 r.) jest on droższy, lecz szacowana różnica jest bardzo mała — nie przekracza 1%. Różnicę widać natomiast w prognozowanej emisyjności. Wykorzystanie energii atomowej pozwoliłoby na zmniejszenie poziomu emisji w latach 2014 – 2050 o około 45%, natomiast w wariantcie nie uwzględniającym tej technologii (w scenariuszu wysokich kosztów emisji) przewidywany jest jego spadek rzędu 30%.



2.2.4 BRAK NOWYCH ODKRYWEK WĘGLA BRUNATNEGO

W wariantcie tym nałożono ograniczenie — brak wykorzystania nowych złóż węgla brunatnego.



Rysunek 2.5: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

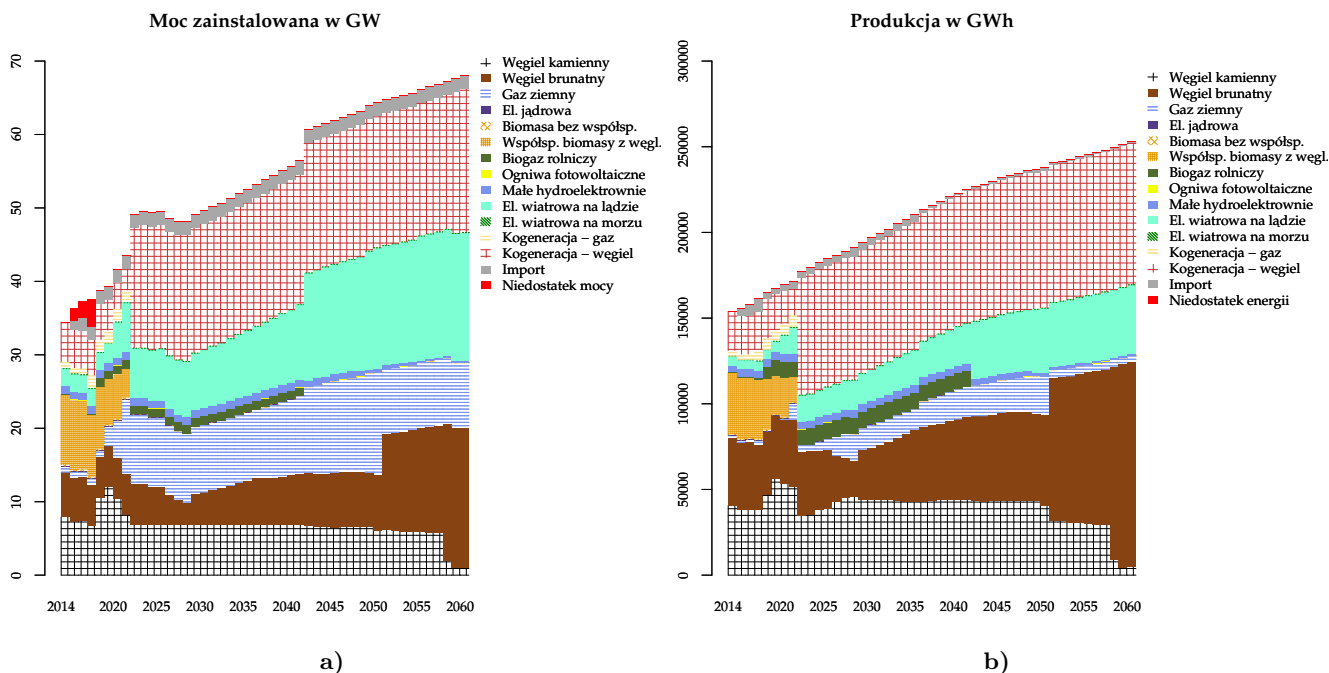
Brak nowych kopalni węgla brunatnego istotnie zmniejsza, przy założeniu scenariusza niskich cen uprawnień do emisji CO₂, obecność tej technologii w miksie. Uruchomienie nowych elektrowni, bazujących na obecnie eksploatowanych złóżach węgla brunatnego ogranicza się jedynie do uruchomienia dodatkowych mocy w 2026 – 2027 r. w niewielkim wymiarze (około 2 GW). W wariantcie ekonomicznym, poczynając od 2027 r., regularnie uruchamiane są nowe elektrownie tego typu na łączną moc prawie 10-krotnie większą. Mniejsza produkcja energii z elektrowni zasilanych węglem brunatnym została zastąpiona przez elektrownie wykorzystujące węgiel kamienny. Koszt miksu nie uległ zauważalnej zmianie. Istotnie wzrosła jednak importochłonność (71,5% wobec 53,5% w wariantcie ekonomicznym).

Emisyjność analizowanego wariantu, choć także wysoka, uległa niewielkiej poprawie (wzrost emisji w latach 2014 – 2050 szacowany na około 46%, czyli o 10 p.p. mniej niż w wariantcie bazowym, za sprawą niższej emisyjności węgla kamiennego).

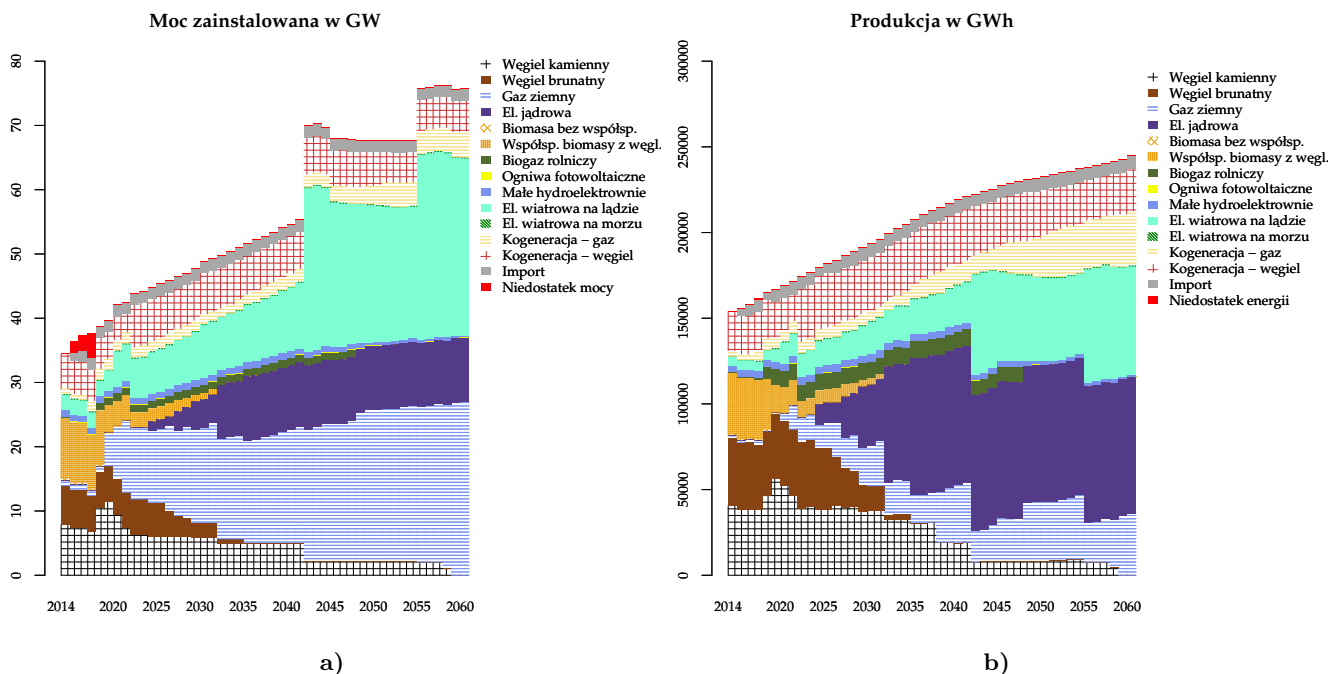
Ograniczenie wydobycia węgla brunatnego nie miało natomiast żadnego wpływu na optymalną strukturę miksu energetycznego w scenariuszu wysokich kosztów emisji CO₂, dlatego nie został on zaprezentowany.



2.2.5 PRZEDŁUŻENIE WYMogu MINIMALNEGO UDZIAŁU OZE W WYSOKOŚCI 19,1% DO 2060 R.



Rysunek 2.6: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)



Rysunek 2.7: Wysokie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

Minimalny udział OZE w obu scenariuszach zaspokajany jest głównie przez elektrownie wiatrowe, które funkcjonują w całym horyzoncie projekcji oraz elektrownie spalające biogaz rolniczy (instalowane przed 2020 r.).

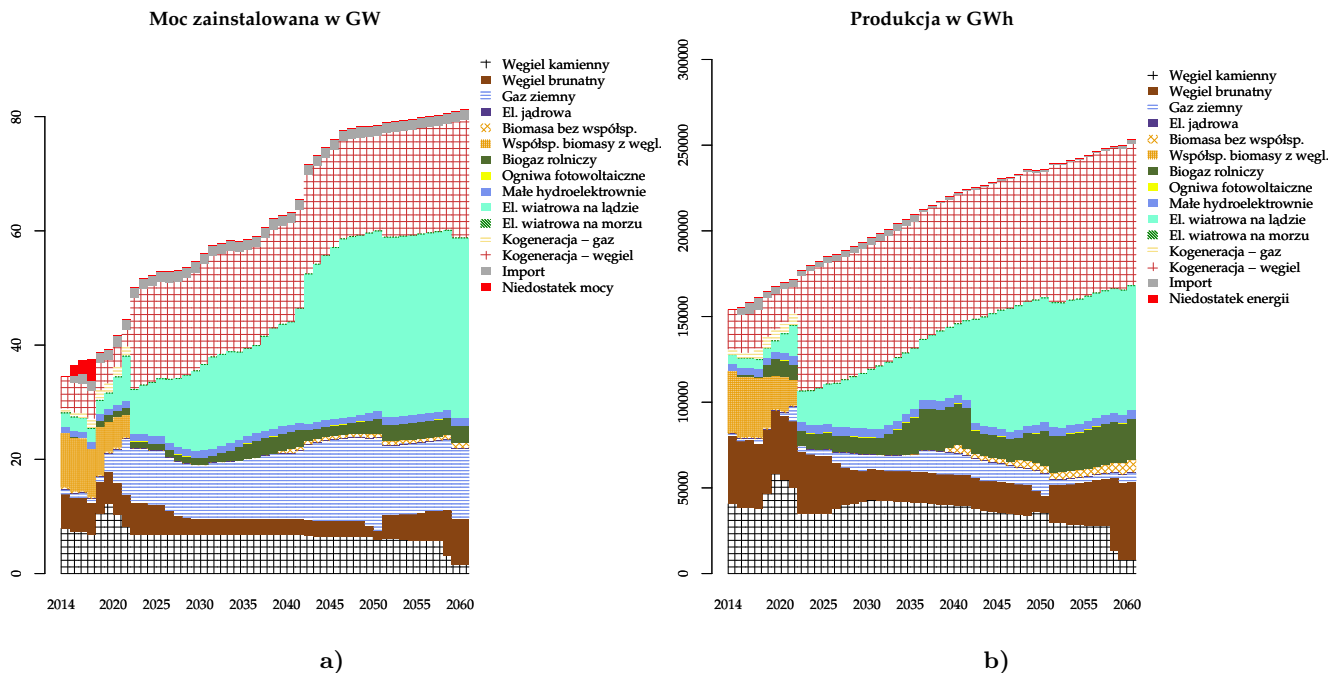


Warunek ten znacząco wpłynął na optymalną strukturę miksu w scenariuszu niskich kosztów emisji CO_2 , gdyż średni udział OZE w bazowym wariancie wynosił około 4,5%. Spowodował szacowany wzrost kosztu optymalnego miksu o około 4,5%. Warunek ten wpłynął znacznie na zmniejszenie emisyjności, choć do 2050 r. nadal szacowany jest jej wzrost rzędu 30% (względem 57% w wariancie ekonomicznym).

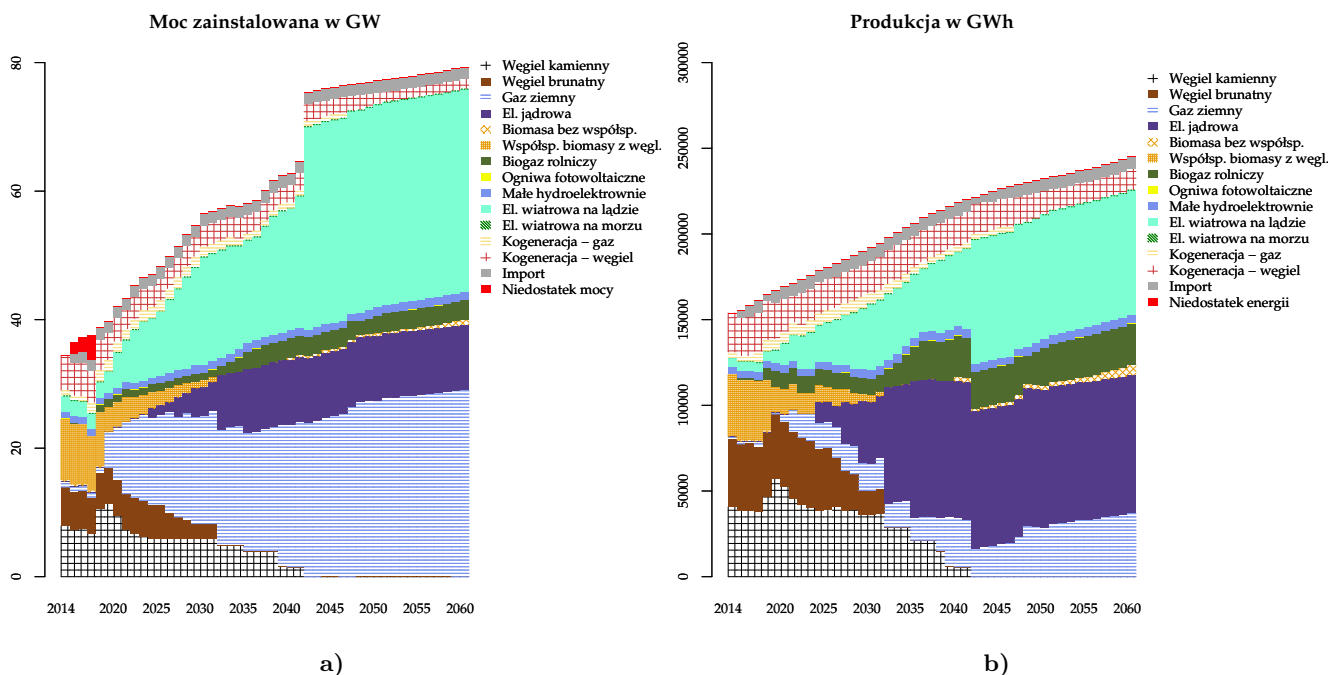
W przypadku scenariusza wysokich cen optymalny miks jest bardzo zbliżony do wariantu bazowego. Wynika to z faktu, iż w tym scenariuszu średni udział OZE był bliski limitu (wynosił średnio około 16%). Można zauważyć jedynie wzrost udziału elektrowni wiatrowych na lądzie (zwłaszcza w latach 2020 – 2040). Koszt optymalnego miksu w badanym horyzoncie dla tego scenariusza jest bardzo zbliżony do wariantu ekonomicznego, natomiast zauważalna jest poprawa emisyjności - do roku 2050 szacowany spadek o 57% (względem 45% w wariancie ekonomicznym).



2.2.6 STOPNIOWY WZROST WYMAGU MINIMALNEGO UDZIAŁU OZE Z POZIOMU 19,1% W 2020 R. DO 50% W 2050 R.



Rysunek 2.8: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)



Rysunek 2.9: Wysokie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

W obu scenariuszach warunek udziału OZE w optymalnym miksie zapewniają w znacznej mierze elektrownie wiatrowe (na lądzie), elektrownie zasilane biogazem, małe hydroelektrownie oraz instalacje spalające biomasę. W obu przypadkach moc rezerwową stanowią elektrownie wykorzystujące gaz ziemny.

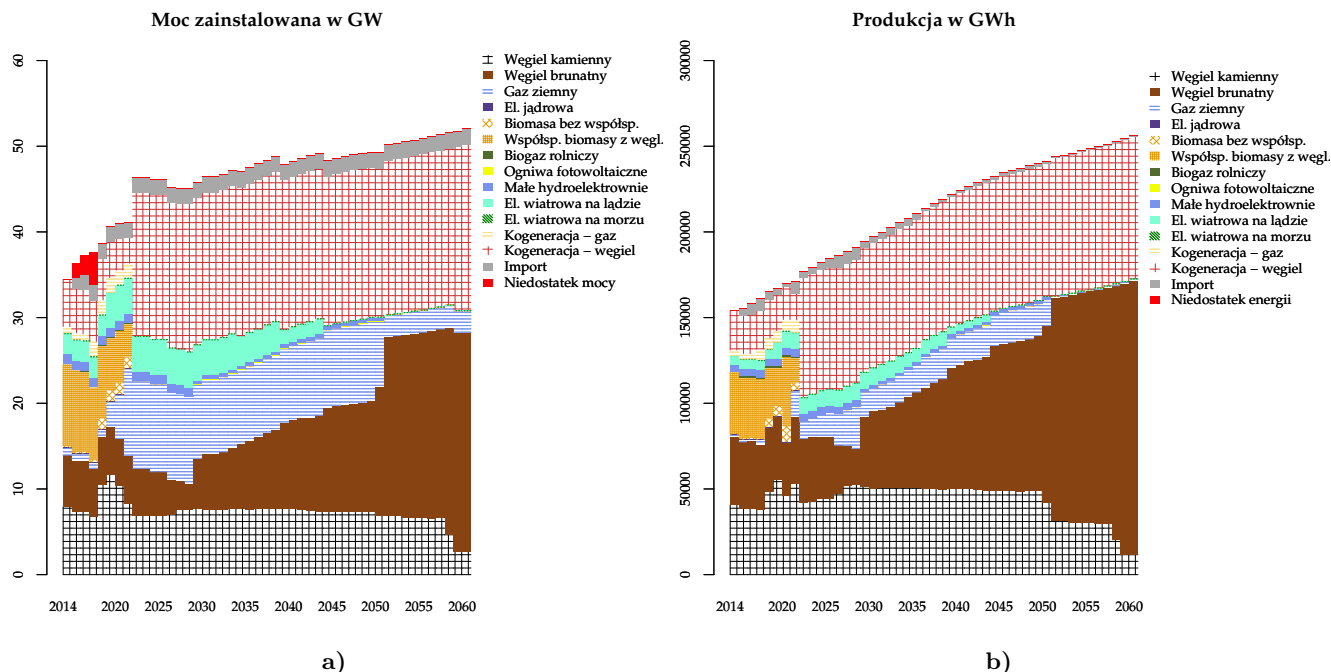


W scenariuszu niskich kosztów emisji pozostałą część miksu stanowią elektrownie węglowe, w tym działające w kogeneracji. Wzrost udziału OZE wymusił w tym scenariuszu wzrost kosztu optymalnego miksu (względem wariantu ekonomicznego) szacowany na około 13%, czyli ok. 6,3 mld zł rocznie. Emisyjność miksu znacznie się poprawiła, do 2050 r. został oszacowany jej spadek o około 8% (w stosunku do wzrostu o 57% w wariancie ekonomicznym). Przy założeniu wysokich cen uprawnień do emisji CO_2 zmiana struktury miksu była dużo mniejsza (nastąpił wzrost produkcji energii z elektrowni wiatrowych oraz zasilanych biogazem). Prognozowany wpływ na koszt optymalnego miksu jest niezauważalny – wzrost poniżej 1%, natomiast poprawa emisyjności jest widoczna — spadek do 2050 r. o około 80% (o 35% więcej niż w wariancie ekonomicznym).



2.3 DODATKOWE ZMIENNE DECYZYJNE

2.3.1 MOŻLIWOŚĆ URUCHOMIENIA DODATKOWYCH ŹŁÓŻ WĘGLA BRUNATNEGO



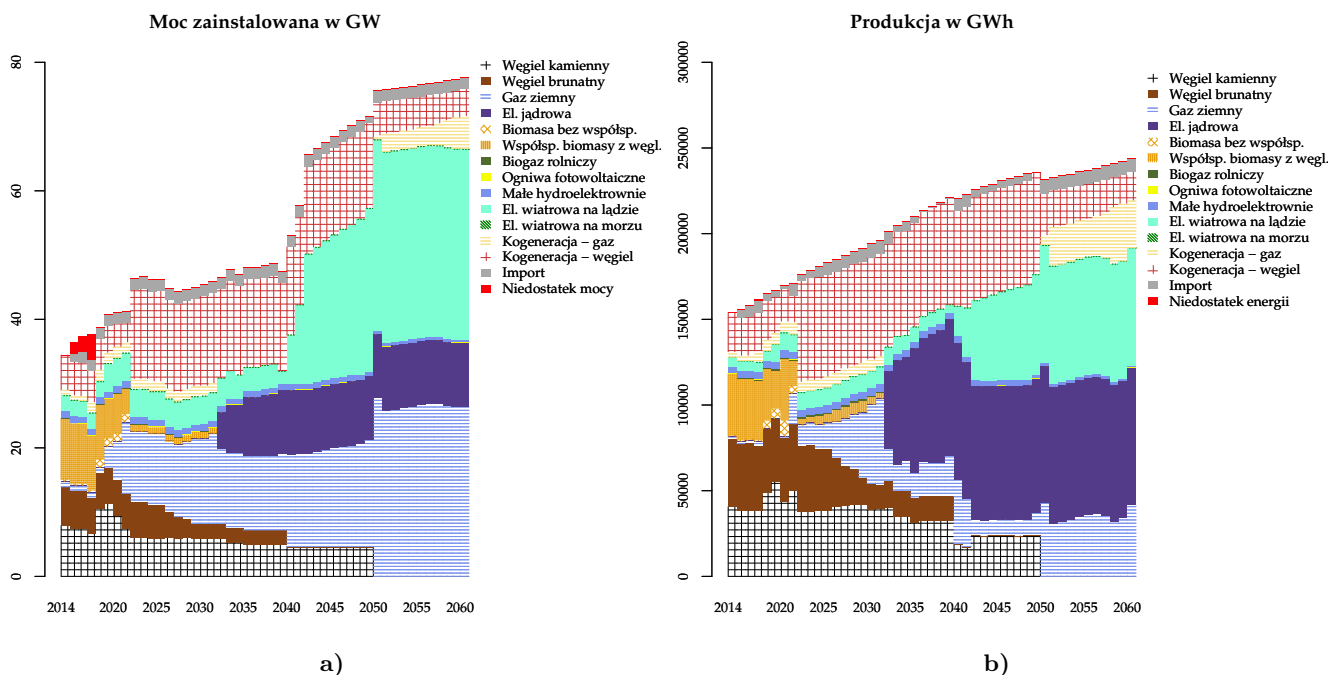
Rysunek 2.10: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

Elektrownie spalające węgiel brunatny działają jedynie w oparciu o rodzime zasoby surowca, ze względu na brak możliwości jego importu. Zwiększenie możliwości wydobywania tego surowca poprzez uruchomienie dodatkowego złoża do 5,7 mld ton (co odpowiada złożom wokół Gubina i dodatkowo w stosunku do wariantu ekonomicznego złożom wokół Legnicy) spowodowało wzrost udziału węgla brunatnego w miksie. Oznacza to, że w rozpatrywanym scenariuszu jest to jedno z najtańszych źródeł energii. W wariantie bazowym złoża węgla brunatnego wyczerpują się wraz z końcem zasięgu modelu (2090 r.). Zarówno koszt jak i emisyjność w tym wariantcie są zbliżone do wielkości występujących w wariantcie ekonomicznym.

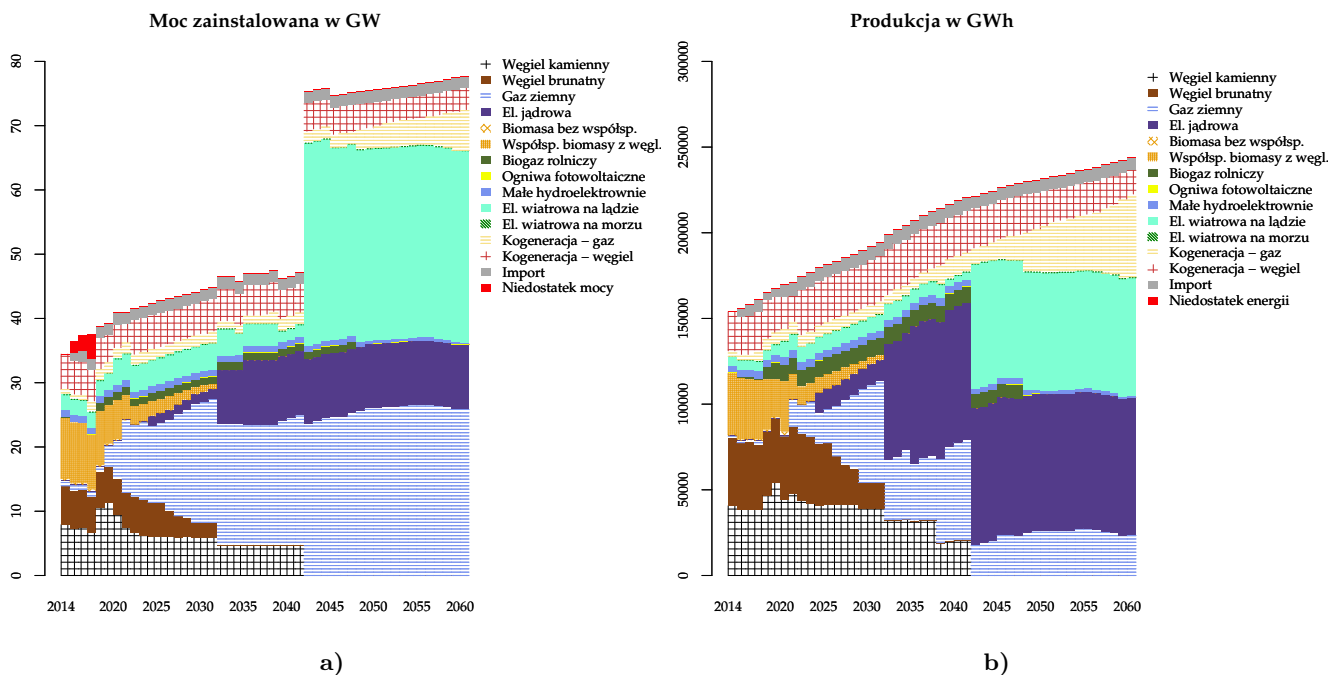
Scenariusz wysokich kosztów nie został przedstawiony, gdyż w jego bazowym wariantcie złoża węgla brunatnego nie zostały wyczerpane, zatem zwiększenie zasobu potencjalnego nie wpływa w żaden sposób na wybór optymalnego miksu.



2.3.2 OBNIŻENIE POZIOMU EMISJI O 80% W LATACH 1990 – 2050



Rysunek 2.11: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)



Rysunek 2.12: Wysokie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

Warunek ograniczenia emisyjności w modelu działa w sposób zbliżony do podwyższenia cen uprawnień do emisji CO_2 . W pierwszym wypadku jest ono wymuszone, w drugim emisja zostaje ograniczona naturalnie ze względów ekonomicznych. Optymalny miks w obu scenariuszach kształtuje się więc podobnie do uzyskanego w scenariusza wysokich kosztów emisji CO_2 w wariancie ekonomicznym. Nałożone ograniczenie miało zatem największy wpływ na

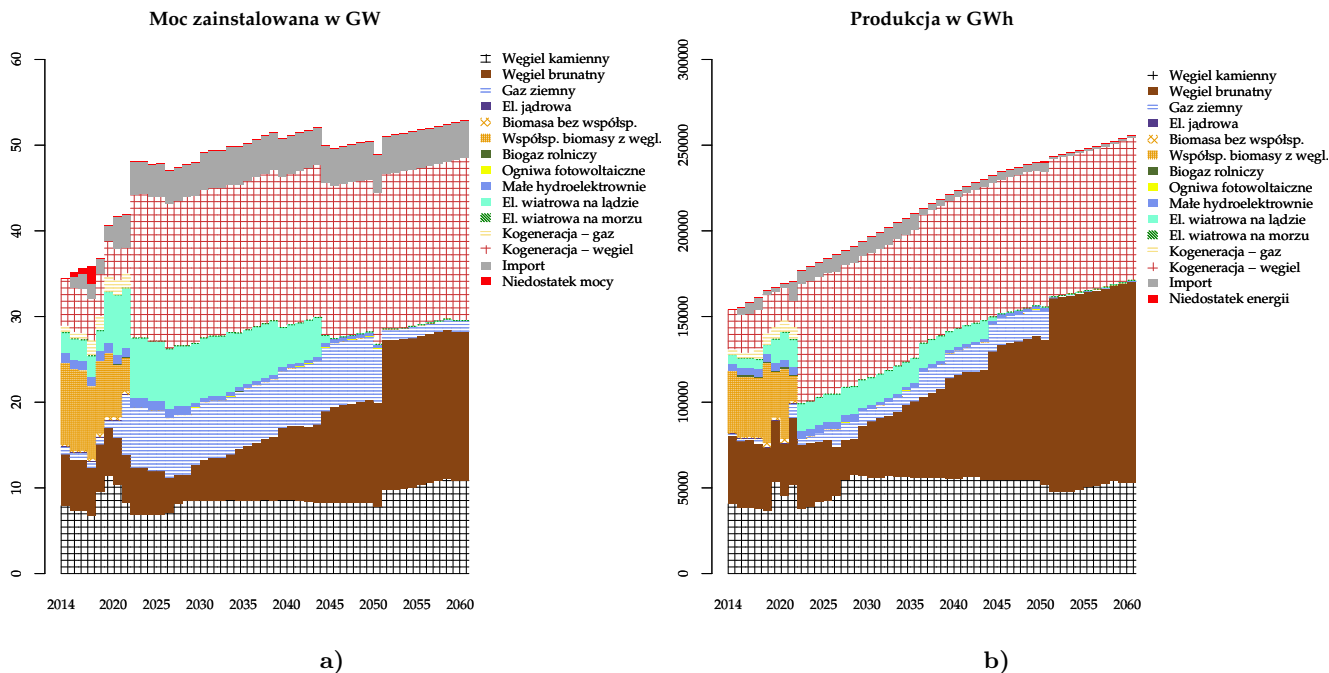


miks przy założeniu scenariusza niskich cen uprawnień do emisji CO_2 . Zostały ograniczone inwestycje w technologii węglowe. Wśród nowych elektrowni węgla kamiennego i brunatnego zostały zrealizowane jedynie inwestycje już przygotowane. Pojawiła się natomiast instalacja elektrowni jądrowej. Instalacja tej technologii w pierwszej połowie horyzontu ograniczona jest do minimum (przez jej wysokie koszty). Maksymalny potencjał tej technologii został wykorzystany dopiero po uruchomieniu dodatkowych mocy (po 2040 r.). Podobnie jak w przypadku wysokich kosztów emisji znaczący udział w miksie mają także elektrownie wiatrowe na lądzie oraz zasilane gazem. W odróżnieniu od scenariusza wysokich cen, większy udział w miksie mają elektrownie węglowe, pracujące w kogeneracji. Pod koniec badanego okresu w obu scenariuszach widoczny jest także wzrost udziału instalacji kogeneracyjnych, bazujących na gazie ziemnym. Należy podkreślić, że w scenariuszu niskich cen uprawnień do emisji wymóg zmniejszenia emisyjności spowodował istotny wzrost kosztu miksu w badanym horyzoncie — o około 7,4 mld zł rocznie, czyli o ok 15%. Największy wzrost ciężaru ekonomicznego przypadł na okres po 2025 r.

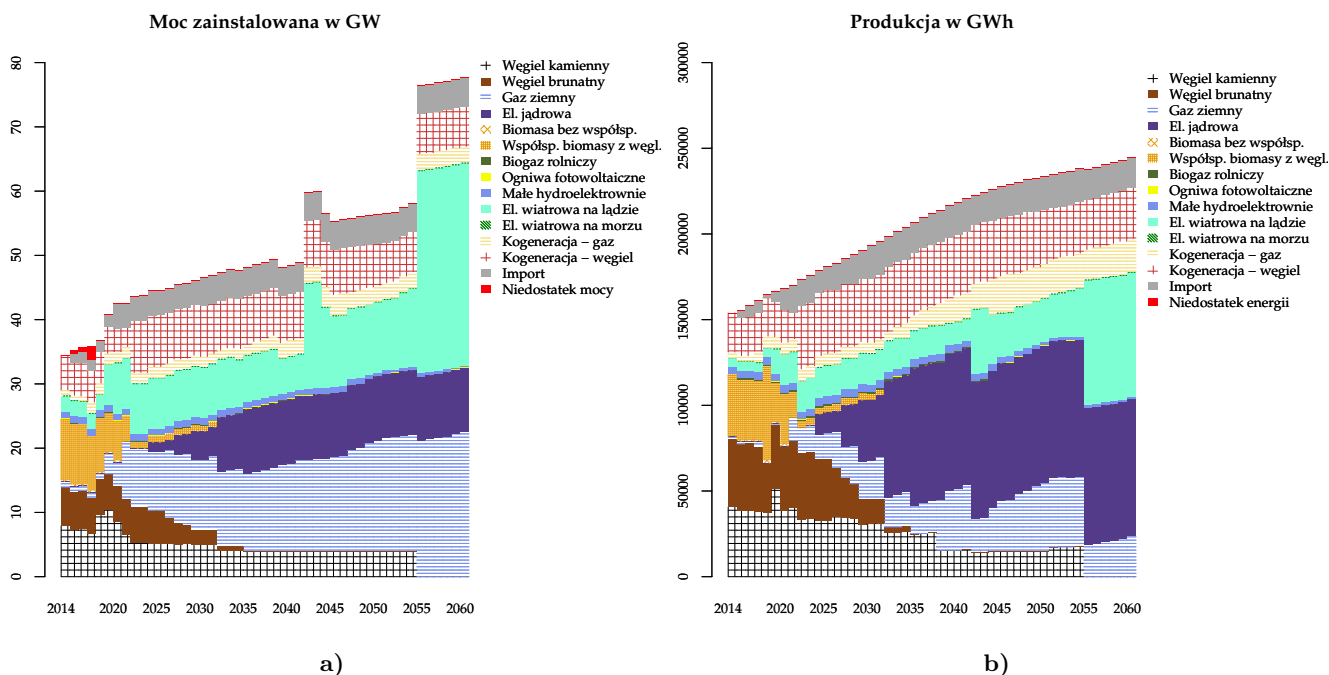
W przypadku scenariusza wysokich cen uprawnień, wpływ ograniczenia był niewielki, gdyż mniejszą emisyjność już wcześniej zapewniały wysokie ceny uprawnień do emisji CO_2 . Ograniczał się on do wycofania (po 2040 r.) części elektrowni węglowych oraz zwiększenia w tym okresie udziału elektrowni wiatrowych na lądzie. Z powodu niewielkich zmian w miksie względem wariantu ekonomicznego, koszt obu mikсів jest zbliżony (wzrost o niespełna 1% w rozpatrywanym horyzoncie).



2.3.3 ROZBUDOWA POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH DO 4 GW W 2030 R. WRAZ Z ZAPEWNIENIEM GWARANCJI DOSTAW O WYZNACZONYCH PORACH



Rysunek 2.13: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)



Rysunek 2.14: Wysokie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

Rozbudowa połączeń transgranicznych nie wpłynęła diametralnie na strukturę optymalnego mixu. Wzrost dostępnej mocy z poziomu 1,8 GW do 4,4 GW (w latach 2020 – 2030) spowodował wzrost udziału importu w mocach zainstalowanych.

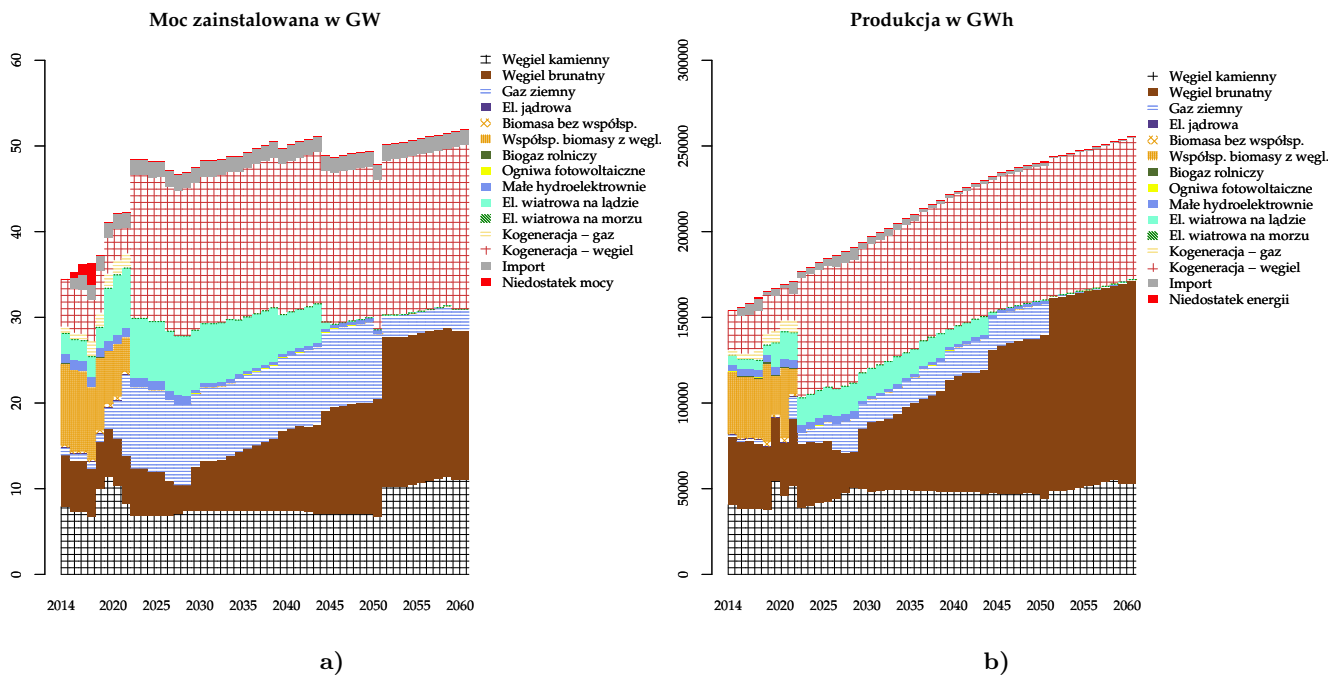


W scenariuszu niskich cen uprawnień do emisji CO_2 nie wpłynęło to znacznie na produkcję energii z poszczególnych technologii, gdyż dodatkowa zainstalowana moc nie przełożyła się w pełni na wzrost importu energii. Wynika to z faktu, iż założony koszt importowanej energii przewyższa koszt energii wyprodukowanej w oparciu o najbardziej ekonomiczne technologie węglowe. Struktura wykorzystanych technologii w produkcji energii jest zatem analogiczna jak w wariancie bazowym, a koszt miksu jest niższy o niespełna 3% (ok. 1,3 mld zł rocznie).

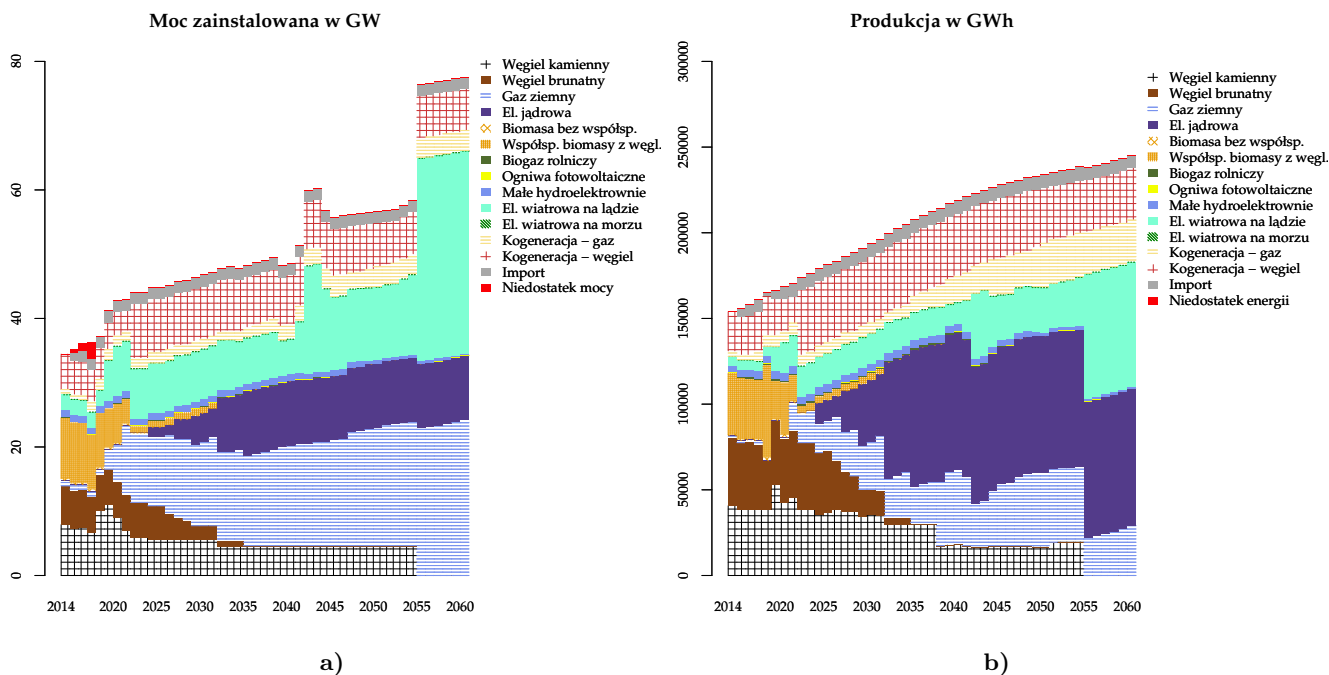
W przypadku wysokich kosztów emisji CO_2 wzrost mocy zainstalowanej w imporcie przełożył się również na wzrost importu energii, której koszt jest relatywnie niższy. Spowodowało to zmniejszenie produkcji energii w elektrowniach gazowych. Koszt miksu obniżył się o ok. 2,6 mld zł rocznie, czyli o ok. 4%.



2.3.4 OBNIŻENIE WYMAGANEJ REZERWY MOCY Z 18% DO 13%



Rysunek 2.15: Niskie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)



Rysunek 2.16: Wysokie koszty uprawnień do emisji: moc zainstalowana (a) oraz wielkość produkcji (b)

Obniżenie z 18% do 13% wymaganych rezerw mocy zmniejszyło ponad dwukrotnie niedostatek mocy rezerwowych widoczny w pierwszych okresach.

Zmniejszenie poziomu rezerw w scenariuszu niskich kosztów uprawnień do emisji CO_2 zredukowało ponad trzykrotnie względem wariantu bazowego skalę instalacji elektrowni działających w oparciu o biomasę. Instalacje te



podyktowane były koniecznością pokrycia niedoboru rezerwy mocy — pracowały zaledwie 4 lata w oczekiwaniu na uruchomienie nowych mocy z technologii węglowych. Zmniejszyło to (względem wariantu ekonomicznego) szacowany koszt optymalnego miksu w badanym horyzoncie o 0,4 mld zł rocznie (niespełna 1%).

W scenariuszu wysokich cen uprawnień do emisji CO_2 , koszt miksu obniżył się o ok. 1 mld zł rocznie, czyli o 1,6 %. Należy podkreślić, że w celu umożliwienia obniżenia wymaganej przez operatora rezerwy, konieczna byłaby budowa modelu precyzyjnie szacującego rozkład prawdopodobieństwa utrzymania zadanego poziomu mocy w systemie (model zarządzania ryzykiem typu *value at risk*).



2.3.5 ZESTAWIENIE KOSZTÓW, ZMIAN EMISJI I IMPORTOCHŁONNOŚCI DLA ZAŁOŻONYCH WARIANTÓW

Wariant	Koszty uprawnień do emisji	AvCF* do 2060 r. (w mld zł)	AvCF do 2020 r. (w mld zł)	AvCF do 2025 r. (w mld zł)	AvCF 2021–2030 (w mld zł)	Zmiana poziomu emisji 2014–2050 (%)	Średnia roczna importochłonność† (%)
Wariant ekonomiczny‡	NISKIE	48.67	60.47	54.26	38.03	57.21	53.50
	WYSOKIE	63.06	54.69	55.09	59.30	-44.52	66.82
Decyzja o budowie elektrowni atomowej (6 GW)	NISKIE	50.85	64.33	58.51	41.68	26.09	63.12
Brak budowy elektrowni atomowej	WYSOKIE	62.40	54.03	48.60	41.68	-31.70	60.94
Brak nowych odkrywek węgla brunatnego	NISKIE	48.86	60.44	53.72	36.04	46.47	71.49
Przedłużenie wymogu minimalnego udziału OZE w wysokości 19,1% do 2060 r.	NISKIE	50.87	63.28	54.84	35.29	29.10	49.02
	WYSOKIE	63.14	53.89	55.00	61.71	-57.48	61.85
Stopniowy wzrost wymogu minimalnego udziału OZE z 19,1% w 2020 r. do 50% w 2050 r.	NISKIE	54.94	64.58	56.33	37.54	-8.50	46.04
	WYSOKIE	65.11	50.96	55.59	69.27	-80.94	49.98
Dodatkowe zmienne decyzyjne							
Możliwość uruchomienia dodatkowych złóż węgla brunatnego	NISKIE	48.80	60.49	54.30	38.01	57.23	51.23
Obniżenie poziomu emisji o 80% w latach 1990 – 2050	NISKIE	56.09	56.49	52.00	54.39	-66.87	64.19
	WYSOKIE	63.63	49.98	50.90	64.56	-67.81	61.61
Rozbudowa połączeń transgranicznych do 4 GW ** w 2030 r.	NISKIE	47.39	59.33	52.58	35.34	52.16	54.43
	WYSOKIE	60.50	53.07	53.28	56.80	-49.54	66.91
Obniżenie wymaganej rezerwy mocy z 18% do 13%	NISKIE	48.27	60.88	53.62	35.85	54.97	52.76
	WYSOKIE	62.04	54.94	54.73	57.71	-45.55	66.76

Tabela 2.1: Zestawienie kosztów, zmian emisji i importochłonności w podziale na scenariusze ewolucji kosztów uprawnień do emisji

* AvCF — *average cash flow*, miara pozwalająca porównywać dwie ścieżki przepływów pieniężnych różniących się wysokością wypłat w czasie. AvCF oblicza się poprzez skonstruowanie jednolitego (a więc o równych wypłatach) strumienia przepływów pieniężnych, którego wartość wypłat wynosi AvCF, a którego bieżąca wartość netto (NPV) jest równa NPV dla analizowanego strumienia. Koszty raportowane są jako przeciętne koszty roczne w różnych okresach do roku 2060, jednak horyzont brany pod uwagę przy obliczeniach to rok 2090. Scenariusz, który okazuje się najtańszy w pełnym horyzoncie może w niektórych sytuacjach nie zrealizować wszystkich oszczędności do roku 2060, więc ranking kosztów może się różnić.

** — wraz z zapewnieniem gwarancji dostaw o wyznaczonych porach, co pozwala włączyć import w bilans mocy krajowego systemu elektroenergetycznego.

† Importochłonność rozumiana jest jako odsetek energii (wyrażonej w megawatogodzinach) produkowanej z paliw importowanych w całości produkcji (wyrażonej w MWh).

‡ Patrz strona 2 — objaśnienia w zakresie horyzontu obliczeń i rankingu kosztów.



W poniższej tabeli 2.2 przedstawiono przeciętne roczne nakłady w podziale na nakłady kapitałowe oraz koszty bieżące funkcjonowania instalacji.

Wariant	Scenariusz	Średni koszt (w mld zł)	do 2020 r.	do 2025 r.	2021– 2030 r.	do 2060 r.
Wariant ekonomiczny	NISKIE	CAPEX	33.64	28.77	15.24	22.83
		OPEX	26.82	25.49	22.78	25.84
	WYSOKIE	CAPEX	27.12	26.5	26.43	24.15
		OPEX	27.57	28.59	32.87	38.91
Decyzja o budowie elektrowni atomowej	NISKIE	CAPEX	37.51	33.21	20.01	25.74
		OPEX	26.82	25.3	21.67	25.11
Brak budowy elektrowni atomowej (6 GW)	WYSOKIE	CAPEX	26.47	20.2	8.15	19.59
		OPEX	27.56	28.4	33.53	42.81
Brak nowych odkrywek węgla brunatnego	NISKIE	CAPEX	33.62	28.27	13.34	22.15
		OPEX	26.82	25.44	22.7	26.7
Przedłużenie wymogu minimalnego udziału OZE w wysokości 19,1% do 2060 r.	NISKIE	CAPEX	36.87	29.79	12.83	25.34
		OPEX	26.41	25.05	22.46	25.53
	WYSOKIE	CAPEX	26.6	26.52	28.77	25.48
		OPEX	27.29	28.48	32.93	37.67
Stopniowy wzrost wymogu minimalnego udziału OZE z poziomu 19,1% w 2020 r. do 50% w 2050r.	NISKIE	CAPEX	38.21	31.4	15.72	28.88
		OPEX	26.37	24.93	21.82	26.06
	WYSOKIE	CAPEX	23.68	26.87	36.16	28.71
		OPEX	27.28	28.72	33.11	36.4
Dodatkowe zmienne decyzyjne						
Możliwość uruchomienia dodatkowych złóż węgla brunatnego	NISKIE	CAPEX	33.67	28.81	15.24	23.04
		OPEX	26.82	25.49	22.77	25.76
Obniżenie poziomu emisji o 80% w latach 1990 – 2050	NISKIE	CAPEX	29.73	25.91	28.57	27.91
		OPEX	26.76	26.09	25.82	28.17
	WYSOKIE	CAPEX	22.41	21.79	29.05	24.91
		OPEX	27.57	29.11	35.51	38.72
Rozbudowa połączeń transgranicznych do 4 GW w 2030 r. z gwarancją dostaw	NISKIE	CAPEX	32.99	27.97	14.06	22.35
		OPEX	26.34	24.61	21.28	25.03
	WYSOKIE	CAPEX	25.78	25.57	26.07	23.3
		OPEX	27.29	27.71	30.73	37.2
Obniżenie wymaganej rezerwy mocy z 18% do 13%	NISKIE	CAPEX	34.53	28.81	14.03	23.01
		OPEX	26.35	24.81	21.82	25.27
	WYSOKIE	CAPEX	27.57	26.77	26.37	24.22
		OPEX	27.37	27.96	31.34	37.82

Tabela 2.2: Zestawienie przeciętnych kosztów w podziale na CAPEX i OPEX wg scenariuszy



2.4 WNIOSKI

Polska stoi przed koniecznością istotnego zwiększenia nakładów na infrastrukturę energetyczną. Według danych GUS nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę, a więc szerszym niż sam sektor elektroenergetyczny wynoszą ok. 18 mld zł⁴. W zależności od wybranego wariantu rozwoju sektora elektroenergetycznego, wysokość bieżących inwestycji w moce wytwórcze powinna sięgnąć od 26 do 37 mld zł rocznie.

Niezależnie od wyboru wariantu największe inwestycje w sektorze energetycznym powinny zostać poniesione do roku 2020.

Istotnym wynikiem modelu jest obecność relatywnie dużych mocy zainstalowanych w siłowniach spalających gaz ziemny. Stanowią one moc wykorzystywaną w szczycie (przede wszystkim technologia turbin gazowych, instalacje obiegu gazowo-parowego pracują nieco dłużej). Stabilnym wynikiem jest również obecność kogeneracji w miksie. Wydaje się, iż jest to ekonomicznie uzasadniona technologia dostarczania prądu i ciepła.

Jak wskazują wyniki modelu do 2060 r., należy oczekiwać istotnego zwiększenia importochłonności sektora elektroenergetycznego.

Ograniczenie wzrostu importochłonności jest możliwe poprzez wybór wariantów przewidujących budowę nowych kopalni węgla brunatnego, a przy wyższym koszcie także poprzez wzrost udziału OZE w miksie. Należy również pamiętać, że budowa elektrowni jądrowej, mimo zależności od dostaw z zagranicy, pozwoli importować paliwo z krajów o stabilnej sytuacji politycznej. Dodatkowo, paliwa jądrowego potrzeba bardzo mało w sensie objętości i masy w stosunku do importu np. węgla.

Najtańszym sposobem ograniczenia wzrostu emisji jest budowa elektrowni atomowych. Należy jednak podkreślić, że samo utrzymanie poziomu emisji na niezmienionym poziomie wymagałoby dodatkowych nakładów względem wariantu przewidującego budowę obecnie planowanych bloków jądrowych w scenariuszu niskich cen uprawnień do emisji.

Dodatkowe oszczędności można osiągnąć poprzez rozbudowę połączeń transgranicznych z krajami UE, o ile byłoby możliwe pozyskanie gwarancji dostaw o wyznaczonych porach, co ułatwiłoby bilansowanie popytu na moc w polskim systemie energetycznym. Ceną byłoby jednak ryzyko zwiększenia importochłonności sektora elektroenergetycznego.

⁴Rocznik Statystyczny Przemysłu 2012, GUS.

3 LINIOWY PROBLEM DYNAMICZNEJ OPTYMALIZACJI

Programowanie liniowe to metoda matematyczna pozwalająca na znajdowanie optymalnego (największego lub najmniejszego możliwego) rozwiązania problemu decyzyjnego, dla którego funkcja celu i ograniczenia mają postać liniową. Przykładem problemu programowania liniowego jest decyzja firmy produkującej dwa rodzaje dóbr o wolumenie produkcji każdego z nich. Oba dobra mają przypisaną cenę sprzedaży oraz koszty i fizyczne ograniczenia związane z technologią. Problem sprowadza się zatem do maksymalizacji zysku z liniowej kombinacji ilości obu dóbr oraz liniowo zależnych od wolumenu produkcji kosztów. Szybki rozwój metod rozwiązywania tego typu problemów przypada na lata 40. XX wieku, kiedy wykorzystywane je do optymalizacji rozwiązań logistycznych dla armii, np. problem optymalnego rozlokowania sieci radarów.

Problem programowania liniowego można w ogólności postawić następująco:

$$\max_x u'x \text{ p.w. } Ax = b, Cx \geq d, x \geq 0, \quad (3.1)$$

gdzie x to wektor zmiennych decyzyjnych, wektor u opisuje wypłaty (koszty) przypisane elementom wektora x , macierze A i C wraz z wektorami b i d opisują ograniczenia nakładane na wektor x .

Dynamiczne problemy optymalizacji pojawiają się w wielu obszarach badań operacyjnych.¹ Kluczowym narzędziem jest tutaj równanie Bellmana. Ze względu na tzw. przekleństwo wymiaru rozwiązywanie dużych problemów (zagadnień o dużej liczbie stanów) staje się technicznie niewykonalne. W takim przypadku podejście zastosowane poniżej, tj. przyjęcie liniowej struktury problemu i rzutowanie go na problem statyczny jest jedną z metod pozwalających na numeryczne rozwiązanie zagadnienia.

3.1 WERSJA OGÓLNA LINIOWEGO PROBLEMU DYNAMICZNEGO

Rozpatrzmy następujący problem dynamicznej optymalizacji:

$$\max_{(c_t)_{t=1}^T} \sum_{t=1}^T u_t(s_t, c_t) + U_{T+1}(s_{T+1}) \text{ p.w. } s_{t+1} = g_t(s_t, c_t), f_t(s_t, c_t) \geq 0, h_t(s_t, c_t) = 0, s_1 \text{ dane}, \quad (3.2)$$

gdzie wektor s_t opisuje zmienne stanu na początek okresu t , wektor c_t określa sterowania w momencie t (zmienne decyzyjne), funkcje u , g i f , h odpowiednio opisują wypłaty, dynamikę zmiennych stanu oraz ograniczenia w postaci nierówności i równości. Załóżmy teraz, że wszystkie funkcje u , g , f , h są postaci $As + Bc + C$, wektory s_t i c_t są rozmiarów n i m odpowiednio. Pomijając wyrazy stałe w funkcji celu można problem zapisać następująco:

$$\begin{aligned} \max_{(c_t)_{t=1}^T} \quad & \sum_{t=1}^T (u'_t s_t + v'_t c_t) + u'_{T+1} s_{T+1} \text{ p.w.} \\ & s_{t+1} = A_t s_t + B_t c_t + C_t, \\ & D_t s_t + E_t c_t \geq F_t, \\ & K_t s_t + L_t c_t = M_t, \\ & X s_{T+1} + Y s_T \geq Z, \\ & s_1 \text{ dane.} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Nierówność $X s_{T+1} + Y s_T \geq Z$ umożliwia uwzględnienie warunku transwersalności.

¹Klasyczne wprowadzenie do zagadnień programowania dynamicznego stanowi książka Bellmana i Dreyfusa [4]. Alternatywne wprowadzenie to Klima [8].



Rozpatrzmy teraz następujący wektor:

$$x = \begin{pmatrix} c_1 \\ s_2 \\ c_2 \\ s_3 \\ \vdots \\ c_T \\ s_{T+1} \end{pmatrix}.$$

Ustalmy także:

$$u = \begin{pmatrix} v_1 \\ u_2 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_T \\ u_{T+1} \end{pmatrix},$$

$$Q = \begin{pmatrix} B_1 & -I_n & & & & & & \\ & A_2 & B_2 & -I_n & & & & \\ & & A_3 & B_3 & -I_n & & & \\ & & & \ddots & \ddots & \ddots & & \\ & & & & \ddots & \ddots & \ddots & \\ & & & & & A_T & B_T & -I_n \end{pmatrix},$$

$$R = \begin{pmatrix} E_1 & & & & & & & \\ & D_2 & E_2 & & & & & \\ & & D_3 & E_3 & & & & \\ & & & \ddots & \ddots & & & \\ & & & & D_T & E_T & 0_{k \times n} \\ & & & & Y & 0_{j \times m} & X \end{pmatrix},$$

gdzie k jest liczbą wierszy D_t , a j - liczbą wierszy Y ,

$$S = \begin{pmatrix} L_1 & & & & & & \\ & K_2 & L_2 & & & & \\ & & K_3 & L_3 & & & \\ & & & \ddots & \ddots & & \\ & & & & K_T & L_T & 0_{l \times n} \end{pmatrix},$$

gdzie l jest liczbą wierszy K_t ,

$$e = \begin{pmatrix} -A_1 s_1 - C_1 \\ -C_2 \\ -C_3 \\ \vdots \\ -C_T \\ M_1 - K_1 s_1 \\ M_2 \\ \vdots \\ M_T \end{pmatrix}$$



oraz

$$n = \begin{pmatrix} F_1 - D_1 s_1 \\ F_2 \\ \vdots \\ F_T \\ Z \end{pmatrix}.$$

Problem (3.3) można wtedy zapisać następująco:

$$\max_x u'x \text{ p.w. } \begin{pmatrix} Q \\ S \end{pmatrix} x = e, Rx \geq n. \quad (3.4)$$

3.2 ZASTOSOWANIE DO WYZNACZENIA OPTIMALNEGO MIKSU ENERGETYCZNEGO

3.2.1 STANY — ZAINSTALOWANA MOC, ZASOBY NATURALNE

Zmiennymi stanu w modelu optymalnego miks energetycznego są zainstalowane moce wytwórcze uwzględnionych w modelu technologii oraz wielkości krajowe wydobywalnych zasobów surowców stosowanych jako paliwo w tych technologiach. Stany przedstawiające moce wytwórcze uwzględniać będą nie tylko łączną moc zainstalowaną bieżąco, ale również ich wiek oraz nowe moce przyłączane w przyszłości, których budowa została już podjęta. Stany surowców uwzględniają natomiast łączny zasób surowca dostępny w danym momencie, a także nowe zasoby, dla których budowę kopalni już rozpoczęto oraz zasoby potencjalne, które mogą być eksploatowane w przyszłości po podjęciu decyzji o inwestycji w budowę nowych kopalń.

Każdej technologii przypisany jest czas życia instalacji T oraz czas $\bar{T}$ potrzebny na przełożenie decyzji o inwestycji na zainstalowaną moc, związany z czasem przygotowania inwestycji (ang. *time to prepare*) i czasem budowy instalacji (ang. *time to build*). Podobnie każdemu rodzajowi zasobu przypisany jest czas potrzebny na realizację inwestycji w nową kopalnię $\bar{M}$. W przypadku zasobów zakłada się jednak, że wybudowane już kopalnie nie mają określonego czasu życia, a naturalnie przestają funkcjonować w momencie wyczerpania się zasobu.

Według przyjętej konwencji czasowej, decyzja o inwestycji w technologię podejmowana jest na początku rozpatrywanego okresu, inwestycja zajmuje $\bar{T}$ okresów, a nowe zainstalowane moce są dostępne od początku okresu następującego po zakończeniu procesu inwestycyjnego. Zatem, inwestycja w czasie t , w technologię, której suma *time to build* i *time to prepare* wynosi $\bar{T}$, dostępna będzie jako zainstalowana moc na początku okresu $t + \bar{T}$. W tej konwencji, dla technologii, w których $\bar{T} \geq 2$ w momentach od $t + 1$ do $t + \bar{T} - 1$ moc nie jest jeszcze zainstalowana, ale jej powstanie jest już zdeterminowane. Stany te indeksowane są od $-\bar{T} + 1$ do -1 .

Analogiczna sytuacja odnosi się do inwestycji w nowe kopalnie. W okresie od $t + 1$ do $t + \bar{M} - 1$ dodatkowe zasoby nie są jeszcze dostępne, lecz ich wydobywanie jest już zaplanowane. Stany te indeksowane są od $-\bar{M} + 1$ do -1 , natomiast aktualnie dostępny zasób ma indeks 0.

Niech T oznacza długość życia instalacji w latach. W takiej sytuacji zainstalowanym mocom odpowiada T stanów o indeksach: $0, \dots, T - 1$. W tej konwencji stan o indeksie 0 to nowo zainstalowane moce, stan o indeksie $T - 1$, to moce, które w następnym okresie przestaną istnieć. Dla ułatwienia obliczeń osobno przechowywane są łączne moce produkcyjne w danym roku.

Tym samym, w przypadku, gdy czas powstania i -ego ($i = 1, \dots, I$) typu instalacji wynosi $\bar{T}_i$, czas życia T_i , wówczas danej technologii w momencie t przypisane zostaną stany:

- moc zainstalowana w okresie bieżącym: $s_{t,i}^0, s_{t,i}^1, \dots, s_{t,i}^{T_i-1}$;
- dla technologii z $\bar{T}_i \geq 2$ moc wytwórcza dostępna dopiero w momencie $t+1, t+2, \dots, t+\bar{T}_i-1$: $s_{t,i}^{-1}, s_{t,i}^{-2}, \dots, s_{t,i}^{-\bar{T}_i+1}$;
- łączna zainstalowana moc: $s_{t,i}^\Sigma = s_{t,i}^0 + s_{t,i}^1 + \dots + s_{t,i}^{T_i-1}$.



W przypadku, gdy czas powstania kopalni j -ego ($j = 1, \dots, J$) zasobu wynosi $\bar{M}_j$, wówczas danemu zasobowi w momencie t przypisane zostaną stany:

- wielkość zasobu dostępna w okresie bieżącym: $z_{t,j}^0$,
- dla zasobu z $\bar{M}_j \geq 2$ dodatkowy zasób dostępny dopiero w momencie $t+1, t+2, \dots, t+\bar{M}_j-1$: $z_{t,j}^{-1}, z_{t,j}^{-2}, \dots, z_{t,j}^{-\bar{M}_j+1}$,
- zasób potencjalny: $z_{t,j}^{pot}$.

Poniżej przedstawiono zmienne stanu oraz korespondujące do nich podmacierze macierzy A:

- zasoby naturalne:

$$z_{t,j} = \begin{pmatrix} z_{t,j}^0 \\ z_{t,j}^{-1} \\ z_{t,j} \\ \vdots \\ z_{t,j}^{-\bar{M}_j+2} \\ z_{t,j}^{-\bar{M}_j+1} \\ z_{t,j}^{pot} \\ z_{t,j} \end{pmatrix}, \quad A_{t,j}^z = \text{const} = \left(\begin{array}{cccc|ccc} 1 & 1 & & & & & \\ & 0 & 1 & & & & \\ & & & \ddots & \ddots & & \\ & & & & 0 & 1 & \\ 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 & \\ \hline 0 & -1 & 0 & \dots & 0 & 0 & 1 \end{array} \right)$$

lub gdy $\bar{M}_j = 1$:

$$z_{t,j} = \begin{pmatrix} z_{t,j}^0 \\ z_{t,j}^{pot} \end{pmatrix}, \quad A_{t,j}^z = \text{const} = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix},$$

- zainstalowana moc:

$$s_{t,i} = \begin{pmatrix} s_{t,i}^{T_i-1} \\ s_{t,i}^{T_i-2} \\ \vdots \\ s_{t,i}^2 \\ s_{t,i}^1 \\ s_{t,i}^0 \\ s_{t,i}^{-1} \\ s_{t,i} \\ \vdots \\ s_{t,i}^{-\bar{T}_i+2} \\ s_{t,i}^{-\bar{T}_i+1} \\ s_{t,i}^\Sigma \end{pmatrix}, \quad A_{t,i}^s = \text{const} = \left(\begin{array}{cccccc|ccc|c} 0 & 1 & & & & & & & & \\ & 0 & 1 & & & & & & & \\ & & & \ddots & \ddots & & & & & \\ & & & & 0 & 1 & & & & \\ & & & & & 0 & 1 & & & \\ \hline & & & & & & 0 & 1 & & \\ & & & & & & 0 & 1 & & \\ & & & & & & & \ddots & \ddots & \\ & & & & & & & & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \hline -1 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 & 1 \end{array} \right)$$

lub w przypadkach szczególnych:

- dla $T_i = 1$:

$$s_{t,i} = \begin{pmatrix} s_{t,i}^0 \\ s_{t,i}^{-1} \\ \vdots \\ s_{t,i}^{-\bar{T}_i+2} \\ s_{t,i}^{-\bar{T}_i+1} \\ s_{t,i}^\Sigma \end{pmatrix}, \quad A_{t,i}^s = \text{const} = \left(\begin{array}{c|cc|c} 0 & 1 & & \\ \hline & 0 & 1 & \\ & & \ddots & \ddots \\ & & & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \hline -1 & 1 & 0 & \dots & 0 & 1 \end{array} \right),$$



o dla $\bar{T}_i = 1$:

$$s_{t,i} = \begin{pmatrix} s_{t,i}^{T_i-1} \\ s_{t,i}^{T_i-2} \\ \vdots \\ s_{t,i}^2 \\ s_{t,i}^1 \\ s_{t,i}^0 \\ \hline s_{t,i}^\Sigma \end{pmatrix}, \quad A_{t,i}^s = \text{const} = \left(\begin{array}{cccc|c} 0 & 1 & & & \\ & 0 & 1 & & \\ & & \ddots & \ddots & \\ & & & 0 & 1 \\ & & & & 0 & 1 \\ & & & & & 0 \\ \hline -1 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \end{array} \middle| \begin{array}{c} \\ \\ \\ \\ \\ \\ 1 \end{array} \right)$$

o dla $T_i = 1$ oraz $\bar{T}_i = 1$:

$$s_{t,i} = \begin{pmatrix} s_{t,i}^0 \\ s_{t,i}^\Sigma \end{pmatrix}, \quad A_{t,i}^s = \text{const} = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ -1 & 1 \end{pmatrix}.$$

Macierz A opisująca ewolucję wektora stanów będzie stała i powstanie ze złożenia na diagonalu podmacierzy odpowiadającym kolejnym zasobom i technologiom:

$$A_t = \text{const} = \begin{pmatrix} A_{t,1}^z & & & & & \\ & A_{t,2}^z & & & & \\ & & \ddots & & & \\ & & & A_{t,J}^z & & \\ & & & & A_{t,1}^s & \\ & & & & & A_{t,2}^s \\ & & & & & & \ddots \\ & & & & & & & A_{t,I}^s \end{pmatrix}. \quad (3.5)$$

3.2.2 STEROWANIA - BUDOWA I DEINSTALACJA MOCY, PRODUKCJA ENERGII

Zmiennymi sterującymi w modelu dla zasobów jest wielkość inwestycji w kopalnie surowców wyrażane w jednostkach udostępnianego złoża. Dla mocy zainstalowanych w poszczególnych technologiach zmiennymi kontrolnymi (wyrażonymi w MW) są: inwestycje w nowe moce wytwórcze, moce wyłączane z systemu (deinstalacje) oraz przeciętna wykorzystywana moc w rozbiu na poszczególne reżimy zapotrzebowania (patrz podrozdział 1.2). Dla technologii surowcowych przeciętna moc prezentowana jest w podziale na zużycie surowców pozyskiwanych odpowiednio na terenie kraju oraz sprowadzanych z zagranicy. Podział na produkcję energii ze względu na pochodzenie surowca pozwoli na zróżnicowanie jego ceny, a jednocześnie umożliwi przedstawienie kurczenia się krajowych zasobów paliw kopalnych. Z kolei podział na reżimy zapotrzebowania daje efekt w postaci wyodrębnienia technologii bazowych i szczytowych.² Dodatkowo w celach technicznych w wektorze sterowań umieszczona jest zmienna określająca łączną moc zainstalowaną w danej technologii.

Ze względu na wprowadzone zróżnicowanie działających instalacji pod względem wieku, decyzje o deinstalacji są także rozdzielone na poszczególne kategorie wiekowe. Jednocześnie przyjmuje się, iż sterowanie będące wielkością deinstalacji siłowni, osiagającej ostatni rok życia jest równe jej całości.

Ze względu na możliwość ponoszenia kosztów nowych instalacji w całym okresie przygotowania oraz budowy inwestycji $\bar{T}_i$, w sterowaniach dla momentu t uwzględniono nie tylko decyzje podejmowane w momencie t ($ins_{t,i}^0$), ale również decyzje o instalacji nowych mocy podjęte w momentach poprzednich $t-1, \dots, t-\bar{T}_i+1$. Sterowania te oznaczają *de facto* decyzje o podtrzymaniu inwestycji rozpoczętych we wspomnianych okresach. W modelu założono brak możliwości rezygnacji z raz rozpoczętej inwestycji (co uwzględniono poprzez warunki przedstawione w dalszej części tej sekcji).

Analogicznie sytuacja wygląda w przypadku inwestycji dotyczących nowych kopalń — prócz zmiennej określającej wielkość nowej inwestycji ($nm_{t,j}^0$) w wektorze sterowań uwzględniono również poprzednie niezakończone inwestycje — odpowiadające kosztom ponoszonym w kolejnych latach przedsięwzięcia.

²Technologie bazowe są to siłownie, które pracują przez większość czasu w ciągu roku i opowiadają głównie za zaspokojenie stałego poziomu zapotrzebowania. Technologie szczytowe uruchamiane są natomiast w momentach podwyższonego popytu (np. szczyt wieczorny), którego nadwyżki nie są w stanie zaspokoić technologie bazowe.



Wektor sterowań surowca o czasie przygotowania do wydobycia $\bar{M}_j$ będzie miał postać:

- kopalnie

$$c_{t,j} = \begin{pmatrix} nm_{t,j}^{\bar{M}_j-1} \\ \vdots \\ nm_{t,j}^0 \end{pmatrix},$$

gdzie $nm_{t,j}^n$ oznacza wyrażone w jednostce surowca przekazanie w momencie t rocznej płatności w n -letnią inwestycję pozyskania zasobu j (powstanie kopalni),

natomiast wektor sterowań źródła energii o czasie życia T_i i czasie przygotowania $\bar{T}_i$ będzie miał postać:

- siłownie

$$c_{t,i} = \begin{pmatrix} \text{dins}_{t,i}^{T_i-1} \\ \text{dins}_{t,i}^{T_i-2} \\ \vdots \\ \text{dins}_{t,i}^1 \\ \text{dins}_{t,i}^0 \\ \hline \text{ins}_{t,i}^{T_i-1} \\ \text{ins}_{t,i}^{T_i-2} \\ \vdots \\ \text{ins}_{t,i}^1 \\ \text{ins}_{t,i}^0 \\ \hline P_{t,i}^\Sigma \\ \hline P_{t,i,R_1}^{1,Hm} \\ P_{t,i,R_1}^{1,F} \\ P_{t,i,R_1}^{2,Hm} \\ \vdots \\ P_{t,i,R_1}^{j,F} \\ \hline P_{t,i,R_2}^{1,Hm} \\ \vdots \\ \vdots \\ P_{t,i,R_h}^{j,F} \end{pmatrix} \quad \text{lub dla technologii bezsurowcowej } c_{t,i} = \begin{pmatrix} \text{dins}_{t,i}^{T_i-1} \\ \text{dins}_{t,i}^{T_i-2} \\ \vdots \\ \text{dins}_{t,i}^1 \\ \text{dins}_{t,i}^0 \\ \hline \text{ins}_{t,i}^{T_i-1} \\ \text{ins}_{t,i}^{T_i-2} \\ \vdots \\ \text{ins}_{t,i}^1 \\ \text{ins}_{t,i}^0 \\ \hline P_{t,i}^\Sigma \\ \hline P_{t,i,R_1} \\ P_{t,i,R_2} \\ \vdots \\ P_{t,i,R_h} \end{pmatrix}.$$

gdzie:

$\text{ins}_{t,i}^n$ — oznacza wyrażone w MW przekazanie w momencie t rocznej płatności w n -letnią inwestycję pozyskania dodatkowych mocy w technologii i (nową instalację),

$\text{dins}_{t,i}^a$ — deinstalacja mocy o wieku a ,

$P_{t,i}^\Sigma$ — moc zainstalowaną w źródle typu i — jest to sztuczne sterowanie wprowadzone po to, aby możliwe było przypisanie wektorowi sterowań kosztu stałego utrzymywania mocy zainstalowanych w źródle typu i ,

$P_{t,i,R_h}^{j,Hm}$ — przeciętna moc generującą energię ze źródła i w reżimie zapotrzebowania h – rozbita (w przypadku technologii surowcowych) na moc generowaną z j -ego surowca pozyskiwanego na terenie kraju lub w przypadku $P_{t,i,R_h}^{j,F}$ w odniesieniu do surowca importowanego z zagranicy.

ZUŻYCIE ZASOBU

Ponieważ wśród zmiennych sterujących występuje moc generowana z wykorzystaniem surowca krajowego (zmienna wyrażana w MW), a wśród zmiennych stanu znajduje się wielkość zasobu krajowego (wyrażana w jednostkach masy



lub objętości właściwych rozważanemu paliwu), konieczne jest określenie współczynnika wiążącego te zmienne, z uwzględnieniem rachunku jednostek. Dla ilości wyprodukowanej energii, która powstaje przy zużyciu danego rodzaju surowca należało zatem określić ilość zużywanego paliwa, co uwzględniono w równaniu:

$$z_{t+1,j}^0 = z_{t,j}^0 + z_{t,j}^{-1} - \sum_i \frac{1}{\text{energy value}_j \cdot \text{efficiency}_{i,j}} \cdot \sum_h P_{t,i,R_h}^{j,Hm} \cdot \text{num}_h = z_{t,j}^0 + z_{t,j}^{-1} - \sum_i \gamma_{i,j} \cdot \sum_h P_{t,i,R_h}^{j,Hm} \cdot \text{num}_h$$

gdzie:

energy value_j – oznacza energię zawartą w surowcu j (przedstawioną jako MWh w jednostce wielkości zasobu);
 $\text{efficiency}_{i,j}$ – efektywność netto wykorzystania surowca j w elektrowniach stosujących technologię i , a więc stosunek ilości energii wydobywanej z surowca zużywanego w danym procesie technologicznym do całkowitej energii w nim zawartej,

num_h – liczbę godzin w h -tym reżimie zapotrzebowania.

Ostatecznie więc, ilość zasobu w przyszłym okresie to wielkość w okresie bieżącym powiększona o zasób nowo-uwalniany w przyszłym okresie, a jednocześnie pomniejszona o liczbę jednostek wielkości zasobu konieczną do wytworzenia energii w zainstalowanej mocy wszystkich typów, które korzystają z danego zasobu.

Dodatkowo, aby nie dopuścić do sytuacji, w której bieżące zużycie zasobu przekracza jego dostępną ilość, na model nałożono warunek:

$$z_{t,j}^0 - \sum_i \gamma_{i,j} \cdot \sum_h P_{t,i,R_h}^{j,Hm} \cdot \text{num}_h \geq 0$$

INWESTYCJE I WYŁĄCZENIA

Inwestycje podjęte w momencie t nie będą skutkowały powstaniem mocy wytwórczych natychmiast, lecz dopiero po $\bar{T}_i$ okresach ($\bar{M}_j$ w przypadku kopalni). Tym samym, taka decyzja inwestycyjna $\text{ins}_{t,i}^0$ powoduje zmianę stanu $s_{t+1,i}^{-\bar{T}_i+1}$, co oznacza, że w momencie $t+1$ wiemy, że po upływie $\bar{T}_i - 1$ okresów będziemy dysponować dodatkowymi mocami wytwórczymi. W przypadku kopalni inwestycja $\text{nm}_{t,j}^0$ powoduje zmianę stanu $z_{t+1,j}^{-\bar{M}_j+1}$ oraz dostęp do dodatkowych złóż surowców w momencie $t + \bar{M}_j$. Założono, że decyzja o odłączeniu mocy wytwórczych będzie miała skutek natychmiastowy. Oznacza to, że już w kolejnym okresie od podjęcia decyzji moce te będą wyłączone z użytkowania. Nie dopuszcza się możliwości wyłączenia dostępu do złóż.

WPLYW STEROWAŃ NA STANY

Ze względu na skomplikowanie, macierz B przedstawiono w podziale na rodzaje bloków:

- wiązanie kopalni z zasobami

$$B_{t,j}^z = \text{const} = \begin{pmatrix} 0 & & 0 \\ & \ddots & \vdots \\ & & 0 & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \text{ lub dla } \bar{M}_j = 1: B_{t,j}^z = \text{const} = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix}$$

- wiązanie elektrowni z zainstalowanymi mocami³

³Dla technologii bez-surowcowych wyrażenie $2x \cdot H + 1$ zastępowane jest przez $H + 1$



$$B_{t,i}^s = \text{const} = \left(\begin{array}{cccc|cccc} 0 & -1 & & & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ & 0 & -1 & & & & & & \\ & & & \ddots & \ddots & & & & \\ & & & & \ddots & & & & -1 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ & & & & & & & & \vdots & \\ & & & & & & & & 0 & \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & -1 & \cdots & -1 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \end{array} \right) \mathbf{0}_{(T_i + \bar{T}_i) \times (2x \cdot H + 1)},$$

gdzie x to liczba surowców, z których korzysta technologia, H to liczba reżimów zapotrzebowania na energię. Rozważając szczególne przypadki, mamy:

◦ dla $T_i = 1$:

$$B_{t,i}^s = \text{const} = \left(\begin{array}{c|cccc} 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & & & & & \vdots \\ \vdots & & & & & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \end{array} \right) \mathbf{0}_{(T_i + \bar{T}_i) \times (2x \cdot H + 1)},$$

◦ dla $\bar{T}_i = 1$:

$$B_{t,i}^s = \text{const} = \left(\begin{array}{cccc|c} 0 & -1 & & & 0 \\ & 0 & -1 & & \vdots \\ & & \ddots & \ddots & \vdots \\ & & & \ddots & \vdots \\ & & & \ddots & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 \\ 0 & -1 & -1 & \cdots & -1 & 1 \end{array} \right) \mathbf{0}_{(T_i + \bar{T}_i) \times (2x \cdot H + 1)},$$

◦ dla $T_i = 1$ oraz $\bar{T}_i = 1$:

$$B_{t,i}^s = \text{const} = \left(\begin{array}{c|c} 0 & 1 \\ 0 & 1 \end{array} \right) \mathbf{0}_{(T_i + \bar{T}_i) \times (2x \cdot H + 1)},$$

• wiązanie elektrowni z dostępnymi zasobami

$$B_{t,i,j}^{s,c} = \text{const} = \left(\begin{array}{c|cccccccc} \mathbf{0}_{(\bar{M}_j + 1) \times (T_i + \bar{T}_i)} & 0 & -\gamma_{i_1} & 0 & -\gamma_{i_2} & 0 & \cdots & -\gamma_{i_x} & 0 \\ & 0 & 0 & \cdots & & & \cdots & 0 & 0 \\ & \vdots & & & & & & & \vdots \\ & 0 & 0 & \cdots & & & \cdots & 0 & 0 \end{array} \right)$$

lub dla technologii bezsurowcowych:

$$B_{t,i,j}^{s,c} = \mathbf{0}_{(\bar{M}_j + 1) \times (T_i + \bar{T}_i + 1 + H)}.$$



Ostatecznie więc, macierz B będzie postaci

$$B_t = \text{const} = \left(\begin{array}{ccc|cccc} B_{t,1}^z & & & B_{t,1,1}^{s,c} & B_{t,2,1}^{s,c} & \cdots & B_{t,I,1}^{s,c} \\ & B_{t,2}^z & & B_{t,1,2}^{s,c} & B_{t,2,2}^{s,c} & \cdots & B_{t,I,1}^{s,c} \\ & & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ & & & B_{t,1,J}^{s,c} & B_{t,2,J}^{s,c} & \cdots & B_{t,I,J}^{s,c} \\ \hline & & & B_{t,1}^s & & & \\ & & & & B_{t,2}^s & & \\ & & & & & \ddots & \\ & & & & & & B_{t,I}^s \end{array} \right).$$

OGRANICZENIA WYNIKAJĄCE ZE STRUKTURY MODELU

Ograniczenia dla stanów odzwierciedlających zainstalowaną moc:

$$\left(\begin{array}{cccc|cccc|c|cccc|cccc} 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 & \cdots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \end{array} \right) \begin{pmatrix} s_{t,i}^{T_i-1} \\ s_{t,i}^{T_i-2} \\ s_{t,i} \\ \vdots \\ s_{t,i}^0 \\ \hline s_{t,i}^{-1} \\ \vdots \\ s_{t,i}^{-T_i+1} \\ s_{t,i}^\Sigma \end{pmatrix} + \left(\begin{array}{c} \text{dins}_{t,i}^{T_i-1} \\ \text{dins}_{t,i}^{T_i-2} \\ \vdots \\ \text{dins}_{t,i}^1 \\ \text{dins}_{t,i}^0 \\ \hline \text{ins}_{t,i}^{T_i-1} \\ \text{ins}_{t,i}^{T_i-2} \\ \vdots \\ \text{ins}_{t,i}^1 \\ \text{ins}_{t,i}^0 \\ \hline \text{P}_{t,i}^\Sigma \\ P_{t,i,R_1}^{1,Hm} \\ P_{t,i,R_1}^{1,F} \\ P_{t,i,R_1}^{2,Hm} \\ P_{t,i,R_1} \\ \vdots \\ P_{t,i,R_1}^{j,F} \\ \hline P_{t,i,R_2}^{1,Hm} \\ \vdots \\ \vdots \\ P_{t,i,R_h}^{j,F} \end{array} \right) = \mathbf{0}_{(T_i+1) \times 1}. \quad (3.6)$$



Ograniczenia dla stanów odzwierciedlających zasoby naturalne:

$$\begin{aligned}
 & \left(\begin{array}{cccc|c} 0 & 1 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 1 & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 \end{array} \right) \begin{pmatrix} z_{t,j}^0 \\ z_{t,j}^1 \\ \vdots \\ z_{t,j}^{-\bar{M}_j+2} \\ z_{t,j}^{-\bar{M}_j+1} \\ z_{t,j}^{\text{pot}} \end{pmatrix} + \\
 & \left(\begin{array}{cccc|c} -1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & -1 & 0 \end{array} \right) \begin{pmatrix} nm_{t,j}^{\bar{M}_j-1} \\ \vdots \\ nm_{t,j}^{-1} \\ nm_{t,j}^0 \end{pmatrix} = \mathbf{0}_{(\bar{M}_j-1) \times 1}. \quad (3.7)
 \end{aligned}$$

3.2.3 KOSZTY I FUNKCJA CELU

Model minimalizuje całkowity koszt zapewnienia odpowiednich dostaw energii w systemie przy zadanych ograniczeniach. Funkcja celu musi zatem uwzględniać wszystkie koszty związane z utrzymaniem odpowiedniego poziomu zmiennych stanu oraz wartościami zmiennych sterowań. Wobec tak postawionego problemu, przyjęto co następuje:

- zmiennym sterowań oznaczającym inwestycje w nowe kopalnie towarzyszą roczne koszty CAPEX odpowiednie dla kopalni rozważanego surowca i etapu inwestycji w przeliczeniu na jednostkę masy lub objętości udostępnianego złoża,
- niezerowym inwestycjom oraz deinstalacjom towarzyszą odpowiednio roczne koszty CAPEX odpowiednie dla rozważanej technologii i etapu inwestycji w przeliczeniu na 1 MW oraz koszty całkowite likwidacji instalacji (również na 1 MW),
- współczynniki funkcji celu stojące przy zmiennych sterowań oznaczających wielkość mocy zainstalowanych w okresie bieżącym mają wartość na poziomie przyjętego w założeniach kosztu OPEX (stałego) w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej,
- współczynniki funkcji celu mnożone przez efektywnie użytkowaną moc działającą z wykorzystaniem odpowiednio zasobu krajowego i zasobu zagranicznego przyjęto na poziomie kosztu zmiennego OPEX na 1 MW, powiększonego o koszt zakupu paliwa oraz praw do emisji CO₂ i pomniejszonego o uzysk ze sprzedaży ciepła wytworzonego w skojarzeniu.

Koszty te są mnożone przez czynniki dyskontujące odpowiednie dla okresów, w których wystąpiły. Przyjęto konwencję, że r_t oznacza stopę z okresu $t-1$ na okres t . Koszty likwidacji instalacji określono w powiązaniu z kosztami CAPEX za pomocą współczynników δ_i .

Przyjęto konwencję, iż koszty są przypisane wyłącznie sterowaniom, a nie stanom ($u_t \equiv 0$). Koszt związany ze sterowaniami w momencie t określony jest następująco:

$$\prod_{\tau=2}^t (1 + r_\tau)^{-1} \cdot \text{cost}_t,$$

gdzie r_τ - realna stopa procentowa w momencie τ , a wektor cost_t ma dla sterowań związanych z kopalniami postać:

$$\left(C_{t,j}^{\bar{M}_j-1} \quad \cdots \quad C_{t,j}^0 \right),$$

gdzie $C_{t,j}^n$ to koszty kapitałowe w n -tym roku budowy kopalni złoża j , ponoszone w momencie t . Koszty te zostały wyznaczone na podstawie całkowitego kosztu kapitałowego (CAPEX) budowy kopalni $C_{t,j}$ (wyrażonego w PLN na



jednostkę masy/objętości udostępnianego złoża) wg wzoru:

$$C_{t,j} = C_{t,j}^0 + \sum_{n=1}^{\bar{M}_j-1} \frac{C_{t+n,j}^n}{\prod_{\tau=1}^n (1+r_{t+\tau})} \quad (3.8)$$

Podczas wyznaczania wartości kosztów uwzględniono również rozkład płatności w horyzoncie inwestycji.

Wektor kosztów dla sterowań związanych z elektrowniami przyjmuje natomiast postać:

$$\left(\delta_i C_{t,i} \quad \cdots \quad \delta_i C_{t,i} \mid C_{t-\bar{T}_i+1,i}^{\bar{T}-1} \quad \cdots \quad C_{t,i}^0 \mid O_{t,i}^{fix} \mid O_{t,i,R_1}^{var,1,Hm} \quad O_{t,i,R_1}^{var,1,F} \quad O_{t,i,R_1}^{var,2,Hm} \quad \cdots \quad O_{t,i,R_1}^{var,J,F} \mid (**) \right)^4$$

gdzie $(**)$ jest $H-1$ krotnym powtórzeniem wektora $\left(O_{t,i,R_h}^{var,1,Hm} \quad O_{t,i,R_h}^{var,1,F} \quad O_{t,i,R_h}^{var,2,Hm} \quad \cdots \quad O_{t,i,R_h}^{var,J,F} \right)$,

a ponadto:

$$O_{t,i,R_h}^{var,j,Hm} = \left[O_{t,i}^{var} + \left(Em_{t,i}^j + Price_{t,i}^{j,Hm} \right) - heat_i \cdot Price_t^{heat} \right] \cdot num_h$$

$$O_{t,i,R_h}^{var,j,F} = \left[O_{t,i}^{var} + \left(Em_{t,i}^j + Price_{t,i}^{j,F} \right) - heat_i \cdot Price_t^{heat} \right] \cdot num_h$$

$O_{t,i}^{fix}$ - koszty stałe OPEX danego typu instalacji (PLN/MW) w momencie t , przypisane sztucznemu sterowaniu P^Σ ;

$O_{t,i}^{var}$ - koszty zmienne OPEX danego typu instalacji (PLN/MWh) w momencie t ;

$Em_{t,i}^j$ - koszt emisji CO_2 w momencie t w przeliczeniu na produkowaną 1 megawatogodzinę w danej technologii i przy wykorzystaniu danego surowca j (PLN/MWh); zależność od technologii wynika ze sprawności wykorzystania paliwa;

$Price_{t,i}^{j,Hm}$ i $Price_{t,i}^{j,F}$ oznaczają odpowiednio ceny krajowe i zagraniczne paliwa j w momencie t w przeliczeniu na produkowaną w danej technologii 1 megawatogodzinę (PLN/MWh); zależność od technologii wynika ze sprawności wykorzystania paliwa;

$heat_i$ - stosunek ilości energii cieplnej do elektrycznej produkowanych w skojarzeniu w technologii i ;

$Price_t^{heat}$ - cena ciepła w momencie t .

Przy tym $C_{t,i}^n$ to koszty kapitałowe (PLN/MW) w n -tym roku inwestycji w rozwój technologii typu i , poniesione w momencie t . Koszty te wyznaczane są na podstawie całkowitych kosztów kapitałowych (CAPEX) analogicznie jak we wzorze 3.8.

3.2.4 OGRANICZENIA

Przy odczytywaniu oznaczeń należy pamiętać, że przeciętną moc P_{i,R_h} użytkowaną przez elektrownię typu i w rozpatrywanym reżimie zapotrzebowania R_h można przedstawić jako:

$$\forall_{R_h} \quad P_i^\Sigma \geq P_{i,R_h} = P_{i,R_h}^{Hm} + P_{i,R_h}^F = \sum_j P_{i,R_h}^j = \sum_j (P_{i,R_h}^{j,Hm} + P_{i,R_h}^{j,F}),$$

gdzie indeksowanie j dokonywane jest po surowcach. Należy pamiętać, że dla technologii bezsurowcowych nie ma podziału na Hm i F oraz na surowce.

EGZOGENICZNY POPYT NA ENERGIE

Przyjęto, że całkowita produkcja energii elektrycznej (S , ang. *supply*) nie może być mniejsza niż określony egzogenicznie popyt rozumiany jako moc konieczną do zaspokojenia zużycia finalnego energii (D , ang. *demand*) oraz

⁴W przypadku technologii bezsurowcowych wektor jest uproszczony i nie ma podziału na Hm/F oraz j .



zużycie pozostałych gałęzi sektora energetycznego ξ . Ze względu na dezagregację popytu oraz podaży energii na reżimy zapotrzebowania konieczne jest zdefiniowanie H równań. Ostatecznie warunki zaspokojenia popytu w dowolnym reżimie $h = 1, 2, \dots, H$ na energię mają postać:

$$S_{t,R_h} \geq D_{t,R_h} \cdot num_h + \xi_{R_h},$$

gdzie:

$$\xi_{R_h} = \frac{num_h}{8760} \cdot \xi$$

S_{t,R_h} – produkcja energii elektrycznej w reżimie h ;

D_{t,R_h} – zapotrzebowanie finalne na energię w reżimie h (patrz podrozdział 3.2.4);

num_h – liczba godzin w reżimie h .

Zakłada się więc, że zużycie energii przez sektor energetyczny jest w przybliżeniu stałe w czasie. Ponieważ stany w modelu przedstawiają wielkość mocy zainstalowanych (przedstawianych w MW), zatem możliwości produkcyjne systemu ograniczone są przez tę wielkość. Dodatkowo występują straty na przesył energii od producenta do odbiorcy finalnego oraz zużycie własne elektrowni, tj. energia elektryczna zużyta na jej produkcję. Skalę strat oznaczono jako λ , natomiast udział zużycia własnego jako ρ . Mamy zatem dla każdego reżimu h :

$$S_{t,R_h} = \sum_i P_{i,R_h} \cdot num_h \cdot (1 - \rho_i) \cdot (1 - \lambda_i),$$

gdzie sumowanie odbywa się po wszystkich technologiach. Ostatecznie, warunek zaspokojenia popytu można zapisać następująco:

$$\forall_h \sum_i P_{i,R_h} \cdot num_h \cdot (1 - \rho_i) \cdot (1 - \lambda_i) \geq D_{R_h} \cdot num_h + \xi_{R_h}.$$

PRODUKCJA ENERGII

Każda technologia wytwarzania energii elektrycznej charakteryzuje się maksymalnym i minimalnym natężeniem z jakim może pracować (load factor_i wyrażony jako udział godzin pracy w całym okresie). Oznacza to, że pewna określona wielkość zainstalowanych mocy przekłada się na określony zakres energii produkowanej w ciągu roku (w ciągu okresu). Określono zatem warunek:

$$\forall_h s_i^\Sigma \cdot \text{load factor}_i^{\min} \leq P_{i,R_h} \leq s_i^\Sigma \cdot \text{load factor}_i^{\max}.$$

Naturalnym ograniczeniem dla wszystkich technologii jest 0 oraz 100 % czasu, jako brak wykorzystania zainstalowanego źródła oraz maksymalny czas w roku. Każda technologia może pracować jednak tylko z właściwym dla siebie (minimalnym oraz maksymalnym) obciążeniem, a zatem wielkość load factor_i powinna pozostać zindywidualizowana.

MINIMALNA MOC DYSPOZYCYJNA

Dodatkowo, wskazane jest zachowanie marginesu mocy wytwórczych, tj. mocy dysponowanej przekraczającej rzeczywiste zapotrzebowanie na energię, co jest warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Margines, czy też rezerwa zainstalowanej mocy nie jest określana w prawie ściśle – dotyczy ona maksymalnego w ciągu roku zapotrzebowania na moc. Określono zatem warunek:

$$\sum_i \mu_i \cdot s_i^\Sigma \cdot (1 - \rho_i) \cdot (1 - \lambda_i) \geq \left(\max_h (D_{R_h}) + \frac{\xi_{R_h}}{8760} \right) \cdot (1 + m) \cdot (1 + \theta),$$



gdzie m jest parametrem oznaczającym minimalną nadwyżkę mocy osiągalnej ponad maksymalne roczne zapotrzebowanie, a θ oznacza współczynnik planowanych ubytków mocy. Należy zaznaczyć, że sumowanie i odbywa się względem wszystkich źródeł, przy czym wchodzi one do bilansu mocy z parametrem μ .⁵

WYMAGANE UDZIAŁY OZE

Jednym z ograniczeń uwzględnionych w modelu było określenie wymaganego minimalnego udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym η . Ponieważ formalna definicja udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej stanowi, że całkowita energia wyprodukowana przez tego typu źródła jest konsumowana (a zatem pomijany jest wpływ strat przesyłowych i dystrybucyjnych oraz zużycia energii na wkład własny), zatem warunek ten musi być zapisany następująco:

$$\sum_{i \in OZE} \sum_h P_{i,R_h} \cdot num_h \geq \eta \cdot \sum_i \sum_h P_{i,R_h} \cdot num_h \cdot (1 - \rho_i) \cdot (1 - \lambda_i)$$

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE

Dla wszystkich surowców energetycznych określono minimalny poziom zasobu krajowego (rezerwę strategiczną) z_i^{min} , który powinien być utrzymany z uwagi na politykę wewnętrznego bezpieczeństwa energetycznego. Warunek ten został uwzględniony następująco:

$$\forall_j z_j^{pot} \geq z_j^{pot,min}$$

IMPORT

Odnosnie do krajowego bezpieczeństwa energetycznego określono również preferencję względem ilości (w postaci udziału) energii generowanej z użyciem surowca zagranicznego w stosunku do całkowitej energii wytworzonej w danym roku. Współczynnik ten odzwierciedla stopień uzależnienia bieżących dostaw energii od źródeł spoza kraju. Określono maksymalną wartość współczynnika ϕ_t^{max} i wyznaczono warunek:

$$\sum_i \sum_h P_{i,R_h}^F \cdot num_h \leq \phi^{max} \cdot \sum_i \sum_h P_{i,R_h} \cdot num_h$$

MAKSYMALNY I MINIMALNY POTENCJAŁ TECHNOLOGII

Dla każdej technologii określono również jej maksymalny potencjał, powyżej którego nie ma możliwości instalowania dodatkowych mocy tego typu (może oczywiście być on nieskończony). Matematycznie ograniczenie ma postać:

$$\forall_i s_i^\Sigma \leq \overline{s_i^\Sigma}$$

Ograniczenie $\overline{s_{t,i}^\Sigma}$ może wynikać zarówno z ograniczeń fizycznych jak i decyzji politycznych, np. pozwala zbadać skutki rezygnacji z energii nuklearnej poprzez przyjęcie dla niej $\overline{s_{t,i}^\Sigma} = 0$.

Ograniczenie na minimalny poziom mocy zainstalowanej:

$$\forall_i s_i^\Sigma \geq \underline{s_i^\Sigma}$$

może wynikać z decyzji politycznych. Domyślnie ustalono, że $\forall_i \underline{s_i^\Sigma} = 0$.

⁵Założono np., że jedynie 5% mocy znamionowej elektrowni wiatrowych wchodzi do bilansu mocy.



WSPÓLNY POTENCJAŁ TECHNOLOGII

Niektóre technologie charakteryzujące się podobnymi warunkami technicznymi mogą być ograniczane przez ten sam czynnik w taki sposób, że ekspansja jednego rodzaju siłowni ogranicza możliwości innej. Z tego powodu model pozwala na ustalenie wspólnego maksymalnego i minimalnego potencjału technologii na dowolnie wybrane rodzaje elektrowni, w sposób:

$$\underline{s}_G^\Sigma \leq \sum_{i \in G} s_i^\Sigma \leq \overline{s}_G^\Sigma$$

gdzie G oznacza arbitralnie wybraną grupę technologii.

EMISYJNOŚĆ

Przyjęto, że wielkość emisji CO_2 (w *toe*) będzie wprowadzana zewnętrznie dla każdego, nie tylko konwencjonalnego, źródła energii, ze względu na większą elastyczność warunku. (np. formalnie emisyjność przypisywana technologii spalania biomasy jest równa 0, podczas gdy rzeczywista jest istotnie różna). W przypadku konieczności ograniczania emisyjności sektora energetycznego (ζ^{max}), określa się:

$$\sum_i \sum_h P_{i,R_h} \cdot num_h \cdot \zeta_i \leq \zeta^{max}$$

gdzie ζ_i - emisyjność danej technologii w przeliczeniu na 1 MWh. W zależności od definicji (formalna lub rzeczywista) odpowiednio modyfikuje się dane wejściowe.

WYKORZYSTANIE SUROWCÓW

W związku z możliwością wykorzystywania przez badane technologie więcej niż jednego surowca, konieczne jest określenie udziału każdego z nich w produkcji energii elektrycznej. W każdym z reżimów zapotrzebowania dla takich technologii określa się więc warunek:

$$\forall_j \forall_h P_{i,R_h}^j \geq q_i^j \cdot P_{i,R_h}$$

gdzie q_i^j oznacza udział danego surowca (j) w procesie współspalania przeprowadzanego w elektrowniach typu i .

ROCZNY PRZYRÓST INSTALACJI

Możliwości techniczne oraz polityka energetyczna może wymagać ograniczenia wielkości przyrostów mocy danego typu w poszczególnych latach. Warunek ten opisano jako:

$$inst_{i,t}^0 \leq inst_{i,t}^{max},$$

co technicznie oznacza, że w danym momencie t można podjąć decyzję o budowie nie więcej niż $inst_{i,t}^{max}$ nowych mocy typu i .

CAŁKOWITE KOSZTY SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO

Możliwe jest określenie maksymalnego stosunku kosztów sektora elektroenergetycznego do Produktu Krajowego Brutto. Warunek ten skonstruowano jako:

$$cost'_t c_t \leq \varphi_t \cdot PKB_t$$

gdzie $cost_t$ to wektor kosztów jak przedstawiono w sekcji 3.2.3, c_t - jak dotychczas - wektor sterowań, natomiast φ_t - stosunek wydatków na sektor energetyczny do całkowitego PKB, którego w danym roku t nie chcemy przekroczyć. W bieżącej wersji modelu warunek ten nie jest uwzględniany.



POPYT NA CIEPŁO

W przypadku technologii kogeneracyjnych od kosztu wytwarzania energii elektrycznej odejmowany jest uzysk związany ze sprzedażą ciepła. Możliwości te ograniczone są jednak przez wielkość popytu na ciepło, gdyż produkcja powyżej zapotrzebowania nie będzie przynosiła dodatkowych zysków. Z tego powodu, kogeneracja stanie się mniej opłacalna niż odpowiednie technologie bez wychwytu ciepła (w związku z niższą sprawnością elektryczną itp.). Zatem, efektywnie ustawienie maksymalnej możliwej produkcji ciepła będzie miało wpływ na wyniki modelu analogiczny jak odcięcie przychodów powyżej tego poziomu. Warunek skonstruowano jako:

$$\sum_{i \in \text{CHP}} \text{heat}_i \cdot \sum_h P_{i,R_h} \cdot \text{num}_h \leq D_{\text{heat}}$$

gdzie heat_i jest stosunkiem ciepła do energii produkowanej w technologii i , natomiast D_{heat} to wielkość popytu na ciepło. Model uwzględnia przedstawiony warunek w podziale na ciepło dla sektora przemysłowego oraz ciepło miejskie.

WARUNEK TRANSVERSALNOŚCI

Celem uniknięcia „efektu końca świata”, a więc zamykania niektórych instalacji w ostatnim okresie horyzontu optymalizacji lub nieuzupełniania ubytków mocy (wobec braku bodźca do ponoszenia dodatkowych kosztów), w modelu uwzględniono warunek transversalności postaci:

$$\sum_i s_{T+1,i}^{\Sigma} \cdot \text{load factor}_i^{\max} \geq \sum_i s_{T,i}^{\Sigma} \cdot \text{load factor}_i^{\max}$$

Warunek ten pozwala wymóc taką optymalizację struktury zainstalowanych mocy oraz decyzji inwestycyjnych, aby w roku następującym po optymalizowanym zakresie, działające elektrownie zapewniały energię nie mniejszą niż w ostatnim roku tego zakresu.

4 IMPLEMENTACJA KOMPUTEROWA

W obecnej wersji kod modelu ma wielkość ok. 200 kB. Model liczy ok. 200 tys. zmiennych. Czas obliczeń jednego scenariusza wynosi od ok. 40 do ok. 80 minut.

4.1 ŚRODOWISKO R, WYKORZYSTYWANE PAKIETY I WYMAGANIA SPRZĘTOWE

Stworzony w Departamencie Analiz Strategicznych KPRM program służący do wyznaczenia optymalnego miksu energetycznego został zaimplementowany w środowisku R[12]. R to język programowania i środowisko do obliczeń statystycznych i wizualizacji wyników, który działa na wielu platformach systemowych i jest rozprowadzany jako wolne oprogramowanie¹. R dostarcza szeroką gamę technik statystycznych i graficznych. Dodatkowo, jest łatwo rozszerzalny o dodatkowe pakiety i skrypty pisane przez użytkownika.

4.1.1 WYMAGANE PAKIETY

Model korzysta z następujących pakietów:

- pakiet **Rglpk**: dostępny na licencji GNU GPL pakiet służący do rozwiązywania dużej skali problemów programowania liniowego — GNU Linear Programming Kit (GLPK). Pakiet ten jest biblioteką procedur napisanych w języku C. Napisany w języku R model komunikuje się z solverem GLPK dzięki pakietowi „Rglpk”, który stanowi interfejs między modelem a solverem. Używana w modelu wersja pakietu GLPK to 4.47. Jest on uzależniony od dodatkowego pakietu **slam**.
- pakiet **Matrix**: pakiet wprowadzający klasę macierzy rzadkich, uzależniony dodatkowo od pakietu **lattice**
- pakiet **xtable**: pakiet pozwalający na eksport tabel do formatu LaTeX.

Dodatkowo wykorzystywane są następujące pakiety opracowane w Departamencie Analiz Strategicznych:

- pakiet **das.plots**: obsługujący tworzone wykresy struktury mikсів (mocy zainstalowanych oraz produkcji),
- pakiet **lindynopt**: wykorzystywany podczas procesu optymalizacji - poszukiwaniu optymalnego miksu.

Niezbędne pakiety zostały umieszczone w katalogu `Model_2.0/Packages/`.

4.1.2 WYMAGANIA SPRZĘTOWE

Przeliczenie modelu w horyzoncie do 2090 r. wymaga komputera z co najmniej 8GB pamięci operacyjnej.

4.2 SKŁADOWE MODELU

Wyznaczenie optymalnego miksu energetycznego składa się z następujących etapów:

- wprowadzenie danych wejściowych z plików typu `.csv`,

¹Kod źródłowy R opublikowany jest na zasadach licencji GNU GPL



- stworzenie macierzy wiążących bieżące stany i sterowania ze stanami w okresie kolejnym,
- stworzenie macierzy odpowiadających układom równań i nierówności odpowiadających ograniczeniom,
- wykorzystanie funkcji (napisanej w DAS) sprowadzającej problem dynamicznej optymalizacji do zagadnienia programowania liniowego zgodnie z podejściem opisanym w sekcji 3.1 i rozwiązującej zagadnienie za pomocą wybranego solvera;
- ekstrakcja wyników – wyjęcie poszczególnych wielkości charakteryzujących optymalny miks energetyczny na podstawie znalezionego w poprzednim kroku rozwiązania;
- analiza wyników i analiza graficzna.

4.3 FORMAT DANYCH WEJŚCIOWYCH

Dane, z których korzysta model, zorganizowano w trzech katalogach, dzieląc je na:

- dane globalne, dotyczące całego systemu elektroenergetycznego lub wspólne dla każdej z zawartych w modelu technologii (katalog **AGGR**),
- dane opisujące poszczególne zasoby, będące paliwami z których korzystają poszczególne technologie (katalog **RESOURCES**),
- dane opisujące poszczególne technologie wytwarzania energii (katalog **TECHNOLOGIES**).

Dane dotyczące poszczególnych zasobów i technologii umieszczone są w oddzielnych folderach. Przy każdym wykonaniu model czyta katalog **RESOURCES** oraz katalog **TECHNOLOGIES** ustalając liczbę analizowanych paliw i technologii na podstawie liczby folderów, przy czym nazwa folderu odpowiada nazwie paliwa/technologii. Taki sposób wczytywania danych umożliwia łatwe rozszerzanie modelu o kolejne paliwa i technologie. Aktualnie model opiera się na następujących technologiach: elektrownie na węgiel kamienny, elektrownie na węgiel brunatny, elektrownie na gaz ziemny w technologii instalacji gazowo-parowej oraz turbin gazowych, elektrownie jądrowe, elektrownie na biomasę stałą, współspalanie biomasy z węglem, biogazownie rolnicze, ogniwa fotowoltaiczne, małe hydroelektrownie, elektrownie wiatrowe na morzu, elektrownie wiatrowe na lądzie, wysokosprawna kogeneracja na gaz ziemny oraz na węgiel kamienny w podziale na miejską i przemysłową. Dodatkowo wprowadzone zostały technologie wirtualne tj, import energii elektrycznej z zagranicy, niedostatek mocy oraz niedostatek energii (patrz: 1.7.10).

Technologie wykorzystują paliwa do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Aktualnie model przewiduje korzystanie z następujących paliw: biogaz, biomasa stała, węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny, uran oraz import (zasób technologii wirtualnej importu). Technologia może korzystać z jednego lub więcej paliw (np. elektrownie węglowe korzystają z węgla kamiennego, a współspalanie biomasy z węglem z węgla kamiennego i biomasy), bądź nie korzystać z żadnego paliwa (np. ogniwa fotowoltaiczne, hydroelektrownie, elektrownie wiatrowe).

4.3.1 DANE ZAGREGOWANE

Lista plików zawartych w katalogu **AGGR**:

- **cap_aggr.csv** – zawiera maksima mocy zainstalowanej w grupach technologii w czasie, liczba wierszy odpowiada liczbie grup (z wyłączeniem indeksu czasu),
- **cap_cf** – zawiera maksima rocznych przepływów kosztowych,
- **cap_floor_matrix** – macierz opisująca liczbę i strukturę grup technologii, utworzonych do nałożenia na nie maksimów i minimów mocy zainstalowanych w czasie,
- **emission_cap.csv** – zawiera maksymalny poziom emisji,



- `emission_price.csv` – zawiera prognozę cen uprawnień do emisji CO_2e w ramach europejskiego systemu handlu emisjami (ETS),
- `energy_sector_use.csv` – zawiera łączne zużycie energii elektrycznej w sektorze energetycznym z wyłączeniem zużycia własnego w elektrowniach,
- `floor_aggr.csv` – zawiera minima mocy zainstalowanej w grupach technologii w czasie, liczba wierszy odpowiada liczbie grup (z wyłączeniem indeksu czasu),
- `foreign_share.csv` – zawiera maksymalny udział źródeł zagranicznych,
- `GDP_forecast.csv` – zawiera prognozę PKB do 2100 roku
- `heat_demand_house.csv` – zawiera popyt na ciepło miejskie,
- `heat_demand_ind.csv` – zawiera popyt na ciepło dla sektora przemysłowego,
- `heat_price.csv` – zawiera rynkową cenę ciepła,
- `interest_rates.csv` – zawiera szereg stóp procentowych,
- `share_renewable.csv` – zawiera udział energii ze źródeł odnawialnych w konsumpcji finalnej energii elektrycznej,
- `safety_margin.csv` – zawiera margines rezerwy mocy zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym powyżej prognozowanego popytu,
- `theta.csv` – zawiera informacje o ubytkach (remonty, konserwacja) w mocy zainstalowanej.

4.3.2 DANE DOTYCZĄCE ZASOBÓW

Lista plików zawartych w podkatalogach katalogu **RESOURCES**:

- `capex_mine.csv` – zawiera koszt kapitałowy budowy nowej kopalni (w czasie),
- `emission.csv` – zawiera emisyjność przy spalaniu zasobu,
- `energy_value.csv` – zawiera kaloryczność,
- `home_resource.csv` – zawiera stan zasobu krajowego,
- `home_resource_pot.csv` – zawiera zasób potencjalny,
- `opex_home_fuel.csv` – zawiera cenę paliwa pozyskiwanego ze źródeł krajowych (w czasie),
- `opex_import_fuel.csv` – zawiera cenę paliwa pozyskiwanego z importu (w czasie),
- `renew_annual.csv` – zawiera wielkość corocznego naturalnego odnawiania się zasobu,
- `renewable.csv` – przyjmuje wartość 1 dla zasobów odnawialnych, 0 w przeciwnym przypadku,
- `strat_reserve.csv` – zawiera rezerwę strategiczną,
- `ttb_mine.csv` – zawiera czas budowy nowej kopalni (*time to build*),
- `ttp_mine.csv` – zawiera czas przygotowania nowej kopalni (*time to prepare*),
- `weights.csv` – zawiera wagi do rozłożenia kosztu kapitałowego na raty,



4.3.3 DANE DOTYCZĄCE POSZCZEGÓLNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Lista plików zawartych w podkatalogach katalogu **TECHNOLOGIES**:

- **cap.csv** – zawiera maksymalny techniczny potencjał energetyczny każdej technologii (w czasie),
- **cap_inst.csv** – zawiera maksimum na instalacje w danym roku (w czasie),
- **capex.csv** – zawiera koszt kapitałowy instalacji mocy (w czasie),
- **delta.csv** – zawiera parametr określający jaki procent kosztów instalacji (CAPEX) stanowią koszty deinstalacji,
- **efficiency.csv** – zawiera efektywność technologii,
- **emission_intensity.csv** – zawiera emisyjność na MWh,
- **floor.csv** – zawiera minimalny techniczny potencjał energetyczny każdej technologii (w czasie),
- **fuel_type.csv** – zawiera listę zasobów z jakich korzysta technologia (muszą odpowiadać nazwom w katalogu **RESOURCES**),
- **heat_industrial.csv** – zawiera udział wytworzonego ciepła na potrzeby sektora przemysłu w danej technologii,
- **heat_ratio.csv** – zawiera stosunek produkcji ciepła do energii elektrycznej w danej technologii,
- **initial_state_home_lt.csv** – zawiera stan zainstalowanej mocy w momencie zero (aktualna moc zainstalowana) w podziale na wiek instalacji,
- **lambda.csv** – zawiera parametr określający straty przesyłowe (w czasie),
- **lifetime.csv** – zawiera czas życia instalacji,
- **invariant.csv** – zawiera informację jaki % zainstalowanych mocy w danej technologii jest mocą rezerwową (niezawodną),
- **is_importable.csv** – przyjmuje wartość 1 dla źródeł energii, do których paliwa można importować z zagranicy,
- **is_renewable.csv** – przyjmuje wartość 1 dla odnawialnych źródeł energii, 0 w przeciwnym przypadku,
- **max_load_factor.csv** – zawiera maksymalną liczbę godzin pracy danego źródła energii w ciągu roku wyrażoną jako odestek,
- **min_load_factor.csv** – zawiera minimalną liczbę godzin pracy danego źródła energii w ciągu roku wyrażoną jako odestek,
- **opex_fixed.csv** – zawiera koszty operacyjne stałe związane z generowaniem energii elektrycznej (w czasie) [PLN/MW],
- **opex_var.csv** – zawiera koszty operacyjne zmienne związane z generowaniem energii elektrycznej (w czasie) [PLN/MWh],
- **planned_deinstallation.csv** – zawiera zaplanowane deinstalacje w podziale na wiek instalacji (w czasie),
- **planned_deployment.csv** – zawiera zaplanowane instalacje (w czasie),
- **rho.csv** – zawiera parametr określający zużycie własne, na potrzeby sektora energetycznego (w czasie),
- **ttb.csv** – zawiera czas budowy instalacji (*time to build*),
- **ttp.csv** – zawiera czas przygotowania do budowy instalacji (*time to prepare*),



- `weights.csv` – zawiera wagi do rozłożenia kosztu kapitałowego na raty,
- `color.txt` – zawiera nazwę lub numer koloru danej technologii do wyświetlenia na wykresie miksu,
- `name.txt` – zawiera nazwę polską danej technologii do wyświetlenia w legendzie wykresu miksu.

Niektóre z plików to szeregi czasowe, które są automatycznie wczytywane zgodnie z uprzednio zdefiniowanym horyzontem modelu. Jeśli w pliku są braki program je uzupełni bazując na dostępnych danych (odpowiednio interpolując wartości sąsiadujące z brakiem lub przypisując ostatnią dostępną wartość - wariant kontrolowany przez argument funkcji wczytującej) i wyświetli komunikat z ostrzeżeniem dla jakich okresów brakuje danych. W przypadku stanu zainstalowanej mocy w momencie zero (`initial_state_home_lt.csv`) w pliku podawany jest stan zainstalowanej mocy w każdym wieku, tj. od 0 do maksymalnego czasu życia. Jeśli w pliku są braki program je uzupełni wpisując zero - stan zainstalowanej mocy w brakującym wieku. Szczególny format posiada plik `planned_deinstallation.csv`, który wczytywany jest jako macierz, gdzie w kolumnach znajduje się horyzont modelu, a w wierszach wiek instalacji. Przykładowa wartość takiej macierzy w wierszu i oraz kolumnie j oznacza, że dana moc będąca w wieku i w momencie 0 zostanie wyłączona w okresie j , czyli w momencie wyłączenia będzie miała $i + j$ lat.

Po każdym wczytaniu danych tworzony jest raport, będący zestawieniem wszystkich wartości z plików. Pozwala to na bieżąco kontrolować błędne wprowadzenia i braki w danych.

4.4 KORZYSTANIE Z MODELU

Do uruchomienia modelu konieczne jest zainstalowanie na użytkowanym komputerze środowiska R wraz z następującymi pakietami:

- `Matrix` (wymagający pakietu `lattice`),
- `Rglpk` (wymagający pakietu `slam`),
- `xtable`,
- oraz pakietów `das.plots` i `lindynopt`, dostępnych w katalogu `Model_2.0/Packages/`.

Celem wykorzystania modelu należy umieścić rozpakowany folder `Model_2.0` w wybranej lokalizacji. Następnie, w konsoli środowiska R należy otworzyć plik `start.R`, który znaleźć można pod ścieżką `Model_2.0/Code/`. W pliku `start.R` należy zmienić co następuje:

- ustawić ścieżkę początkową, na taką, w której umieszczono folder `Model_2.0`, co w kodzie zapisano jako `initial <- "adres ścieżki"`, np.: `initial <- "D:/"`. Należy pamiętać, aby kolejne podlokalizacje oddzielać znakiem `"/"`, a nie `"\"`,
- ustawić horyzont analizy jako przedział rozdzielony znakiem `":"`, np.: `horizon = 2014:2060`,
- ustawić liczbę reżimów zapotrzebowania na moc, np.: `n_reg <- 6` oraz odpowiadający jej sposób podziału prognozy popytu na reżimy np. kwantyle: `demand_q <- c(0.1, 0.5, 0.75, 0.9, 0.95)`,
- wybrać scenariusze, dla których zostanie wykonana analiza, co w kodzie zapisano jako `x <- c("nazwa1", "nazwa2")` np.: `x <- c("1_S_niskie", "1_S_wysokie", "2_S_niskie_OZE")`. W szczególności można wybrać jeden scenariusz. Należy pamiętać, że nazwy wybranych scenariuszy muszą być identyczne z nazwą folderu, w którym znajdują się dane wejściowe. W przypadku wybrania wszystkich scenariuszy wystarczy wpisać `x <- list_scenarios`. Analiza zostanie wówczas wykonana dla wszystkich dostępnych scenariuszy znajdujących się w folderze `Input`,
- ustawić metodę prognozowania popytu poprzez wybranie relacji prognozy addytywnej do multiplikatywnej, np.: `additive <- 2/3`,
- wybrać czy zapisać wykresy na dysku w formacie `.eps`: `write_plots <- TRUE`.



Następnie należy uruchomić kod pliku `start.R`.

Stałym efektem uruchomienia modelu dla wszystkich scenariuszy jest wygenerowanie w podfolderach lokalizacji `Model_2.0/Output/` następujących plików:

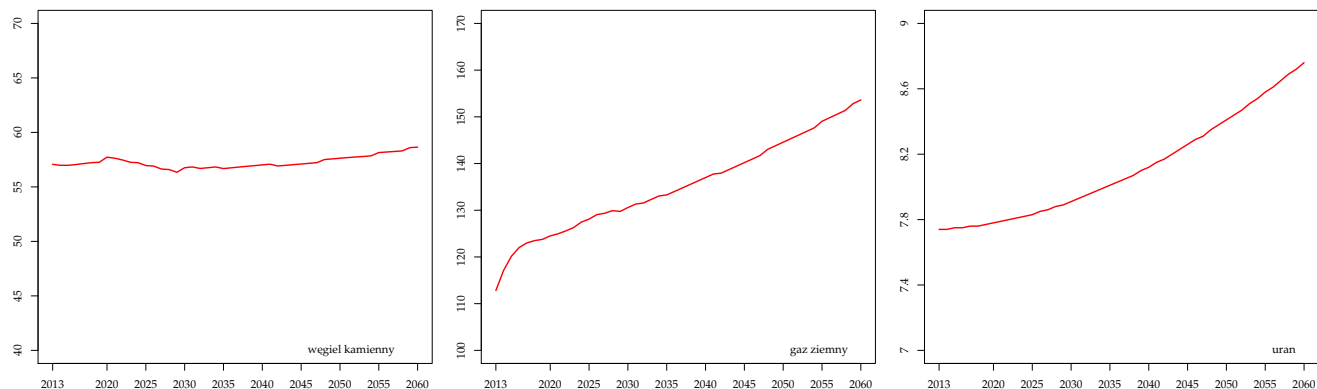
- dokumentów tekstowych zawierających podsumowanie przyjętych parametrów (oddzielny plik dla każdego scenariusza) opisanych datą wykonania analizy na zadanym zestawie parametrów,
- obszarów roboczych środowiska R zawierających wszystkie obiekty wygenerowane w toku obliczeń dla poszczególnych scenariuszy i opisanych datami wykonania analiz dla zadanych scenariuszy,
- wykresów optymalnej struktury zainstalowanych mocy w analizowanym horyzoncie czasowym dla poszczególnych scenariuszy.

Celem skonstruowania własnego kolejnego scenariusza, należy dodać folder z przygotowanym scenariuszem do folderu `Model_2.0/Input/`. Użytkownik musi pamiętać, aby nazwa scenariusza była ciągła, tj. nie zawierała spacji oraz polskich znaków. Struktura wszystkich podfolderów i plików musi być identyczna jak w scenariuszach proponowanych.

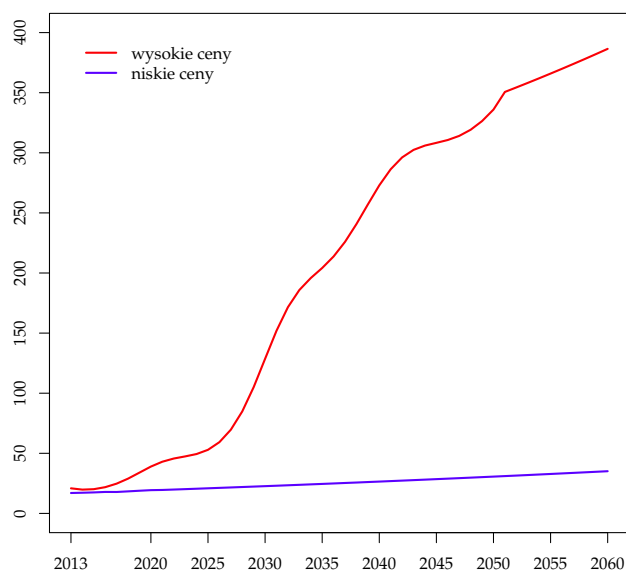
Opisując technologie należy mieć na uwadze, że nazwy folderów technologii wirtualnych: deficyt energii i deficyt mocy, muszą zaczynać się od cyfry 9. Dodatkowo, przy tworzeniu wykresów, należy pamiętać, że nazwa w języku polskim musi być identyczna dla technologii, które mają być grupowane (np. różne technologie spalające gaz ziemny) oraz, że nazwy folderów muszą zaczynać się od identycznej liczby.

Do informacji użytkownika: poza plikiem `tex_tables` wszystkie pozostałe pliki kodów powinny być zapisywane i otwierane z wykorzystaniem kodowania UTF-8. Wspomniany plik powinien być zapisywany oraz otwierany z wykorzystaniem kodowania CP1250.

DODATEK A. ZAŁOŻONE ŚCIEŻKI WZROSTU PKB ORAZ CEN PALIW I KOSZTÓW UPRAWNIENÍ DO EMISJI



Rysunek A.1: Projekcja cen (brutto) węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz uranu (zł za MWh)



Rysunek A.2: Projekcja cen uprawnień do emisji CO_2 (zł/t)



	Realny wzrost PKB	Stopa dyskontowa	Węgiel kamienny	Gaz ziemny	Paliwo jądrowe	Ceny uprawnień do emisji - niskie	Ceny uprawnień do emisji - wysokie
2013	1,3%	5,1%	57,07	112,82	7,74	16,98	20,87
2014	2,5%	5,5%	56,98	117,14	7,74	17,20	19,79
2015	3,3%	5,6%	56,98	120,15	7,75	17,46	20,15
2016	3,7%	5,4%	57,05	122,02	7,75	17,86	21,82
2017	3,8%	5,4%	57,14	123,02	7,76	17,83	24,77
2018	3,7%	5,3%	57,22	123,50	7,76	18,34	28,93
2019	3,4%	5,0%	57,26	123,77	7,77	18,86	33,94
2020	3,3%	4,9%	57,73	124,51	7,78	19,35	38,97
2021	3,2%	4,8%	57,63	124,96	7,79	19,51	43,00
2022	3,1%	4,6%	57,47	125,57	7,80	19,85	45,65
2023	3,0%	4,5%	57,26	126,28	7,81	20,19	47,42
2024	2,9%	4,4%	57,22	127,46	7,82	20,54	49,40
2025	2,8%	4,3%	56,96	128,10	7,83	20,89	52,91
2026	2,8%	4,3%	56,91	129,06	7,85	21,24	59,28
2027	2,8%	4,2%	56,64	129,35	7,86	21,59	69,62
2028	2,7%	4,2%	56,59	129,91	7,88	21,95	84,83
2029	2,7%	4,2%	56,34	129,75	7,89	22,31	105,03
2030	2,7%	4,1%	56,76	130,57	7,91	22,67	128,61
2031	2,6%	4,1%	56,83	131,32	7,93	23,04	151,96
2032	2,6%	4,0%	56,69	131,56	7,95	23,41	171,57
2033	2,6%	4,0%	56,76	132,31	7,97	23,78	185,84
2034	2,5%	3,9%	56,83	133,05	7,99	24,16	195,80
2035	2,5%	3,9%	56,68	133,28	8,01	24,54	204,16
2036	2,5%	3,8%	56,75	134,02	8,03	24,92	213,75
2037	2,4%	3,7%	56,82	134,76	8,05	25,31	225,93
2038	2,3%	3,6%	56,89	135,51	8,07	25,69	240,72
2039	2,2%	3,5%	56,95	136,25	8,10	26,09	257,03
2040	2,1%	3,4%	57,02	137,00	8,12	26,48	272,93
2041	2,0%	3,3%	57,08	137,75	8,15	26,88	286,34
2042	1,9%	3,2%	56,92	137,94	8,17	27,28	296,18
2043	1,8%	3,1%	56,98	138,69	8,20	27,69	302,43
2044	1,7%	3,0%	57,04	139,44	8,23	28,09	306,01
2045	1,6%	2,8%	57,10	140,19	8,26	28,51	308,29
2046	1,5%	2,7%	57,16	140,94	8,29	28,92	310,65
2047	1,4%	2,6%	57,22	141,70	8,31	29,34	314,07
2048	1,4%	2,5%	57,51	143,04	8,35	29,76	319,18
2049	1,3%	2,5%	57,57	143,80	8,38	30,19	326,38
2050	1,2%	2,4%	57,63	144,57	8,41	30,62	335,96
2051	1,2%	2,3%	57,69	145,34	8,44	31,05	350,64
2052	1,2%	2,3%	57,74	146,10	8,47	31,48	354,37
2053	1,2%	2,3%	57,79	146,87	8,51	31,92	358,15
2054	1,2%	2,3%	57,85	147,64	8,54	32,37	362,00
2055	1,2%	2,3%	58,15	149,04	8,58	32,81	365,92
2056	1,2%	2,3%	58,20	149,82	8,61	33,27	369,90
2057	1,2%	2,2%	58,25	150,60	8,65	33,72	373,94
2058	1,2%	2,2%	58,30	151,38	8,69	34,18	378,05
2059	1,3%	2,3%	58,60	152,82	8,72	34,64	382,23
2060	1,3%	2,3%	58,65	153,61	8,76	35,11	386,48

Tabela A.1: Ceny brutto paliw (zł za MWh), nie uwzględniające efektywności poszczególnych technologii oraz koszty uprawnień do emisji CO_2 w zł (ceny stałe 2011 r.)

DODATEK B. PODEJŚCIE DO PROGNOZOWANIA SZEREGÓW CZASOWYCH

Podstawą dla sporządzenia prognoz były projekcje ARE, które ekstrapolowano lub interpolowano w zależności od typu brakującej informacji. Stworzono również własną projekcję kursu walutowego. Przy wszystkich zagadnieniach wykorzystano model β -konwergencji dla logarytmów zmiennych. Teoria wzrostu mówi, iż gospodarki wraz z akumulacją kapitału zmierzają do stanu ustalonego w którym będą rozwijać się wraz ze wzrostem produktywności. Model β -konwergencji opiera się na tych ustaleniach – zmienne dążą do stanu ustalonego konvergując o β procent odchylenia od stanu ustalonego (projekcja jest sporządzana na podstawie logarytmów zmiennych) oraz dodatkowo rozwijając się w tempie wzrostu produktywności. Szczególną zaletą tego sposobu prognozowania jest fakt, iż pozwala on zachować długookresowe relacje pomiędzy zmiennymi ekonomicznymi.

PROJEKCJA REALNEGO KURSU WALUTOWEGO

Model został oparty na projekcjach realnych cen surowców i praw do emisji wyrażanych w cenach stałych z 2011 w walucie zagranicznej (Euro, Dolar). Jako, że koszty funkcjonowania sektora obliczano w złotych (ceny 2011), niezbędna była projekcja kursu walutowego. Projekcja taka wykonywana jest w oparciu o realny kurs walutowy. Realny kurs walutowy jest to cena względna zagranicznych dóbr i usług wyrażona w krajowych dobrach i usługach. Wyraża się on wzorem:

$$\lambda = \frac{EP^*}{P} \quad (\text{B.1})$$

gdzie λ oznacza realny kurs walutowy, E nominalny kurs walutowy, P^* oraz P poziomy cen odpowiednio zagranicą i w kraju. Realny kurs walutowy można obliczyć dzieląc nominalny kurs walutowy przez parytet siły nabywczej, oznaczający stosunek poziomu cen krajowych do zagranicznych.

Zgodnie z hipotezą parytetu siły nabywczej, realny kurs walutowy kraju rozwijającego się w szybszym tempie w długim okresie ulega aprecjacji wobec kraju wykazującego niższe tempo wzrostu. Dotyczy to w szczególności kursów krajów o niskim lub średnim poziomie tempa wzrostu, dla których obserwujemy umacnianie się realnego kursu walutowego (taka tendencja zachodzi również w przypadku Polski, zobacz wykres B.1). Projekcję waluty można sporządzić na podstawie kursu do waluty wysokorozwiniętego kraju o stabilnej gospodarce – do projekcji użyto model β -konwergencji kursu walutowego dolara ²:

$$\log(\lambda_{t+1}) - \log(\bar{\lambda}) = (1 - \beta) (\log(\lambda_t) - \log(\bar{\lambda})) \quad (\text{B.2})$$

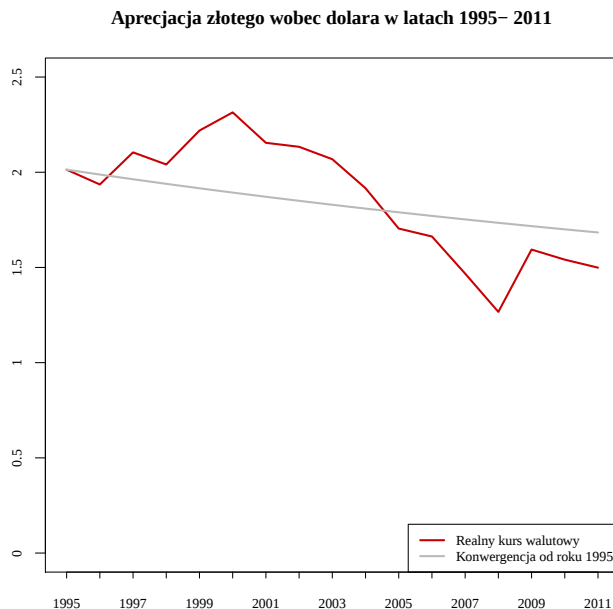
gdzie $\bar{\lambda}$ oznacza realny kurs dolara w stanie ustalonym (realny kurs będzie wtedy równy 1). Założono parametr tempa konwergencji β równy 0,0183 równy średniemu tempu aprecjacji z lat 1996-2011. Wykres pokazuje, iż beta konwergencja rzeczywiście zachodzi, projekcji na kolejne lata dokonano na podstawie powyżej opisanych parametrów przy wyjściowym procentowym odchyleniu kursu z roku 2011 (projekcji dokonano na podstawie wartości wyjściowej z roku 2011, projekcja od roku 1995 na wykresie stanowi weryfikację metody).

Przy danej projekcji realnego kursu walutowego dla każdego okresu musi zachodzić równość cen wyrażonych w dobrach:

$$\frac{X_t}{P_t} = \lambda_t \frac{X_t^*}{P_t^*}$$

gdzie X_t oznacza cenę dobra w kraju, P_t poziom cen w kraju, a odpowiednie wartości z gwiazdką to wartości dla partnera handlowego.

²Do projekcji nie użyto kursu złotego do Euro/Ecu ze względu na fakt, iż w międzyczasie następowało rozszerzenie tego obszaru walutowego. Założono, iż złoty będzie w przyszłości realnie aprecjonował do Euro/Ecu w takim samym tempie jak do dolara oraz przyjęto realny kurs wyjściowy Euro/Ecu z 2011 roku.



Rysunek B.1: Realna aprecjacja złotego wobec dolara oraz ocena jakości projekcji na podstawie β – konwergencji

Chcąc wyrazić obydwie strony w cenach stałych z roku bazowego, należy pomnożyć je przez poziomy cen w roku bazowym:

$$\frac{X_t}{P_t} P_0 = \lambda_t \frac{X_t^*}{P_t^*} P_0^* \frac{P_0}{P_0^*}$$

Przekształcając prawą stronę równania i podstawiając λ_0 otrzymujemy:

$$\frac{X_t}{P_t} P_0 = \lambda_t \frac{X_t^*}{P_t^*} P_0^* \frac{P_0}{E_0 P_0^*} E_0 = E_0 \frac{\lambda_t}{\lambda_0} \frac{X_t^*}{P_t^*} P_0^* \quad (\text{B.3})$$

Przeliczenie prognozowanych wartości realnych w cenach stałych z 2011 roku wyrażonych w walucie zagranicznej ($\frac{X_t^*}{P_t^*} P_0^*$) na wartość w PLN z roku 2011 wymaga przemnożenia ich przez stopę zmiany realnego kursu walutowego oraz kurs nominalny z roku 2011.

PROGNOZA CEN GAZU I WĘGLA

Za pomocą modelu β -konwergencji szeregów czasowych ekstrapolowano również prognozy cen dla węgla kamiennego oraz gazu ziemnego. Rozważmy model wykładniczego wzrostu zmiennej Y . Zmienna $\bar{y} = \log(\bar{Y})$ opisująca ewolucję w stanie ustalonym ewoluuje wtedy zgodnie z równaniem:

$$\bar{y}_{t+1} = \bar{y}_t + \alpha \quad (\text{B.4})$$

Zmienna Y konwerguje do stanu ustalonego w tempie:

$$y_{t+1} - \bar{y}_{t+1} = (1 - \beta)(y_t - \bar{y}_t) \quad (\text{B.5})$$

Parametr α można interpretować jako tempo zmiany w stanie ustalonym (np. wzrost cen surowca wynikający ze względnej rzadkości surowca w sytuacji, gdy wszystkie kraje znajdowałyby się w stanie ustalonym). Parametr β ma standardową interpretację jako tempo konwergencji.



Iterując wzory B.5 oraz B.4 otrzymujemy wzór na poziom zmiennej w kolejnych okresach. Zapiszmy y_{t+1} jako:

$$y_{t+1} = \bar{y}_{t+1} + (1 - \beta)(y_t - \bar{y}_t) \quad (\text{B.6})$$

Dla zmiennej w okresie $t + 2$ wzór ma postać:

$$y_{t+2} = \bar{y}_{t+1} + \alpha + (1 - \beta)(y_{t+1} - \bar{y}_{t+1}) \quad (\text{B.7})$$

Podstawiając za $\bar{y}_{t+1}$ wyrażenie z równania B.4 oraz za $y_{t+1} - \bar{y}_{t+1}$ wyrażenie z równania B.5 otrzymujemy dynamikę uzależnioną wyłącznie od stanu ustalonego w czasie t , dystansu do stanu ustalonego w czasie t oraz parametrów α oraz β :

$$y_{t+2} = \bar{y}_t + 2\alpha + (1 - \beta)^2(y_t - \bar{y}_t) \quad (\text{B.8})$$

Uogólniając na dowolny okres po k latach od roku t możemy zapisać:

$$y_{t+k}^{konw} = \bar{y}_t + k\alpha + (1 - \beta)^k(y_t - \bar{y}_t) \quad (\text{B.9})$$

Powyższy model można dopasować do danych używając procedur numerycznych. Przy założeniu kwadratowej funkcji straty (P), dopasowanie odbywa się przez minimalizację różnic pomiędzy wartościami teoretycznymi, a obserwowanymi. Zakładając, iż model dokładnie odwzorowuje poziom wyjściowy uwzględniamy przy dopasowaniu wszystkie okresy z wyjątkiem startowego okresu t , funkcję można zapisać jako:

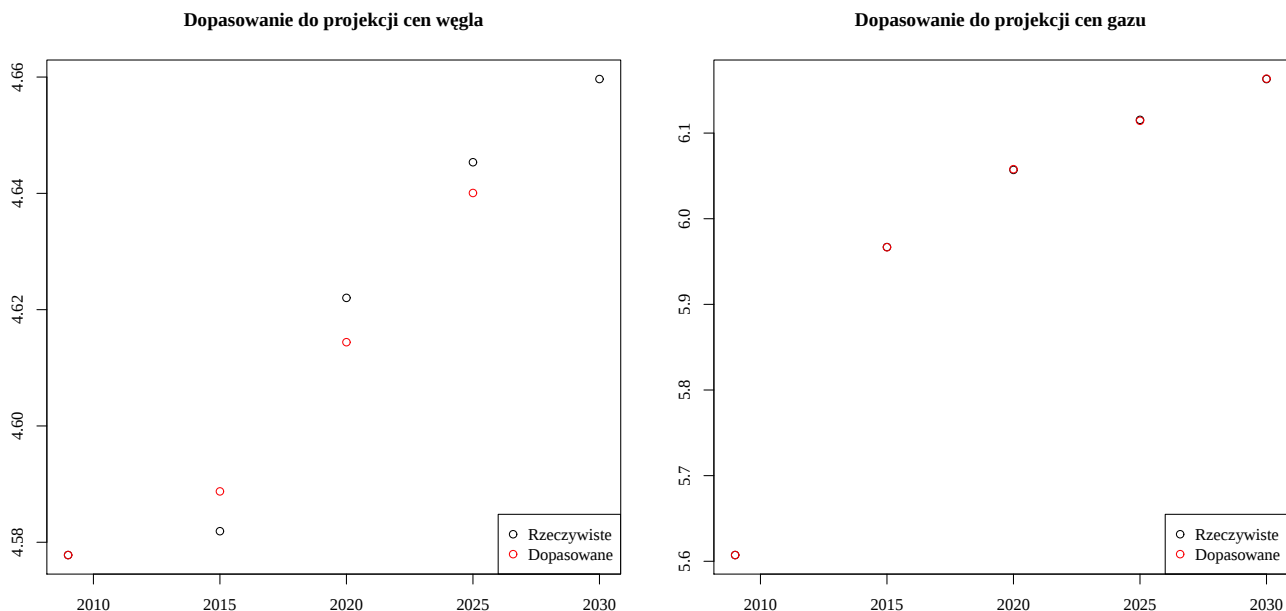
$$P(\alpha, \beta, \bar{y}_t) = \sum_{i=1}^n \left(y_{t+i}^{konw} - y_{t+i}^{empir} \right)^2 \quad (\text{B.10})$$

Funkcja P jest minimalizowana numerycznie. Jako dane do algorytmu minimalizującego przekazywane są funkcja straty oraz jej gradient.

Dopasowując dane do prognozy ARE cen węgla oraz gazu (wyrażonych w dolarach z 2011 roku) otrzymano następujące oszacowania parametrów:

	alpha	beta	log(x0_ss)
Coal	0.005129449	0.899981656	4.727929472
Gas	0.009443518	0.266745801	6.007545226

Wykresy B.2 wizualizują jakość dopasowania.



Rysunek B.2: Analiza dopasowania modelu β - konwergencji do danych

Wysoki parametr β dla cen węgla oznacza, iż znajdują się one w stanie ustalonym i będą wzrastały liniowo na większości horyzontu prognozy. Na podstawie powyższych założeń dokonano projekcji realnych cen węgla oraz gazu w dolarach na horyzoncie do 2060 roku i przeliczono je na ceny w złotych z 2011 roku na podstawie wzoru B.3.

PROGNOZA CEN UPRAWNIEŃ DO EMISJI

Istniejące projekcje cen uprawnień do emisji implikują bardzo wysoką dynamikę wzrostu cen uniemożliwiającą zastosowanie modelu beta konwergencji opisanego powyżej w czystej formie, wyniki kalibracji wskazują na bardzo wysoką dynamikę realnych cen co zniekształcałoby zdecydowanie relacje cenowe pomiędzy uprawnieniami a surowcami. Użyto zmodyfikowanego modelu, w którym przyjęto zadany parametr α na poziomie 1% (por. rozważania w sekcji na temat prognoz cen surowców) a pozostałe parametry skalibrowano do struktury terminowej cen otrzymanej z cen kontraktów futures. Otrzymano w ten sposób wariant niskich cen uprawnień. Przy wariacie wysokich cen wykorzystano projekcję cen na potrzeby modelu PRIMES, w której ceny dla 2020 roku znacznie przewyższają ceny otrzymane na podstawie kontraktów futures.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ARE. *Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2011.
- [2] ARE. *Statystyka elektroenergetyki polskiej 2011*. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2012.
- [3] ARE. *Sytuacja w elektroenergetyce. III kwartały 2012*. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2012.
- [4] Richard E. Bellman, Stuart E. Dreyfus. *Programowanie dynamiczne*. PWE, Warszawa, 1967.
- [5] Czysta Energia. *Czas na fotowoltaikę*. Czysta Energia, 01/2013.
- [6] Ernst & Young. *Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce*. EY, 2012.
- [7] IEA. *Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland*. International Energy Agency, Paris, 2010.
- [8] Grzegorz Klima. Programowanie dynamiczne i modele rekursywne w ekonomii. *Materiały i Studia NBP*, 2005.
- [9] Henryk Majchrzak. *Uwarunkowania dalszego przyłączania do KSE*. Czysta Energia, 12/2012.
- [10] MRR. *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020*. Ministerstwo Rozwoju Regionalnego, Warszawa, 2011.
- [11] OECD, Nuclear Energy Agency. *Projected Costs of Generating Electricity 2010*. OECD Publishing, 2010.
- [12] R Development Core Team. *R: A Language and Environment for Statistical Computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2012. ISBN 3-900051-07-0.
- [13] Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. *Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2011 roku*. <http://www.pse.pl>, 2011.
- [14] Andrzej Strupczewski. *Rola energetyki jądrowej w obniżaniu kosztów energii elektrycznej*. atom.edu.pl, 21/10/2012.