



Modernizacja europejskiego trójkąta węgla brunatnego

W kierunku bezpiecznej, opłacalnej i zrównoważonej
transformacji energetycznej

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

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

AUTORZY

Hanns Koenig, Kimberly Liu, Filip Piasecki, Maren Preuß, Johannes Maywald – Aurora Energy Research
dr Aleksandra Gawlikowska-Fyk, dr Joanna Maćkowiak-Pandera – Forum Energii
Phillip Litz – Agora Energiewende

WSPÓŁPRACA

Raport powstał wspólnie z Agora Energiewende oraz dzięki wsparciu Aspen Global Change Institute.
Założenia i wyniki modelowania dotyczące rynku energii w Czechach zostały przedyskutowane z partnerami czeskimi.

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

ZDJĘCIA

Malte Florian Klein / Shutterstock.com

DATA PUBLIKACJI

czerwiec 2020

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera, dr Patrick Graichen)	
1. Wprowadzenie	4
1.1. Tło analizy	4
1.2. Cel opracowania	5
1.3. Schemat pracy	5
2. Streszczenie	6
3. Scenariusze zastępowania węgla brunatnego i założenia	10
3.1. Scenariusze	10
3.2. Ogólne założenia	13
3.2.1. Jak będą kształtowały się ceny surowców energetycznych?	13
3.2.2. Połączenia transgraniczne	17
3.2.3. Planowane zmiany w systemach energetycznych krajów UE	18
3.2.4. Adekwatność systemu	18
3.3. Plany energetyczne krajów trójkąta węglowego	19
3.3.1. Niemcy	19
3.3.2. Polska	23
3.3.3. Czechy	28

4. Wyniki scenariuszy	34
4.1. Niemcy	34
4.1.1. Rynek energii elektrycznej	34
4.1.2. Klimat	39
4.1.3. Bezpieczeństwo dostaw	40
4.1.4. Przystępność cenowa	42
4.1.5. Infrastruktura	44
4.2. Polska	45
4.2.1. Rynek energii elektrycznej	45
4.2.2. Klimat	50
4.2.3. Bezpieczeństwo dostaw	51
4.2.4. Przystępność cenowa	53
4.2.5. Infrastruktura	55
4.3. Czechy	56
4.3.1. Rynek energii elektrycznej	56
4.3.2. Klimat	61
4.3.3. Bezpieczeństwo dostaw	62
4.3.4. Przystępność cenowa	64
4.3.5. Infrastruktura	66
5. Podsumowanie	67
6. Plan działania na przyszłość	68
Załącznik 1. Rola węgla brunatnego w energetyce w Niemczech, Polsce i Czechach	70
Załącznik 2. Model rynku Aurory	100
Literatura	101

Wstęp

W ostatnich kilkunastu miesiącach krajowe dyskusje na temat stopniowego wycofywania się z węgla brunatnego przyspieszyły w europejskim trójkącie węglowym – w Niemczech, Polsce i Czechach. Niemiecka Komisja Węglowa zaproponowała zamknięcie wszystkich elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym do 2035 r. lub 2038 r., a rząd przyjął ten plan. Podobna komisja powstała również w Czechach – do końca roku ma ustalić, kiedy nasi południowi sąsiedzi pożegnają się z węglem. W Polsce takie rozmowy jeszcze się nie toczą, ale wyzwanie jest równie duże – krajowe zasoby węgla brunatnego wyczerpują się, co wpłynie na całą energetykę, regiony górnicze, a także na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Połączone systemy energetyczne UE są od siebie zależne. Zarówno rodzaj źródeł energetycznych, jak i specyfika ich wykorzystania mają znaczenie dla całego regionu – ze względu na ceny energii, przepływy, emisje CO₂. Odejście od węgla w jednym kraju może nie prowadzić do spodziewanego spadku emisji w sytuacji, gdy sąsiedni kraj nadal będzie produkował energię z tego źródła. Dlatego ważna jest koordynacja polityki energetycznej między państwami.

Ważnym tłem tej dyskusji jest podjęta przez Radę Europejską w grudniu 2019 r. decyzja, że Unia Europejska do 2050 r. ma stać się neutralna klimatycznie. Polska na razie dała sobie czas na finalną deklarację. Ale właśnie zmieniła się dynamika dyskusji – na świecie w wyniku pandemii COVID-19 wpadliśmy w kryzys gospodarczy, którego skali i zakresu jeszcze nie znamy. Czy zatem możemy sobie pozwolić na odłożenie na później decyzji o transformacji energetyki? Na pewno nie. W UE Europejski Zielony Ład wraca jako fundament odbudowy gospodarczej. Wiemy już, że mimo recesji jeszcze w tym roku Komisja Europejska pod przewodnictwem Ursuli von der Leyen przedstawi kompleksowy plan zwiększenia unijnego celu klimatycznego do 2030 r. do co najmniej 50%, a nawet 55%. To ogromne wyzwanie, wymagające dodatkowych środków, ale i dodatkowych zobowiązań, których częścią muszą być decyzje w sprawie ograniczenia roli węgla brunatnego. Dlatego też bardziej niż kiedykolwiek potrzebna jest dyskusja, jak transformować energetykę i wycofać się – w sposób zaplanowany – z węgla brunatnego.

Życzymy przyjemnej lektury,

dr Joanna Maćkowiak-Pandera

Prezes Forum Energii

dr Patrick Graichen

Dyrektor Agora Energiewende

1. Wprowadzenie

1.1. Tło analizy

Energetyka w Europie zmienia się. Ostatnie pięć lat przyniosło więcej zmian niż minione pięć dekad. U podstaw tej transformacji leży z jednej strony dążenie do redukcji emisji CO₂, a z drugiej potrzeba wymiany jednostek wytwórczych i stopniowo rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Energia elektryczna jest przyszłością wielu sektorów gospodarki – transportu, ciepłownictwa, przemysłu. Zmieniają się też otoczenie technologiczne i przekonania co do źródeł energetycznych przyszłości.

Inwestując w nową infrastrukturę zwykle zakładamy, że będzie użytkowana przez kilkadziesiąt lat, tymczasem już teraz widać kres paliw kopalnych. Konkretnie daty odejścia od węgla, a nawet gazu, są zapisywane w regulacjach krajowych i unijnych. Powodem odejścia od tych surowców nie jest wyłącznie ochrona klimatu. Jest wiele innych pragmatycznych przestanków, dla których poszczególne kraje decydują się na wdrożenie planów głębokiej transformacji energetyki.

- **Struktura rynku energii.** Na tym rynku uprzywilejowane miejsce zajmują technologie, które wykazują najniższe koszty zmienne i nie emitują CO₂ (nie muszą ponosić kosztów tych emisji), czyli źródła odnawialne, głównie wiatr i słońce. Z perspektywy inwestora postawienie na takie źródła niweluje dwa bardzo istotne czynniki ryzyka – koszt paliwa i koszt emisji CO₂.
- **Duża zmienność cenowa surowców energetycznych.** Unia Europejska ma ograniczone zasoby paliw kopalnych. Ceny węgla kamiennego, gazu, ropy podlegają globalnym fluktuacjom cenowym, destabilizując inwestycje, rujnując sektory paliwowe w różnych krajach oraz w dłuższej perspektywie ograniczając podaż surowców. Od początku 2020 r. ceny ropy spadły o 67%, gazu – o 40%, węgla – o 14%. Węgiel brunatny nie podlega w tak znacznym stopniu tym trendom, ale koszty produkcji z niego wynikają z kolei z poziomu cen CO₂. Zmienność tych wszystkich cen oznacza dużą nieprzewidywalność rynku.
- **Brak akceptacji społecznej i uzasadnienia ekonomicznego dla nowych odkrywek węgla brunatnego.** Obecnie eksploatowane złoża węgla brunatnego w Polsce w perspektywie ok. 10 lat zostaną wyczerpane. Teoretycznie jest możliwość otwierania nowych, ale wymagałoby to poniesienia bardzo wysokich nakładów przy coraz niższej konkurencyjności energii elektrycznej produkowanej z tego paliwa. Jednocześnie wzrosła świadomość społeczna dotycząca skutków środowiskowych, takich jak obniżanie poziomu wód gruntowych przy i tak rekordowo niskich stanach oraz konkurencja z rolnictwem, trwałe przekształcenie terenu, ograniczenie funkcji przyrodniczych i zagospodarowania przestrzennego. O ile część lokalnych społeczności może znaleźć zatrudnienie przy tego typu inwestycjach, o tyle warunki życia większości znacząco się zmieniają.
- **Koszty technologii OZE.** Dodatkowo presję na inwestycje wywierają istniejące alternatywy. 30 lat temu węgiel był podstawowym źródłem energii. Teraz koszty źródeł odnawialnych spadają – średnio o 90% mniejsze niż pięć lat temu są koszty fotowoltaiki, rośnie produktywność energii z wiatru, upowszechniają się inne technologie. Zmienność tych źródeł jest wyzwaniem dla systemu energetycznego, lecz z roku na rok rośnie wiedza, jak sobie z tym radzić, a zmieniające się regulacje, kodeksy sieci i modele bilansowania zmiernają w stronę zwiększenia elastyczności rynku i dostosowania źródeł konwencjonalnych do zmiennej pracy.
- **Konieczność ograniczania emisji CO₂.** Węgiel, a szczególnie węgiel brunatny, to najbardziej emisyjne źródło energii. Z tego powodu presja na odejście od niego rośnie. Zaprezentowany właśnie program odbudowy gospodarki unijnej także zmierza do ograniczenia emisji, i tym będzie warunkowana pomoc. Bez wsparcia publicznego górnictwo pogrąży się w kryzysie, a środki publiczne będą wydatkowane jeszcze ostrożniej niż do tej pory. A UE, w tym Fundusz Sprawiedliwej Transformacji, takie środki oferują. Pod warunkiem zaplanowania transformacji i zmiernania do neutralności klimatycznej.

Skutkiem wyżej wymienionych zjawisk są decyzje dotyczące energetyki – bardziej lub mniej odważne, świadome lub nie do końca przemyślane. Naszą analizą chcemy zwrócić uwagę na fakt, że pierwszym obszarem, jakim trzeba się zająć w zaplanowany sposób, jest energetyka oparta na węglu brunatnym. W Unii Europejskiej największymi producentami tego surowca i energii z niego wytwarzanej są Niemcy, Polska i Czechy. Rozwiązanie tej kwestii w ich gronie będzie miało znaczenie dla całej UE.

Obecnie każde z tych państw ma odmienną strategię:



Niemcy przeprowadzili dialog w ramach Komisji Węglowej i już zdecydowali o tempie odchodzenia od węgla najpóźniej do 2038 r. Elektrownie na węgiel brunatny pozostają w miksie energetycznym przez jakiś czas, nawet w latach 30.



Czesi również powołali Komisję Węglową, której prace jeszcze trwają i choć mogą być opóźnione przez pandemię, prawdopodobnie do końca 2020 r. poznamy datę rezygnacji z energetyki węglowej w Czechach.



W Polsce dyskusja toczy się w takt zapowiedzi budowy nowych odkrywek i kolejnych doniesień o ich problemach. Jednak żadne decyzje o losie elektrowni na węgiel brunatny, w tym elektrowni w Bełchatowie, jeszcze nie zapadły. Tymczasem perspektywa działania tej elektrowni to najwyżej 10 lat.

W każdym z krajów „trójkąta węglowego” – jak w tej analizie będziemy określać Niemcy, Polskę i Czechy – pojawiają się pytania: Jakie będą skutki odejścia od węgla dla bezpieczeństwa dostaw energii? Co się stanie, jeżeli Niemcy zrezygnują z węgla, a Polska nie? Albo na odwrót – Polska podejmie strategiczne decyzje, a Niemcy będą z nimi zwlekać? Jak będą kształtowały się ceny energii? Jakie źródła mogą zastąpić lukę po węglu? Tym wszystkim zajmujemy się w niniejszym raporcie.

5

1.2. Cel opracowania

Celem analizy jest sprawdzenie skutków wycofania się z węgla brunatnego równoległe w Polsce, Czechach i Niemczech. Oceniamy konsekwencje dla rozwoju energetyki i odpowiadamy na następujące pytania:

1. W jaki sposób zapewnione zostanie bezpieczeństwo dostaw po odstawieniu mocy w węglu brunatnym?
2. Kto będzie importerem, a kto eksporterem energii w regionie? Jak zmienią się przepływy energii elektrycznej?
3. Jak zmienią się emisje CO₂?
4. Jakie będą koszty odejścia od węgla i jak wpłyną na hurtowe ceny energii?
5. Czy możliwe i potrzebne jest równoległe odejście od węgla brunatnego w krajach trójkąta?

1.3. Schemat pracy

Analiza składa się z następujących części:

- 1) Unijne cele energetyczno-klimatyczne; analiza regulacji państw członkowskich.
- 2) Opracowanie scenariusza referencyjnego unijnego rynku energii elektrycznej ze szczególnym uwzględnieniem Czech, Niemiec i Polski. W scenariuszu bierzemy pod uwagę sformułowane obecnie cele dotyczące rozwoju miks elektroenergetycznego.
- 3) Przygotowanie dwóch scenariuszy dodatkowych, zakładających szybsze (2035, 2032) i wspólne wycofanie się z węgla brunatnego w państwach trójkąta węglowego.

- 4) Opracowanie założeń dotyczących parametrów technicznych i ekonomicznych różnych technologii, cen paliw i CO₂.
- 5) Modelowanie – godzinowe symulacje połączonych systemów elektroenergetycznych; optymalizacja kosztowa.
- 6) Wyniki w rozbiciu na poszczególne kraje.
- 7) Podsumowanie oraz plan działania na przyszłość.

2. Streszczenie

Systemy energetyczne krajów Unii Europejskiej działają jak naczynia połączone – przez wspólny rynek energii oraz interkonektory zmiany w krajowych miksach energetycznych wpływają wzajemnie na bezpieczeństwo dostaw, emisje CO₂ i ceny energii elektrycznej w regionie.

Nawet jeśli tymczasowo, z uwagi na dekonjunkcję gospodarczą wynikającą z pandemii, presja na powstrzymanie zmian klimatu może być trochę słabsza, to problemy energetyki – potrzeba budowy nowych mocy, kres dostępności paliw kopalnych po rozsądnej cenie (wobec taniej międzynarodowej konkurencji) – nie przestaną wymagać rozwiązania. Dekonjunkcja gospodarcza zweryfikuje też, na co warto wydawać środki, a na co nie – wsparcia publicznego nie można już przeznaczać na te inwestycje, które w dłuższej perspektywie nie przyniosą społeczeństwu korzyści.

Nie odwróci się kierunek rozwoju technologii niskoemisyjnych, a długofalowe problemy, takie jak zmiany klimatu, po prostu nie znikną. Dlatego trzeba pracować nad tym, aby transformacja energetyki stała się częścią planu odbudowy gospodarki po kryzysie, gdyż nierozwiązane problemy i tak będą generowały koszty.

6 Jednym z najpilniejszych problemów w UE jest produkcja energii elektrycznej z najbardziej emisyjnego źródła – węgla brunatnego. Dlatego nasz raport zajmuje się tym w odniesieniu do trzech państw trójkąta węglowego – Niemiec, Polski i Czech. Przeanalizowaliśmy oddziaływania regionalne wynikające z zastąpienia w tych krajach węgla brunatnego innymi, niskoemisyjnymi źródłami energii.

W raporcie przedstawiamy skutki wcześniejszego, niż sugerują aktualne prognozy, wycofania energetyki opartej na węglu brunatnym w Niemczech, Polsce i Czechach. Porównujemy ze sobą trzy scenariusze:

- **Scenariusz referencyjny:** opiera się on na aktualnej polityce każdego z trzech krajów trójkąta węglowego, w połączeniu z symulacją ekonomiczną decyzji inwestycyjnych.



Niemcy – punktem odniesienia są zalecenia niemieckiej Komisji Węglowej, czyli stopniowe wycofywanie zarówno węgla brunatnego, jak i kamiennego do 2038 r., a także cel w postaci 65% udziału odnawialnych źródeł energii do 2030 r.



Polska – opieramy się na projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” (PEP 2040, wersja z listopada 2018 r.). Odchodzimy jednak od projektu PEP 2040, nie uwzględniając w prognozie mocy wytwórczych energii jądrowej i pozwalając na podejmowanie decyzji dotyczących mocy na zasadach ekonomicznych zarówno dla jednostek konwencjonalnych, jak i odnawialnych.



Czechy – założenia dotyczące rozwoju mocy wytwórczych opierają się na czeskim planie na rzecz energii i klimatu oraz na opublikowanym przez ČEZ planowaniu mocy wytwórczych. Odchodzimy jednak od planu krajowego w odniesieniu do rozwoju źródeł odnawialnych, dla których zakładamy szybszy, odzwierciedlający realia rynkowe rozwój, jak również brak nowych elektrowni jądrowych.

- **Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r.** Zakłada on, że elektrownie na węgiel brunatny w trzech krajach zostaną wyłączone do 2035 r. Różnica w produkcji energii elektrycznej w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym będzie uzupełniona przez energię odnawialną.

- **Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r.** Jest to scenariusz najbardziej ambitny, ale zgodny z celami porozumienia paryskiego, uwzględniający megatrendy i odpowiadający na wyzwanie przyspieszenia redukcji emisji w Unii Europejskiej. Różnice w produkcji energii elektrycznej w stosunku do dwóch poprzednich scenariuszy są pokrywane przez źródła odnawialne.

Szczegółowe założenia dotyczące modelowania i scenariuszy przedstawione są w raporcie, poniżej prezentujemy najważniejsze wnioski.

Spadek znaczenia węgla brunatnego jest nieuchronny, potrzebne są kluczowe decyzje i skoordynowane działania regionalne.

Udział węgla brunatnego już spada. Elektrownie są coraz mniej rentowne, gdyż rosną ich koszty związane z emisją CO₂ i innych substancji. Coraz większa jest też konkurencja ze strony źródeł bez kosztów krańcowych i do pewnego stopnia gazu. Czas wykorzystywania elektrowni węglowych skraca się, wiele jednostek jest już nierentownych. Te trendy rynkowe powinny mieć odzwierciedlenie w strategiach krajowych, które powinny być skoordynowane w krajach trójkąta węglowego. Warto zsynchronizować daty odejścia od węgla pomiędzy sąsiadami i połączyć je z perspektywą roku 2030 r., do kiedy Unia Europejska chce znacząco zredukować emisje.

- W scenariuszu referencyjnym, który uwzględnia tylko obecnie podjęte decyzje w tych trzech krajach, produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego zmniejszy się o 40–50% do 2030 r.¹ Po roku 2030 proces odstawiania elektrowni na węgiel brunatny gwałtownie przyspieszy w związku z wyczerpywaniem obecnie eksploatowanych złóż. Dlatego plan działania opracować należy już teraz – zostało niecałe 10 lat na uzupełnienie luki generacyjnej.
- Koordynacja planów sąsiedzkich jest kluczowa z kilku powodów:
 - a. Do roku 2030 UE zobowiązała się do znaczącej redukcji emisji CO₂. Istotne są działania skoordynowane, wykonalne i skutecznie wdrażane.
 - b. O ile odstawienie pojedynczych elektrowni jest w gestii właściciela i operatora systemu danego kraju, to wyłączenie z systemu kilkunastu GW mocy w kilku krajach, w tym Bełchatowa, największej jednostki na węgiel brunatny w Europie, trzeba zaplanować i organizować stopniowo, nawzajem się informując. Istotne jest też, w jaki sposób będzie wypełniana luka po węglu. Nie można doprowadzić do sytuacji, w której wyłączenie emisyjnych mocy w jednym kraju spowoduje wzrost emisji w innym. Ważne, aby takiej sytuacji zapobiec.
 - c. Wyczerpywanie złóż węgla brunatnego w Polsce może zachodzić szybciej, niż wynika to z dokumentów rządowych. Odchodzenie od węgla brunatnego różni się od węgla kamiennego tym, że w sytuacji kiedy wyczerpują się złoża, produkcja gwałtownie spada.

Bezpieczeństwo dostaw w regionie może zostać zapewnione, nawet gdy przyspieszymy wyjście z węgla brunatnego, ale taka transformacja wymaga planu.

1

W Czechach produkcja energii elektrycznej z elektrowni na węgiel brunatny zmniejszy się z 30 TWh w 2020 r. do 18 TWh w 2030 r. Jest to spadek o 40%. W Polsce produkcja węgla brunatnego spada z 49 TWh w 2020 r. do 29 TWh w 2030 r. (spadek o 40%). Spadek w Polsce jest dodatkowo spowodowany zmniejszającymi się rezerwami węgla brunatnego, które mogą być eksploatowane w sposób ekonomicznie uzasadniony. W Niemczech produkcja energii z elektrowni na węgiel brunatny spada z 196 TWh w 2020 r. do 99 TWh w 2030 r. (spadek o 50%). Zmniejszenie roli węgla brunatnego w miksie niemieckim wynika też z realizacji przyjętej prawnie ścieżki zamykania elektrowni węglowych.

Z analizy wynika, że większość jednostek na węgiel brunatny już w drugiej połowie lat 20. stanie się trwale nierentowna i trzeba będzie je zamknąć. W Polsce właśnie do 2028 r. stare bloki na węgiel brunatny będą jeszcze korzystały z dopłat z rynku mocy. To sprawia, że decydenci, niezależnie od tego, czy zamierzają przyjmować strategię wyjścia z węgla, czy nie, nie uciekną od pytań o to, jak zapewnić bezpieczeństwo dostaw i adekwatność mocy w systemie. Co więcej, wnioski z analizy jednoznacznie wskazują, że możliwe jest wcześniejsze zamknięcie elektrowni na węgiel brunatny – nawet do 2032 r., bez zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, jeśli odtworzenie mocy wytwórczych zostanie zaplanowane i zrealizowane z odpowiednim wyprzedzeniem. Moce dyspozycyjne będą przewyższać szczytowe zapotrzebowanie w każdym z trzech krajów. Ważne jest zwrócenie uwagi na następujące okoliczności:

- Warunkiem skutecznej i znaczącej redukcji emisji CO₂ jest zastępowanie najbardziej emisyjnych mocy przez nisko- lub zeroemisyjne źródła energii w każdym kraju. W tym celu plany odejścia od węgla muszą zostać uwzględnione w krajowych planach na rzecz energii i klimatu. Konieczne jest stworzenie strategii rozwoju nowych źródeł, które będą miały odzwierciedlenie w projektowanych aukcjach oraz zmianach krajowego rynku energii.
- Budowa nowych mocy wytwórczych musi brać pod uwagę różne dostępne opcje systemu – nie tylko nowe źródła wytwórcze, głównie OZE, ale także elastyczność strony popytowej, magazynowanie i dostępność mocy połączeń międzysystemowych.
- Nowe moce wytwórcze, które zaspokajają potrzeby nie tylko energetyczne, lecz także ciepłe, będą z pewnością potrzebne w Niemczech i w Czechach. Tam węgiel brunatny jest wykorzystywany w kogeneracji.
- Dla powodzenia transformacji energetycznej konieczne jest, aby niezbędne inwestycje w sektorze energetycznym w Niemczech, Polsce i Czechach rzeczywiście powstały i wypełniły lukę węglową. Choć w Niemczech i Polsce istnieją mechanizmy wsparcia mocy wytwórczych – strategiczna rezerwa mocy w Niemczech i rynek mocy w Polsce – to mogą one co najwyżej minimalizować ryzyko braku mocy. Zresztą rynek mocy w Polsce potrzebuje pilnej reformy w kierunku mechanizmu wspierającego czyste technologie. Dlatego zwracamy uwagę, że planowanie, uzyskiwanie pozwoleń i budowa nowych mocy wytwórczych to procesy długotrwałe, które muszą być monitorowane. Jest to ważne szczególnie teraz, kiedy kryzys gospodarczy grozi przerwaniem łańcuchów dostaw i może te inwestycje opóźnić.

Odejście od węgla brunatnego to sposób na znaczne ograniczenie emisji CO₂ w regionie i w UE.

Jak pokazuje nasza analiza, rezygnacja z energetyki opartej na węglu brunatnym istotnie ogranicza emisje CO₂. W scenariuszu referencyjnym emisje sektora elektroenergetycznego mogą spaść z poziomu 448 mln ton łącznie w 2020 r. w krajach trójkąta węglowego do 302 mln ton w 2030 r., czyli o 32%. Dlatego nie uda się osiągnąć redukcji emisji bez wycofywania się z węgla brunatnego. Ale już widać, że działania trzeba będzie znacznie przyspieszyć. Obecnie cel unijny to 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych (w porównaniu z poziomem z 1990 r.), co w sektorach objętych systemem ETS oznacza 43-procentową redukcję (w odniesieniu do 2005 r.). Jednak już wiadomo, że Unia chce zwiększyć ambicje na 2030 r. Dlatego tylko wcześniejsze wycofanie węgla brunatnego znacznie zmniejszyłoby emisję CO₂ z energetyki w Niemczech, Polsce i Czechach.

Skutki szybszych działań w odniesieniu do węgla brunatnego pokazuje scenariusz jego wycofania do 2032 r. Jeżeli wycofanie węgla brunatnego zostanie przyspieszone, łączna emisja w 2030 r. spadnie do poziomu 226 mln ton i będzie niższa niż w scenariuszu referencyjnym aż o 25%. Oznacza to, że kraje trójkąta węglowego będą mogły ograniczyć emisje aż o połowę w stosunku do dzisiejszego poziomu. Do 2040 r. skumulowane oszczędności emisji CO₂ wyniosą około 660 mln ton CO₂ w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym.

Szybsze odejście od węgla brunatnego nie będzie nas drożej kosztować.

Zmniejszenie udziału węgla brunatnego na rzecz źródeł odnawialnych obniży ceny hurtowe energii elektrycznej (Polska, Czechy) lub utrzyma je na tym samym poziomie (Niemcy). Wcześniejsze wycofanie węgla brunatnego, pod warunkiem zastąpienia go źródłami odnawialnymi, wpłynie na obniżenie ceny hurtowej energii elektrycznej, ponieważ koszty operacyjne elektrowni wiatrowych i słonecznych są znacznie niższe niż w przypadku elektrowni konwencjonalnych.



W Polsce ceny hurtowe energii elektrycznej w scenariuszu wycofania z eksploatacji w 2035 r. lub w 2032 r. są w 2030 r. niższe o 3 EUR/MWh niż w przypadku scenariusza odniesienia.



Bardzo podobna sytuacja ma miejsce w Niemczech.



W Czechach w rezultacie szybszego wycofania się z węgla brunatnego w 2030 r. ceny w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym są niższe o 8 EUR/MWh. Dotyczy to wyjścia z węgla do 2035 i 2032 r.

Ze względu na wysoki udział energii ze źródeł odnawialnych ogólny poziom cen w Niemczech jest niższy niż w Polsce i Czechach.

Analogiczne wnioski płyną z analizy nie tylko cen hurtowych, ale i całkowitych kosztów systemu. Ze względu na wciąż stosunkowo niski udział OZE w polskim i czeskim rynku energii elektrycznej koszty systemu w scenariuszach stopniowego wycofywania są niższe średnio o 0,1–0,4% (Polska) i 1,3–1,7% (Czechy) oraz 0,1 w ciągu 20 lat. W Niemczech natomiast koszty systemu będą spadać z uwagi na coraz mniejsze wsparcie OZE.

Przyspieszone wycofanie się z węgla brunatnego ogranicza import energii elektrycznej.

Struktura miksu energetycznego w krajach trójkąta węglowego ma istotny wpływ na poziom importu i eksportu. Analiza wskazuje, że szybsze wycofanie się z węgla brunatnego i zastępowanie mocy odnawialnymi źródłami energii pociąga za sobą spadek importu energii elektrycznej zarówno w Polsce, jak i w Czechach:



W Polsce import energii elektrycznej zmniejsza się z 11 TWh w 2030 r. w scenariuszu referencyjnym do 6 TWh w 2030 r. w scenariuszu wycofania jednostek węglowych z eksploatacji w 2032 r.



W Czechach import energii elektrycznej zmniejsza się z około 5 TWh w 2030 r. w scenariuszu odniesienia do prawie zera w 2030 r. w scenariuszu stopniowego wycofywania.



W Niemczech jednak bilans handlowy jest we wszystkich trzech scenariuszach podobny, ponieważ udział OZE jest wysoki już w scenariuszu referencyjnym. Zresztą już obecnie Niemcy eksportują znacznie więcej energii elektrycznej, niż importują.

Data odejścia od węgla brunatnego. Nasza analiza wskazuje, że odejście od węgla brunatnego w regionie jest realne w perspektywie 2032 r. Eksploatowane obecnie złoża tego surowca zostaną w większości wyczerpane w Polsce, a siły rynkowe będą w całej UE wypychać z rynku najbardziej emisyjne jednostki. Elektrownie na węgiel brunatny w wielu krajach już są nierentowne, dlatego zamiast nieustannie do nich dopłacać trzeba podjąć decyzje o transformacji energetyki, tak by nowe moce powstały na czas, a bezpieczeństwo energetyczne nie zostało zagrożone. Właśnie z tej perspektywy, konieczna jest koordynacja polityk krajów trójkąta węglowego.

Uzgodnienie strategii i przyszłej roli gazu w systemie.

Nasza analiza wskazuje na duży przyrost mocy gazowych. Jest to konieczne, ale zarazem problematyczne. Gaz, choć mniej emisyjny, jest nadal paliwem kopalnym i z perspektywy neutralności klimatycznej jego rola musi zostać ograniczona. Poza tym jest to paliwo importowane, mimo tego, że w ostatnich latach nastąpiła znaczna poprawa w zakresie integracji europejskiego rynku gazu i połączeń międzysystemowych, a dostęp do rynku skroplonego gazu ziemnego (LNG) przyczynił się do dywersyfikacji kierunków dostaw.

Mimo konieczności rozbudowy mocy gazowych uważamy, że należy rozpocząć dyskusję o tym, jak nie przewymiarować całego systemu energetycznego. Inwestowanie w gaz ziemny może mieć uzasadnienie tylko, jeśli w przyszłości sektor gazu znacznie się „zazieleni” a gaz ziemny będzie zastąpiony przez nisko- lub zeroemisyjne paliwo, takie jak wodór czy biometan. Jednocześnie osiągnięcie pozytywnych skutków transformacji i szybszego odchodzenia od węgla brunatnego (mniejszy import, niższe ceny hurtowe i koszty systemu) będzie możliwe wtedy, kiedy to OZE będą głównym sposobem na wypełnienie luki węglowej.

3. Scenariusze zastępowania węgla brunatnego i założenia

3.1. Scenariusze

W niniejszym opracowaniu analizujemy trzy scenariusze dla każdego kraju. Punktem odniesienia jest scenariusz referencyjny (bazowy), w dużej mierze oparty na obecnej polityce rządów, połączony z symulacją ekonomiczną decyzji inwestycyjnych. Następnie konstruujemy dwa scenariusze stopniowego wycofywania węgla brunatnego. W projektowaniu scenariuszy założyliśmy, że polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej uwspólnia krajowe strategie odchodzenia od węgla. Dlatego po analizie zaproponowaliśmy lata 2032 i 2035 jako czas, kiedy odejście od węgla może nastąpić – ze względu na ograniczenie dostępności złóż, ekonomię oraz czynniki środowiskowe. Poniżej szczegółowo wyjaśniono założenia tych scenariuszy.

Scenariusz referencyjny. W tym scenariuszu rozwoju systemu elektroenergetycznego punktem wyjścia jest polityka energetyczna każdego z państw trójkąta węglowego. Podchodzimy jednak do nich krytycznie i zakładamy pewne modyfikacje.

Tabela 1. Krajowe strategie energetyczne

10

 Niemcy	 Polska	 Czechy
Elektrownie na węglu brunatnym oraz kamiennym są stopniowo wycofywane zgodnie z planem zaproponowanym przez Komisję Węglową na początku 2019 r. Dodatkowo uwzględniamy rządowy cel 65-procentowego udziału OZE do 2030 r. oraz 80-procentowego do 2040 r.	Scenariusz referencyjny jest oparty na projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP 2040) z 2018 r. Jednak naszym zdaniem projekt PEP 2040 nie uwzględnia wszystkich realiów ekonomicznych, dlatego częściowo go modyfikujemy. Nie uwzględniamy energetyki jądrowej ² oraz zakładamy, że decyzje dotyczące nowych mocy będą podejmowane na podstawie kryteriów kosztowych. Projekt PEP 2040 przewiduje otwarcie dwóch nowych odkrywek węgla brunatnego, jednak uważamy, że jest to nierealne, biorąc pod uwagę uwarunkowania ekonomiczne i regulacyjne.	Założenia dotyczące rozwoju mocy produkcyjnych opierają się na krajowym planie energetyczno-klimatycznym oraz planach ČEZ, największego operatora elektrowni węglowych. Naszym zdaniem jednak czeski plan krajowy przyjmuje konserwatywne podejście do rozwoju źródeł odnawialnych. Dlatego uwzględniamy bardziej ambitne prognozy, które potwierdziliśmy w rozmowach z ekspertami.

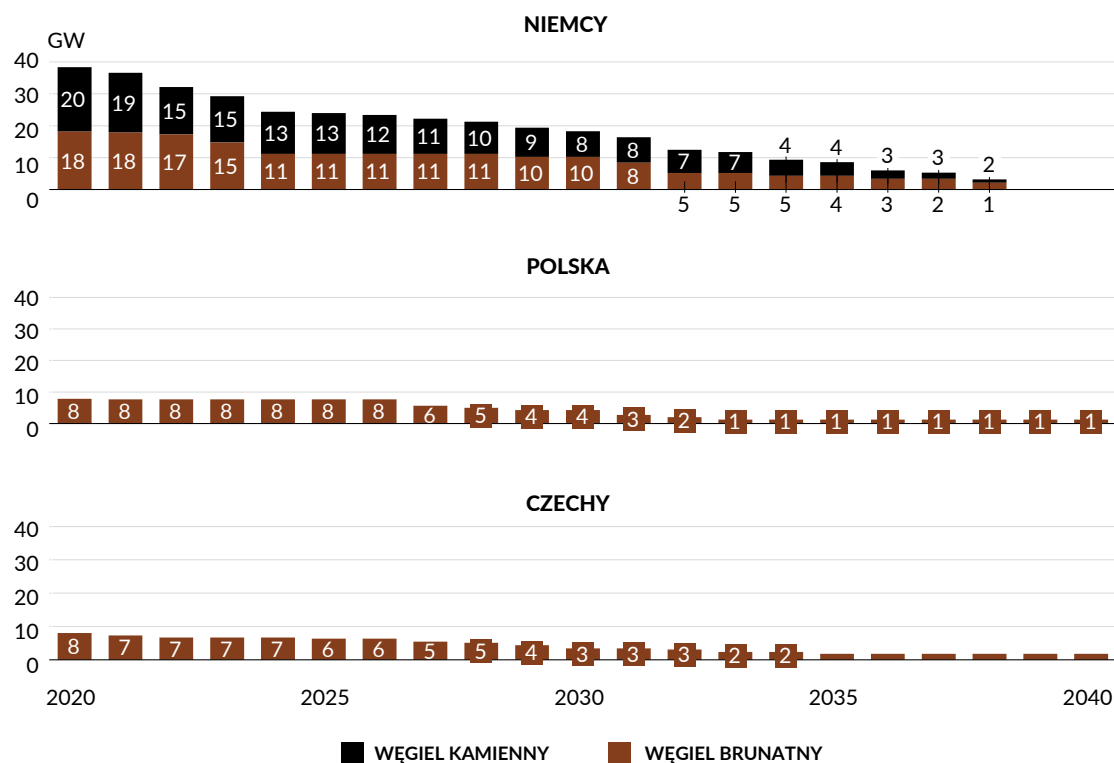
Źródło: Aurora Energy Research.

2

Głównym powodem nieuwzględnienia energetyki jądrowej jest utrzymujący się brak decyzji dot. tego programu, co ma przełożenie na brak przesądzeń związanych z finansowaniem, dostawcy technologii oraz lokalizacją.

W modelu budowa źródeł odnawialnych (bez subsydiów), konwencjonalnych czy innych technologii zapewniających elastyczność systemu ma miejsce wtedy, gdy projekt jest opłacalny ekonomicznie na podstawie kryterium dodatniej wartości przepływów netto (NPV).

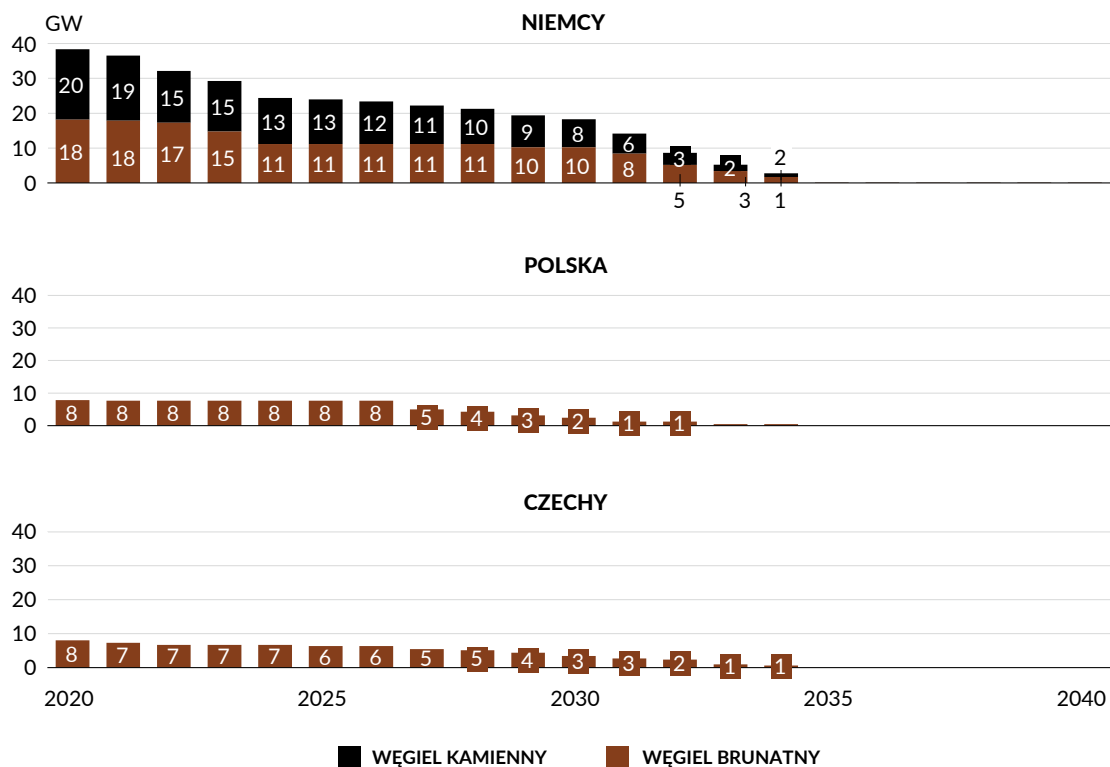
Rys. 1. Rozwój mocy zainstalowanych w węglu brunatnym w krajach trójkąta węglowego – scenariusz referencyjny



Źródło: Aurora Energy Research.

Scenariusz wycofania węgla brunatnego w 2035 r. W scenariuszu wycofywania węgla brunatnego z eksploatacji do 2035 r. zakładamy, że do tego czasu w krajach trójkąta węglowego jednostki opalane tym paliwem zostaną trwale wyłączone, a zastąpią je źródła odnawialne: morskie elektrownie wiatrowe, wiatraki na lądzie oraz źródła fotowoltaiczne.

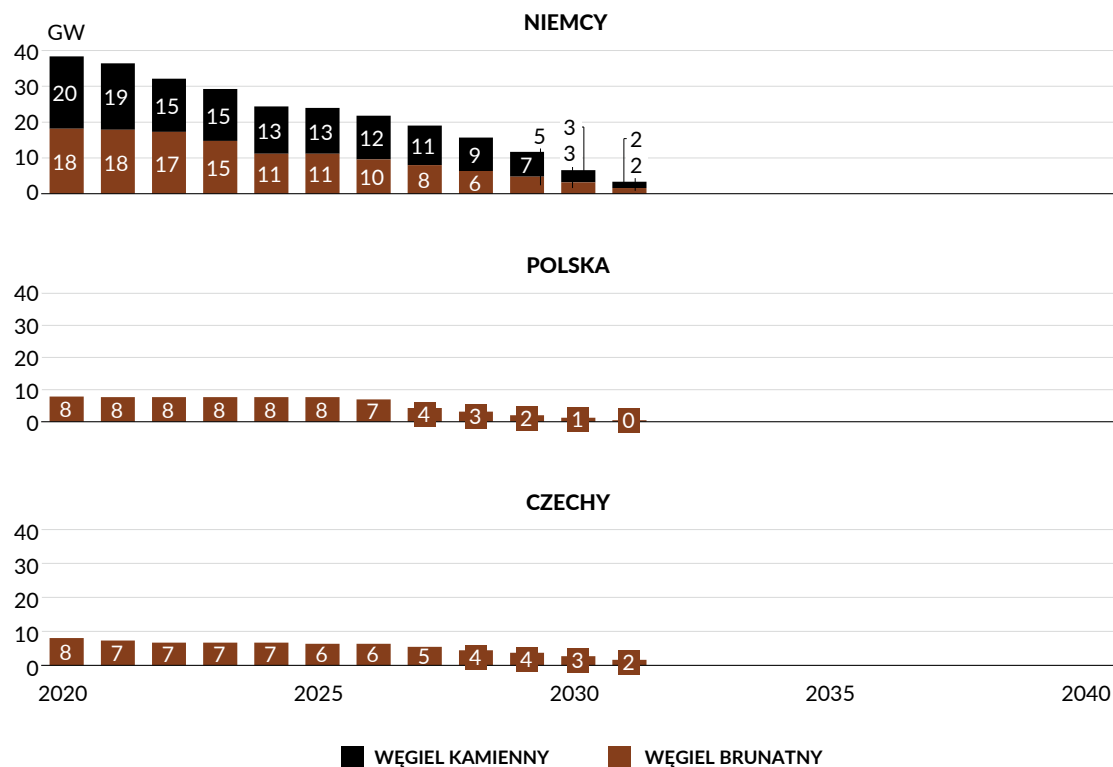
Rys. 2. Rozwój mocy zainstalowanych w węglu brunatnym w krajach trójkąta węglowego – scenariusz 2035



Źródło: Aurora Energy Research.

Scenariusz wycofania węgla brunatnego w 2032 r. W scenariuszu trzecim do końca 2032 r. z eksploatacji zostaną wycofane wszystkie elektrownie opalane węglem brunatnym w Niemczech, Polsce i Czechach. Podobnie jak w scenariuszu 2035, różnica w produkcji energii elektrycznej zostanie w pełni zastąpiona przez źródła odnawialne. W związku z przyspieszoną likwidacją mocy elektrowni opalanych węglem brunatnym do 2032 r. wycofywane są również elektrownie na węgiel kamienny w Niemczech. Likwidacja mocy wytwórczych na węgiel kamienny w Polsce i Czechach przebiega zgodnie z kierunkiem wyznaczonym w scenariuszu referencyjnym.

Rys. 3. Rozwój mocy zainstalowanych w węglu brunatnym w krajach trójkąta węglowego – scenariusz 2032



Źródło: Aurora Energy Research.

3.2. Założenia modelowania

Bardzo duży wpływ na przebieg transformacji mają ceny surowców energetycznych oraz dostępnych technologii. Dlatego analizie tych czynników poświęcamy dużo uwagi. Jednocześnie zakładamy, że celem transformacji jest nie tylko ograniczenie emisji, ale też zapewnienie bezpiecznych dostaw energii.

W żadnym z analizowanych scenariuszy nie ma ryzyka niezbilansowania systemu. Zakładamy budowę wystarczającej ilości mocy do pokrycia szczytowego zapotrzebowania. Przy określeniu struktury zapotrzebowania oraz modelu pracy źródeł odnawialnych przyjęliśmy rzeczywiste dane za rok 2013. W modelu nie formułujemy minimalnych wymagań dla mocy dyspozycyjnych. Zakładamy, że zapotrzebowanie musi być pokryte w każdej godzinie i że bezpieczeństwo systemu będą wspierać usługi systemowe wraz z magazynami i OZE.

3.2.1. Jak będą kształtowały się ceny surowców energetycznych?

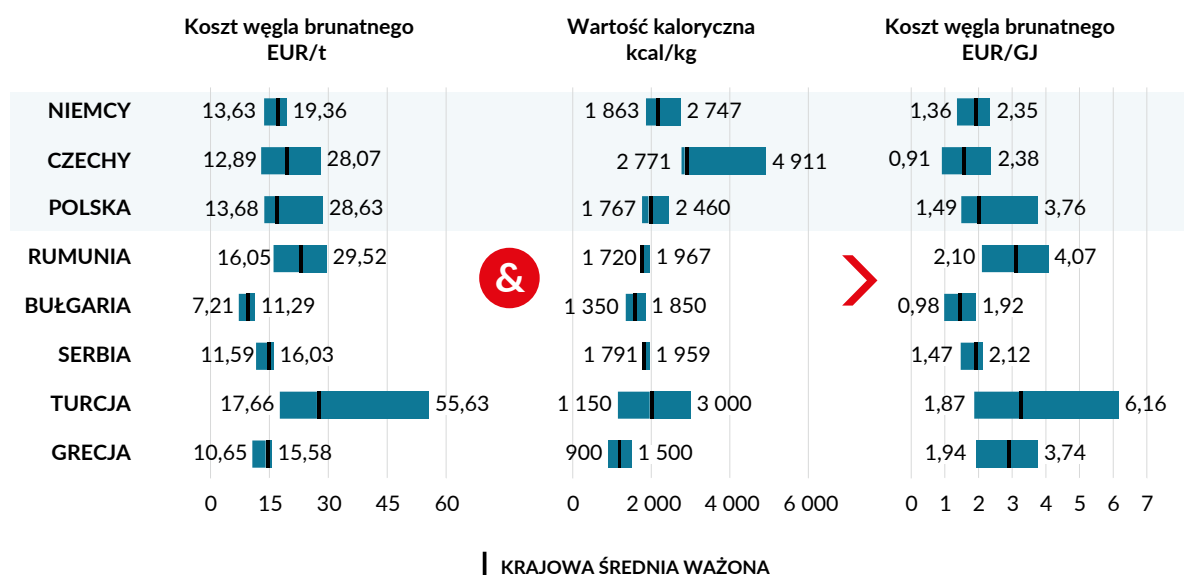
Przedstawione poniżej ścieżki cenowe odnoszą się do długoterminowych trendów. Możliwe są odchylenia od zakładanych scenariuszy wskutek niespodziewanych zdarzeń politycznych, ekologicznych lub epidemicznych, z którymi mamy do czynienia w chwili finalizowania prac nad niniejszym raportem.

Ceny węgla brunatnego. Ceny węgla brunatnego różnią się w poszczególnych regionach, a nawet kopalniach, ze względu na zróżnicowanie wartości opałowej, kosztów pracy, jak i produktywności. Różnice w kosztach przedstawia rys. 4. W badanych krajach cena tony węgla brunatnego jest wysoka w porównaniu z innymi lokalizacjami³. Wiąże się to prawdopodobnie z wyższą wartością opałową. Koszty produkcji 1 GJ (łącznie z kosztami wydobycia, amortyzacji

i kosztami kapitału) wynoszą od 0,91 EUR do 3,76 EUR (lub od 3,28 EUR/MWh do 13,54 EUR/MWh). Ponieważ średnia ważona kosztów całkowitych jest porównywalna w tych trzech krajach, modelujemy je w oparciu o jednolite ceny węgla brunatnego.

Dla celów modelowania przyjmujemy, że koszt zmienny produkcji z węgla brunatnego w wysokości 1,76 EUR/MWh będzie utrzymywał się na stałym poziomie. To pewnego rodzaju uproszczenie wynika ze znacznej dostępności węgla brunatnego w badanych lokalizacjach i mimo wszystko ograniczonego wpływu niewielkich różnic kosztów paliwa na ceny produkcji energii elektrycznej.

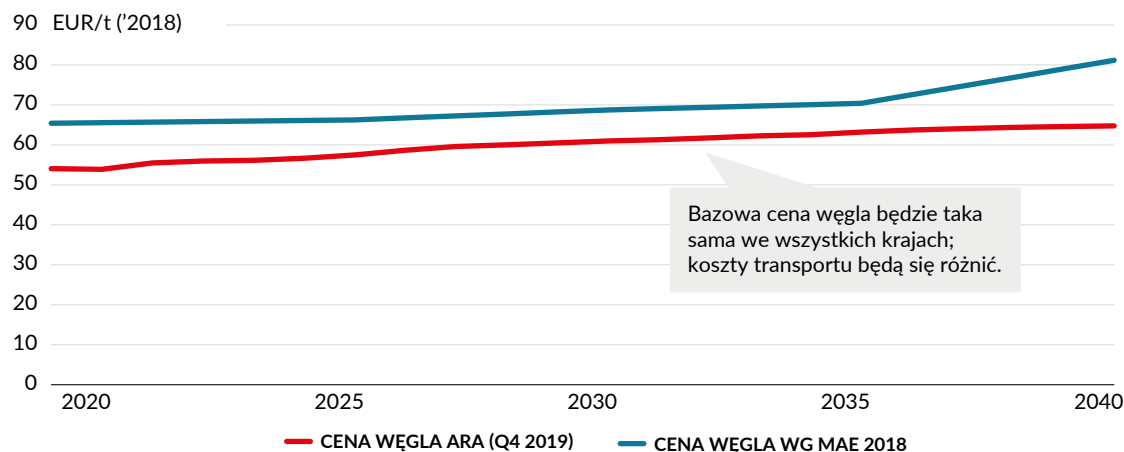
Rys. 4. Koszty węgla brunatnego w wybranych krajach



Źródło: Euracoal, IEA, Eurostat, Annual reports, Debriv, Statistical Office of Serbia, Turkish Statistical Institute, Niemann-Delius i inni, Achlada, M.E.T.E, PPC, Booz & Company.

Ceny węgla kamiennego. Oczekujemy, że ceny węgla ARA (z wyłączeniem kosztów transportu) spadną do 54 EUR/t w 2020 r., a następnie wzrosną do 61 EUR/t w 2030 r. i 65 EUR/t w 2040 r. Zilustrowano to na rys. 5. W analizie bierzemy pod uwagę cenę węgla ARA wraz z kosztami transportu.

Rys. 5. Średnie roczne ceny węgla ARA bez kosztów transportu do 2040 r.



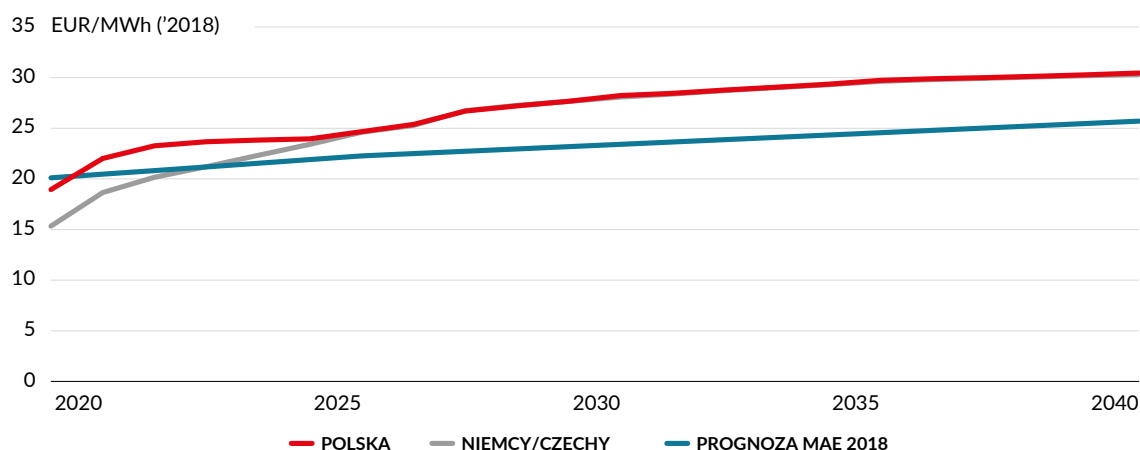
Źródło: Aurora Energy Research; International Energy Agency, World Energy Outlook 2018, <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>. Uwaga: Cena węgla kamiennego z Amsterdamu, w Rotterdamie i Antwerpii (ARA). W latach 2018-2024 ceny uwzględniają bieżące notowania kontraktów terminowych na dane lata.

Scenariusz cen węgla odzwierciedla jego zmniejszające się zużycie w większości regionów świata poza Afryką i Azją. Na międzynarodowym rynku wzrost zarówno produkcji, jak i zużycia jest napędzany przede wszystkim przez Indie. W Afryce przewidujemy w badanym horyzoncie czasowym wzrost zużycia. Natomiast wiele krajów rozwiniętych, takich jak Australia, Nowa Zelandia, Wielka Brytania, Francja i Niemcy, dąży do stopniowej rezygnacji z produkcji energii elektrycznej z węgla. Spowoduje to spadek zapotrzebowania na węgiel energetyczny, co częściowo złagodzi wzrost cen. W Chinach spodziewamy się spadku wydobywania, co wpłynie na globalną podaż surowca. Jednocześnie produkcja węgla w USA i Rosji zmniejszy się ze względu na rosnące koszty wydobywania, które będą negatywnie oddziaływać na możliwości eksportu.

Te podstawowe czynniki są uwzględniane w innych prognozach cenowych, takich jak prognozy Międzynarodowa Agencja Energii (MAE). W porównaniu ze scenariuszem Nowych Polityk opracowanym przez MAE spodziewamy się, że wypieranie węgla przez gaz w energetyce będzie szybsze, co doprowadzi do niższego popytu na węgiel, a tym samym niższej ceny, niż prognozuje MAE.

Ceny gazu ziemnego. W 2020 r. ceny gazu ziemnego w Czechach i Niemczech wyniosą 19 EUR/MWh, w porównaniu z 22 EUR/MWh w Polsce. Ilustruje to rys. 6.

Rys. 6. Prognoza cen gazu ziemnego



Źródło: Aurora Energy Research, TGE.

Na początku lat 20. na rynku pojawia się nadwyżka gazu ziemnego, która obniża jego cenę. Jest to skutek oddania do użytku nowych terminali eksportowych LNG, wolnych mocy produkcyjnych w Rosji oraz cieplejszych zim w Europie i Azji. Do połowy lat 20. cena gazu ziemnego w Niemczech, Czechach i Polsce ma się wyrównać do 25 EUR/MWh. Spodziewamy się, że na ceny gazu w Polsce, Czechach i Niemczech wpłynie oddanie do użytku Baltic Pipe i lepsza integracja rynków gazu w UE.

W prognozowanym horyzoncie czasowym ceny gazu wzrosną do poziomu 30 EUR/MWh w 2030 r. (długoterminowe koszty dostawy LNG). W tym okresie spodziewane jest zmniejszenie lokalnej produkcji gazu ziemnego w UE i zastąpienie jej importem gazociągów rosyjskich i norweskich oraz produkcją LNG.

Ścieżka wzrostu cen gazu na rys. 6 uwzględnia wzrost zapotrzebowania na błękitne paliwo z Azji, co wpłynie na poziom cen na świecie. Sytuację będzie potęgował wzrost cen ropy naftowej. Spowoduje to wzrost kosztów przemysłu gazowego. Pod koniec horyzontu modelowania cena gazu ziemnego w Europie będzie w coraz większym stopniu ustalana przez amerykański LNG, co sprawi, że ceny gazu ziemnego w Europie Północno-Zachodniej będą zbliżone z cenami w Azji.

W porównaniu z projekcjami MAE obserwujemy silniejsze przejście z węgla na gaz, co będzie miało wpływ na wzrost zapotrzebowania na błękitne paliwo.

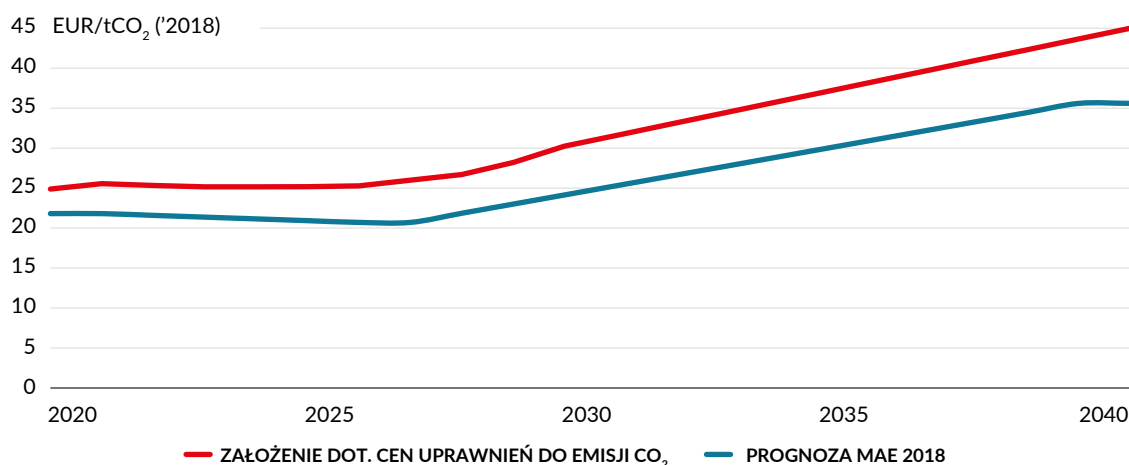
Ceny uprawnień do emisji CO₂. Oczekujemy, że cena uprawnień do emisji CO₂ wzrośnie z 26 EUR/t w 2020 r. do 32 EUR/t i 45 EUR/t w 2040 r. Gwałtowniejszy wzrost cen pod koniec 2020 r. będzie wynikał z odpowiedzi rynku na przewidywane zaostreżenie Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (ETS) w kolejnej fazie jego funkcjonowania, która rozpoczyna się w 2021 r.

Ścieżka cenowa dla uprawnień przedstawiona na rys. 7 uwzględnia obecny cel UE 40-procentowej redukcji emisji CO₂ do 2030 r. (w porównaniu z poziomem z 1990 r.), co oznacza 43% redukcji emisji w sektorach objętych systemem ETS (w porównaniu z 2005 r.).

Podniesienie ogólnounijnego celu do 50% lub 55%, jak planuje Komisja Europejska, nie znajduje jeszcze odzwierciedlenia w tej ścieżce cenowej i może prowadzić do znacznego wzrostu cen emisji CO₂.⁴ W porównaniu ze scenariuszem Nowych Polityk MAE przewidujemy wyższe ceny uprawnień do emisji.

Aby umożliwić lepsze porównanie między scenariuszami, zakładamy, że ceny uprawnień do emisji pozostaną na tym samym poziomie w każdym ze scenariuszy, chociaż szybsze wycofywanie węgla może doprowadzić do zwiększenia puli uprawnień na rynku, a co za tym idzie strukturalnych spadków cen. Dlatego rządy, podejmując decyzje o wycofywaniu się z węgla, powinny zaplanować działania, które ustabilizują system handlu emisjami i zapobiegą tworzeniu nadwyżki uprawnień i załamaniu cen⁵.

Rys. 7. Średnia roczna cena uprawnień do emisji CO₂



Źródło: Aurora Energy Research, International Energy Agency, World... op.cit.

Zwracamy uwagę, że bez działań wobec nadwyżkowych uprawnień redukcje emisji wynikające z wcześniejszego wyjścia z węgla brunatnego będą mniejsze. Prawdopodobnie większość oszczędności emisji będzie nadal możliwa, ponieważ rezerwa stabilności rynkowej (MSR) anuluje wszystkie uprawnienia na rynku, które przekraczają liczbę wyemitowaną w poprzednim roku⁶. MSR działa jednak z opóźnieniem, więc nadwyżkowe uprawnienia mogą też zwiększyć pulę uprawnień na rynku⁷.

4 Cel 50% lub 55% doprowadzi do wyższej ceny emisji CO₂. Jak szacuje KOBIZE, może to być nawet 76 EUR/t w 2030 r. Por. M. Pyrka i inni, *Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”*, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, 2020, <http://climatecake.pl/download/36/>.

5 Nadwyżki certyfikatów uwolnione w wyniku stopniowego wycofywania węgla brunatnego mogłyby zostać unieważnione w ramach ETS lub same limity emisji dla sektorów objętych ETS mogłyby zostać obniżone. W praktyce będzie to miało miejsce w wyniku podwyższenia celu redukcyjnego do 2030 r.

6 Agora Energiewende & Öko-Institut, *Vom Wasserbett zur Badewanne*, 2018, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Reform_des_European_emissions_trading_2018/Agora_energy_turn_from_waterbed_to_bathtub_WEB.pdf.

7 M. Pahle i inni, *Die unterschätzten Risiken des Kohleausstiegs*, „Energiewirtschaftliche Tagesfragen” 69(6), 2019, <https://www.pik-potsdam.de/members/pahle/pahle-edenhofer-et-al-risiken-kohleausstieg.pdf>.

W kontekście stopniowego wycofywania węgla brunatnego we wszystkich trzech krajach rozsądne byłoby uzgodnienie jednolitego podejścia do obliczania i wycofywania nadwyżek uprawnień. Jednym z podejść do anulowania nadwyżki certyfikatów byłaby redukcja limitu ETS, która jest obecnie dyskutowana w ramach nowego celu klimatycznego Komisji Europejskiej na rok 2030.

Zakładając tego typu interwencje, założyliśmy równe ceny uprawnień we wszystkich scenariuszach odchodzenia od węgla.

3.2.2. Połączenia transgraniczne

Sprawne funkcjonowanie połączeń międzysystemowych jest jednym z filarów unijnej polityki energetycznej, pozwalającym na integrację, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i ograniczenie cen energii. W niniejszym opracowaniu zakładamy, że przyszła maksymalna dostępna zdolność przesyłowa połączeń międzysystemowych w każdym kraju będzie odpowiadać średniej z ostatnich miesięcznych aukcji zdolności przesyłowych.

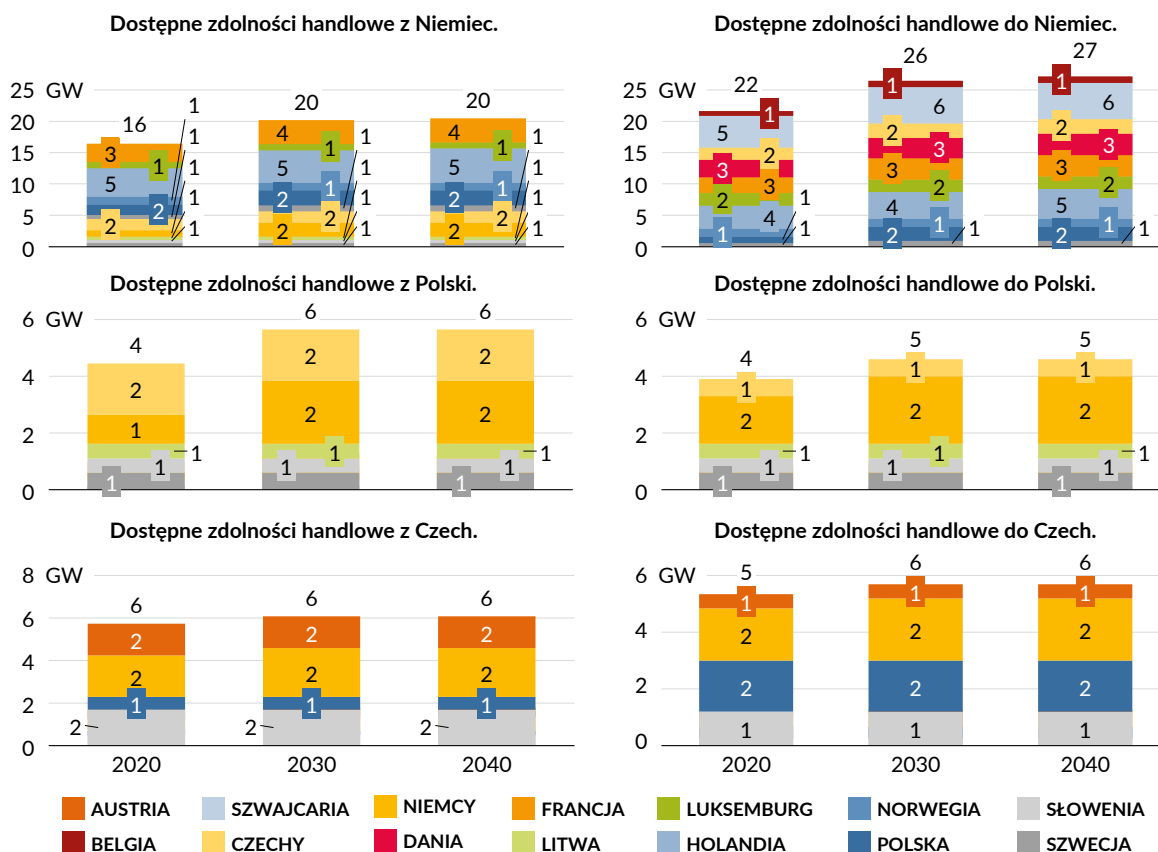
Aby osiągnąć maksymalną miesięczną wartość historyczną, ten poziom bazowy jest skalowany liniowo aż do początku lat 20. Ponadto założono konserwatywne wartości dotyczące mocy przesyłowych wymienionych w dziesięcioletnim planie rozwoju sieci ENTSO-E ze względu na ryzyko ich opóźnienia lub niezrealizowania.

Zakładane dostępne zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych pomiędzy Niemcami, Polską, Czechami i ich sąsiadami przedstawione są na poniższym rysunku.

Prognozy nie obejmują jeszcze celu udostępniania 70% dostępności połączeń na cele handlowe, zgodnie z wymogami nowych przepisów unijnych⁸. Realizacja tego celu będzie przyspieszała i ułatwiała odstawienia elektrowni na węgiel brunatny ze względu m.in. na zwiększenie możliwości bilansowania źródeł odnawialnych.

Rys. 8. Moc połączeń międzysystemowych Polski, Niemiec i Czech

17



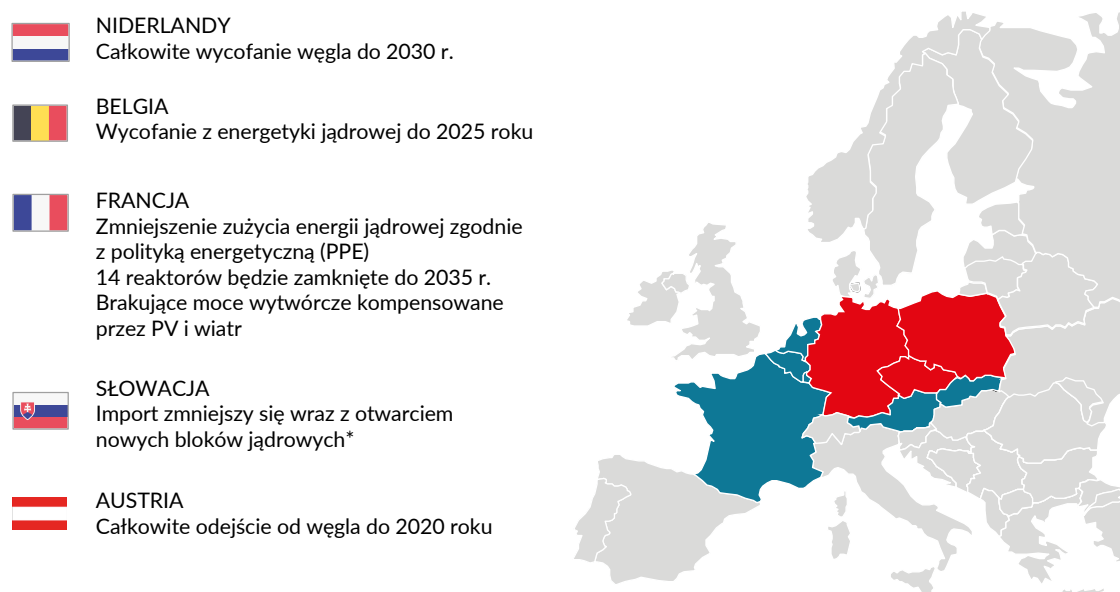
Źródło: Aurora Energy Research, ENTSO-E.

8 European Commission, *Clean energy for all Europeans*, 2019, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/>.

3.2.3. Planowane zmiany w systemach energetycznych krajów UE

Unia Europejska działa w systemie naczyń połączonych. Zmiany w miksie energetycznym jednego kraju mają wpływ na sąsiadów. Dlatego analizujemy nie tylko najważniejsze przyszłe zmiany na rynku energii w Polsce, Czechach i Niemczech, ale również w Holandii, Belgii, we Francji, a także na Słowacji i w Austrii. Zostało to przedstawione na rysunku 9.

Rys. 9. Wybrane cele strategii energetycznych państwa sąsiadujących z krajami trójkąta węglowego



18

Źródło: Aurora Energy Research.

*Zakładając, że bloki Mochovce 3 i 4 (942 MW) zostaną oddane do użytku w 2021 r.

Zgodnie z planami moce konwencjonalne o niskich kosztach krańcowych opuszczą systemy energetyczne w Holandii, Belgii i we Francji, natomiast Słowacja planuje rozbudowę mocy jądrowych. Oddanie do eksploatacji bloku Mochovce 3 i 4 w 2021 r. zwiększy moc zainstalowaną o 942 MW w słowackim systemie elektroenergetycznym, zmniejszając tym samym import energii elektrycznej do tego kraju. Francja i Belgia planują ograniczenie produkcji w elektrowniach jądrowych. Zgodnie z programem energetycznym we Francji do 2035 r. ma zostać wyłączonych 14 reaktorów. Lukę w produkcji energii elektrycznej ma wypełnić energia z wiatru i słońca. Belgia do 2025 r. ma wycofać się z energii jądrowej. Ponadto Holandia i Austria zamkną ostatnie elektrownie węglowe odpowiednio do 2030 i 2020 r.

3.2.4. Adekwatność systemu

We wszystkich trzech scenariuszach moce wytwórcze w systemach energetycznych krajów trójkąta węglowego będą wystarczające do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc. Oznacza to, że nie wystąpią godziny, w których odbiorcy będą pozbawieni dostaw.

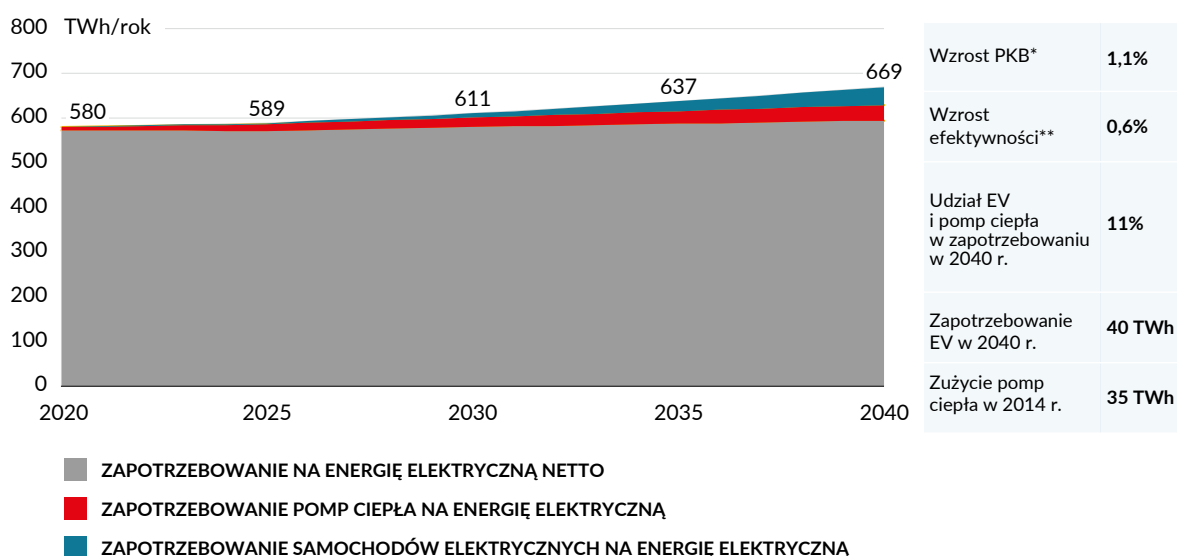
3.3. Plany energetyczne krajów trójkąta węglowego oraz rozwój systemu

3.3.1. Niemcy

Zapotrzebowanie. W modelu zapotrzebowania na energię elektryczną uwzględniono popyt na energię gospodarstw domowych oraz sektora przemysłowego i usługowego. Założono wzrost PKB i poprawę efektywności energetycznej. Do tak określonego zapotrzebowania podstawowego dodano wzrost zapotrzebowania wynikający z rosnącej roli pomp ciepła i samochodów elektrycznych.

Jak pokazano na rys. 10. Prognozowane zużycie energii elektrycznej netto w Niemczech do 2040 r., całkowite zużycie energii elektrycznej netto w Niemczech w 2020 r. wynosi 580 TWh. Zakładając częściową elektryfikację ciepła i transportu, zapotrzebowanie pomp ciepła przełoży się na dodatkowe 35 TWh, a pojazdów elektrycznych na 40 TWh, co łącznie oznacza wzrost zużycia energii elektrycznej do 669 TWh w 2040 r. Dla całego okresu modelowania zakładamy również ciągłą poprawę efektywności energetycznej. Zakładamy, że energia potrzebna do wytworzenia każdej jednostki PKB zmniejsza się o 0,6% każdego roku. Z kolei zapotrzebowanie na moc szczytową wyniesie w 2020 r. 80 GW, a w 2040 r. 115 GW.

Rys. 10. Prognozowane zużycie energii elektrycznej netto w Niemczech do 2040 r.



19

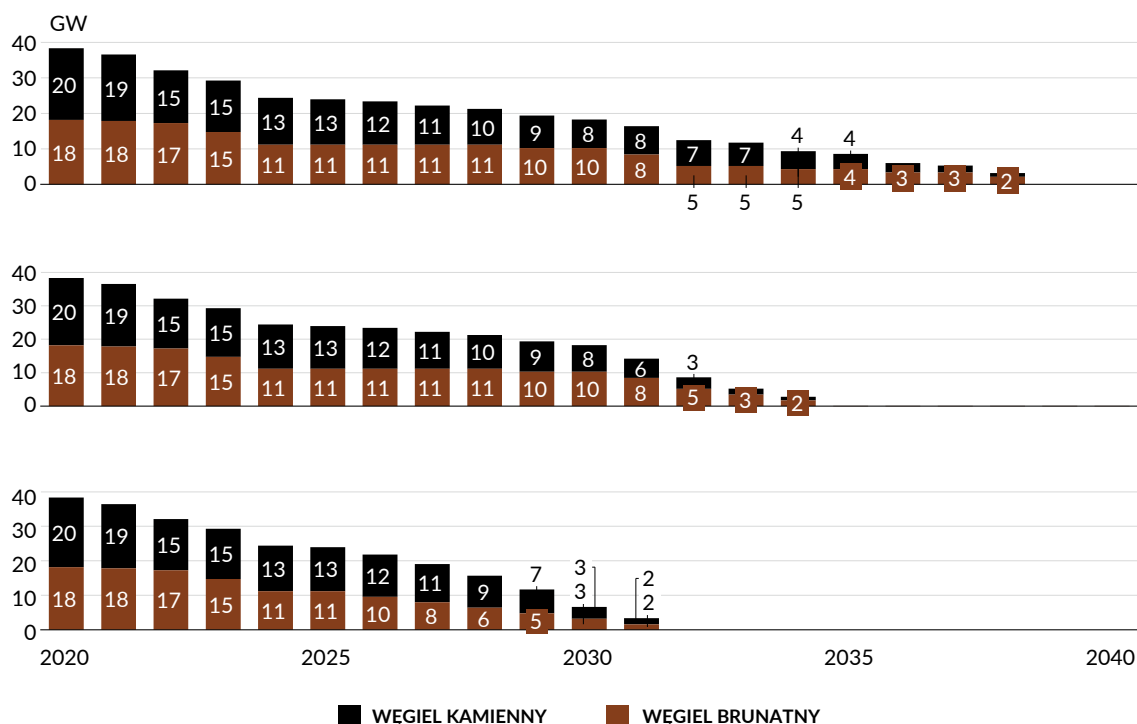
Źródło: Aurora Energy Research, IMF, Oxford Economics.

*Średnia z lat 2019-2040 **Rocznie; średnia ważona we wszystkich sektorach.

Moce węgla brunatnego i kamiennego. Zgodnie z zaleceniami Komisji Węglowej wszystkie elektrownie węglowe mają zostać wycofane najpóźniej do końca 2038 r. Zainstalowane moce wytwórcze w węglu spadną do 30 GW do końca 2022 r. i do 17 GW do końca 2030 r. Taka trajektoria wycofania mocy wytwórczych w węglu brunatnym została odzwierciedlona w scenariuszu referencyjnym. Z kolei wcześniejsze wycofanie węgla w Niemczech, do 2035 r., zostało uwzględnione w raporcie Komisji Węglowej. Taki scenariusz jest zgodny z naszym scenariuszem wycofania mocy węgla brunatnego do 2035 r.

Trzeci scenariusz, to wyłączenie mocy węglowych do 2032 r., a więc trzy lata szybciej i równolegle do odstawień mocy węgla brunatnego w Polsce i Czechach.

Rys. 11. Moce zainstalowane w węglu brunatnym i kamiennym w Niemczech do 2040 r. w trzech scenariuszach



20

Źródło: Aurora Energy Research.

Energia jądrowa. Dаты wyłączenia elektrowni jądrowych są umocowane w niemieckim prawie. Harmonogram ich zamykania przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 2. Funkcjonujące elektrownie jądrowe w Niemczech i przewidywane terminy ich zamknięcia

Elektrownia	Rok oddania do użytkowania	Typ reaktora	Operator	Moc zainstalowana (GW)	Data zamknięcia
Grohnde	1985	PWR	RWE	1,36	31 grudnia 2021 r.
Gundremmingen C	1984	BWR	RWE	1,28	31 grudnia 2021 r.
Brokdorf	1986	PWR	RWE	1,41	31 grudnia 2021 r.
Isar 2	1988	PWR	RWE	1,41	31 grudnia 2022 r.
Emsland	1988	PWR	RWE	1,33	31 grudnia 2022 r.
Neckarwestheim 2	1989	PWR	EnBW	1,31	31 grudnia 2022 r.

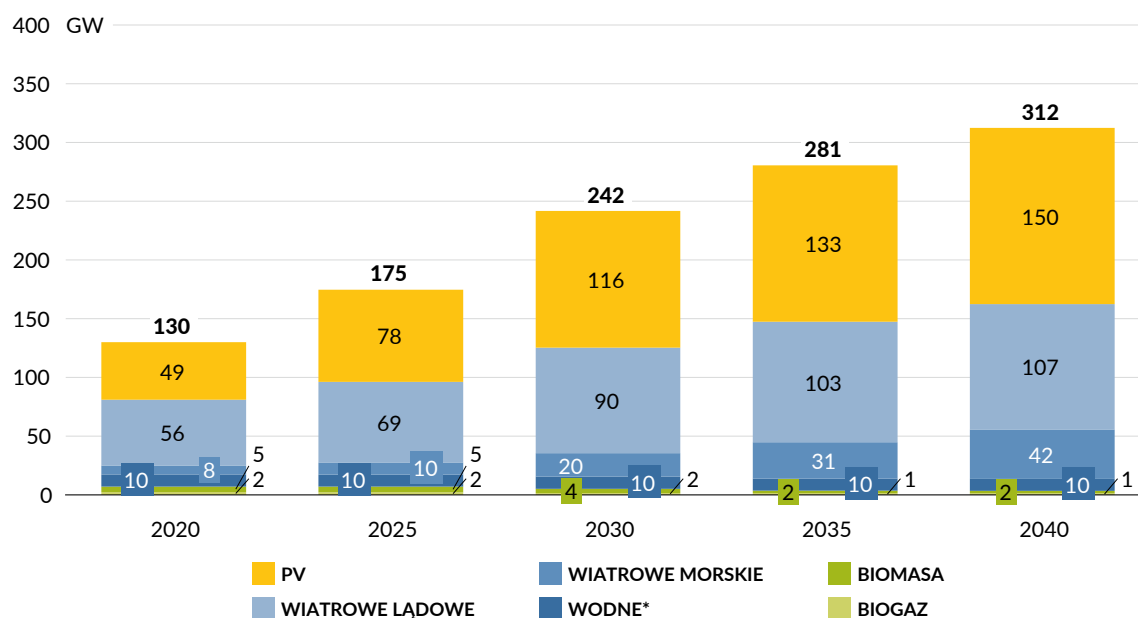
Źródło: Aurora Energy Research.

Odnawialne źródła energii. Rząd w Niemczech postawił sobie za cel 65-procentowy OZE w 2030 i 80-procentowy w 2040 r. Realizacja tych ambicji jest związana ze znaczącym rozwojem mocy:

- Moc elektrowni wiatrowych na lądzie i na morzu wzrośnie z 56 GW i 8 GW w 2020 r. do odpowiednio 90 GW i 20 GW w 2030 r.
- Do 2040 r. moc zainstalowana na lądzie i na morzu osiągnie odpowiednio 107 GW i 42 GW.
- Moc elektrowni słonecznych zwiększy się z 49 GW w 2020 r. do 116 GW w 2030 r.
- Do 2040 r. w Niemczech powstanie 150 GW mocy w elektrowniach słonecznych.

Biorąc pod uwagę ograniczenia przestrzenne dla rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie, należy się spodziewać większych wzrostów mocy elektrowni wiatrowych na morzu i słonecznych.

Rys. 12. Moc zainstalowana w OZE w Niemczech do 2040 r.



21

Źródło: Aurora Energy Research.

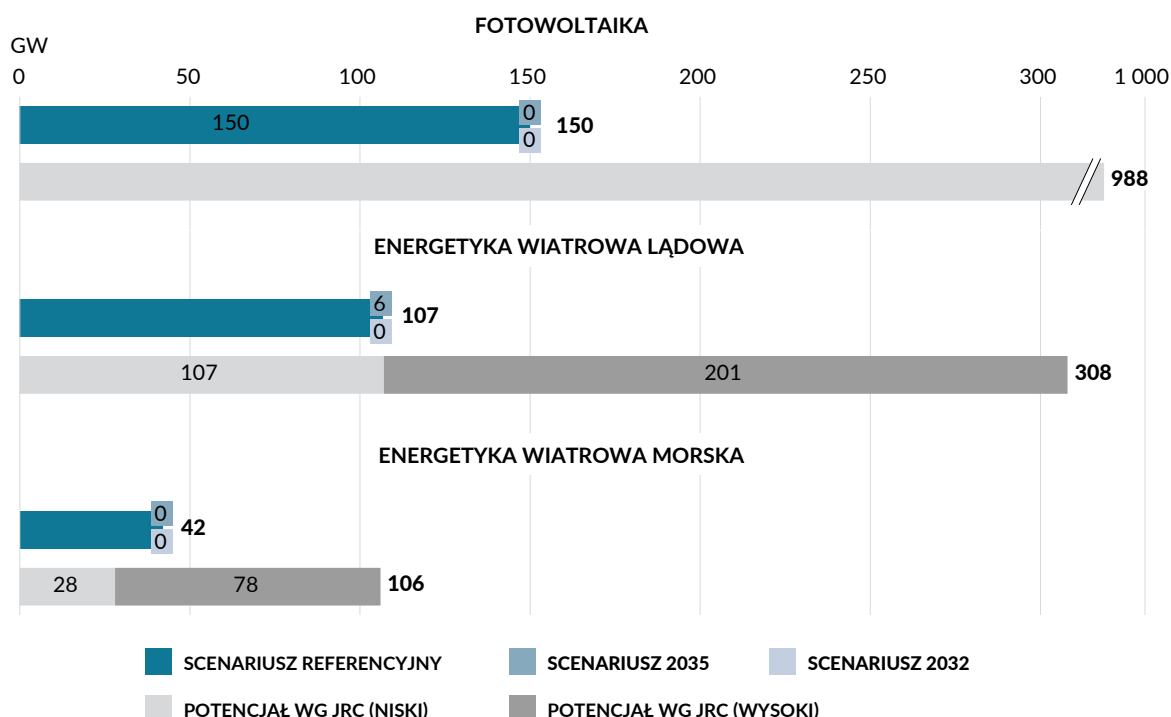
*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz szczytowo-pompowe.

Potencjał energetyki wiatrowej w Niemczech szacuje się między 107 GW a 308 GW⁹. Potencjał energetyki solarnej¹⁰ określa się nawet na poziomie 988 GW. Na rysunku 13 porównujemy potencjał OZE z proponowanymi przez nas wartościami.

⁹ European Commission, Joint Research Centre, ENSPRESO – WIND – ONSHORE and OFFSHORE, 2019.

¹⁰ European Commission, Joint Research Centre, ENSPRESO – Solar – PV and CSP, 2019.

Rys. 13. Porównanie potencjału OZE w Niemczech ze scenariuszami



22

Źródło: Aurora Energy Research; European Commission, Joint Research Centre, *ENSPRESO – WIND – ONSHORE and OFFSHORE*, 2019 oraz European Commission, Joint Research Centre, *ENSPRESO – Solar – PV and CSP*, 2019.

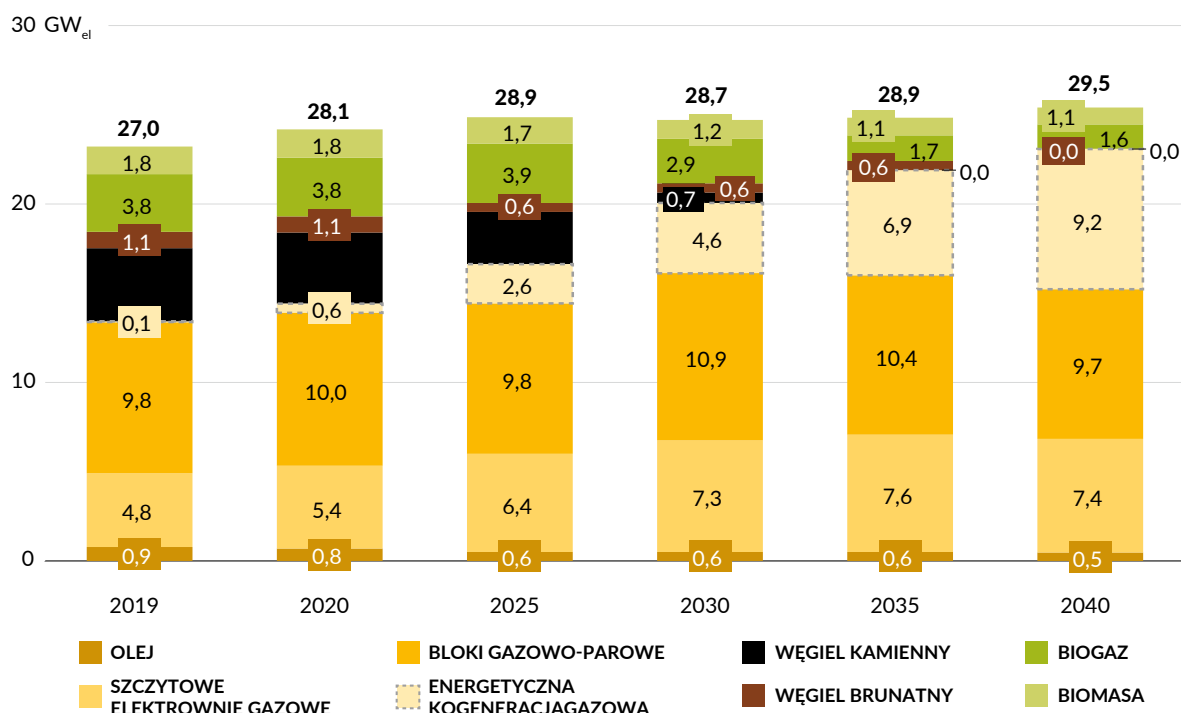
Wytwarzanie ciepła. Elektrociepłownie węglowe zostaną zastąpione przez bloki gazowo-parowe (CCGT), szczytowe elektrownie gazowe (OCGT) i inne elastyczne elektrociepłownie¹¹. Jak pokazano na rys. 14, moce zainstalowane CCGT w Niemczech wzrosną z 9,8 GW w 2019 r. do 10,9 GW w 2030 r. Po odejściu od węgla do 2040 r. zainstalowane zostaną łącznie 7,4 GW OCGT i 9,1 GW CCGT.

Dla celów niniejszego opracowania zakładamy, że elektrociepłownie będą działać wyłącznie na gazie ziemnym. Należy jednak zauważyć, że instalacje te mogą być również zasilane nisko- lub zeroemisyjnym gazem (biogazem, wodorem). Taka zmiana paliwa przyniesie pozytywne korzyści w zakresie redukcji emisji, ale w tym momencie nie jest jeszcze konkurencyjna cenowo.

11

W niniejszej analizie rozumiemy przez to jednostki składające się z gazowych silników tłokowych, jednostek power-to-heat i magazynów ciepła.

Rys. 14. Moce wytwórcze kogeneracji konwencjonalnej w Niemczech do 2040 r.



Źródło: Aurora Energy Research.

23

Magazynowanie i inne źródła elastyczności systemu. Po uwzględnieniu pojazdów elektrycznych i pomp ciepła widzimy, że zdolność reagowania po stronie popytu (Demand Side Response, DSR) w 2020 r. wyniesie 1,55 GW, a w 2040 r. wzrośnie do 2,1 GW. Jest to ostrożny szacunek; różne badania szacują techniczny potencjał DSR na rynku niemieckim na ponad 10 GW. Dodatkowo urządzenia do produkcji i magazynowania energii poza licznikiem przyczyniają się do łagodzenia szczytowego zapotrzebowania na moc. Przewidujemy 8 GW baterii domowych i 2 GW baterii przemysłowych do 2040 r.

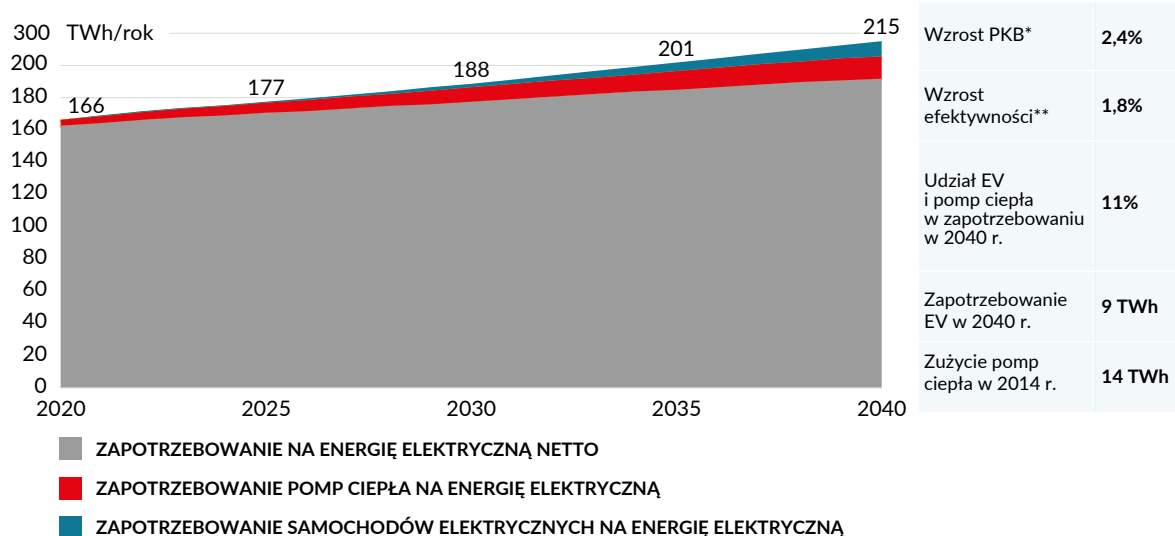
3.3.2. Polska

Zapotrzebowanie. Przy ocenie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce uwzględniono popyt gospodarstw domowych oraz przemysłu i usług. Uwzględniamy wzrost PKB oraz wzrost produktywności w całym prognozowanym horyzoncie czasowym. Do zapotrzebowania podstawowego dodajemy wzrost popytu wynikający z konsumpcji energii przez pompy ciepła i pojazdy elektryczne¹².

W horyzoncie modelowania założono stały i niemal liniowy wzrost popytu wynikający ze wzrostu PKB w średnim rocznym tempie 2,4%. Ze względu na wzrost efektywności energetycznej, wynoszący średnio 1,8% rocznie, oczekuje się, że popyt będzie wzrastał w bardziej umiarkowanym tempie w stosunku do wzrostu PKB.

Jak pokazano na rys. 15, całkowite zużycie energii elektrycznej netto ma wzrosnąć z 166 TWh w 2020 r. do 215 TWh w 2040 r. Popyt ze strony pomp ciepła i pojazdów elektrycznych ma wzrosnąć odpowiednio do 14 TWh i 9 TWh w 2040 r. Zapotrzebowanie szczytowe w tym okresie zwiększy się z poziomu 26 GW do 34 GW.

Rys. 15. Prognozowane zużycie energii elektrycznej netto w Polsce do 2040 r.



Źródło: Aurora Energy Research, IMF, Oxford Economics, Forum Energii.

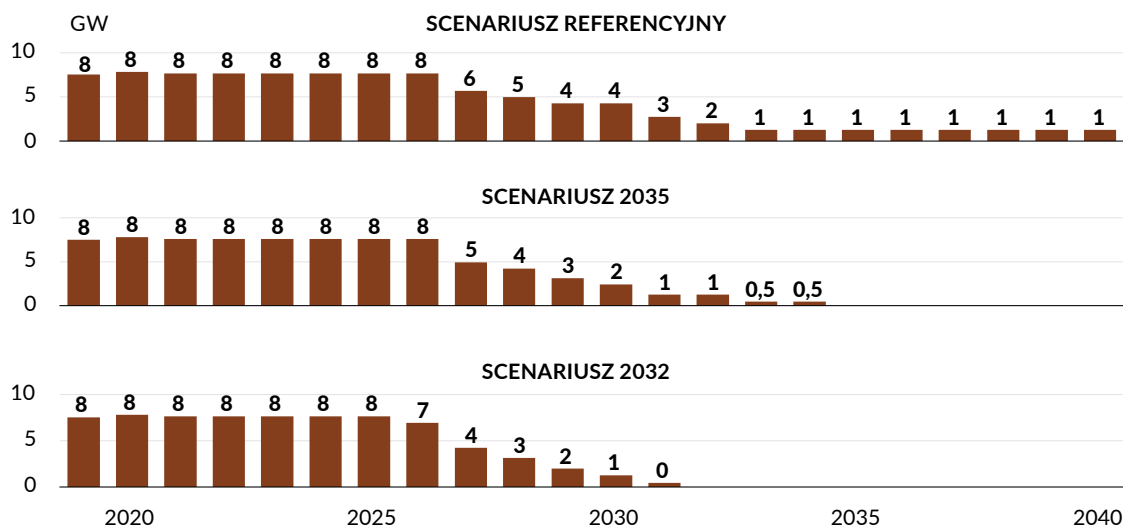
*Średnia z lat 2019-2040 **Rocznie; średnia ważona we wszystkich sektorach.

Moce zainstalowane w węglu brunatnym i kamiennym. Rozwój mocy elektrowni na węgiel brunatny w scenariuszu odniesienia jest ograniczony dostępnością zasobów węgla brunatnego. Zakładamy, że obecnie funkcjonujące kopalnie zostaną w pełni wyeksploatowane i nie będą otwierane nowe. Starsze bloki w elektrowni Bełchatów stopniowo będą zamykane głównie od 2028 r. (wtedy zresztą kończą się ich 5-letnie kontrakty mocowe zawarte na lata 2024–2028), natomiast nowsze bloki w elektrowniach Bełchatów i Turów mają pozostać w eksploatacji do 2040 r.

Zgodnie ze scenariuszem referencyjnym moce wytwórcze w węglu brunatnym zmniejszą się z 8 GW w 2020 r. do 4 GW w 2030 r. i do 1 GW w 2040 r., ponieważ wykorzystanie węgla brunatnego przestanie być rentowne. Zilustrowano to na rys. 16.

Dla porównania, w scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. moce produkcyjne spadną do 2 GW do 2030 r., ponieważ starsze bloki w elektrowni Bełchatów byłyby zamykane do 2030 r. Nowe bloki w Bełchatowie i Turowie będą pracowały do 2035 r. W scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. tylko nowe bloki w elektrowniach Bełchatów i Turów pozostają do tego czasu w eksploatacji.

Rys. 16. Moce zainstalowane w węglu brunatnym w Polsce do 2040 r. w trzech scenariuszach



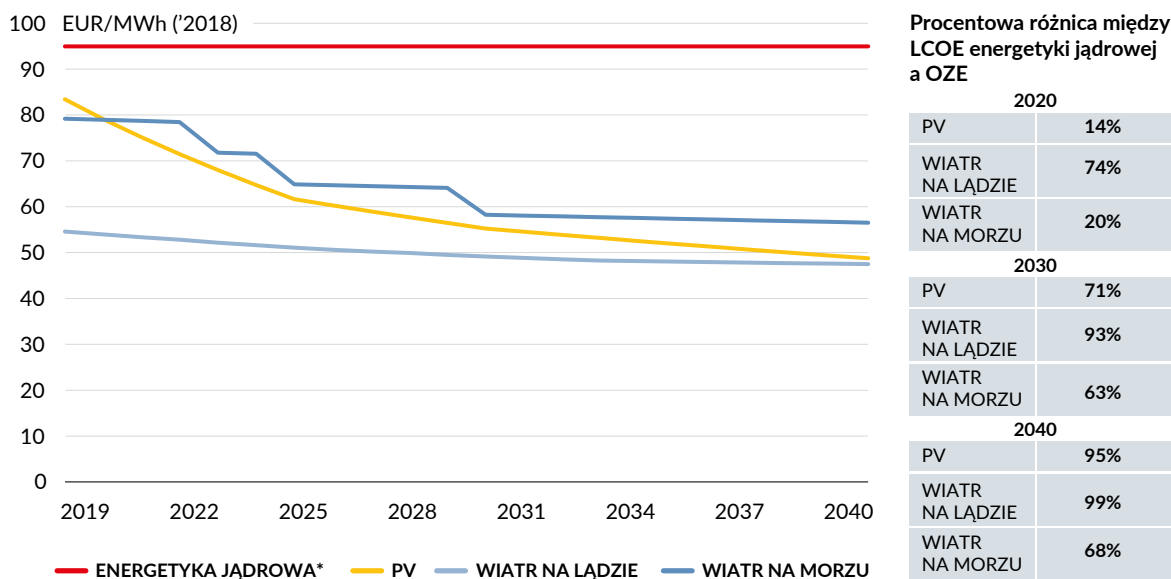
Źródło: Aurora Energy Research.

Energetyka jądrowa. Nie przewidujemy budowy elektrowni jądrowych w celu zastąpienia zamykanych mocy w węglu brunatnym. Według PEP 2040 bloki jądrowe miałyby powstać już do 2033 r.; uważamy to jednak za mało prawdopodobne, aby plany te zostały zrealizowane.

Pierwszy powód ma związek z ekonomią. Koszt energii elektrycznej LCOE (Levelized Cost of Electricity) dla nowo budowanej elektrowni jądrowej jest znacznie wyższy niż dla nowo budowanych technologii OZE. W 2020 r. wskaźnik LCOE dla energetyki jądrowej jest o 20% wyższy niż dla energetyki wiatrowej na morzu i słonecznej oraz o 76% wyższy niż dla energetyki wiatrowej na lądzie. W prognozowanym horyzoncie czasowym różnica ta się powiększy, co pokazano na rys. 17¹³.

25

Rys. 17. LCOE dla technologii jądrowych i OZE w Polsce



Źródło: Aurora Energy Research.

*Założenia: CAPEX 6,3 mld EUR/MW, operacyjne koszty stałe 84 tys. EUR/MW, operacyjne koszty zmienne 10 EUR/MW.

Po drugie, istnieje ryzyko techniczne, które należy wziąć pod uwagę: w PEP energia jądrowa ma zastąpić węgiel brunatny w polskim koszyku energetycznym po wyczerpaniu się zasobów obecnych kopalń. Jeżeli węgiel brunatny już się skończy, a energetyka jądrowa nie powstanie na czas, bezpieczeństwo energetyczne będzie zagrożone¹⁴.

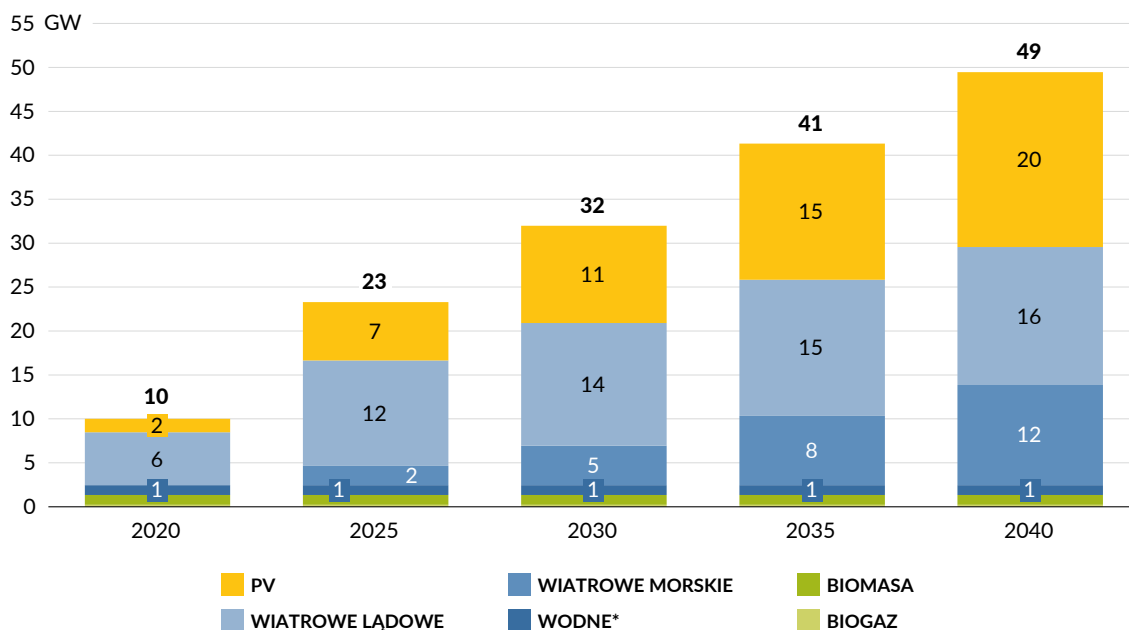
Po trzecie, nasz scenariusz prowadzi do niższej emisji niż w obecnej polskiej polityce energetycznej, mimo że nie obejmuje energii jądrowej.

Odnawialne źródła energii. Jak pokazano na rys. 18, moce wytwórcze ze źródeł odnawialnych wzrosną z 10 GW w 2020 r. do 49 GW w 2040 r. Do 2040 r. 20 GW mocy zainstalowanej będzie pochodzić z fotowoltaiki, co jest zgodne z projektem PEP 2040 (w wersji z 2018 r). Zakładamy, że jeśli tych mocy nie uda się wybudować w warunkach rynkowych, otrzymają one wsparcie finansowe.

Dla porównania, spodziewamy się, że do 2040 r. moc zainstalowana w morskich elektrowniach wiatrowych nieznacznie przekroczy cele rządowe, osiągając łącznie 12 GW. Przyjmujemy założenie, podobnie jak projekt ustawy offshorowej, że te projekty będą wymagały wsparcia poprzez kontrakty różnicowe. Będą one najpierw przyznawane na poziomach ustalonych przez rząd, a następnie określane w drodze aukcji.

Energetyka wiatrowa na lądzie będzie rozwijać się wyłącznie w sposób rynkowy, ponieważ nie zakładamy dalszego jej wsparcia poza tym, które zostało już ogłoszone. W związku z tym spodziewamy się, że do 2040 r. moc wiatru na lądzie osiągnie 16 GW. Wymaga to zniesienia reguły 10H i takie założenie zostało w raporcie przyjęte.

Rys. 18. Moc zainstalowana w OZE w Polsce do 2040 r.



Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz szczytowo-pompowe.

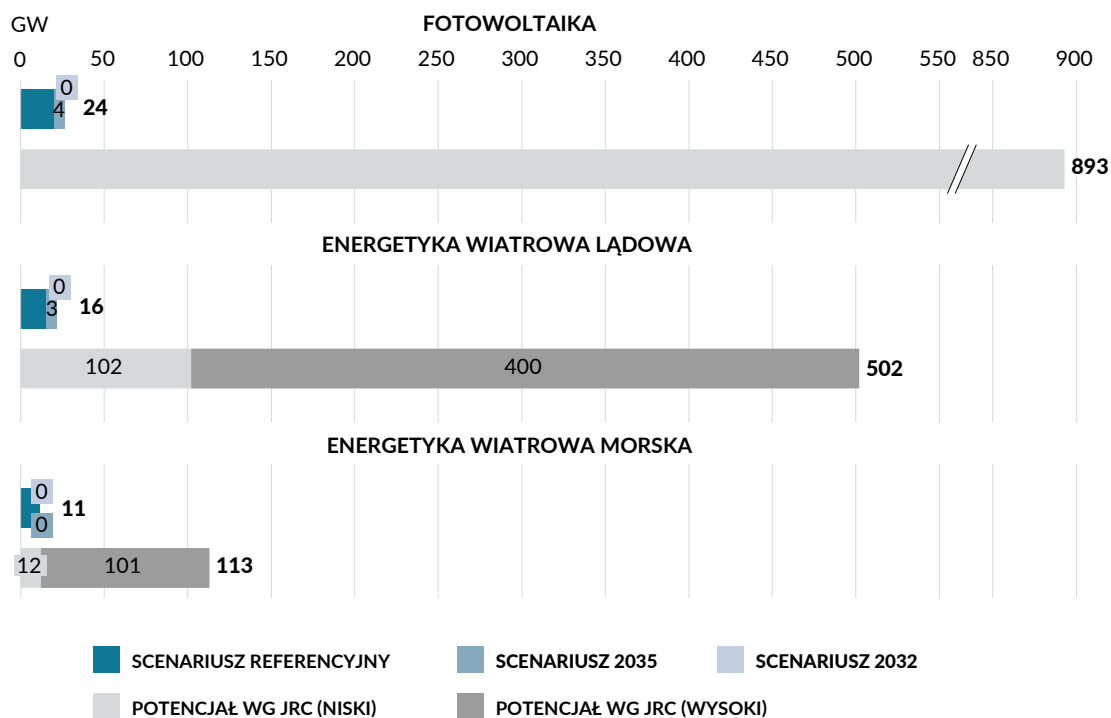
Zakładane moce wiatrowe mieszczą się w zakresie potencjałów określonych w sprawozdaniu z 2019 r. przygotowanym przez Wspólne Centrum Badawcze Komisji Europejskiej¹⁵. W przypadku wiatru na lądzie zidentyfikowano w nim maksymalny potencjał 102 GW (przy współczynniku obciążenia powyżej 20%) w warunkach referencyjnych, tj. jeżeli obecne przepisy dotyczące odległości pozostają w mocy, oraz 502 GW, jeżeli przepisy dotyczące odległości zostaną zniesione. W przypadku morskiej energetyki wiatrowej potencjał 113 GW jest identyfikowany z małymi ograniczeniami przestrzennymi. Wspólne

14 R. Haas, S. Thomas, A. Ajanovic, *The Historical Development of the Costs of Nuclear Power*, „Energiepolitik und Klimaschutz”, 2019, https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-3-658-25987-7_5.pdf; A. Gawlikowska-Fyk, J. Maćkowiak-Pandera, *PEP2040 pod lupą Forum Energii*, Forum Energii, 2018, <https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Konsultacje%20PEP%20FINA%C5%81.pdf>.

15 European Commission, Joint Research Centre, *Wind...*, op.cit.

Centrum Badawcze KE¹⁶ określa potencjał energetyki słonecznej na 893 GW mocy zainstalowanej, przy założeniu 170W na m² na 3% dostępnego terenu. Moce, które widzimy w naszych scenariuszach, kształtują się znacznie poniżej tych potencjałów. Porównanie mocy zainstalowanej w OZE w scenariuszach z potencjałem OZE zostało przedstawione na rys. 19.

Rys. 19. Porównanie potencjału OZE w Polsce ze scenariuszami

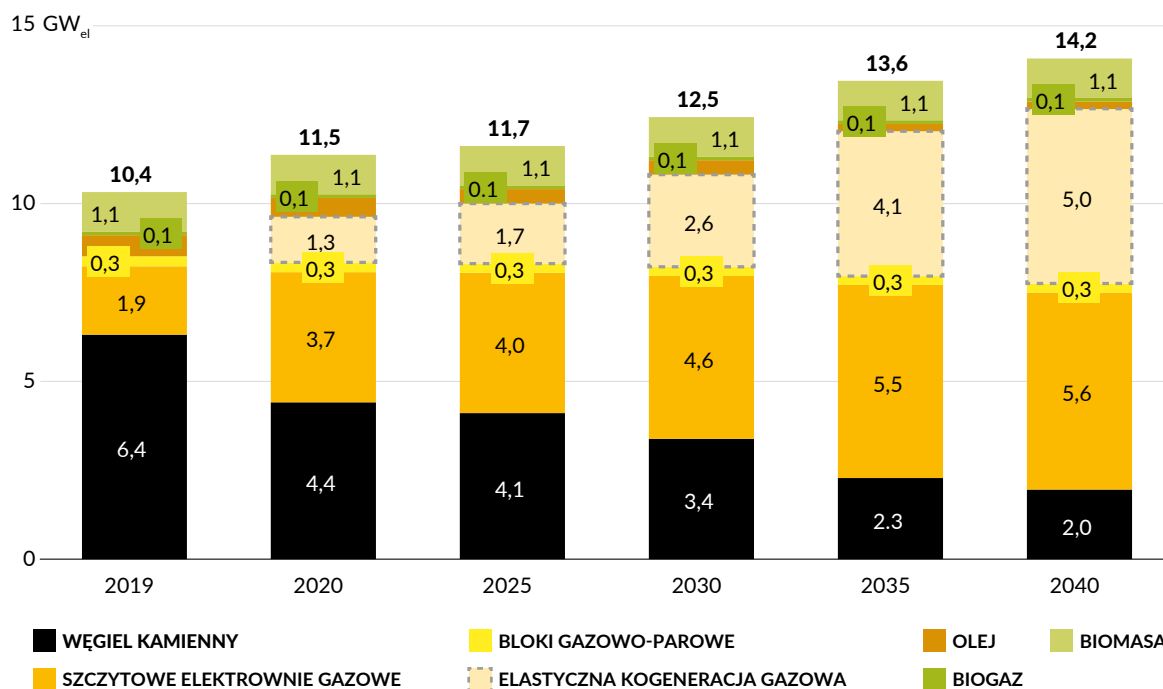


27

Źródło: Aurora Energy Research; European Commission, Joint Research Centre, *ENSPRESO – WIND – ONSHORE and OFFSHORE*, 2019 oraz European Commission, Joint Research Centre, *ENSPRESO – Solar – PV and CSP*, 2019.

Wytwarzanie ciepła. W Polsce nie ma elektrociepłowni na węgiel brunatny. W przypadku elektrociepłowni opalanych węglem kamiennym zakładamy, że zostaną one zastąpione przez CCGT i inne elastyczne elektrociepłownie, dzięki czemu potrzeby ciepłne odbiorców będą zaspokojone.

Rys. 20. Moce wytwórcze kogeneracji konwencjonalnej w Polsce do 2040 r.



28

Źródło: Aurora Energy Research.

Jak pokazano na rys. 20, spodziewany jest spadek mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach węglowych z 6,4 GW w 2019 r. do 2 GW w 2040 r. W celu ich zastąpienia do 2040 r. przewiduje się dodanie do systemu 5,6 GW elektrowni gazowo-parowych i 4,9 GW elektrociepłowni gazowych. Oprócz wymiany starych aktywów, spodziewamy się ogólnego wzrostu mocy bloków kogeneracyjnych z 10,4 GW w 2019 r. do 14,1 GW w 2040 r.

Magazynowanie i inne źródła elastyczności systemu. Inwestycje w magazyny bateryjne są oparte na ich ekonomice, tzn. model pozwala na budowanie magazynów, jeśli działalność z zakresu redukcji obciążenia (load shifting) jest opłacalna. Baterie świadczące swoje usługi na rynku bilansującym nie są modelowane ze względu na ograniczone interakcje z rynkiem hurtowym. Wyniki modelowania (przedstawione w dalszej części) pokazują, że budowa magazynów na razie nie jest opłacalna w horyzoncie modelowania. To będzie się zmieniać, bo technologie magazynowania będą tanieć.

Ponadto modelujemy pojazdy elektryczne i pompy ciepła zgodnie z założeniami zapotrzebowania. Zakładamy, że będą ładować się w sposób inteligentny, czyli reagować na zmiany cen energii elektrycznej, tym samym zwiększając elastyczność systemu. W sumie widzimy 0,5 GW mocy dla reakcji po stronie popytu w roku 2020. Do 2040 r. wzrośnie ona do 2,4 GW.

Dla Polski konserwatywnie szacujemy, że na rynku hurtowym będzie 0,5 GW DSR, a do 2040 r. udział strony popytowej wzrośnie do 2,4 GW.

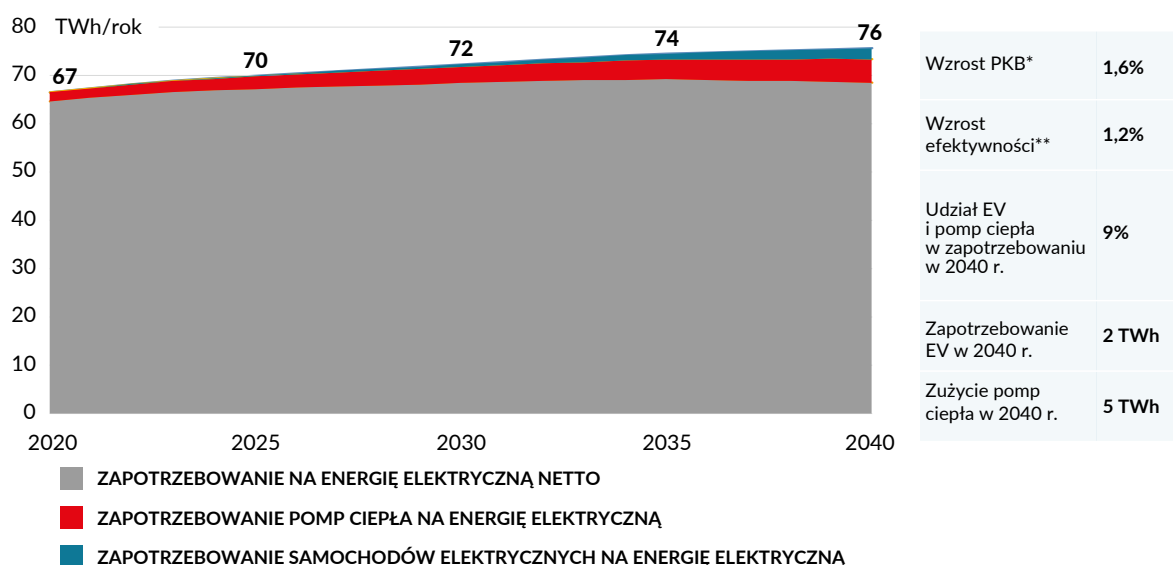
3.3.3. Czechy

Czeski rynek energii elektrycznej opiera się głównie na energii jądrowej i węgla brunatnym, z bardzo małym udziałem odnawialnych źródeł energii. Rząd przewiduje, że w dłuższej perspektywie węgiel brunatny zostanie zastąpiony energetyką jądrową, przy jedynie niewielkim udziale OZE¹⁷. Ze względów kosztowych przedstawionych poniżej spodziewamy się, że odnawialne źródła energii będą odgrywały większą rolę, a nowe elektrownie jądrowe nie powstaną.

Zapotrzebowanie. Prognozowana ścieżka zapotrzebowania na energię elektryczną do 2040 r. uwzględnia oczekiwania dotyczące wzrostu PKB i poprawy efektywności energetycznej. Całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną obejmuje również zapotrzebowanie pomp ciepła i pojazdów elektrycznych.

Jak pokazano na rys. 21, całkowite zapotrzebowanie netto¹⁸ na energię elektryczną w Czechach w 2020 r. ma wynieść 67 TWh, z czego 1,8 TWh to zapotrzebowanie pomp ciepła. W związku z elektryfikacją ciepła i transportu w okresie objętym prognozą oczekuje się, że zapotrzebowanie na energię elektryczną pomp ciepła wzrośnie do 5 TWh, a pojazdów elektrycznych do 2 TWh 2040 r., co łącznie stanowić będzie 9% całkowitego zapotrzebowania. Szczytowe zapotrzebowanie na moc wzrośnie z 11 GW w 2020 r. do 12 GW w 2040 r.

Rys. 21. Prognozowane zużycie energii elektrycznej netto w Czechach do 2040 r.



29

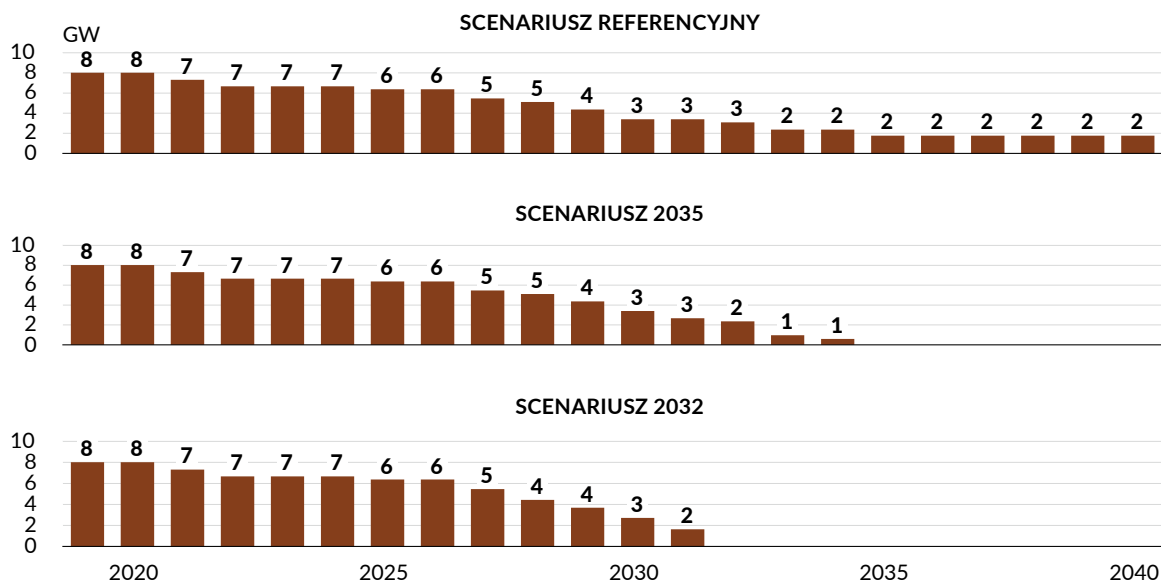
Źródło: Aurora Energy Research, IMF, Oxford Economics.

*Średnia z lat 2019-2040 **Rocznie; średnia ważona we wszystkich sektorach.

Moce wytwórcze w węglu brunatnym. Dostępność zasobów nie jest ograniczeniem dla działalności elektrowni węgla brunatnego w Czechach. W scenariuszu referencyjnym moce wytwórcze w węglu brunatnym są modelowane w taki sposób, że elektrownie pozostają na rynku, pod warunkiem że pokryją swoje koszty operacyjne. W związku z planami grupy ČEZ, największego operatora elektrowni węgla brunatnego w Czechach, przyjmujemy, że działalność w kopalni Bílina, która posiada rezerwy węgla brunatnego w wysokości 79 mln ton do eksploatacji na podstawie obecnych koncesji, zostanie rozszerzona. W takim przypadku przewiduje się zwiększenie dostępnych rezerw o dodatkowe 150 mln ton węgla brunatnego. Niezależnie od tego moc w węglu brunatnym w Czechach zmniejszy się z 8 GW w 2020 r. do 3 GW w 2030 r. i 2 GW w 2040 r.

Przyspieszone wycofanie węgla brunatnego do 2035 r. oraz do 2032 r. oznacza, że nie zakładamy przedłużenia koncesji eksploatacyjnej dla kopalni Bílina. Ten scenariusz wymaga wcześniejszego, niż przewidywano, zamknięcia uruchomionej w 2014 r. elektrowni Ledvice. Dodatkowo w scenariuszu wycofania węgla brunatnego do 2032 r. nastąpi wcześniejsze wyłączenie także elektrowni Kladno.

Rys. 22. Moce zainstalowane w węglu brunatnym w Czechach do 2040 r. w trzech scenariuszach

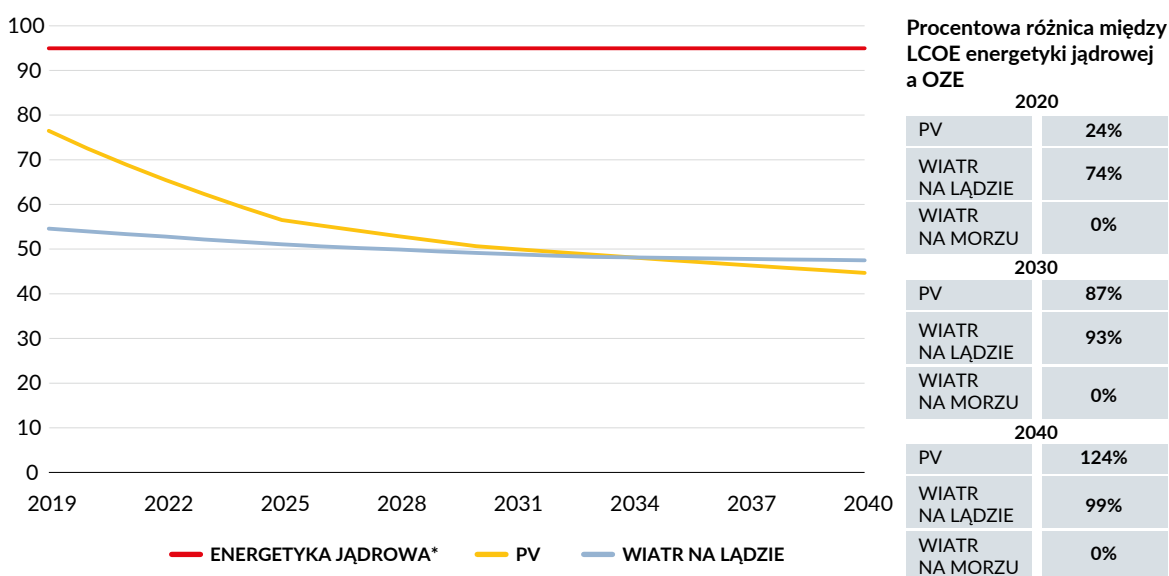


Źródło: Aurora Energy Research.

30

Energetyka jądrowa. Zgodnie z planami rządu czeskiego zakładamy, że istniejące elektrownie jądrowe w Czechach będą nadal funkcjonować po 2040 r. Jednak na podstawie realiów technicznych i ekonomicznych nie oczekujemy, wbrew zapowiedziom rządu, budowy nowych. Potwierdza to fakt, że większość realizowanych obecnie projektów jądrowych w Europie boryka się ze znacznymi opóźnieniami i przekroczeniami kosztów wynikającymi z nieprzewidzianych problemów technicznych i projektowych. Nawet przy braku komplikacji nowe elektrownie jądrowe nie są konkurencyjne kosztowo w porównaniu z innymi technologiami.

Rys. 23. LCOE nowo budowanych elektrowni jądrowych i OZE



Źródło: Aurora Energy Research.

*Założenia dotyczące energii jądrowej: CAPEX w wysokości 6,3 mln EUR/MW, operacyjne koszty stałe w wysokości 84 tys. EUR/MW, operacyjne koszty zmienne w wysokości 10 EUR/MWh.

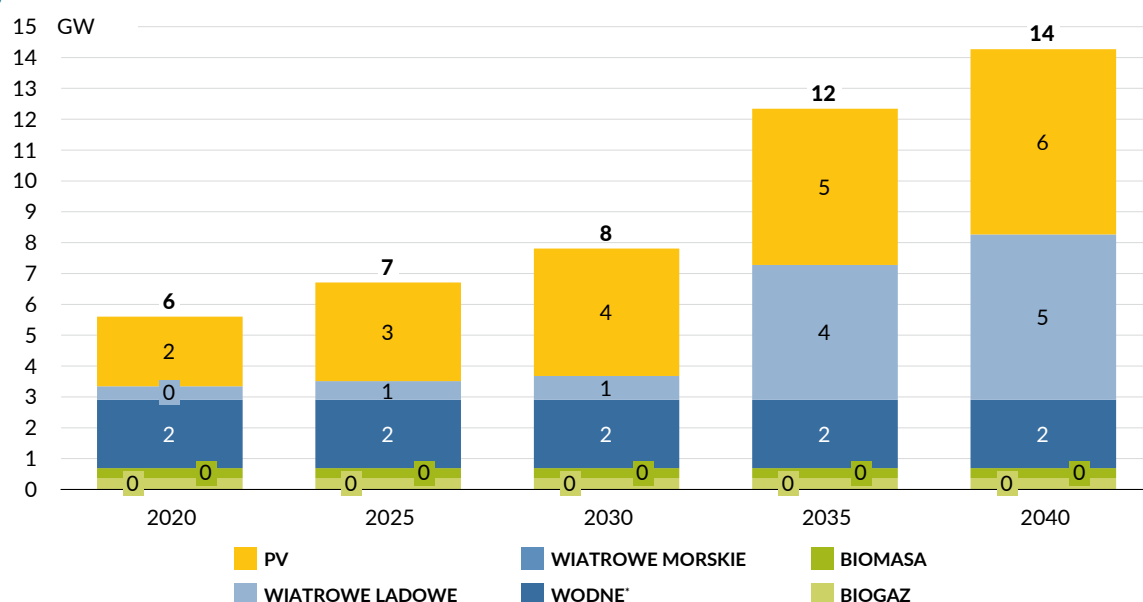
Koszt LCOE dla nowo wybudowanego bloku jądrowego jest o 24% wyższy niż dla instalacji fotowoltaicznej. W miarę jak z biegiem lat będą rosły krzywe uczenia się i zmniejszały się koszty technologii solarnych, zwiększać się będzie również luka LCOE¹⁹. Przedstawia to rys. 23. Choć LCOE nie bierze pod uwagę kosztów wynikających z nieciągłego charakteru produkcji OZE, nie niwelują one przewagi kosztów wytwarzania OZE²⁰.

Odnawialne źródła energii. Zakładamy, że moc OZE w scenariuszu referencyjnym wzrośnie z 6 GW w 2020 r. do 14 GW w 2040 r. Przewiduje się, że w tym czasie nastąpi wzrost mocy energetyki wiatrowej na lądzie przy braku wsparcia, tzn. wzrost ten będzie miał charakter czysto rynkowy.

Z kolei wzrost mocy instalacji fotowoltaicznych z 2 GW w 2020 r. do 6 GW w 2040 r. będzie wymagał systemu wsparcia. Taką ilość mocy można z łatwością osiągnąć w instalacjach prosumenckich.

Ze względu na znacznie wyższy wskaźnik LCOE nie oczekujemy, aby biomasa odgrywała znaczącą rolę w czeskiej energetyce w najbliższych kilku latach.

Rys. 24. Moc zainstalowana w OZE w Czechach do 2040 r.



31

Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Zakładane moce wiatrowe mieszczą się w zakresie potencjałów określonych w sprawozdaniu Wspólnego Centrum Badawczego Komisji Europejskiej w 2019 r.²¹ Dla wiatru na lądzie określono maksymalny potencjał 76 GW (przy współczynniku obciążenia powyżej 20%) w scenariuszu referencyjnym, tj. jeżeli obecne przepisy dotyczące odległości pozostają w mocy, oraz 96 GW, jeżeli przepisy dotyczące odległości zostaną usunięte. Przy bardzo dobrych warunkach wiatrowych (współczynnik obciążenia powyżej 25%) Wspólne Centrum Badawcze KE zidentyfikowało potencjał 48 GW przy niskich ograniczeniach przestrzeni. W przypadku energii słonecznej Centrum²² określa potencjał 223 GW dla mocy zainstalowanej, zakładając 170W na m² na 3% dostępnej powierzchni. Moce, które widzimy w naszych scenariuszach, mieszczą się w ramach tych potencjałów. Porównanie między budową OZE w scenariuszach a potencjałem OZE jest przedstawione na rys. 25.

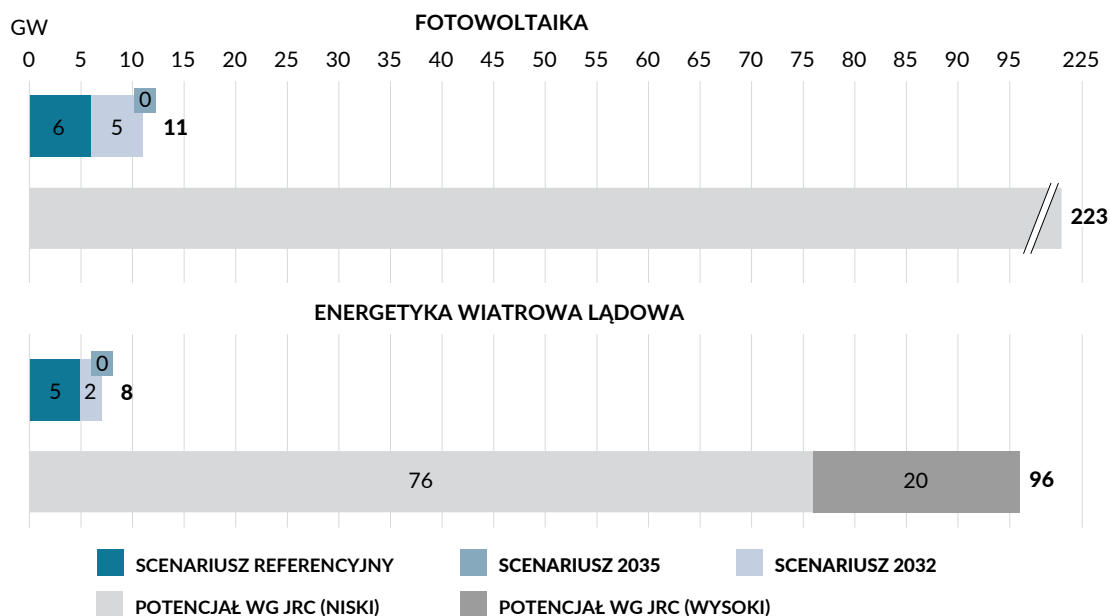
¹⁹ Przy założeniu średnioważonego kosztu kapitału WACC na poziomie 9%. Przy bardziej konserwatywnych szacunkach WACC dla energii jądrowej, odzwierciedlających pełne ryzyko technologiczne takich projektów, rozbieżności między WACC wzrosną. Wparcie rządowe obniża LCOE dla każdej technologii.

²⁰ Ze względu na korelację technologii OZE, ceny uzyskiwane przez lądowe elektrownie wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne są niższe o odpowiednio 5 i 17 EURO/MWh od średnich cen dla wszystkich elektrowni w 2030 r. W roku 2040 różnica ta jeszcze się powiększy. Opisuje się to jako tzw. efekt wzajemnej kanibalizacji źródeł odnawialnych.

²¹ European Commision, Joint Research Centre, *Wind...*, op.cit.

²² European Commision, Joint Research Centre, *Solar...*, op.cit.

Rys. 25. Porównanie potencjału OZE w Czechach ze scenariuszami



Źródło: Aurora Energy Research; European Commission, Joint Research Centre, *ENSPRESO – WIND – ONSHORE and OFFSHORE*, 2019 oraz European Commission, Joint Research Centre, *ENSPRESO – Solar – PV and CSP*, 2019.

32

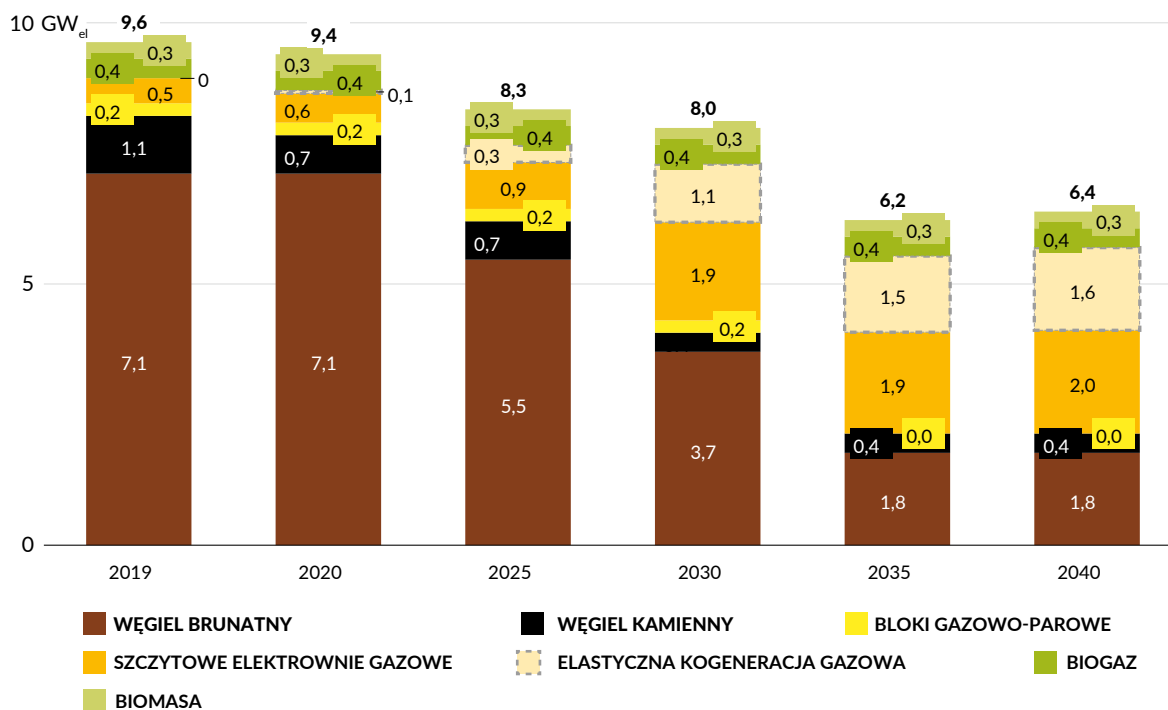
Wytwarzanie ciepła. W Czechach funkcjonują elektrociepłownie opalane węglem brunatnym. Zakładamy, że będą one stopniowo zastępowane²³ jednostkami CCGT oraz elastycznymi elektrociepłowniami. W scenariuszu referencyjnym przewiduje się spadek mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach na węgiel brunatny²⁴ z 7,1 GW w 2018 r. do 1,7 GW w 2040 r. Podobnie w 2030 r. moce wytwórcze na węgiel kamienny spadną z 1,1 GW do 368 MW. Ich zastąpienie wymaga budowy do 2040 r. dodatkowych 1,9 GW mocy w CCGT i 1,6 GW mocy elastycznych elektrociepłowni. Ilustruje to rys. 26. Jest to znacznie mniej niż konieczne do wycofania moce elektryczne, ponieważ wiele czeskich elektrociepłowni produkuje obecnie ciepło jako produkt uboczny wytwarzania energii elektrycznej.

Na potrzeby niniejszego opracowania zakładamy, że nowe elektrociepłownie będą pracowały na gazie ziemnym. Należy jednak zauważyć, że instalacje te mogą być również zasilane nisko- lub zeroemisyjnym gazem (tj. biogazem, wodorem).

²³ Moc cieplna jest w dużej mierze dostarczana przez elektrociepłownie i tym samym pokrywa się z omawianymi powyżej mocami elektrycznymi.

²⁴ W niniejszym raporcie kogeneracja jest klasyfikowana zgodnie z naszą najlepszą wiedzą w oparciu o publicznie dostępne dane. Należy zwrócić uwagę, że możliwe są różne definicje, w szczególności dotyczące stosunku ciepła do mocy elektrycznej. Definicja zawarta w niniejszym opracowaniu nie musi więc być tożsama z definicją przyjętą na potrzeby prac czeskiej komisji węglowej.

Rys. 26. Moce wytwórcze kogeneracji konwencjonalnej w Czechach do 2040 r.



Źródło: Aurora Energy Research.

33

Magazyny i inne źródła elastyczności systemu. Budowa magazynu odbywa się w oparciu o przesłanki ekonomiczne – magazyny są budowane, jeśli model wykaże opłacalność przesuwania zapotrzebowania (load shifting).

Ponadto modelujemy pojazdy elektryczne i pompy ciepła zgodnie z założeniami zapotrzebowania. Mają one możliwość ładowania w sposób inteligentny, co oznacza, że reagują na ceny energii, a tym samym zwiększają elastyczność systemu.

W przypadku Czech ostrożnie szacujemy 0,2 GW reakcji po stronie popytu na rynku hurtowym. Do 2040 r. wzrośnie ona do 0,8 GW.

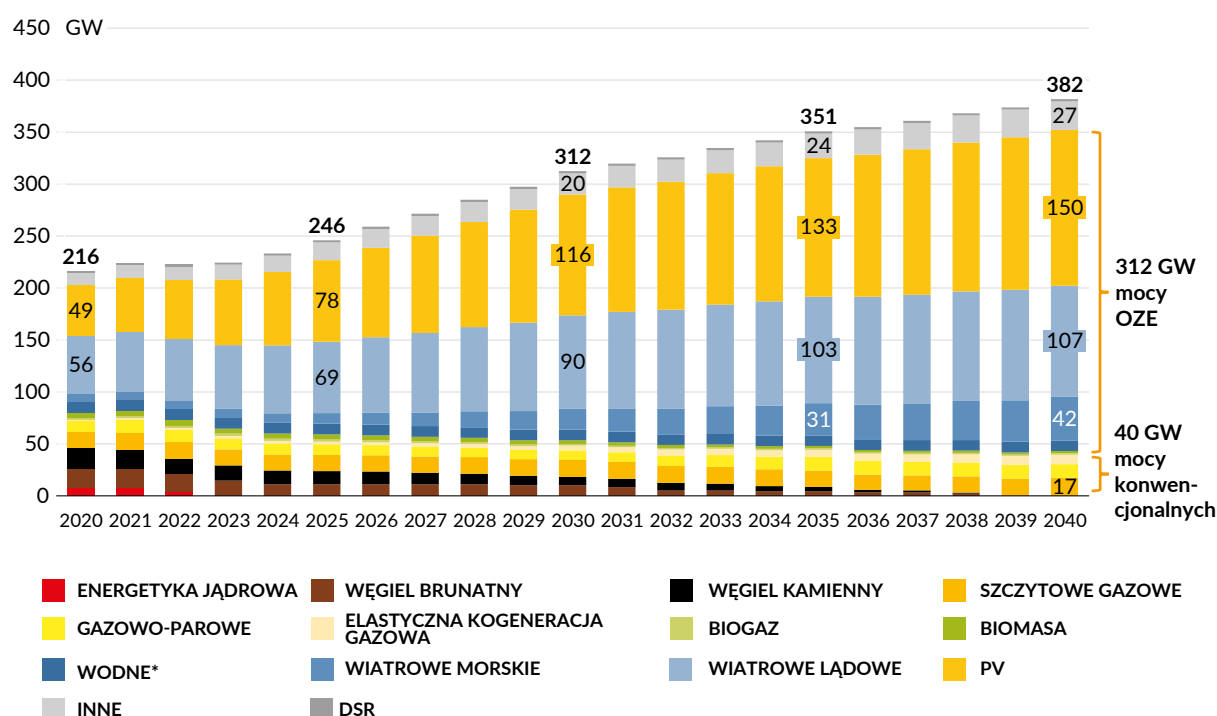
4. Wyniki scenariuszy

4.1. Niemcy

4.1.1. Rynek energii elektrycznej (w tym ciepła)

Scenariusz referencyjny. Pomimo spadku mocy w elektrowniach ciepłych w scenariuszu referencyjnym łączna moc zainstalowana w Niemczech wzrośnie z 216 GW w roku 2020 do 312 GW w roku 2030. Do 2040 r. moc zainstalowana osiągnie 382 GW. Głównym czynnikiem napędzającym ten wzrost jest coraz większy udział OZE w prognozowanym horyzoncie czasowym.

Rys. 27. Moc zainstalowana netto w Niemczech do 2040 r.

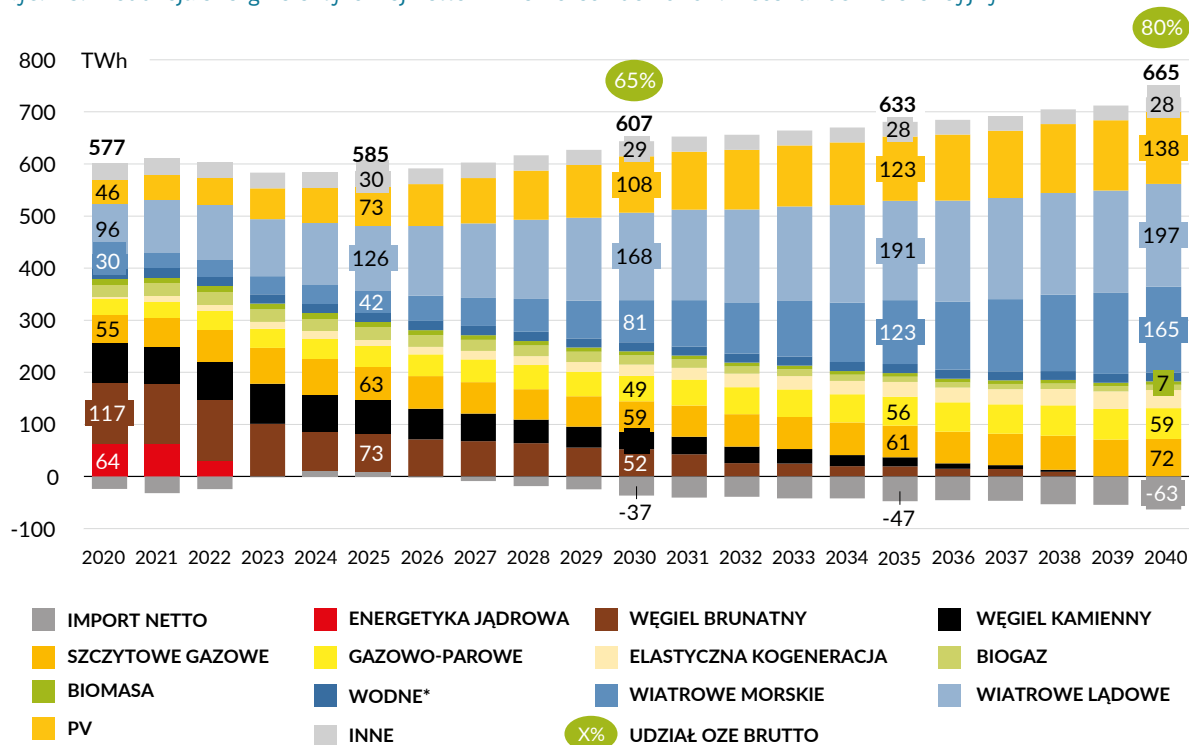


Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Jak pokazano na rys. 27, całkowite moce wytwórcze węgla kamiennego i brunatnego zmniejszą się z 20 GW i 18 GW w 2020 r. do odpowiednio 8 GW i 9 GW w 2030 r. W związku z decyzją o odejściu od węgla obie technologie zostaną całkowicie wycofane z systemu do 2038 r. W konsekwencji nastąpi znaczny wzrost mocy odnawialnych. Wynika to z założenia, że niemiecki rząd przeprowadzi dodatkowe aukcje na moce odnawialne, aby osiągnąć zapowiedziane cele. W rzeczywistości oczekuje się, że w latach 2020–2040 udział energii ze źródeł odnawialnych w koszyku mocy wytwórczych Niemiec wzrośnie z 60%, czyli 130 GW w 2020 r. do 82%, czyli 312 GW, do 2040 r. Z tego 150 GW to PV, 107 GW – wiatr na lądzie i 42 GW – wiatr na morzu.

Rys. 28. Produkcja energii elektrycznej netto w Niemczech do 2040 r. – scenariusz referencyjny



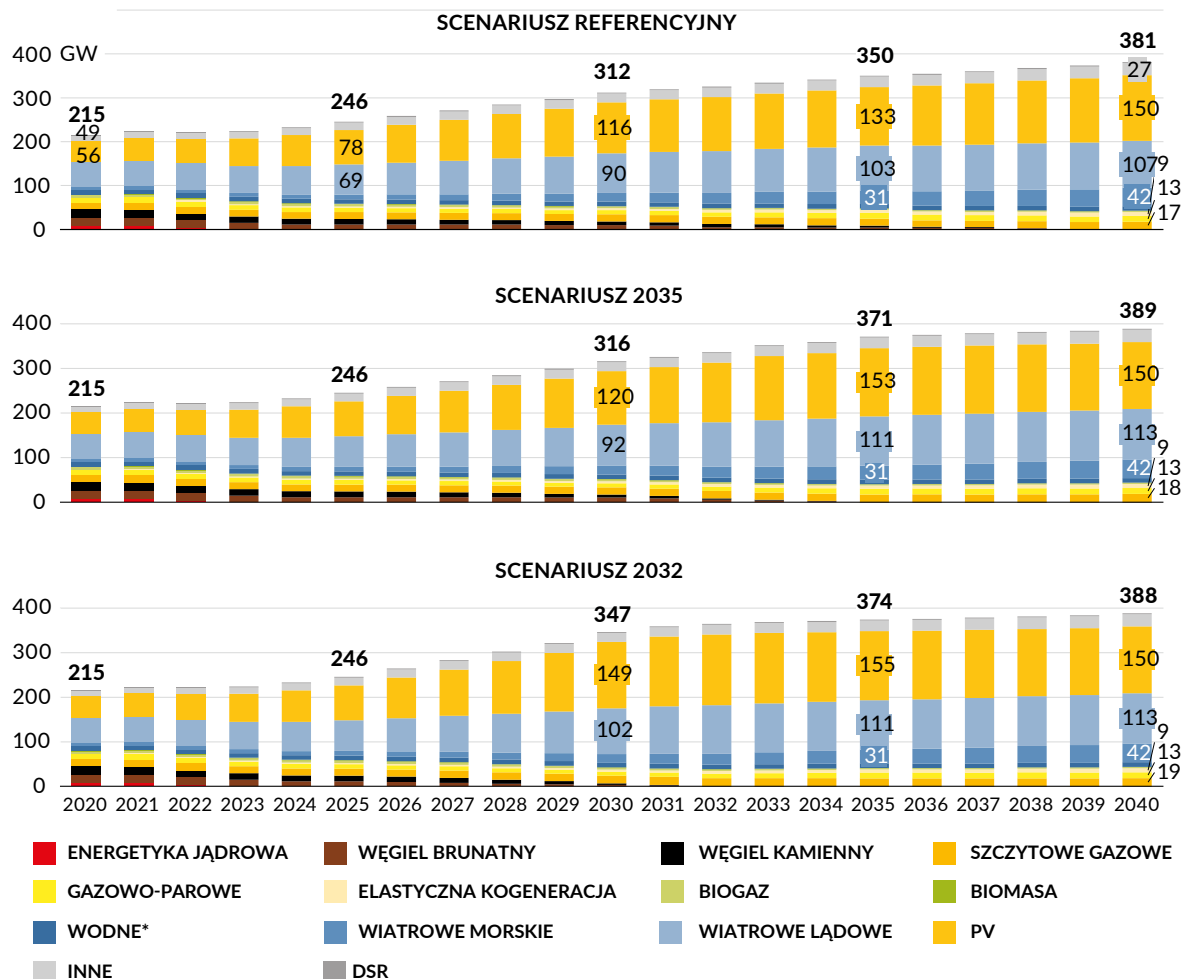
Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

W odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie całkowita produkcja energii elektrycznej netto w Niemczech wzrośnie z 577 TWh w 2020 r. do 607 TWh w 2030 r. i 665 TWh w 2040 r. W tym czasie produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego spadnie z 76 TWh i 117 TWh w 2020 r. do odpowiednio 33 TWh i 52 TWh w 2030 r. W związku z wycofywaniem węgla do końca 2038 r. całkowita produkcja netto w elektrowniach węglowych spadnie w Niemczech do zera do 2040 r. W tym czasie wzrośnie produkcja z OZE, co pokazano na rys. 28. W 2020 r. produkcja z elektrowni słonecznych, wiatrowych na lądzie i wiatrowych na morzu wyniesie odpowiednio 46 TWh, 96 TWh i 30 TWh. Przewiduje się, że do 2040 r. wzrośnie ona do odpowiednio 138 TWh, 197 TWh i 165 TWh. Będzie temu towarzyszył równoczesny wzrost eksportu netto z 24 TWh w 2020 r. do 63 TWh do 2040 r.

Scenariusze stopniowego wycofywania węgla brunatnego. Scenariusze wycofywania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 i 2032 r. charakteryzują się wcześniejszym wycofywaniem mocy produkcyjnych węgla brunatnego. Odnawialne źródła energii – wiatr na lądzie i fotowoltaika – są dodawane w celu zrekompensowania strat w produkcji energii elektrycznej. Wśród mocy, które będą wycofywane wcześniej będą elektrociepłownie. Zakładamy, że w ich miejsce zostaną zbudowane jednostki CCGT i elastyczne elektrownie kogeneracyjne na gaz ziemny. Do 2040 r. moce będą zbliżone do scenariusza bazowego. Ilustruje to rys. 29.

Rys. 29. Moc zainstalowana netto w Niemczech do 2040 r. – porównanie scenariuszy

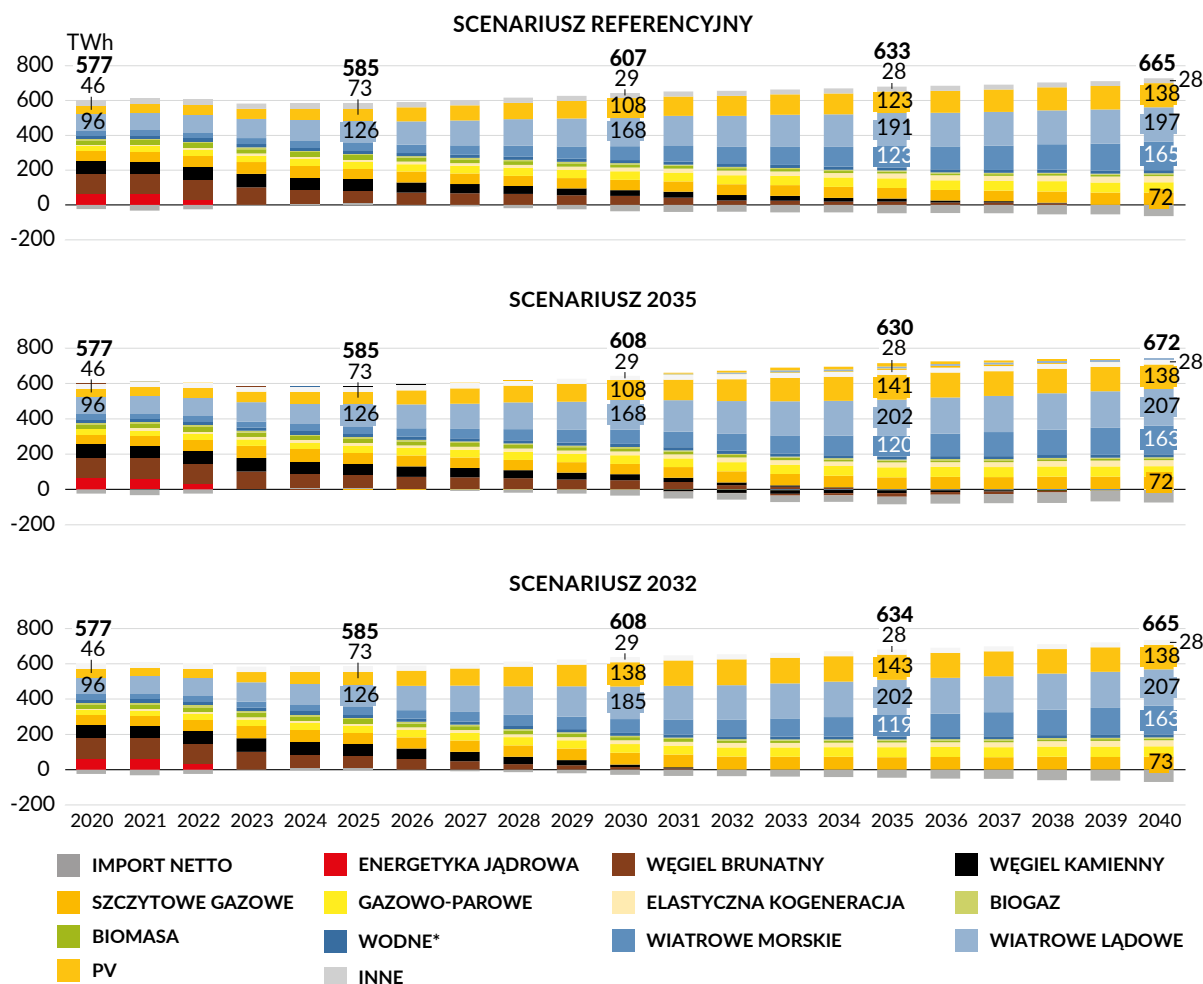


Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. Ścieżka wycofywania węgla brunatnego do 2030 r. w tym scenariuszu jest taka sama jak w scenariuszu referencyjnym. Jednak, do 2035 r. łącznie 8 GW mocy produkcyjnych węgla kamiennego i brunatnego w stosunku do scenariusza referencyjnego opuści system energetyczny. Ponadto dodane zostanie 28 GW w OZE (20 GW energii słonecznej, 8 GW energii wiatru na lądzie) – więcej niż w scenariuszu referencyjnym. W sumie całkowita moc zainstalowana wyniesie 371 GW, z czego 153 GW z energetyki słonecznej, 111 GW z lądowej energetyki wiatrowej i 31 GW z morskiej. CCGT i gazowe jednostki szczytowe składają się na 13 GW, tak jak w scenariuszu referencyjnym. W związku z tym, że węgiel ma znaczenie ciepłownictwa, zapotrzebowanie na ciepło pokrywane przez moce wytwórcze w węgla kamiennym i brunatnym w scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. musi zostać zapewnione. Dlatego w 2035 r. uruchomiona zostanie dodatkowa moc 1 GW elektrowni ciepłych typu CCGT, co doprowadzi do uzyskania łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 17 GW. łącznie konieczne są dodatkowe 3 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach CCGT powyżej scenariusza referencyjnego. Zamykania pozostałych elektrociepłowni węglowych według ścieżki ze scenariusza referencyjnego spowoduje, że pod koniec okresu modelowania nie będzie prawie różnic w mocach gazowych między tymi dwoma scenariuszami.

Rys. 30. Produkcja energii elektrycznej netto – porównanie scenariuszy



Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

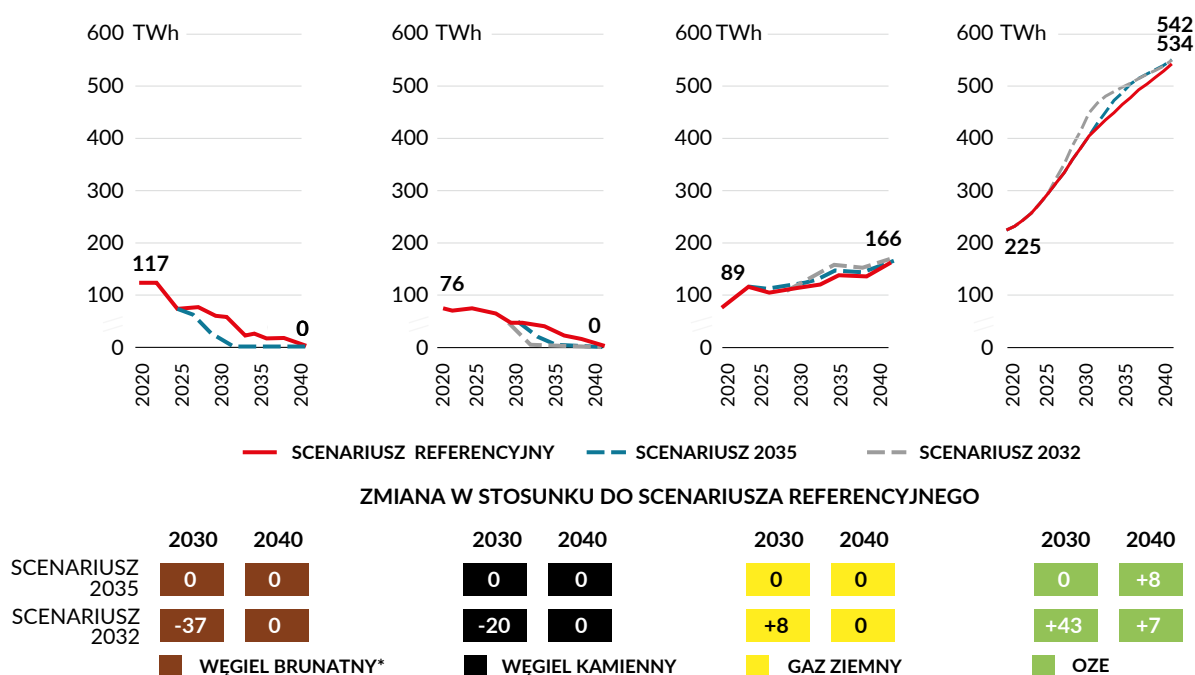
W związku z przyjęciem stałych założeń dotyczące popytu we wszystkich scenariuszach, produkcja netto, w tym import i eksport, w ramach scenariusza stopniowego wycofywania węgla brunatnego w 2035 r. pozostanie na poziomie odpowiadającym scenariuszowi referencyjnemu w całej prognozowanej perspektywie czasowej. W 2030 r. eksport w tym scenariuszu jest nieco niższy od referencyjnego, ale dzięki rozbudowie OZE w 2040 r. Niemcy wyeksportują o 7 TWh więcej niż w scenariuszu bazowym.

Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. Zgodnie ze scenariuszem wycofywania węgla brunatnego w Niemczech w 2032 r. moce produkcyjne węgla kamiennego i brunatnego spadną w 2030 r. o 12 GW, tj. do poziomu 6,5 GW, w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym. Natomiast moce OZE wzrosną o dodatkowe 46 GW. Łącznie daje to moc 347 GW, na którą składają się: węgiel kamienny i brunatny o mocy 6,5 GW, elektrownie CCGT o mocy 17 GW, OCGT o mocy 9 GW i 4 GW elastycznej kogeneracji oraz źródła odnawialne o mocy 287 GW. Różnica mocy zarówno dla węgla, jak i dla OZE jest największa w 2031 r. i wynosi odpowiednio 13 GW i 51 GW.

W odpowiedzi na przyspieszoną ścieżkę wycofywania węgla, już w 2027 r. do systemu wchodzi dodatkowy 1 GW mocy CCGT, w stosunku do przypadku referencyjnego, w celu nadrobienia strat w produkcji ciepła. Do 2040 r. różnica ta zmniejszy się do zera. Do tego czasu we wszystkich scenariuszach nastąpi rezygnacja z węgla.

Całkowita produkcja netto w scenariuszu stopniowego wycofywania węgla brunatnego z 2032 r. pozostanie identyczna jak w scenariuszu odniesienia. Utrata produkcji węgla brunatnego jest równoważona zarówno przez zwiększoną produkcję ze źródeł odnawialnych, jak i przez mniejszy eksport. Porównanie rozwoju wytwarzania energii elektrycznej według źródeł we wszystkich trzech scenariuszach przedstawiono na rys. 31. Pokazuje on również jak zmienia się generacja w 2030 i 2040 r. z każdego źródła energii, gdy przyspieszymy wychodzenie z węgla brunatnego. Widać wyraźnie, że mniejsza produkcja z węgla jest uzupełniana głównie przez OZE.

Rys. 31. Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego, węgla kamiennego, gazu i źródeł odnawialnych do 2040 r. – porównanie scenariuszy

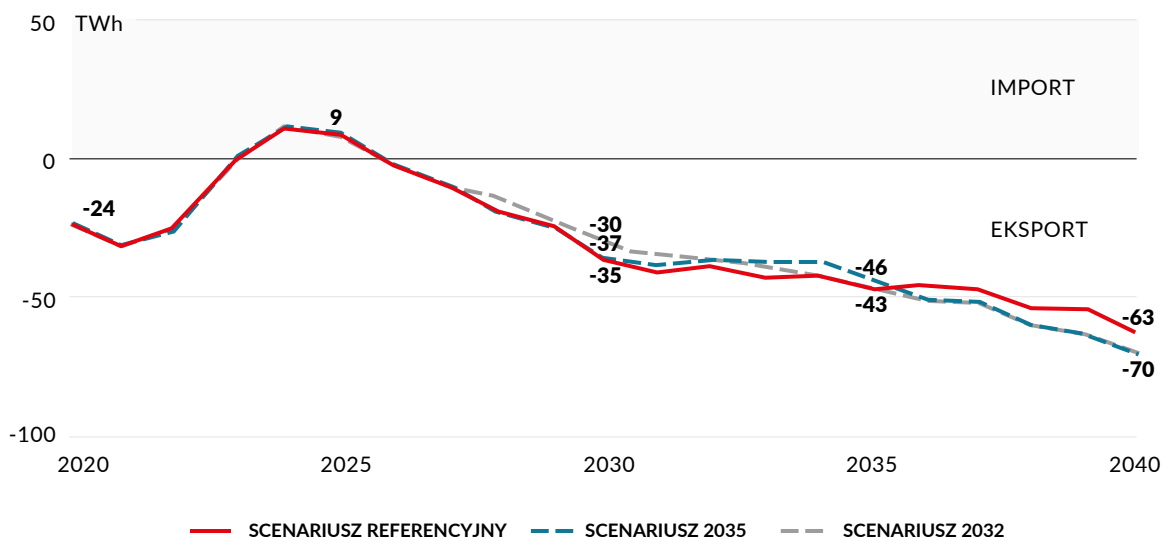


Źródło: Aurora Energy Research.

*Przyjmujemy wartości opałowe 10 GJ/t węgla brunatnego i 25 GJ/t węgla kamiennego.

Eksport energii elektrycznej z Niemiec w ramach scenariusza wycofywania węgla brunatnego z eksploatacji w 2032 r. będzie w 2030 r. o 7 TWh niższy niż w scenariuszu referencyjnym. Całkowity eksport w 2035 r. wyniesie około 45 TWh. Różnica między scenariuszami wzrasta ponownie w kolejnych latach, osiągając w 2039 r. szczyt w wysokości 8,5 TWh. Oznacza to, że w scenariuszu wycofania węgla brunatnego z eksploatacji w 2032 r. eksportowane jest 62,5 TWh, podczas gdy w scenariuszu referencyjnym eksport wyniesie 54 TWh. Pokazuje to, że większy udział OZE pozwala Niemcom eksportować więcej.

Rys. 32. Bilans handlowy energii elektrycznej w Niemczech



Źródło: Aurora Energy Research.

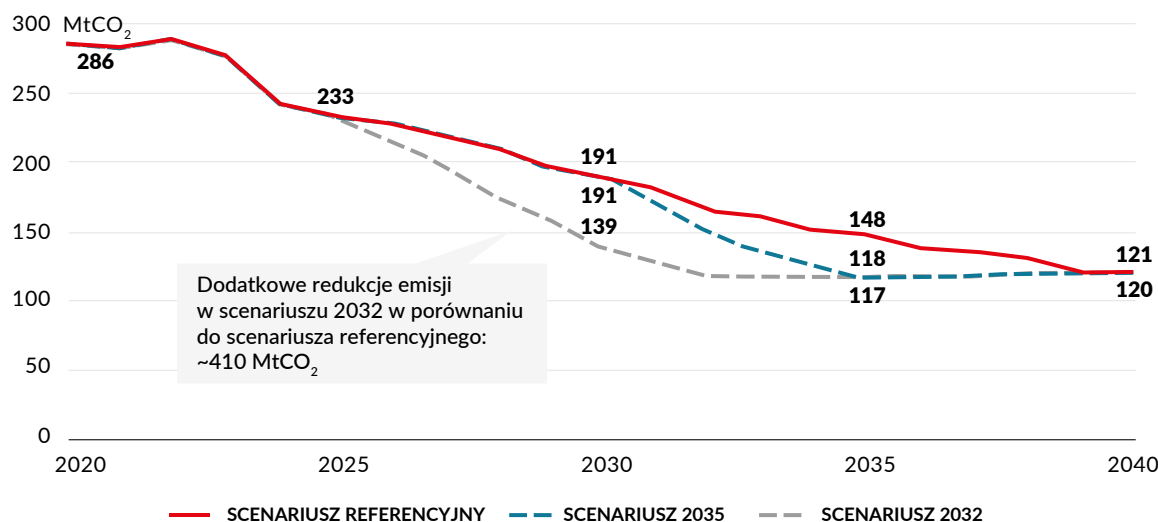
4.1.2 Klimat

Scenariusz referencyjny. Jak przedstawiono na rys. 33, emisje CO₂ w scenariuszu referencyjnym zmniejszą się z 286 MtCO₂ w 2020 r. do 191 MtCO₂ w roku 2030. W ten sposób Niemcy będą bliscy osiągnięcia swojego krajowego celu wynoszącego nie więcej niż 188 MtCO₂²⁵ w sektorze elektroenergetycznym. Ten cel klimatyczny mógłby zostać zrealizowany, gdyby moce węglowe przeznaczone do zamknięcia w 2030 r. przestały funkcjonować na początku roku, a nie na końcu. Po całkowitym wycofaniu z eksploatacji elektrowni węglowych w 2038 r. do 2040 r. emisje CO₂ spadną do 121 MtCO₂.

Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. W tym scenariuszu emisje CO₂ do 2030 r. będą identyczne jak w scenariuszu referencyjnym, a do 2040 r. spadną do 120 MtCO₂. Emisje w 2035 r. będą o 21% niższe niż w scenariuszu odniesienia. W okresie objętym prognozą, tj. do 2040 r., łączne oszczędności emisji w sektorze elektroenergetycznym w Niemczech wyniosą 159 MtCO₂.

Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. W tym scenariuszu emisje CO₂ elektroenergetyki będą się jeszcze szybciej zmniejszać. Jak pokazano na rys. 33, w 2020 r. sektor ten będzie odpowiedzialny za 286 MtCO₂. Do 2030 r. emisje spadną do 139 MtCO₂, czyli o 27% (41 MtCO₂) w stosunku do emisji w scenariuszu odniesienia. Jednocześnie pozwoli to na przekroczenie niemieckiego celu dla sektora elektroenergetycznego. To z kolei może zrekomensować brak realizacji celów w niektórych innych sektorach.

Rys. 33. Całkowite emisje sektora elektroenergetycznego w Niemczech do 2040 r. – porównanie scenariuszy



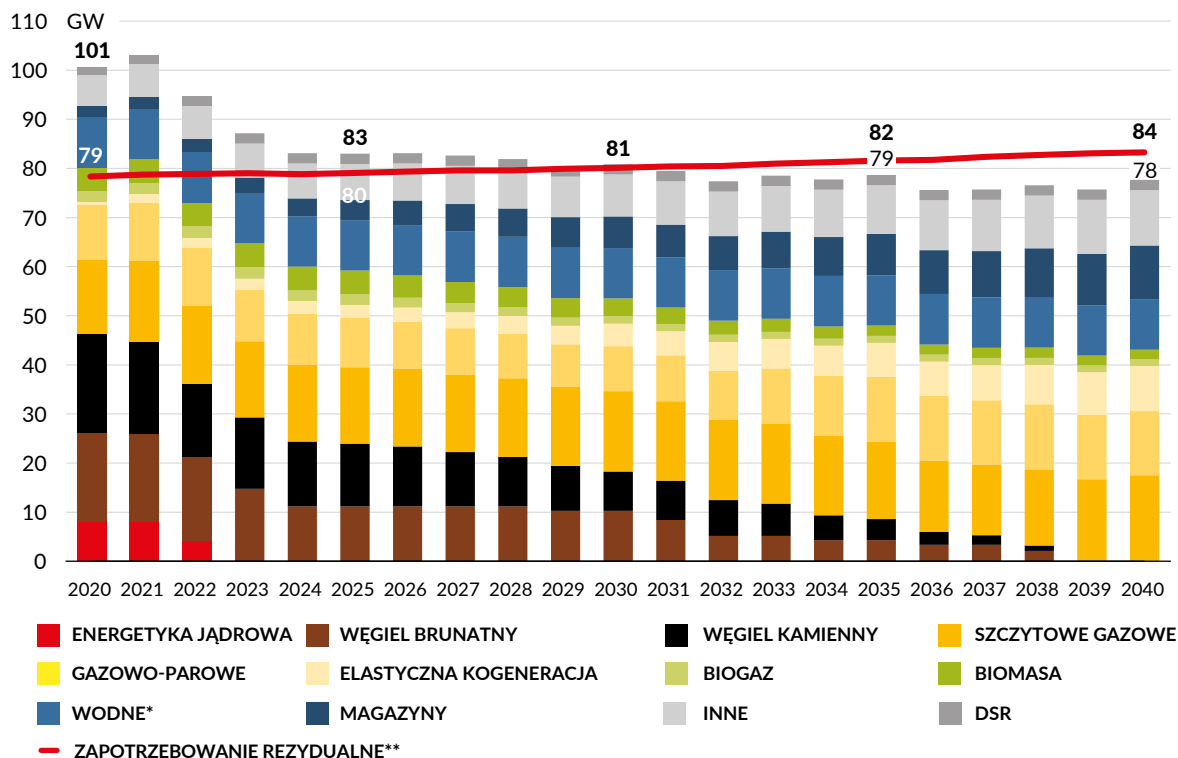
Źródło: Aurora Energy Research.

Do 2040 r. emisje CO₂ zrównają się z poziomem ze scenariusza odniesienia, tj. osiągną 121 MtCO₂. Wynika to z faktu, że do tego czasu moce produkcyjne węgla kamiennego i brunatnego w obu scenariuszach opuszczą system. Wczesne wycofanie mocy produkcyjnych węgla brunatnego skutkuje łącznymi oszczędnościami na poziomie 410 MtCO₂ do roku 2040.

4.1.3. Bezpieczeństwo dostaw

Moce dyspozycyjne. Zgodnie ze scenariuszem odniesienia, całkowita moc zainstalowana jednostek dyspozycyjnych zmniejszy się ze 101 GW w roku 2020 do 81 GW w roku 2030. Jeśli Niemcy osiągną swoje cele w zakresie odnawialnych źródeł energii, a węgiel kamienny i brunatny zostaną wycofane z systemu energetycznego, całkowite moce dyspozycyjne spadną do 78 GW do 2040 r. Najwyższe zapotrzebowanie rezydualne, tj. zapotrzebowanie po odjęciu możliwości wytwórczych źródeł odnawialnych, wzrasta w prognozowanym horyzoncie czasowym z 79 GW w 2020 r. do 81 GW w 2030 r. W 2040 r. największe zapotrzebowanie rezydualne ma wynieść 84 GW, co przekracza ilość dostępnych mocy dyspozycyjnych o 6 GW. Ilustruje to rys. 34. W takich okresach niemiecki system opiera się na połączeniach międzysystemowych w celu zaspokojenia zapotrzebowania.

Rys. 34. Rozwój zainstalowanych mocy dyspozycyjnych w Niemczech w stosunku do najwyższego zapotrzebowania rezydualnego do 2040 r. – scenariusz referencyjny



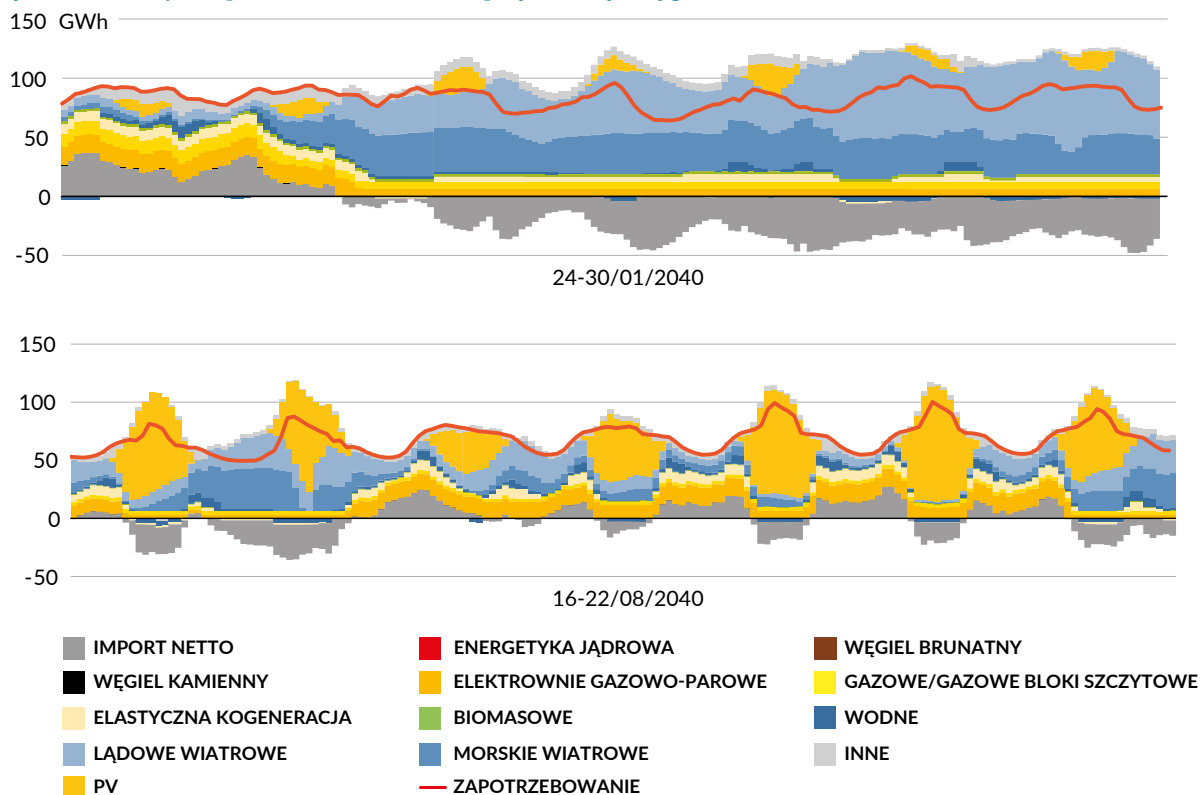
Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe. **Zapotrzebowanie rezydualne definiujemy jako całkowite zapotrzebowanie w systemie (z uwzględnieniem popytu pojazdów elektrycznych i pomp ciepła) obniżone o możliwości wytwórcze źródeł odnawialnych o zmiennej charakterystyce pracy (elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i wodnych przepływowych).

Produkcja energii elektrycznej w wybranych tygodniach w 2040 r. Dysproporcja między dostępną zdolnością przesyłową a najwyższym popytem rezydualnym w Niemczech będzie występować w przypadku jeśli weźmiemy pod uwagę tylko hurtowy rynek energii elektrycznej. Lukę w tym przypadku wypełniają moce odnawialne i interkonektory. Jeśli podaż na rynku hurtowym nie zaspokoi zapotrzebowania na moc, można jednak wykorzystać rezerwy mocy w Niemczech. W związku z tym w modelowanym scenariuszu zapotrzebowanie jest zaspokajane we wszystkich godzinach roku.

Sposób pokrycia zapotrzebowania zilustrowano na rys. 36 dla dwóch przykładowych tygodni w 2040 r. Odnosi się to do każdego z trzech scenariuszy, ponieważ w przypadku Niemiec w 2040 r. nie ma różnic między nimi. Pierwszy przykład przedstawia tydzień w styczniu, kiedy produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zmienia się z niskiej na wysoką. Podczas gdy moce dyspozycyjne rosną w okresach niższej produkcji energii ze źródeł odnawialnych, importowana z zagranicy energia odgrywa również rolę w zaspokajaniu popytu. Drugi z przykład to tydzień sierpniowy, który charakteryzuje się wysokim poziomem wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Rola mocy dyspozycyjnych będzie w tym przypadku minimalna, a import nie będzie konieczny do zaspokojenia zapotrzebowania na energię.

Rys. 35. Produkcja i zapotrzebowanie w dwóch przykładowych tygodniach w 2040 r.

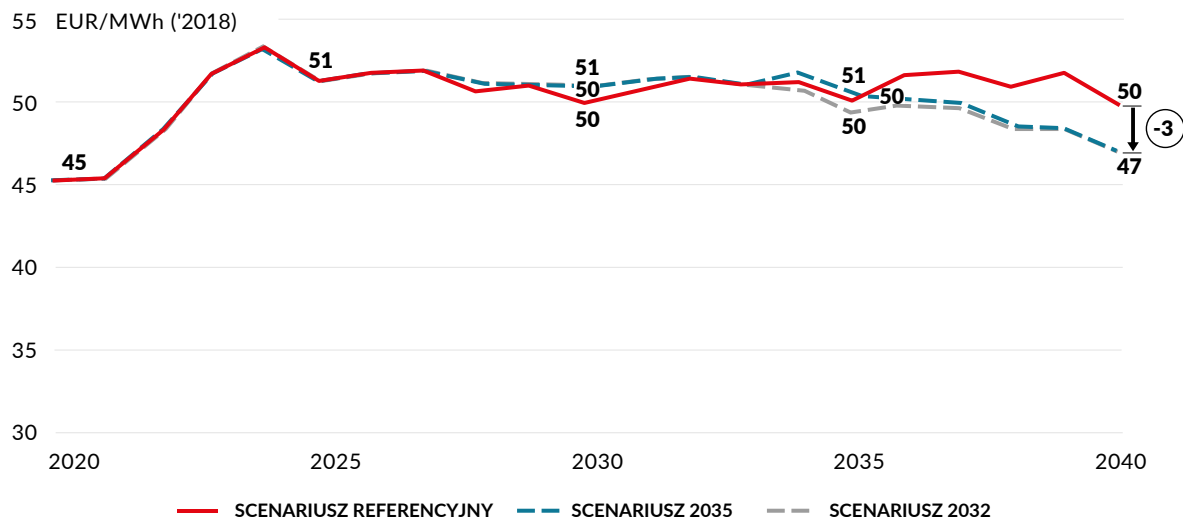


Źródło: Aurora Energy Research.

4.1.4. Przystępność cenowa

Hurtowe ceny energii elektrycznej. Jak pokazano na rys. 36, hurtowe ceny energii elektrycznej w scenariuszu referencyjnym wzrosną z 45 EUR/MWh w 2020 r. do 50 EUR/MWh w 2030 oraz 2040 r.

Rys. 36. Średnia roczna cena energii elektrycznej w Niemczech do 2040 r. – porównanie scenariuszy



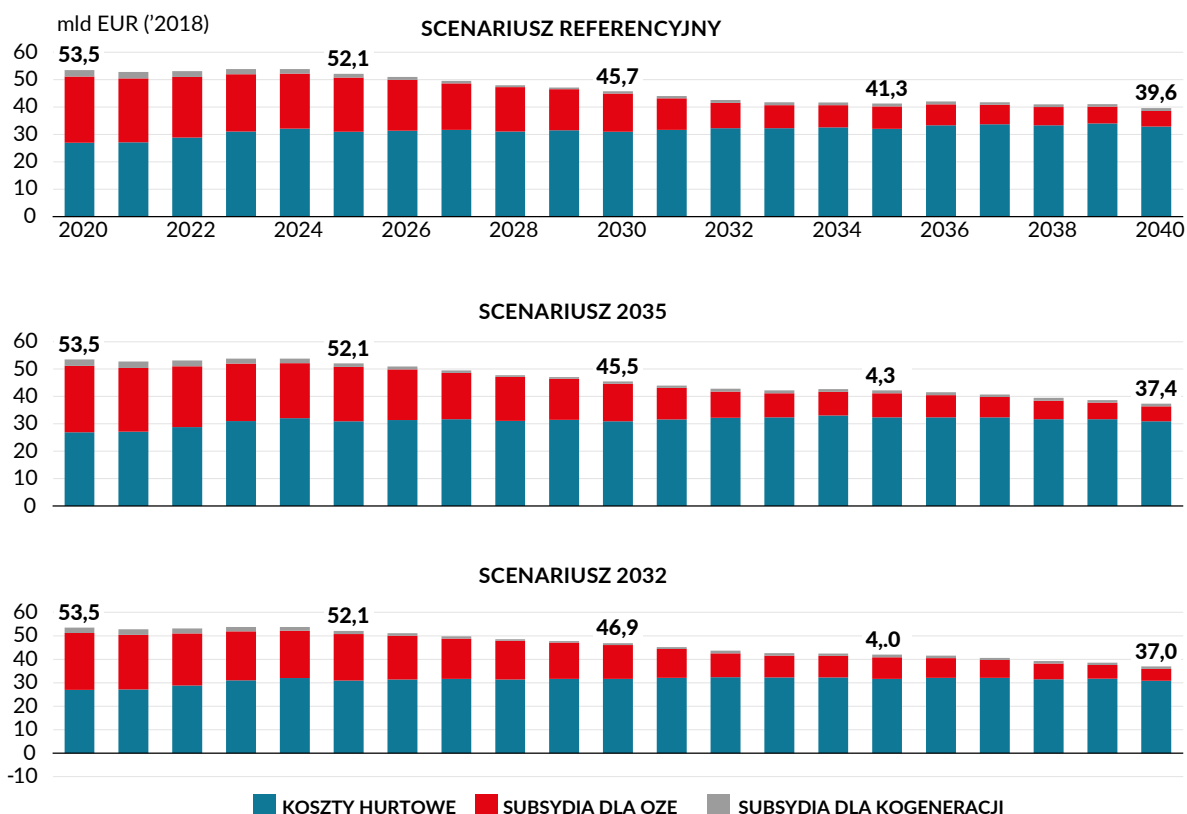
Źródło: Aurora Energy Research.

Ceny w scenariuszu stopniowego wycofywania węgla w 2035 r. wykazują podobną trajektorię do roku 2030. Wynika to z takiego samego rozwoju mocy wytwórczych w obu scenariuszach. Jednakże w 2035 r. cena energii elektrycznej w scenariuszu 2035 wzrasta do 51 EUR/MWh, o 1 EUR/MWh w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym. Wynika to z zastąpienia mocy wytwórczych w węglu kamiennym i brunatnym o niższych kosztach krańcowych przez elektrociepłownie opalane gazem ziemnym, które znajdują się wyżej w *merit order*. Dalszy wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE powoduje powrót niższych cen – do poziomu 47 EUR/MWh, czyli o 3 EUR/MWh niższego niż scenariuszu referencyjnym.

Ceny energii elektrycznej według scenariusza wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. zaczynają odbiegać od scenariusza odniesienia pod koniec lat 20., co jest częściowo spowodowane zastąpieniem produkcji energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny produkcją pochodzącą ze źródeł odnawialnych i z elektrociepłowni zasilanych gazem ziemnym. Do 2030 r. ceny hurtowe energii elektrycznej wzrosną do 51 EUR/MWh, czyli o 1 EUR/MWh więcej niż ceny w ramach scenariusza referencyjnego. Do 2040 r. ceny energii elektrycznej spadną o 3 EUR/MWh poniżej scenariusza referencyjnego, do 47 EUR/MWh.

Koszty systemowe. Nasza analiza kosztów systemowych dla rynku niemieckiego obejmuje koszty dostarczania energii elektrycznej na rynku hurtowym, a także koszty budowy mocy wytwórczych, które otrzymują wsparcie spoza rynku hurtowego, tj. elektrowni odnawialnych i elektrociepłowni. Pozostałe koszty, w szczególności sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, nie zostały uwzględnione w niniejszym opracowaniu.

Rys. 37. Koszt niemieckiego systemu elektroenergetycznego – porównanie scenariuszy



Źródło: Aurora Energy Research.

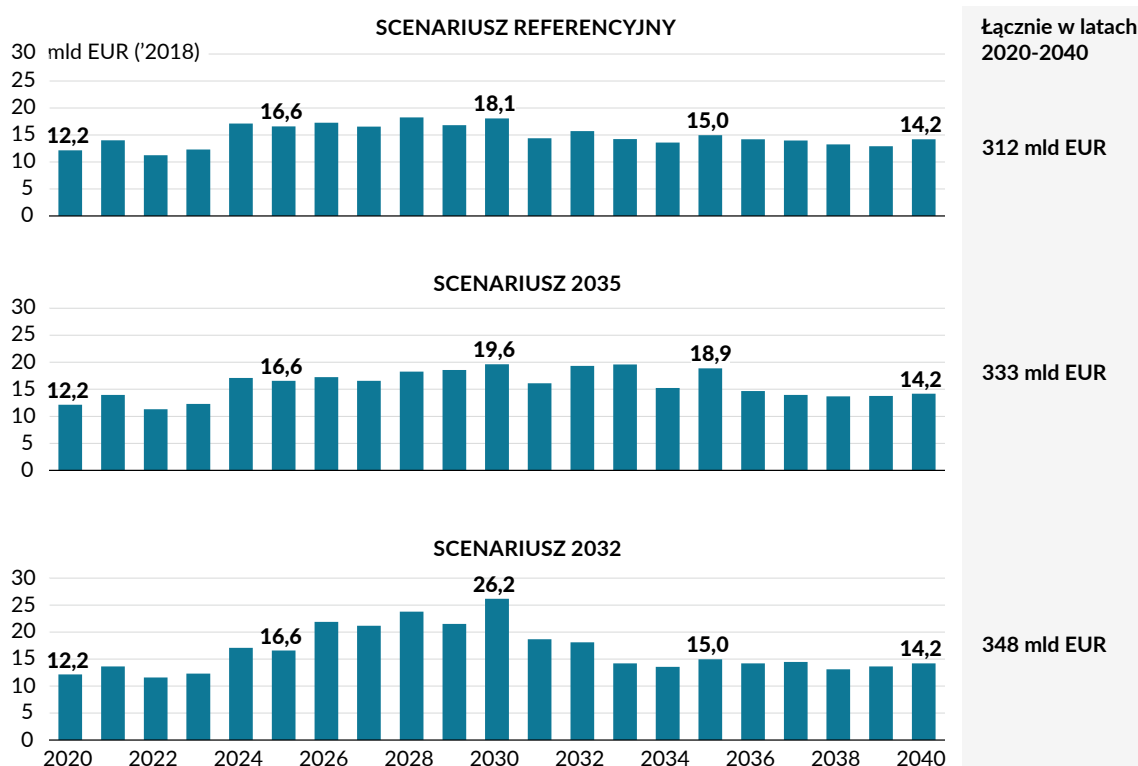
Koszty systemowe w Niemczech spadają z 53,5 mld EUR w 2020 r. do 39,6 mld EUR w roku 2040, co będzie spowodowane zmniejszeniem wsparcia źródeł odnawialnych (EEG). W miarę jak wysoko dotowane istniejące już OZE opuszczają system, są zastępowane przez tańsze, nowo budowane źródła. W scenariuszach wyjścia z węgla w 2035 r. koszty systemu spadają ze względu na niższe dotacje dla OZE i będą w 2030 r. o 0,2 mld EUR niższe niż w scenariuszu

referencyjnym. Jeśli węgiel zostanie wycofany w 2032 r. koszty będą wyższe o 1,2 mld mld EUR. Do 2040 r. koszty w różnych scenariuszach nadal będą podobne, choć scenariusz najszybszego wycofania węgla okazuje się najtańszy (o 2,6 mld EUR).

Podsumowując, koszty systemu w scenariuszu stopniowego wycofywania w 2035 r. są o 0,5% niższe w ciągu 20 lat niż w scenariuszu odniesienia, a w scenariuszu wycofywania w 2032 r. o 0,2%. Ta pozwala oszacować, że koszty dodatkowej redukcji emisji (oszczędności emisji między scenariuszem referencyjnym i scenariuszem z 2032 r. wynosi 410 MtCO₂) są ujemne.

Inwestycje. Inwestycje niemieckiego sektora energetycznego rosną z 12,2 mld EUR w 2020 r. do 18,1 mld EUR rocznie w 2030 r., a następnie spadają do 14,2 mld EUR do 2040 r. Wczesna rezygnacja z węgla powoduje wzrost inwestycji, przy czym stopniowe wycofywanie z eksploatacji w 2035 r. skutkuje dodatkowymi inwestycjami w latach 2029–2035, a stopniowe wycofywanie z eksploatacji w 2032 r. zwiększa inwestycje w latach 2026–2032. W tych okresach inwestycje zwiększają się o 1,6–8,1 mld EUR rocznie. Łączne inwestycje w ciągu 20 lat w scenariuszach stopniowego wycofywania węgla wynoszą odpowiednio 21 mld EUR i 36 mld EUR więcej, głównie ze względu na nieco wyższy poziom mocy odnawialnych i wcześniejsze ich wprowadzenie do systemu (gdy ceny są wyższe).

Rys. 38. Nakłady inwestycyjne w niemieckiej elektroenergetyce – porównanie scenariuszy



Źródło: Aurora Energy Research.

4.1.5. Infrastruktura

Podczas gdy sieci energetyczne w Niemczech są generalnie w dobrym stanie, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 65% w 2030 r. i 80% w 2040 r. będzie wymagało rozbudowy sieci zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych. Na poziomie dystrybucji planowanie rozwoju sieci w Niemczech jest obecnie ukierunkowane na 2030 r. i już teraz uwzględnia cel 65%. W najnowszym planie rozwoju sieci czterech niemieckich operatorów sieci przesyłowej szacuje, że do zapewnienia kompatybilności sieci z 65-procentowym udziałem odnawialnych źródeł energii potrzebne będą inwestycje o łącznej wartości 61 mld EUR. Dalsze inwestycje po 2030 r. będą prawdopodobnie konieczne by ten udział

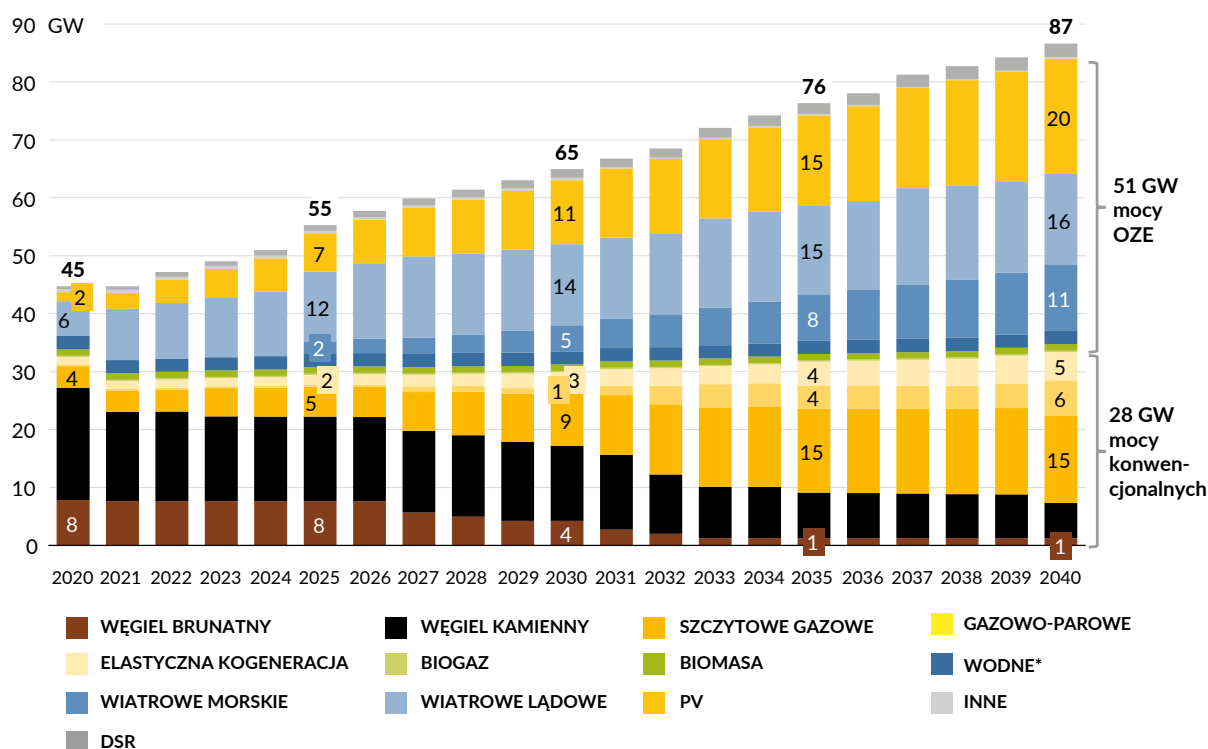
mógł wzrosnąć do 80%. Jednakże w niedawnej ocenie Federalna Agencja ds. Sieci (BudesnetzAgent) stwierdziła, że tylko 96 ze 164 środków zaproponowanych przez operatorów systemów przesyłowych jest koniecznych, a zatem koszty mogą być znacznie niższe od powyższej sumy. Zgodnie z obowiązującymi przepisami koszty rozbudowy sieci są ponoszone głównie przez tzw. nieuprzywilejowanych konsumentów, do których należą gospodarstwa domowe, przedsiębiorstwa i branże nieenergochłonne. Dalsza rozbudowa sieci wpłynie na ceny dla konsumentów, chroniąc jednocześnie te gałęzie przemysłu, które są najbardziej narażone na konkurencję międzynarodową.

4.2 Polska

4.2.1. Rynek energetyczny

Scenariusz referencyjny. W scenariuszu referencyjnym polski rynek energetyczny znacznie się zmieni – nastąpi przejście z węgla na OZE i gaz, nawet bez silnego politycznego poparcia dla dekarbonizacji.

Rys. 39. Moc zainstalowana netto w Polsce do 2040 r. – scenariusz referencyjny

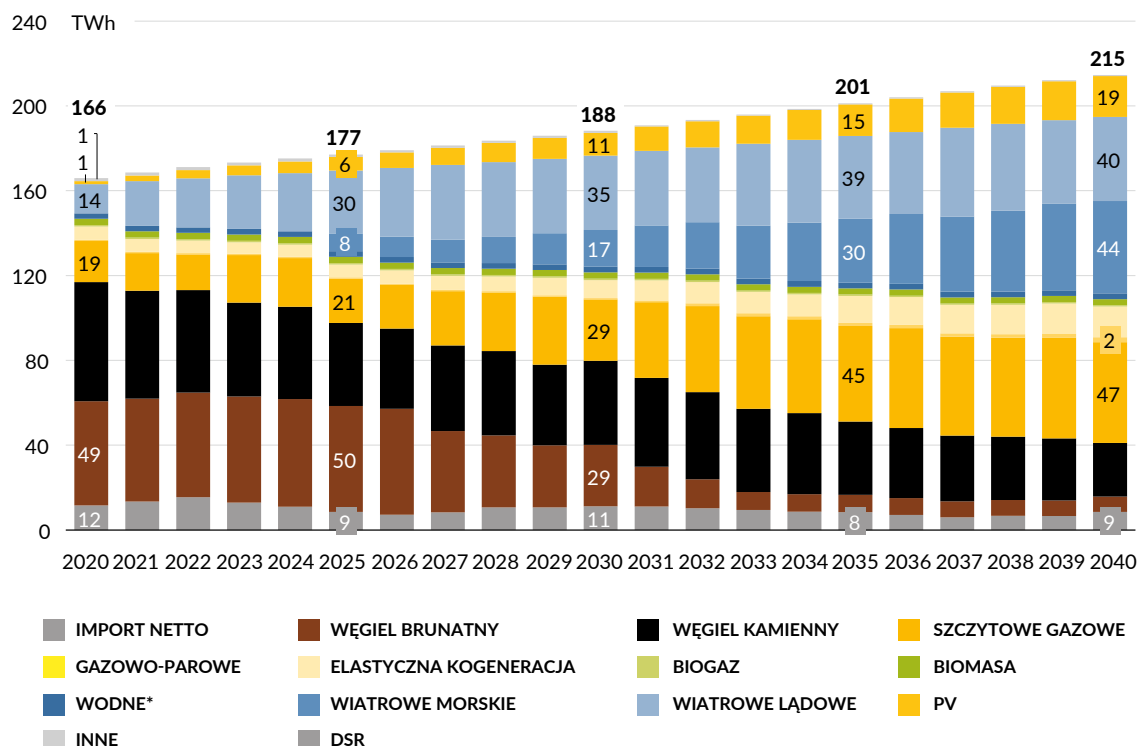


Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Jak pokazano na rys. 39, łączna moc zainstalowana w Polsce wzrośnie z 45 GW w 2020 r. do 65 GW w 2030 r. i 87 GW w 2040 r. Przy założeniu, że starsze bloki w elektrowni w Bełchatowie zostaną zamknięte w latach 2028–2033²⁶, a nowsze do 2040 r., moce w węglu brunatnym zmniejszą się z 7,8 GW w 2020 r. do 1,3 GW w 2040 r. Podobnie wygląda sytuacja węgla kamiennego, którego moc spadnie z 19,4 GW w 2020 r. do 6,1 GW w 2040 r. Natomiast w przypadku gazu ziemnego i mocy OZE (w elektrowniach słonecznych i wiatrowych łącznie) będzie odwrotnie – nastąpi wzrost z odpowiednio 5 GW i 7,6 GW w 2020 r. do 26 GW i 47 GW w roku 2040. Udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym zwiększy się z 17% w 2020 r. do 54% do 2040 r.

Rys. 40. Produkcja energii elektrycznej netto w Polsce do 2040 r. – scenariusz referencyjny



Źródło: Aurora Energy Research.

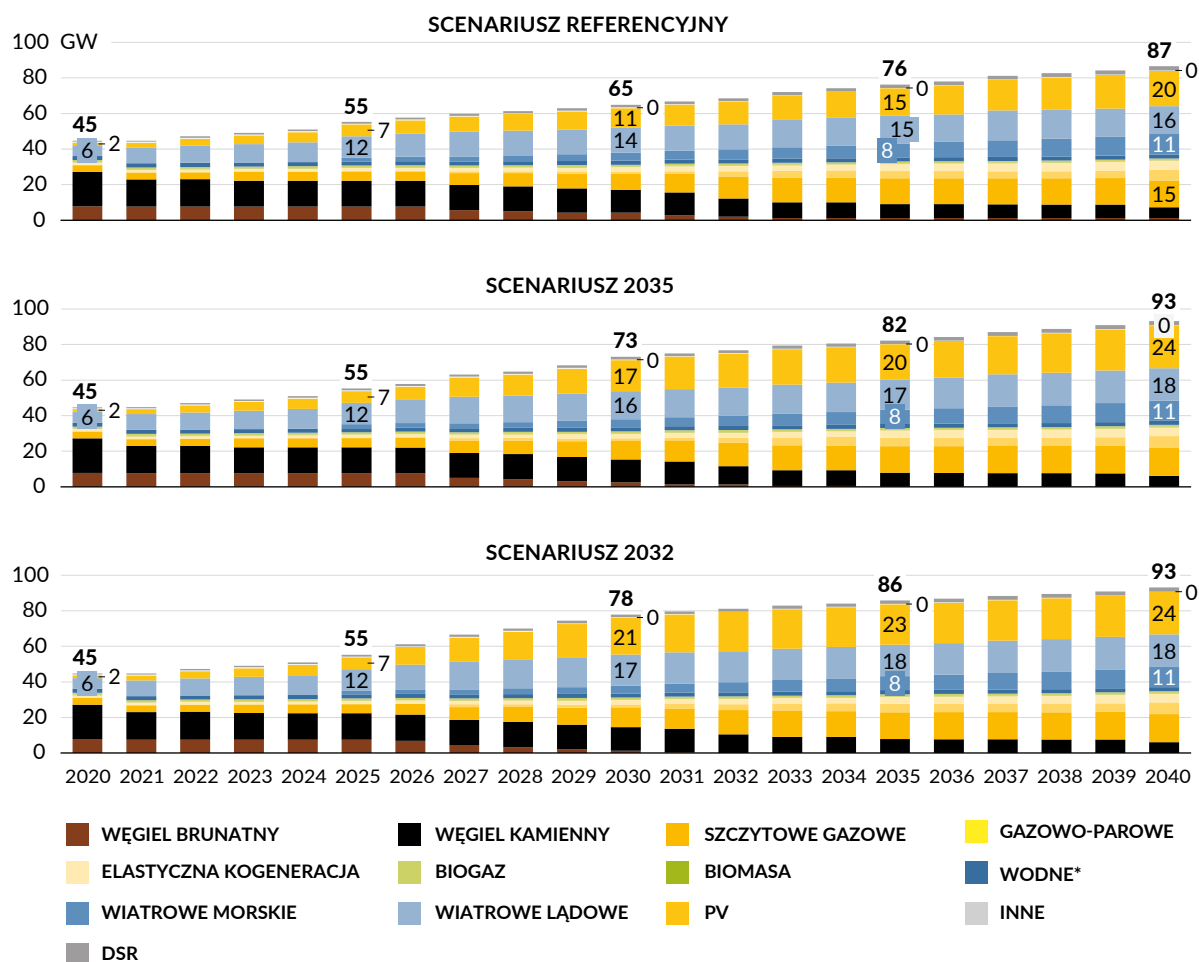
*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Łączna produkcja netto w Polsce wzrośnie z 166 TWh w 2020 r. do 215 TWh w 2040 r. W tym okresie spodziewany jest spadek produkcji z węgla kamiennego i brunatnego z poziomu odpowiednio 56 TWh i 49 TWh w 2020 r. do 25 TWh i 7 TWh w 2030 r. Natomiast produkcja ze źródeł odnawialnych wykazuje znaczny wzrost w prognozowanym okresie. W 2020 r. 15 TWh, czyli 9% całkowitej produkcji w Polsce, będzie pochodzić z OZE. Do 2040 r. udział OZE wzrośnie do 103 TWh, czyli 48%. Import netto w tym czasie spadnie z 12 TWh w 2020 r. do 9 TWh w 2040 r.

Scenariusze stopniowego wycofywania węgla brunatnego. Dwa scenariusze wycofywania węgla brunatnego charakteryzują się wczesnym zamknięciem w krajowym systemie elektroenergetycznym elektrowni opalanych węglem brunatnym. Oba scenariusze różnią się końcową datą wyjścia z węgla. W obu wycofywane z systemu moce wytwórcze w węglu brunatnym są zastępowane przez OZE i, w mniejszym stopniu, elektrownie gazowe.

Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. W tym scenariuszu przewiduje się całkowite wycofanie mocy produkcyjnych węgla brunatnego do 2035 r. Wymaga to, aby zarówno starsze, jak i nowsze bloki w elektrowni Bełchatów zostały zamknięte odpowiednio do 2030 i 2035 r.

Rys. 41. Moce wytwórcze w Polsce do 2040 r. – porównanie scenariuszy



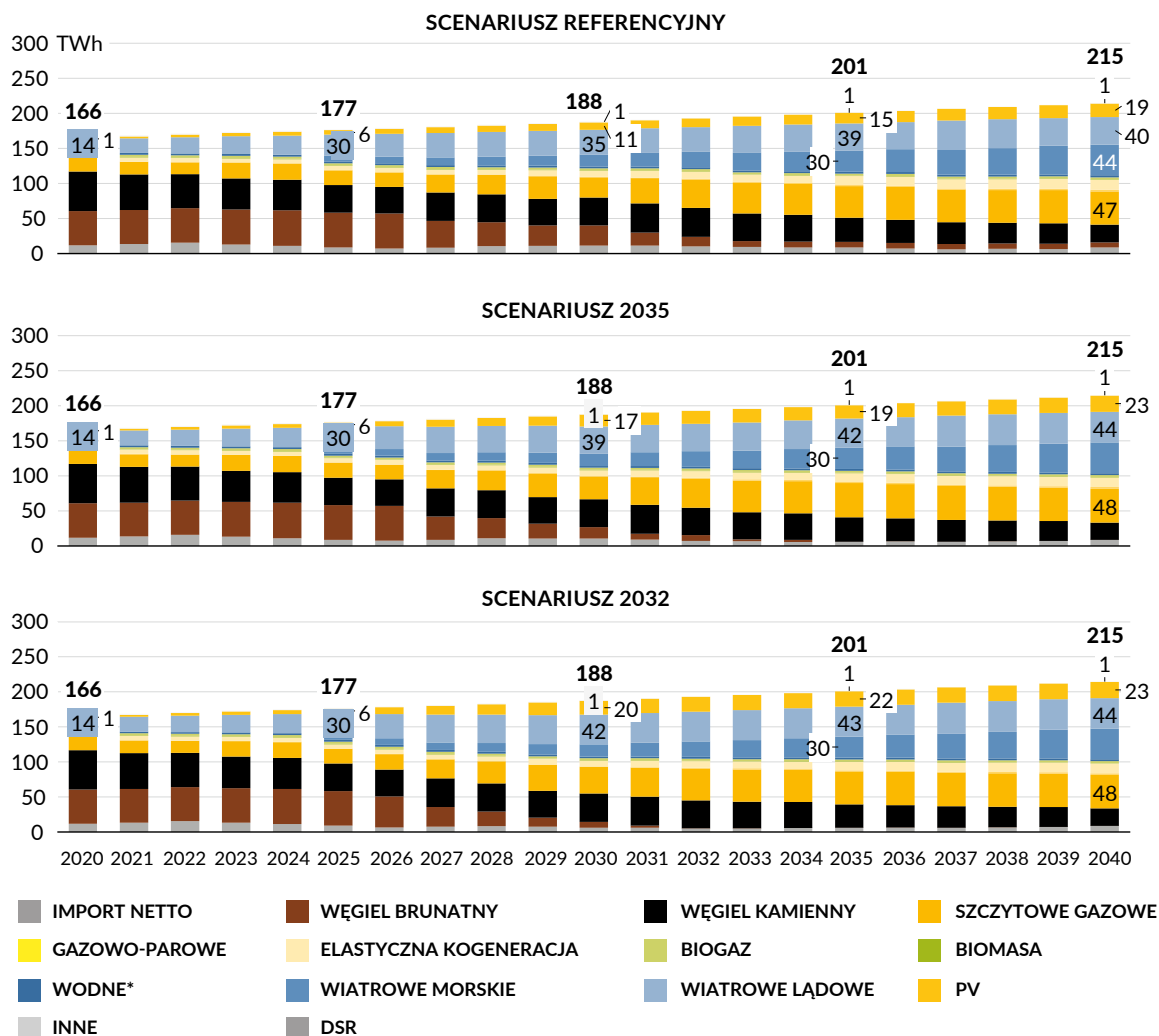
Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Jak pokazano na rys. 41, w 2030 i 2040 r. moce wytwórcze w węglu brunatnym spadną odpowiednio o 2 GW i 1 GW w stosunku do scenariusza bazowego. Do 2030 r. moce elektrowni słonecznych i wiatrowych na lądzie będą wyższe niż w scenariuszu referencyjnym odpowiednio o 6 GW i 2 GW. W naszym modelu rynek mocy zapewnia, że moce elektrowni opalanych węglu brunatnym będą zastępowane przez nowo budowane moce CCGT i OCGT, które w 2030 r. wzrosną o 1 GW w stosunku do scenariusza referencyjnego i o 2 GW do roku 2040.

W porównaniu ze scenariuszem odniesienia wcześniejsze wyłączenie starszych i nowszych bloków w elektrowni Bełchatów w ramach scenariusza wycofywania węgla brunatnego z eksploatacji w 2035 r. powoduje różnice w produkcji wynoszące 13 TWh i 7 TWh odpowiednio w 2030 i 2040 r. W konsekwencji produkcja z OZE będzie o 10 TWh większa niż w scenariuszu referencyjnym w 2030 r. Do 2040 r. ta różnica w produkcji zmniejszy się o 8 TWh. W związku ze wzrostem produkcji energii ze źródeł odnawialnych import netto zmniejszy się jako efekt niższych cen hurtowych energii elektrycznej. Jak pokazano na rys. 44, w scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. Polska importuje o 1 TWh energii elektrycznej w 2030 r. mniej niż w scenariuszu odniesienia. Różnica w imporcie netto pomiędzy scenariuszami zmniejsza się do roku 2040.

Rys. 42. Produkcja energii elektrycznej netto w Polsce do 2040 r. – porównanie scenariuszy



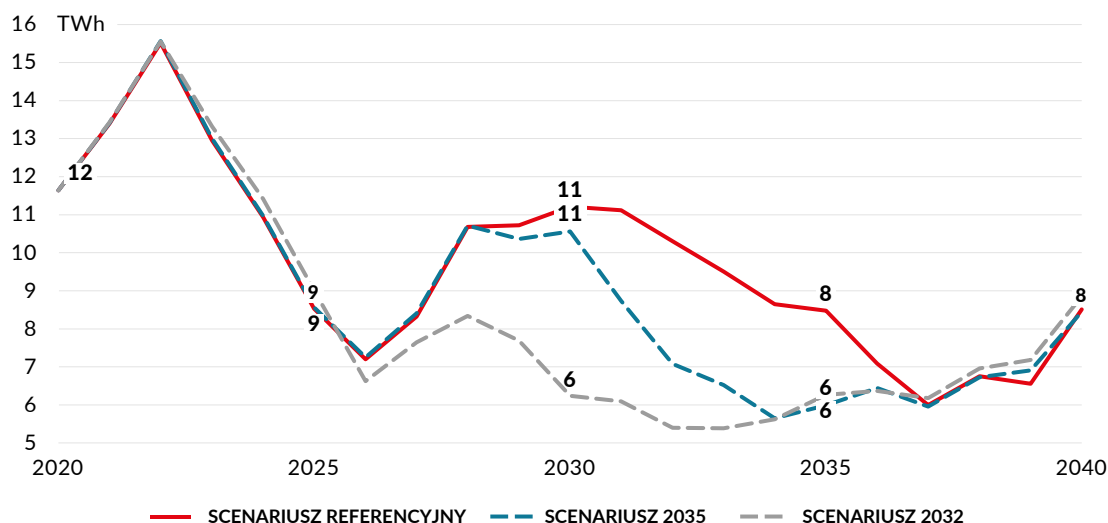
Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. Stopniowe wycofywanie mocy produkcyjnych węgla brunatnego do 2032 r. powoduje, że zainstalowane moce w węglu brunatnym spadną w Polsce o 3 GW poniżej mocy w scenariuszu referencyjnym w 2030 r. i o 1 GW w 2040 r. Jednostki opalane węglem brunatnym opuszczające system w prognozowanym horyzoncie czasowym są zastępowane przez elektrownie odnawialne i gazowe (te ostatnie wspierane przez rynek mocy). Łączna moc zainstalowana w elektrowniach słonecznych i wiatrowych na lądzie rośnie powyżej mocy scenariusza referencyjnego o 13 GW w 2030 r. i 7 GW w 2040 r. Prognozowany jest również wzrost mocy w elektrowniach ciepłych typu CCGT i OCGT, odpowiednio o 1 GW i 2 GW powyżej scenariusza referencyjnego w 2030 r. Do 2040 r. różnica ta wyniesie 2 GW.

Produkcja netto w scenariuszu wycofania węgla brunatnego w 2032 r. pozostanie identyczna z produkcją w scenariuszu referencyjnym do 2025 r., jak pokazano na rys. 42. W 2030 r. produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego spadnie o 21 TWh w stosunku do scenariusza referencyjnego, natomiast produkcja netto w elektrowniach wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych i gazowych przekroczy produkcję ze scenariusza odniesienia odpowiednio o 16 TWh i 9 TWh. Do 2040 r. produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego zgodnie ze scenariuszem stopniowego wycofywania węgla brunatnego w 2032 r. będzie zbieżna ze scenariuszem odniesienia. Bilans handlowy w tym okresie poprawi się w stosunku do scenariusza odniesienia. Jak pokazuje rys. 42, import netto jest o 5 TWh niższy w 2030 r. i wyniesie 6 TWh zamiast 11 TWh w scenariuszu referencyjnym. Do 2040 r. różnice w bilansie między scenariuszami znikają.

Rys. 43. Bilans handlowy energii elektrycznej w Polsce – porównanie scenariuszy

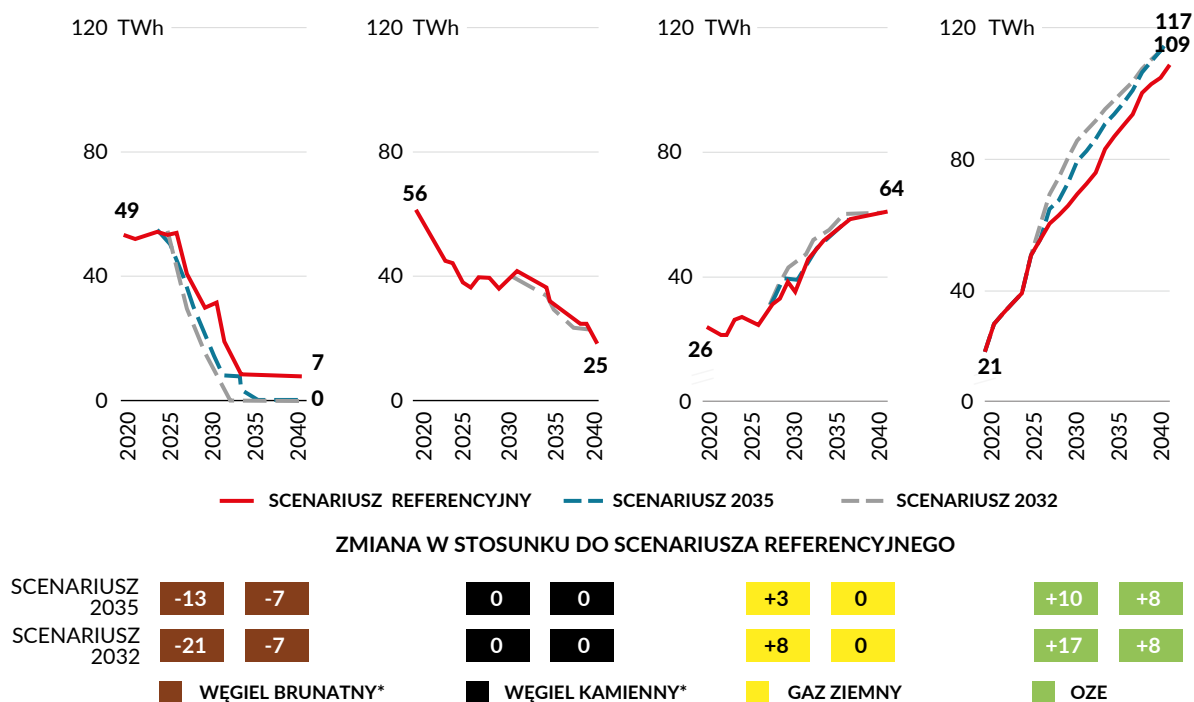


Źródło: Aurora Energy Research.

Porównanie rozwoju wytwarzania energii elektrycznej w Polsce według źródeł we wszystkich trzech scenariuszach przedstawiono na rys. 44. Pokazuje on również jak zmienia się generacja w 2030 i 2040 r. z każdego źródła energii, gdy przyspieszymy wychodzenie z węgla brunatnego. Widać wyraźnie, że mniejsza produkcja z węgla brunatnego jest uzupełniana prawie wyłącznie przez OZE, a udział węgla kamiennego nie wzrasta.

49

Rys. 44. Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego, węgla kamiennego, gazu i źródeł odnawialnych do 2040 r. – porównanie scenariuszy



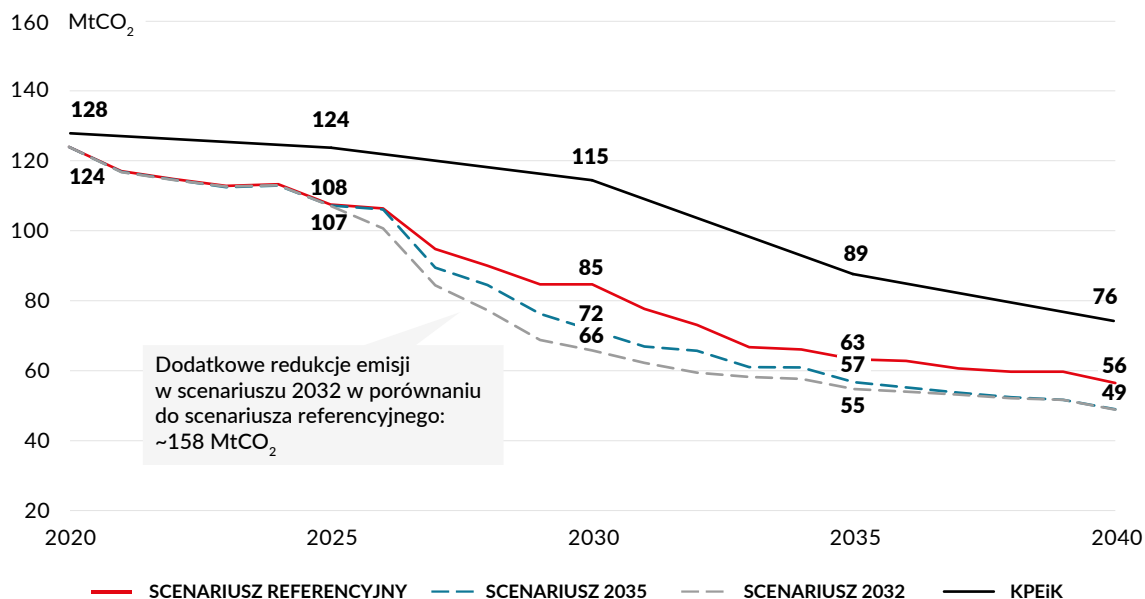
Źródło: Aurora Energy Research.

*Przyjmujemy wartości opałowe 10 GJ/t węgla brunatnego i 25 GJ/t węgla kamiennego.

4.2.2. Klimat

Zgodnie ze scenariuszem referencyjnym całkowite emisje CO₂ z elektroenergetyki spadną z 124 MtCO₂ w 2020 r. do 85 MtCO₂ w 2030 r. W ostatniej dekadzie okresu objętego prognozą poziom emisji ulegnie dalszemu zmniejszeniu, osiągając 56 MtCO₂ do 2040 r.

Rys. 45. Całkowite emisje elektroenergetyki w Polsce do 2040 r. – porównanie scenariuszy



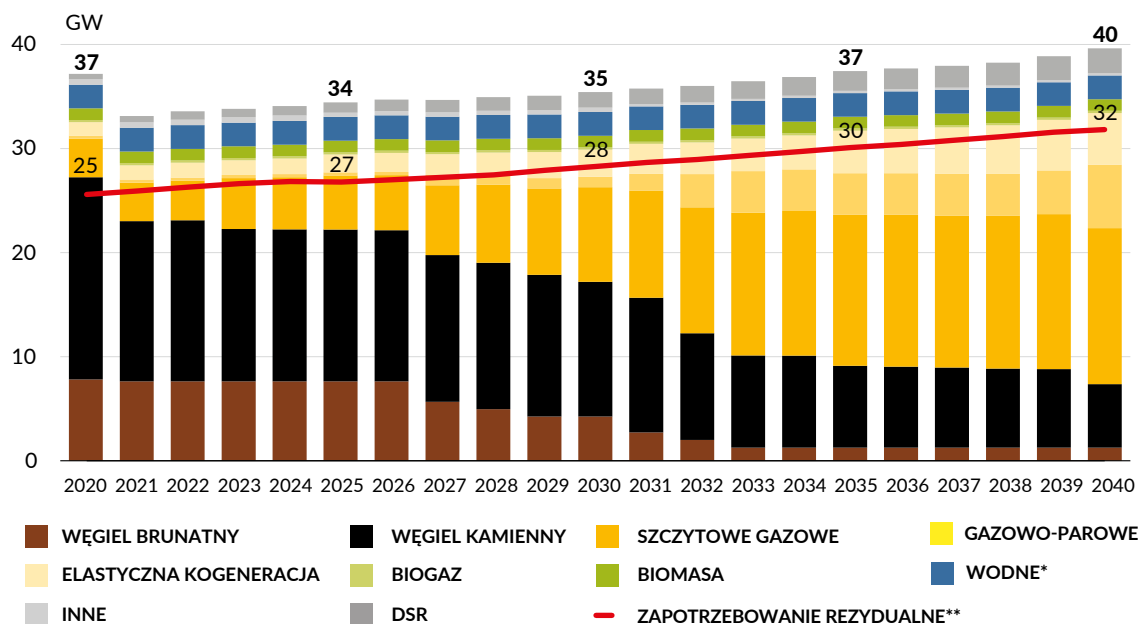
Źródło: Aurora Energy Research.

Jak pokazuje rys. 45, emisje w scenariuszu wycofywania węgla brunatnego w 2035 r. spadną do 72 MtCO₂ w 2030 r., tj. o 13 MtCO₂ (15%) w porównaniu z poziomem w scenariuszu referencyjnym. Do 2040 r. emisje z sektora elektroenergetycznego spadną do 49 MtCO₂, czyli o 13% poniżej scenariusza odniesienia w prognozowanym horyzoncie czasowym całkowite wycofanie elektrowni opalanych węglem brunatnym przyniesie łączne oszczędności na poziomie 107 MtCO₂. Spadek emisji jest jeszcze bardziej widoczny w scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. Do 2030 r. emisje CO₂ w sektorze elektroenergetycznym osiągną poziom 66 MtCO₂, czyli o 19 MtCO₂ (22%) niższy niż w scenariuszu odniesienia. Różnica zmniejsza się nieznacznie w ciągu następnych dziesięciu lat do 14% (8 MtCO₂) do 2040 r. Ogółem emisje CO₂ w scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. są o 159 MtCO₂ niższe niż emisje odnotowane w scenariuszu odniesienia.

4.2.3. Bezpieczeństwo dostaw

Moce dyspozycyjne. Całkowita zainstalowana moc dyspozycyjna w scenariuszu referencyjnym wzrośnie z 37 GW w 2020 r. do 40 GW do 2040 r. Na początku lat 20. spadnie, ponieważ rynek opuszcza moce, dla których nie jest opłacalne dostosowanie się do nowych standardów BAT obowiązujących od sierpnia 2021 r.

Rys. 46. Rozwój zainstalowanych mocy dyspozycyjnych w Polsce w stosunku do najwyższego zapotrzebowania rezydualnego do 2040 r. – scenariusz referencyjny

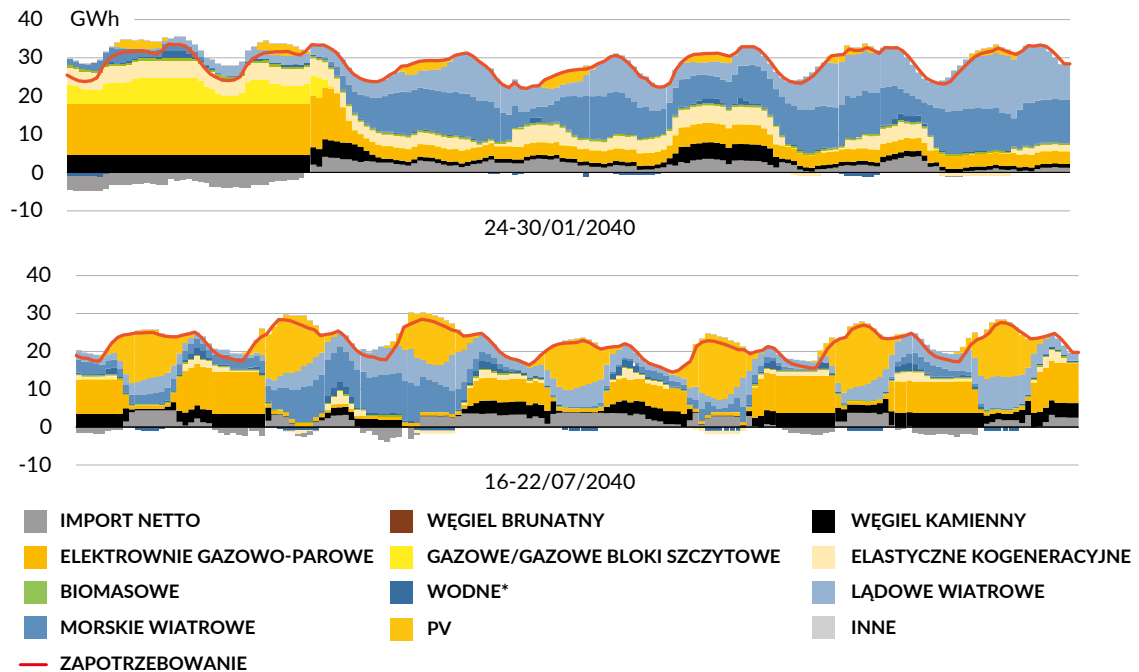


Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe. **Zapotrzebowanie rezydualne definiujemy jako całkowite zapotrzebowanie w systemie (z uwzględnieniem popędu pojazdów elektrycznych i pomp ciepła) obniżone o możliwości wytwórcze źródeł odnawialnych o zmiennej charakterystyce pracy (elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i wodnych przepływowych).

W horyzoncie objętym analizą najwyższe zapotrzebowanie rezydualne, utrzyma się stale poniżej dostępnego poziomu mocy dyspozycyjnych, wzrastając z 25 GW w 2020 r. do 32 GW do 2040 r. Zilustrowano to na rys. 46. W tym kontekście kluczowym wyzwaniem dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce będzie dopilnowanie, aby nowe moce były budowane na czas, tak aby wypełnić lukę węglową, która będzie coraz bardziej widoczna od połowy lat 20. W przypadku opóźnień inwestycyjnych bezpieczeństwo dostaw może być zagrożone. Dlatego tak ważne jest, aby Polska wcześniej się do tego przygotowała. To istotne, by utrzymać cele rozwoju OZE oraz wsparcie aukcyjne, ale także zreformować rynek mocy.

Rys. 47. Produkcja i zapotrzebowanie w dwóch przykładowych tygodniach w 2040 r. w Polsce

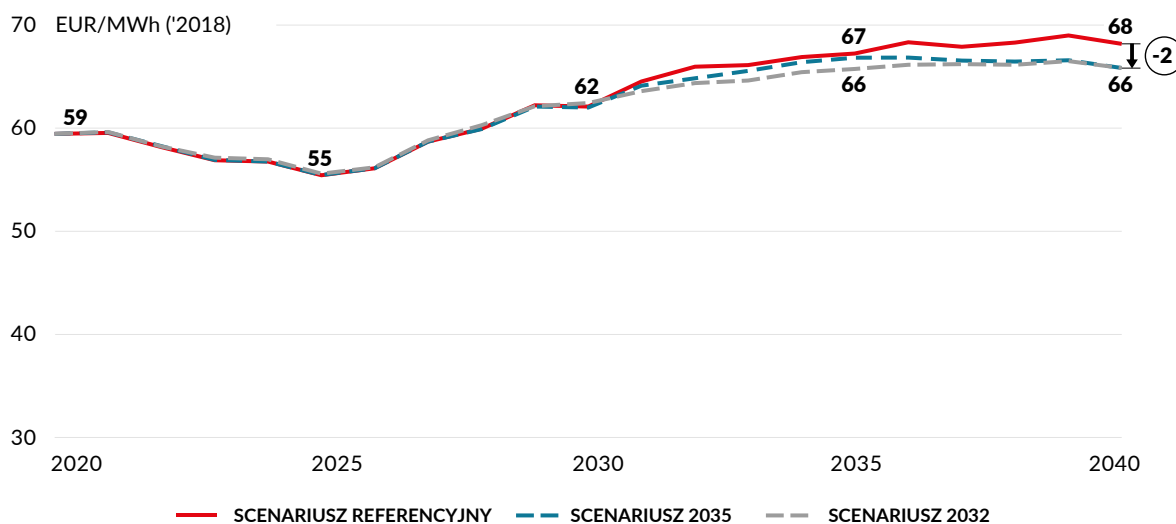


Wytwarzanie i zapotrzebowanie w dwóch przykładowych tygodniach w 2040 r. Mimo że moc zainstalowana pokrywa średnie zapotrzebowanie szczytowe w przewidywanym okresie, istnieją godziny, w których zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce przekracza produkcję netto. Są to godziny, w których z ekonomicznego punktu widzenia bardziej opłacalne jest zaspokojenie zapotrzebowania na moc z zagranicy, co czyni z Polski importera netto. Widać to na rys. 47 podczas dwóch przykładowych tygodni w 2040 r. ze scenariusza wycofania z produkcji w 2032 r. W ostatnim tygodniu stycznia 2040 r., widać że moce dyspozycyjne mają znaczny udział w misce wytwórczym, przy niskiej generacji OZE. W godzinach, w których występują korzystne warunki wiatrowe lub słoneczne, wykorzystanie mocy dyspozycyjnych znacznie spada, ponieważ dostępny jest tańszy import z krajów sąsiednich, które produkują dużo ze źródeł odnawialnych. To można zaobserwować dla przykładowego tygodnia w lipcu 2040 r. W niektórych godzinach Polska eksportuje nadwyżkę produkcji z OZE.

4.2.4. Przystępność cenowa

Hurtowe ceny energii elektrycznej. Ceny hurtowe w Polsce w scenariuszu referencyjnym wzrosną z 59 EUR/MWh w 2020 r. do 62 EUR/MWh w 2030 r. Do 2040 r. średnie ceny energii elektrycznej osiągną 68 EUR/MWh. Należy podkreślić, że są to ceny wynikające z kosztów niezbędnej przebudowy sektora wytwórczego w Polsce, a nie tylko wycofania węgla brunatnego.

Rys. 48. Średnia roczna hurtowa cena energii elektrycznej w Polsce do 2040 r. – porównanie scenariuszy



53

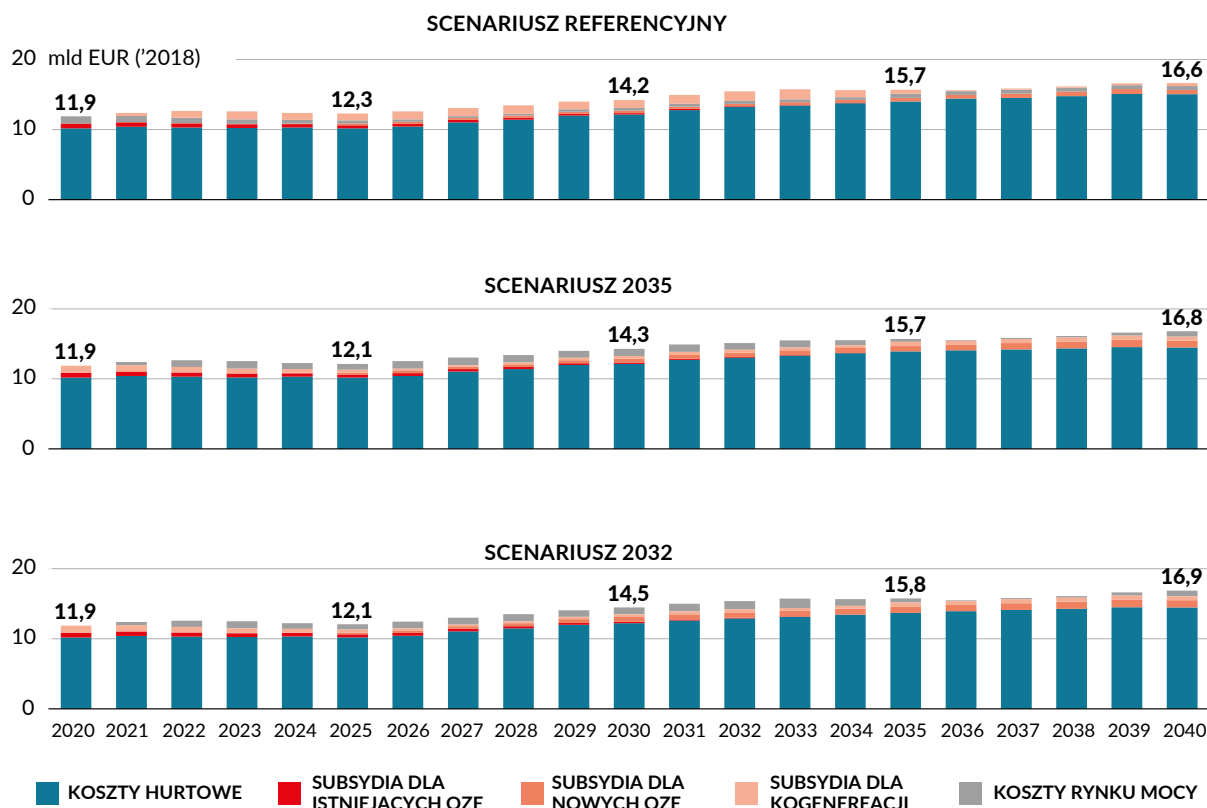
Źródło: Aurora Energy Research.

W scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. średnie roczne ceny hurtowe energii elektrycznej będą identyczne ze scenariuszem odniesienia do 2030 r. Ceny energii elektrycznej wzrosną z 59 EUR/MWh w 2020 r. do 62 EUR/MWh w 2030 r. W tym momencie ceny zaczną się od siebie różnić: do 2035 r. ceny w scenariuszu wycofania węgla brunatnego wynoszą 67 EUR/MWh, co stanowi 0,4 EUR/MWh poniżej scenariusza referencyjnego. Wynika to z faktu, że wycofanie mocy wytwórczych w węglu brunatnym jest równoważone przez znaczny wzrost mocy wytwórczych OZE, które mają niższy koszt krańcowy niż węgiel brunatny. W perspektywie 2040 r. produkcja energii ze źródeł odnawialnych spowoduje, że ceny spadną o 2 EUR/MWh do poziomu 66 EUR/MWh.

Średnie ceny energii elektrycznej w scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. wzrosną z 59 EUR/MWh w 2020 r. do 62 EUR/MWh w 2030 r. i do 66 EUR/MWh do 2040 r. Ponieważ wycofanie mocy wytwórczych węgla brunatnego w Polsce nastąpi dopiero na początku lat 30., średnie ceny hurtowe do 2030 r. będą odzwierciedlać ceny ze scenariusza referencyjnego. W związku ze wzrostem produkcji energii elektrycznej z OZE w Polsce ceny hurtowe energii elektrycznej osiągną w 2035 r. 66 EUR/MWh, czyli będą o 1,5 EUR/MWh niższe niż w scenariuszu odniesienia. Różnica między scenariuszami jeszcze bardziej wzrośnie do 2040 r., ponieważ produkcja energii elektrycznej z OZE będzie nadal rosła, a tańsze technologie w coraz większym stopniu będą wyznaczać cenę energii.

Koszty systemowe. Analiza kosztów systemowych dla rynku polskiego obejmuje koszty dostarczania energii elektrycznej na rynku hurtowym, koszty dostarczania mocy na rynku mocy, a także koszty budowy mocy wytwórczych, które otrzymują wsparcie spoza rynku hurtowego, tj. OZE i elektrociepłowni. Inne koszty, w szczególności dotyczące sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, nie zostały uwzględnione w niniejszym raporcie.

Rys. 49. Koszty polskiego systemu elektroenergetycznego do 2040 r. – porównanie scenariuszy



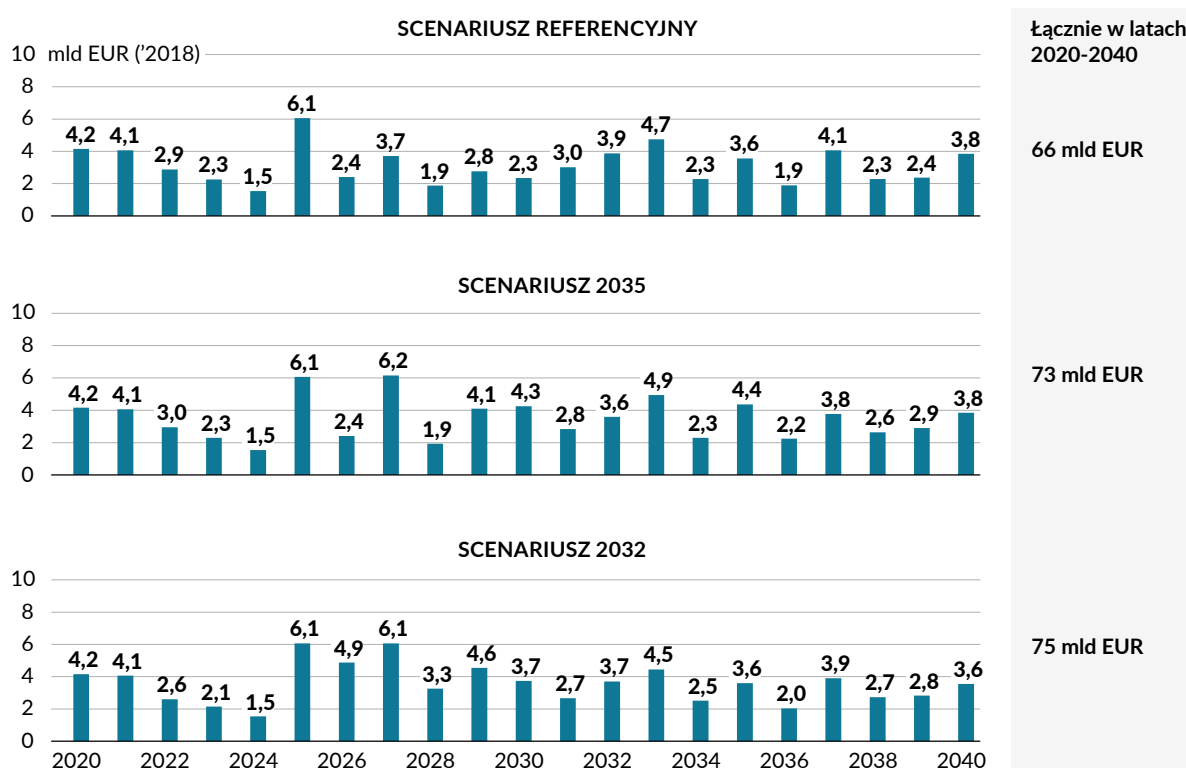
Źródło: Aurora Energy Research.

Koszty systemowe w Polsce wzrosną z 11,9 mld EUR do 16,6 mld EUR, co wynika z rosnących kosztów hurtowych w miarę wzrostu zarówno popytu, jak i cen. Koszty rynku mocy wzrosną w latach 20., a następnie znacząco spadną do połowy lat 30. Subsydia dla elektrociepłowni i odnawialnych źródeł energii stanowią niewielką część kosztów całkowitych. W scenariuszach przyspieszonego wyjścia z węgla brunatnego ceny energii elektrycznej spadają, ale konieczne jest zastąpienie dodatkowych mocy wytwórczych co prowadzi do nieco wyższych kosztów systemowych w latach 2020 (mniej niż 0,5 mld EUR). Stopniowe wycofywanie węgla brunatnego w 2035 r. powoduje, że koszty systemowe są o 0,1 mld EUR wyższe niż w 2030 r., natomiast stopniowe wycofywanie w 2032 r. powoduje wzrost o 0,3 mld EUR.

W latach 2020–2040 koszty systemowe w scenariuszu stopniowego wycofywania w 2035 r. będą łącznie o 1 mld EUR lub 0,4% niższe niż w scenariuszu odniesienia; w scenariuszu wycofywania w 2032 r. będą one o 0,2 mld EUR lub 0,1% niższe, w praktyce są więc identyczne. Jest to warto podkreślić, ponieważ pokazuje, że oszczędności emisji generowane przez wycofanie węgla brunatnego można osiągnąć przy ujemnych kosztach systemowych, jeśli rząd polski będzie realizował długoterminową strategię zastępowania węgla brunatnego źródłami odnawialnymi.

Inwestycje. Inwestycje polskiego sektora energetycznego w ciągu najbliższych 20 lat będą się kształtować w przedziale od 2 do 6 mld EUR rocznie. Stopniowe wycofywanie w 2035 r. wymaga rocznego wzrostu inwestycji w wysokości od 0,6 mld EUR do 2,4 mld EUR od 2027 r., natomiast stopniowe wycofywanie w 2032 r. wymaga dodatkowych rocznych inwestycji w wysokości od 1,4 mld EUR do 2,5 mld EUR od 2026 r.

Rys. 50. Nakłady inwestycyjne na energetykę w Polsce do 2040 r. – porównanie scenariuszy



55

Źródło: Aurora Energy Research.

Łączne inwestycje w ciągu następnych 20 lat w scenariuszach stopniowego wycofywania w 2035 r. i 2032 r. wynoszą odpowiednio 7 mld EUR i 9 mld EUR więcej. Wynika to z nieco wyższego poziomu mocy wytwórczych OZE oraz z faktu. Ogólnie rzecz biorąc, dodatkowe inwestycje można uznać za niewielkie, biorąc pod uwagę że część mocy OZE trzeba wybudować wcześniej, gdy są one nieco droższe.

4.2.5. Infrastruktura

Odnawialne źródła energii elektrycznej znajdują się zazwyczaj w innych miejscach niż istniejące elektrownie ciepłe, dla których zbudowano sieć elektryczną. W Polsce oznacza to przesunięcie środka ciężkości wytwarzania energii elektrycznej z Polski południowej i środkowej, gdzie obecnie koncentruje się większość produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego, na wybrzeże Morza Bałtyckiego, gdzie występują silniejsze wiatry i dostępne są obszary przybrzeżne i gdzie planowane są inwestycje w offshore.

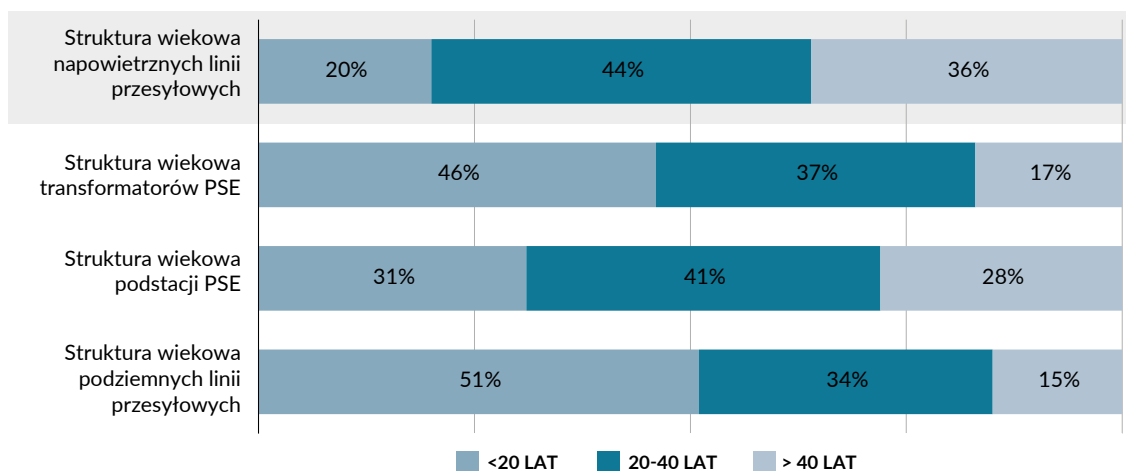
Zmiana ta będzie wymagała rozbudowy sieci przesyłowej. Taki scenariusz przewiduje planu rozwoju sieci PSE²⁷. Operator szacuje, że w latach 2021–2030 konieczne będą inwestycje o łącznej wartości 14 mld zł (3,3 mld EUR). Scenariusz ten koncentruje się jednak na morskiej energii wiatrowej i zakłada mniejszy udział energetyki wiatrowej na lądzie niż przedstawione w niniejszym raporcie.

Należy jednak zauważyć, że większość polskiej infrastruktury przesyłowej ma ponad 20 lat. W przypadku linii przesyłowych dotyczy to aż 80% infrastruktury. Sieć wymaga więc w najbliższych dziesięcioleciach znacznych inwestycji, nawet bez zwiększania udziału energii odnawialnej.

27

Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Komunikat Operatora Systemu Przesyłowego w sprawie konsultacji projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030, <https://www.pse.pl/-/komunikat-operatora-systemu-przesylowego-w-sprawie-konsultacji-projektu-planu-rozwoju-w-zakresie-zaspokojenia-obecnego-i-przyszlego-zapotrzebowania--1?safeargs=696e6865726974526656469726563743d747275652672656469726563743d253246686f1036d65>.

Rys. 51. Struktura wiekowa polskiej sieci przesyłowej



Źródło: Aurora Energy Research.

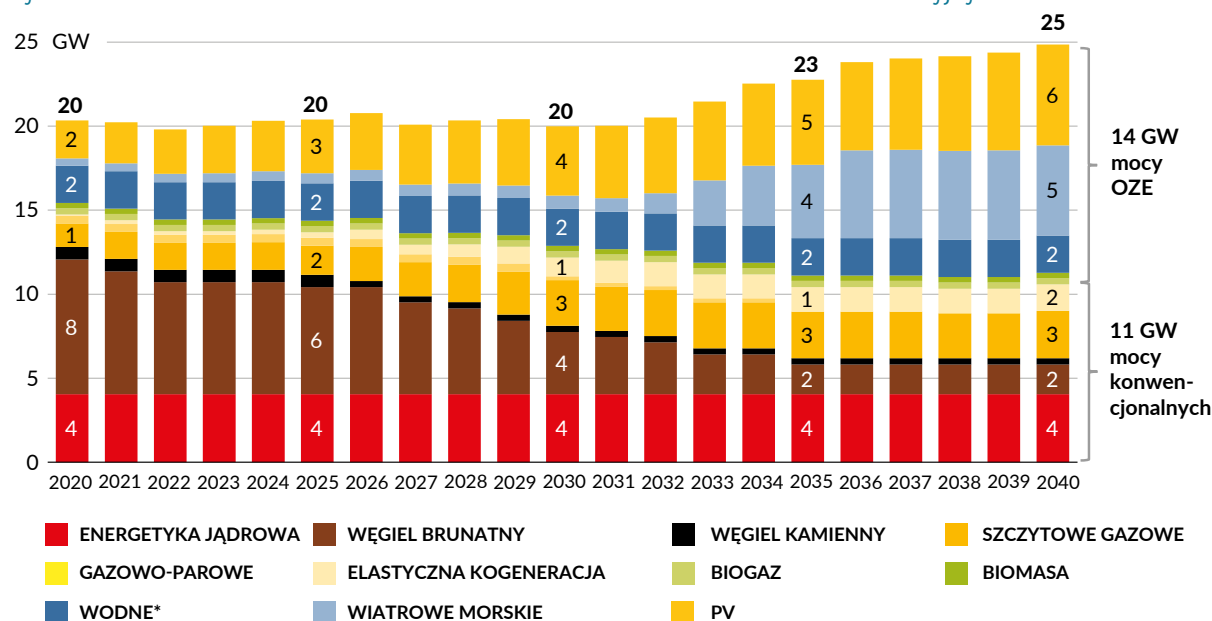
4.3. Czechy

4.3.1. Rynek energetyczny

Scenariusz referencyjny. W scenariuszu referencyjnym całkowita moc zainstalowana netto w Czechach ma wynieść 20 GW zarówno w 2020 r., jak i w 2030 r., ponieważ zmniejszające się moce wytwórcze w węglu brunatnym będą zastępowane źródłami odnawialnymi i gazowymi. Do 2040 r. całkowite moce zainstalowane osiągną 25 GW. Wzrost ten jest w dużej mierze napędzany przez rozwój energetyki wiatrowej na lądzie. W ostatniej dekadzie prognozowanego horyzontu czasowego moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych na lądzie wzrasta z 1 do 5 GW, bez konieczności dodatkowego wsparcia. Zilustrowano to na rys. 52.

W latach 2020–2030 moce produkcyjne węgla brunatnego w czeskim sektorze energetycznym zmniejszą się o połowę – z 8 GW w roku 2020 do 4 GW w roku 2030. Do 2040 r. moce te spadną do 2 GW.

Rys. 52. Całkowita zainstalowana moc netto w Czechach do 2040 r. – scenariusz referencyjny

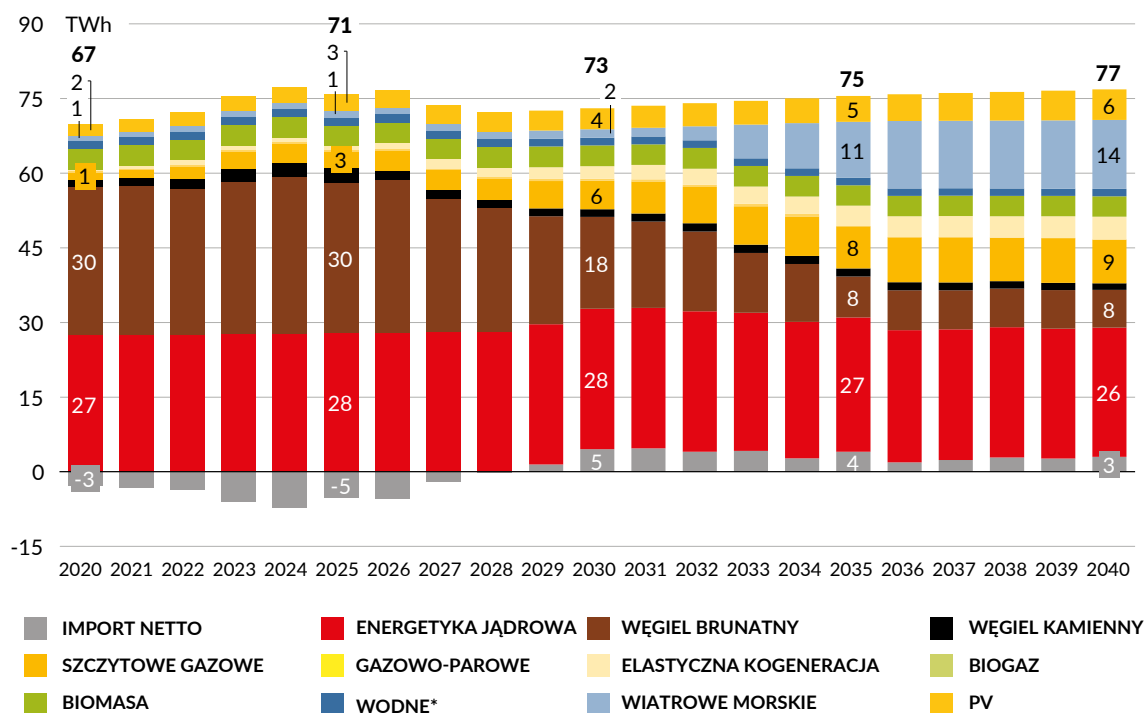


Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego w latach 2020–2030 zmniejszy się z 30 TWh do 18 TWh. Do roku 2040 spadnie do 8 TWh. W tym samym okresie produkcja energii elektrycznej z OZE i gazu ziemnego wzrośnie z 3 TWh i 2 TWh w 2020 r. do 20 TWh i 13 TWh w 2040 r. Generacja energii elektrycznej z gazu ziemnego w 2040 r. jest podzielona między elektrownie CCGT i elastyczne jednostki kogeneracyjne, które wytwarzają odpowiednio 8,8 TWh i 4,6 TWh energii elektrycznej. Produkcja energii elektrycznej z biomasy nie zmienia się w horyzoncie prognozy. Mimo rozwoju OZE do 2040 r. Czechy z eksportera energii elektrycznej staną się jej importerem. Pokazano to na rys. 53. W 2020 r. Czechy wyeksportują 3 TWh, a w 2040 r. 3 TWh wyniesie import netto. Wynikać to będzie z mniejszego udziału OZE w czeskim miksie energetycznym w porównaniu z krajami sąsiadującymi, w szczególności z Niemcami.

Rys. 53. Całkowita produkcja netto w Czechach do 2040 r. – scenariusz referencyjny

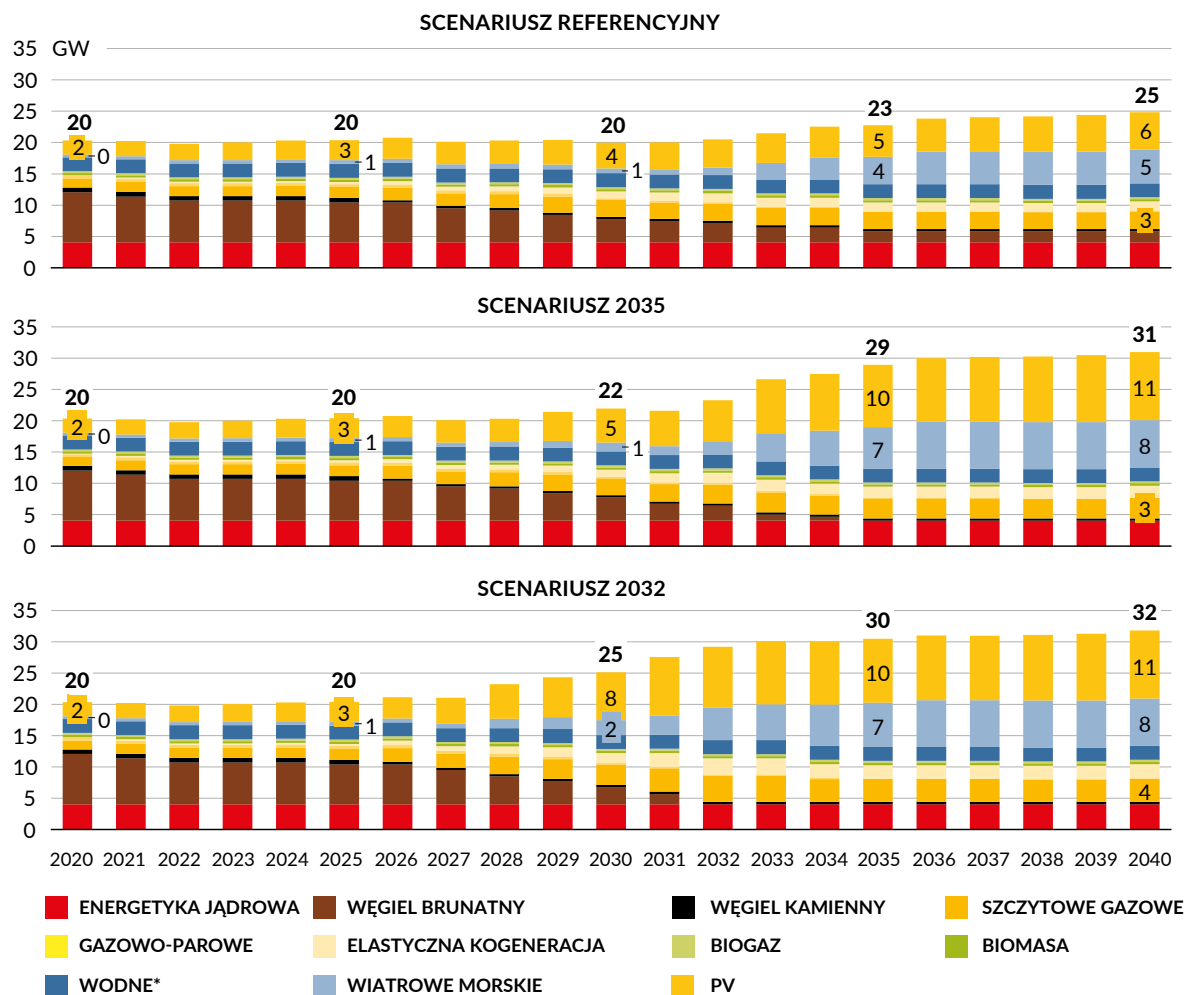


Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Scenariusze stopniowego wycofywania węgla brunatnego. Scenariusze wycofywania węgla brunatnego z eksploatacji w latach 2035 i 2032 charakteryzują się zamknięciem wszystkich mocy produkcyjnych w węglu brunatnym w Czechach. W celu wypełnienia tej luki, zarówno w dostawach energii elektrycznej, jak i ciepła, w obu scenariuszach do roku 2040 do systemu dodawane są moce w elektrowniach wiatrowych, słonecznych i kogeneracyjnych gazowych. Należy zauważyć, że chociaż w scenariuszach zakłada się, że elektrownie ciepłe typu CCGT i elastyczne elektrociepłownie gazowe są opalane gazem ziemnym, to będzie można wykorzystać nisko- lub zeroemijne alternatywy.

Rys. 54. Moce zainstalowane w trzech scenariuszach do 2040 r.



Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

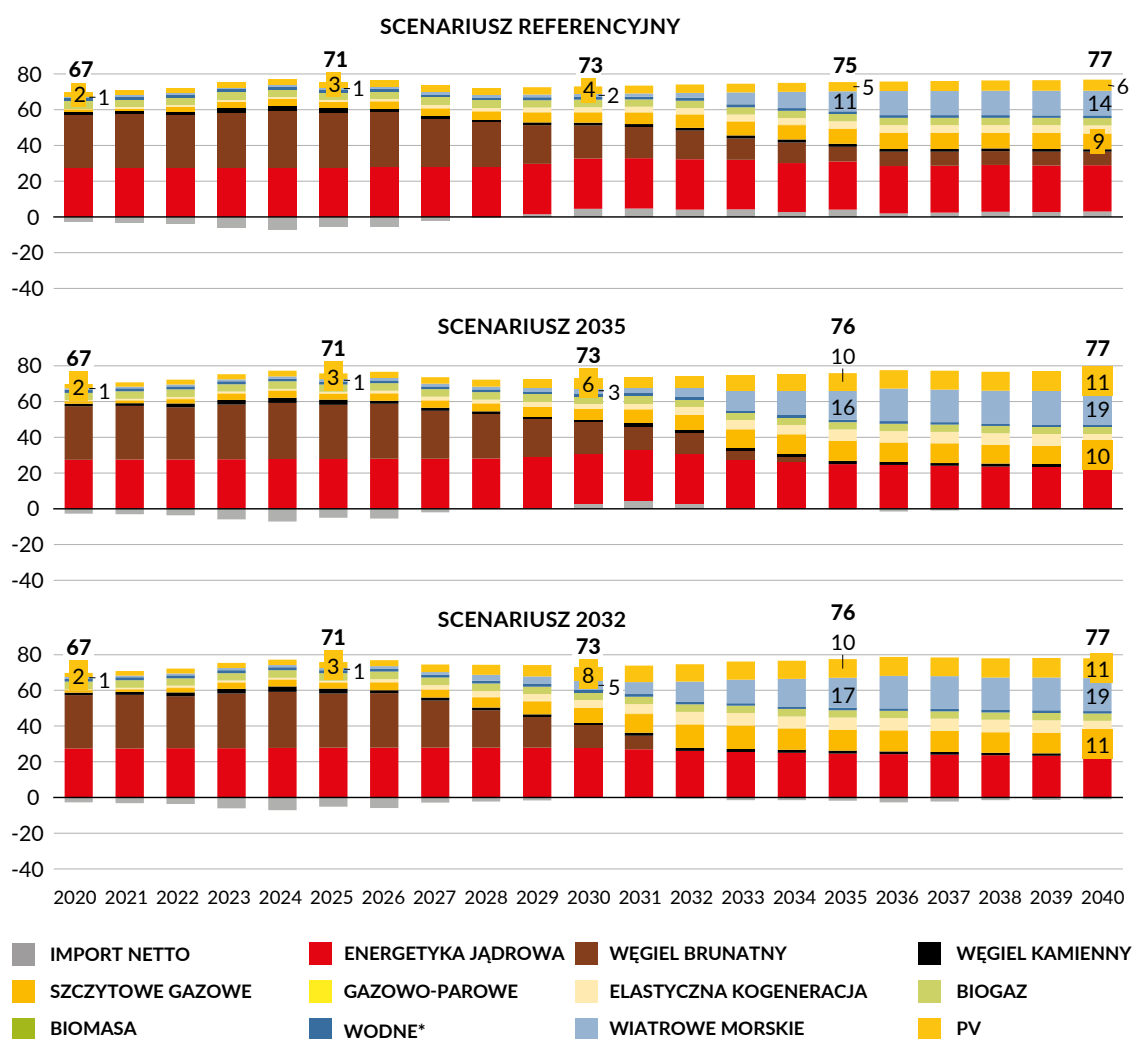
Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. W scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. moce zainstalowane do 2030 r. zmieniają się tak samo jak w scenariuszu referencyjnym. Moce w węglu brunatnym zmniejszą się z 8 GW w 2020 r. do 4 GW w roku 2030. W kolejnym roku moce w scenariuszach zaczynają się różnić tak, że w scenariuszu wycofania z eksploatacji w 2035 r. flota węgla brunatnego w Czechach zostaje całkowicie wycofana, przy czym moc produkcyjna węgla brunatnego jest o 2 GW mniejsza niż w scenariuszu odniesienia.

Jak pokazano na rys. 54, większość mocy wytwórczych węgla brunatnego opuszczających system jest wymieniana na nowe elektrownie wiatrowe i słoneczne od 2029 r. Do 2030 r. w systemie będzie istniała dodatkowa moc 1 GW elektrowni zarówno słonecznych, jak i lądowych w stosunku do scenariusza referencyjnego. Do 2040 r. różnica ta wzrośnie odpowiednio do 5 GW i 2 GW. Aby nadrobić straty w produkcji ciepła, zwiększają się także moce CCGT. Prognozowany wzrost mocy CCGT jest jednak dość konserwatywny. Do 2040 r. czeski system energetyczny w scenariuszu wycofywania węgla brunatnego z eksploatacji w 2035 r. osiągnie moc zainstalowaną 3,3 GW, czyli tylko o 0,5 GW więcej niż w scenariuszu referencyjnym.

Pomimo wzrostu mocy wytwórczych do 2040 r. produkcja netto nie zmieni się w stosunku do scenariusza referencyjnego. Wynika to w dużej mierze z faktu, że moce wytwórcze i związana z nimi produkcja, które opuszczają system, są zastępowane przez kombinację odnawialnych źródeł energii, elektrowni gazowych oraz, w razie potrzeby, importu. Nadwyżki produkcji z OZE są eksportowane. Jak pokazano na rys. 58, moce wytwórcze węgla brunatnego w 2040 r.

produkują o 8 TWh energii elektrycznej mniej niż w scenariuszu referencyjnym. Aby to zrekompensować technologie OZE wytwarzają dodatkowe 10 TWh w 2040 r. w stosunku do scenariusza odniesienia, podczas gdy instalacje opalane gazem ziemnym wytwarzają dodatkowe 4 TWh. Import netto w tym okresie utrzyma się na znacznie niższym poziomie niż w scenariuszu referencyjnym ze względu na wzrost produkcji energii z OZE. Do 2040 r. import netto w Czechach wyniesie 0,2 TWh, czyli 3 TWh poniżej scenariusza referencyjnego.

Rys. 55. Produkcja energii elektrycznej netto w Czechach – porównanie scenariuszy



Źródło: Aurora Energy Research.

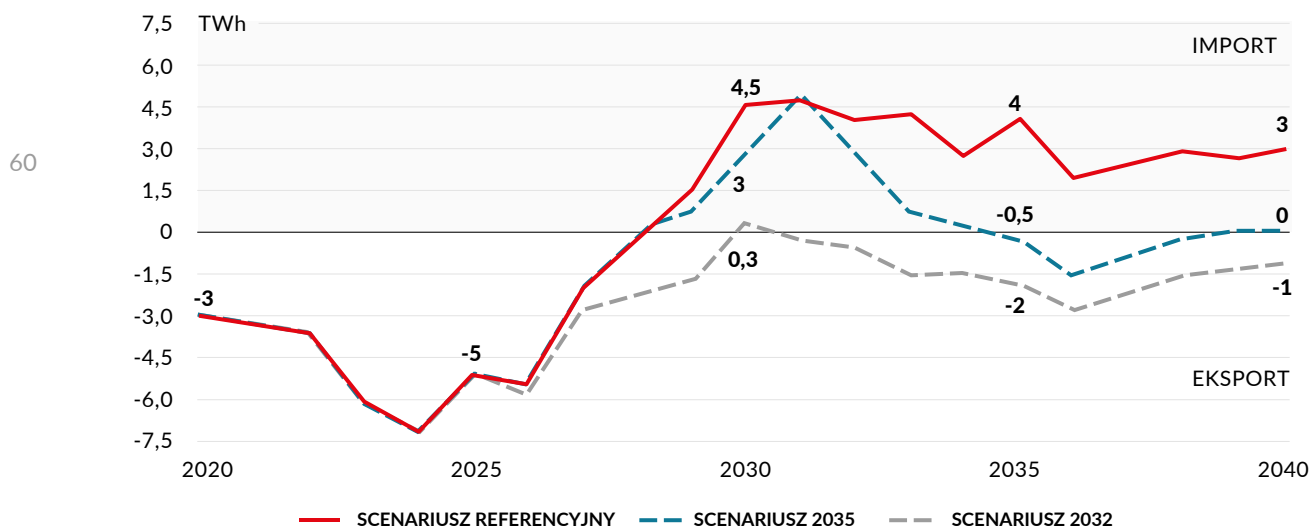
*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Scenariusz wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. W tym scenariuszu wszystkie jednostki na węgiel brunatny zostaną zamknięte w 2032 r. W związku z tym już w 2028 r. rozwój mocy wytwórczych będzie się różnić od scenariusza bazowego. Moce te w czeskim systemie energetycznym zmniejszają się z 8 GW w 2020 r. do 3 GW w 2030 r., czyli o 1 GW mniej niż w scenariuszu referencyjnym. W okresie objętym prognozą moce OZE będą rosły. W 2020 r. moc energetyki słonecznej i wiatrowej na lądzie wyniesie 2,3 GW i 0,4 GW. Do 2030 r. moc zainstalowana w elektrowniach słonecznych i wiatrowych na lądzie wzrośnie w porównaniu ze scenariuszem odniesienia odpowiednio o 3 GW i 2 GW. Do 2040 r. moc zainstalowana na lądzie w czeskich elektrowniach wiatrowych osiągnie 8 GW, tj. o 2 GW więcej niż w scenariuszu referencyjnym. Z kolei moce w PV sięgają 11 GW, czyli 5 GW powyżej scenariusza odniesienia.

Do 2030 r. produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego spadnie o 10 TWh poniżej poziomu ze scenariusza odniesienia, tj. do 13 TWh. Dwa lata później, gdy nastąpi całkowite wycofanie mocy wytwórczych w węglu brunatnym, w scenariuszu referencyjnym węgiel brunatny byłby nadal odpowiedzialny za 16 TWh produkcji. Tymczasem przewiduje się, że w tym samym okresie wzrośnie produkcja energii elektrycznej w elektrowniach słonecznych i wiatrowych na lądzie – w 2020 r. osiągnie odpowiednio 2,3 TWh i 0,9 TWh. Do 2040 r. produkcja w tych technologiach wzrośnie o 10 TWh więcej niż w przypadku scenariusza odniesienia, przy równomiernym podziale na poszczególne technologie. Produkcja energii słonecznej osiąga 11 TWh, a produkcja energii elektrycznej z wiatru na lądzie 19 TWh. Aby uwzględnić mniejsze dostawy konwencjonalnego ciepła w ramach przyspieszonego zamykania jednostek na węgiel brunatny, produkcja w elastycznych elektrociepłowniach i elektrowniach ciepłych wzrasta do 6 TWh (w równomiernym podziale na technologie), czyli powyżej poziomu z 2040 r. dla scenariusza odniesienia. Zostało to przedstawione na rys. 55.

W przeciwieństwie do scenariusza odniesienia, w którym Czechy przestają być eksporterem netto do 2040 r., w tym scenariuszu nadal nim pozostają. Jest to możliwe dzięki większej generacji OZE – w 2020 r. eksport netto wyniesie 3 TWh, w 2030 r. przejściowo Czechy będą więcej sprowadzać energii elektrycznej (import netto wyniesie 0,3 TWh), a w 2040 r. eksport będzie przewyższał import o 1 TWh. Różnica między scenariuszem referencyjnym wyniesie 4 TWh. Widać to na rys. 56.

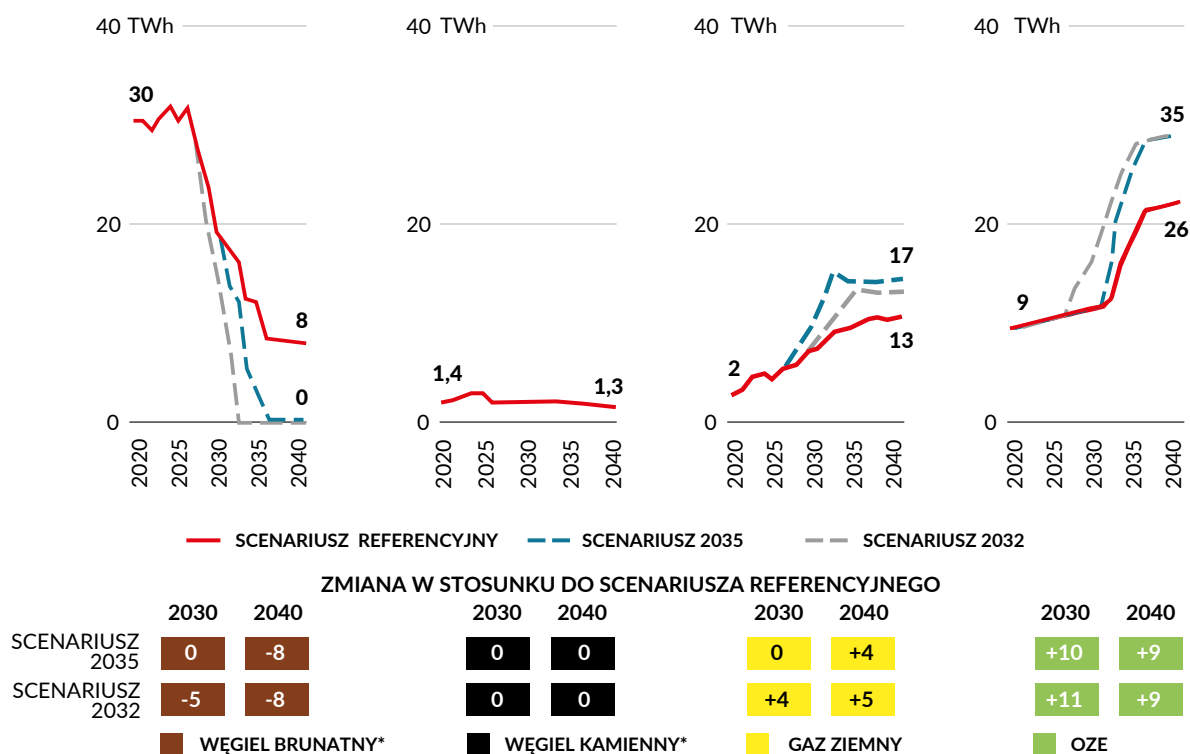
Rys. 56. Bilans handlowy energii elektrycznej dla Czech – porównanie scenariuszy



Źródło: Aurora Energy Research.

Porównanie rozwoju wytwarzania energii elektrycznej w Czechach według źródeł we wszystkich trzech scenariuszach przedstawiono na rys. 57. Pokazuje on również jak zmienia się generacja w 2030 i 2040 r. z każdego źródła energii, gdy przyspieszymy wychodzenie z węgla brunatnego. Widać wyraźnie, że mniejsza produkcja z węgla brunatnego jest uzupełniana prawie wyłącznie przez OZE.

Rys. 57. Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego, węgla kamiennego, gazu i źródeł odnawialnych w Czechach do 2040 r. – porównanie trzech scenariuszy



61

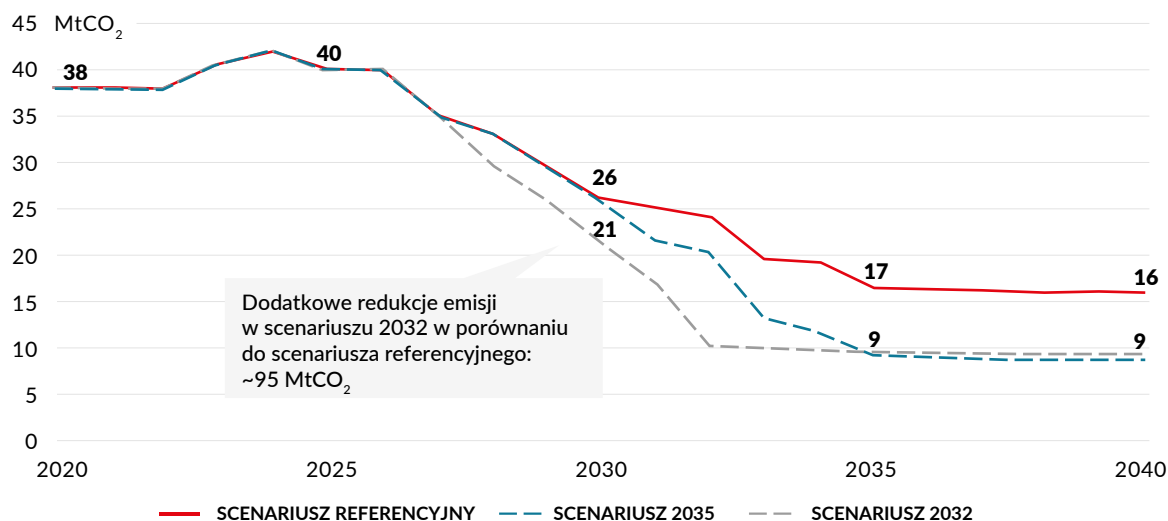
Źródło: Aurora Energy Research.

*Przyjmujemy wartości opałowe 10 GJ/t węgla brunatnego i 25 GJ/t węgla kamiennego.

4.3.2. Klimat

W przypadku scenariusza odniesienia emisje dwutlenku węgla pochodzące z elektroenergetyki zmniejszą się z 38 MtCO₂ w 2020 r. do 26 MtCO₂ w roku 2030. Do 2040 r. emisje spadną do 16 MtCO₂, co stanowi spadek o 58% w przewidywanym okresie.

Rys. 58. Emisje elektroenergetyki w Czechach do 2040 r. – porównanie trzech scenariuszy



Źródło: Aurora Energy Research.

W scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2035 r. całkowite emisje będą do 2025 r. odzwierciedlać ścieżkę spadku ze scenariusza referencyjnego. Począwszy od 2025 r. ścieżka redukcji emisji będzie znacznie bardziej stroma. Do 2030 r. emisje spadną do 26 MtCO₂, a do 2040 r. do 9 MtCO₂, czyli o 44% (7 MtCO₂) poniżej scenariusza odniesienia. W okresie objętym prognozą scenariusz wycofania węgla brunatnego z eksploatacji w 2035 r. przyniesie łączne oszczędności emisji z elektroenergetyki w wysokości 67 MtCO₂.

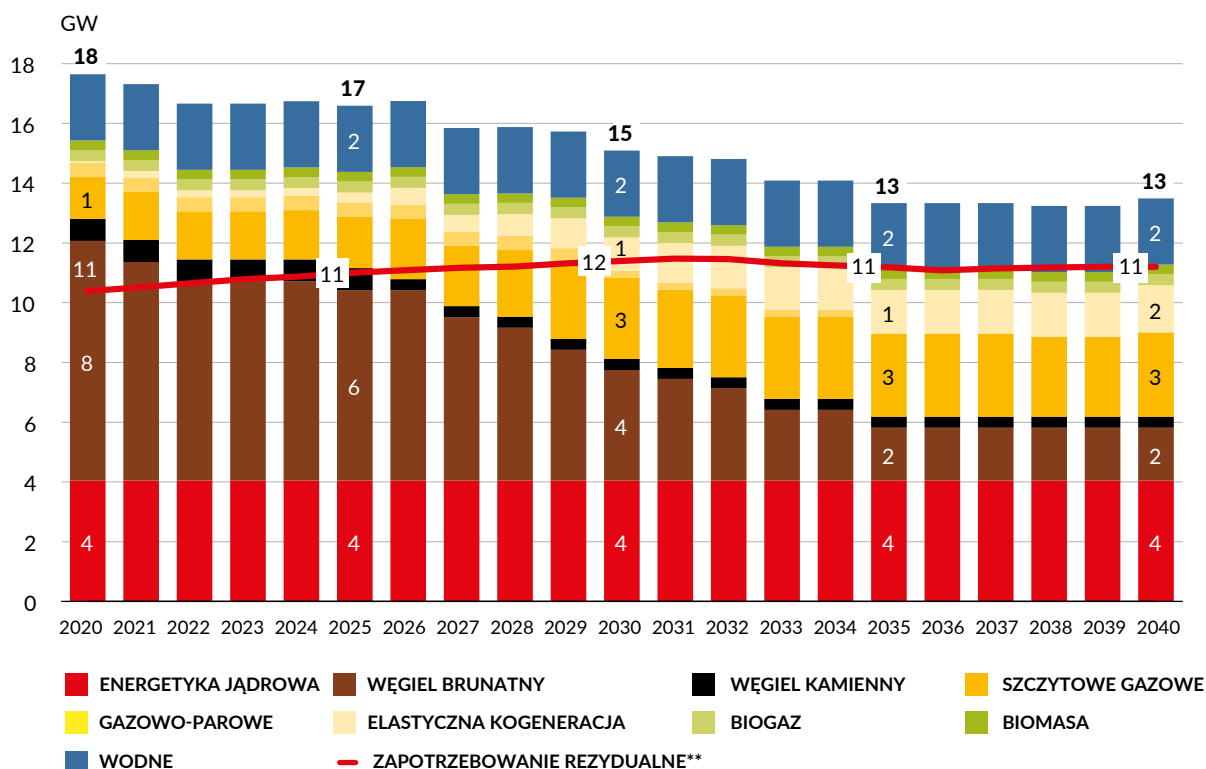
W scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. emisje CO₂ z elektroenergetyki do 2025 r. będą się kształtować według tej samej ścieżki co w scenariuszu odniesienia, ale potem zaczną spadać szybciej. W 2030 r. zmniejszą się do 21 MtCO₂, czyli około 20% poniżej scenariusza odniesienia. Do 2040 r. emisje ulegną dalszej redukcji do 9 MtCO₂, czyli o 7 MtCO₂ poniżej scenariusza odniesienia. Łączne emisje w horyzoncie modelowania będą o 95 MtCO₂ niższe niż w scenariuszu referencyjnym.

4.3.3. Bezpieczeństwo dostaw

Moce dyspozycyjne. Dyspozycyjne moce zainstalowane w Czechach zmniejszą się z 18 GW w 2020 r. do 13 GW w 2040 r. Najwyższe zapotrzebowanie rezydualne, wzrasta z 11 GW w 2020 r. do 12 GW w 2040 r. Jak pokazano na rys. 59, spodziewamy się, że moce dyspozycyjne pozostaną powyżej tej wartości szczytowej przez cały okres prognozy. W scenariuszach stopniowego wycofywania moce dyspozycyjne do 2040 r. są o 1 GW mniejsze niż w scenariuszu odniesienia, ale nadal przewyższają zapotrzebowanie szczytowe, nawet jeśli nie uwzględniają one mocy połączeń międzysystemowych. Bezpieczeństwo dostaw może zatem zostać utrzymane nawet bez udziału węgla brunatnego.

Rys. 59. Rozwój zainstalowanych mocy dyspozycyjnych w stosunku do najwyższego zapotrzebowania rezydualnego w Czechach do 2040 r. – scenariusz referencyjny

62

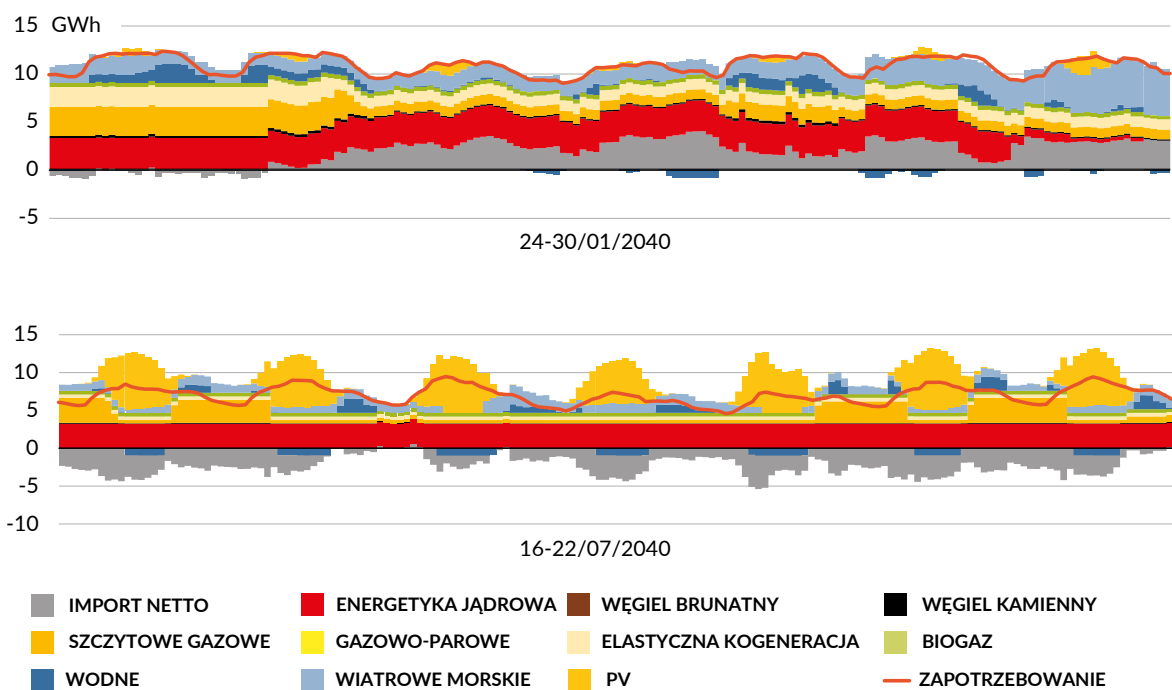


Źródło: Aurora Energy Research.

*Kategoria wodne obejmuje elektrownie przepływowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe. **Zapotrzebowanie rezydualne definiujemy jako całkowite zapotrzebowanie w systemie (z uwzględnieniem popytu pojazdów elektrycznych i pomp ciepła) obniżone o możliwości wytwórcze źródeł odnawialnych o zmiennej charakterystyce pracy (elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i wodnych przepływowych).

Mimo że w Czechach istnieje znaczny margines mocy do 2040 r., w danym roku wystąpią godziny, w których produkcja netto w kraju spada poniżej całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną. W tych godzinach, z powodów ekonomicznych, zapotrzebowanie na moc zaspokajane jest z zagranicy. Sprawia to, że Czechy są importem netto energii elektrycznej, jak pokazano na rys. 64 dla przykładowego tygodnia w styczniu 2040 r. dla scenariusza wycofywania węgla brunatnego w 2032 r. W godzinach, w których produkcja energii ze źródeł odnawialnych jest niewielka lub nie ma jej wcale, zapotrzebowanie na energię elektryczną w Czechach jest zaspokajane przede wszystkim przez połączenia międzysystemowe. Zapotrzebowanie rezydualne jest zaspokajane importem. Natomiast w godzinach, w których produkcja energii elektrycznej z OZE jest znacząca ze względu na korzystniejsze warunki słoneczne i wiatrowe, obserwuje się wzrost czeskiego eksportu, ponieważ całkowita produkcja przewyższa zapotrzebowanie na energię elektryczną. Przykładowy tydzień lipca 2040 r. pokazano na rys. 61. Ilustruje on zdolność zintegrowanego czeskiego systemu elektroenergetycznego do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w obliczu zmiennego charakteru pracy OZE, nawet bez udziału węgla brunatnego.

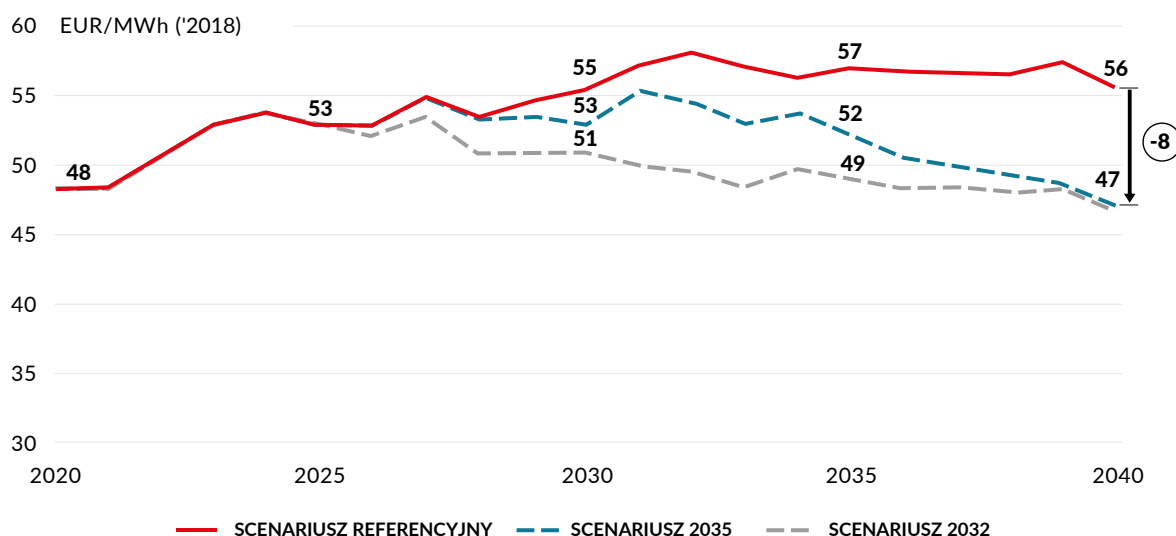
Rys. 60. Produkcja i zapotrzebowanie w Czechach dwóch przykładowych tygodniach 2040 r.



4.3.4. Przystępność cenowa

Hurtowe ceny energii elektrycznej. Średnie roczne hurtowe ceny energii elektrycznej w ramach scenariusza odniesienia wzrosną z 48 EUR/MWh w 2020 r. do 55 EUR/MWh w 2030 r. Do 2040 r. ceny energii elektrycznej osiągną 56 EUR/MWh.

Rys. 61. Hurtowe ceny energii elektrycznej w Czechach do 2040 r. – porównanie scenariuszy

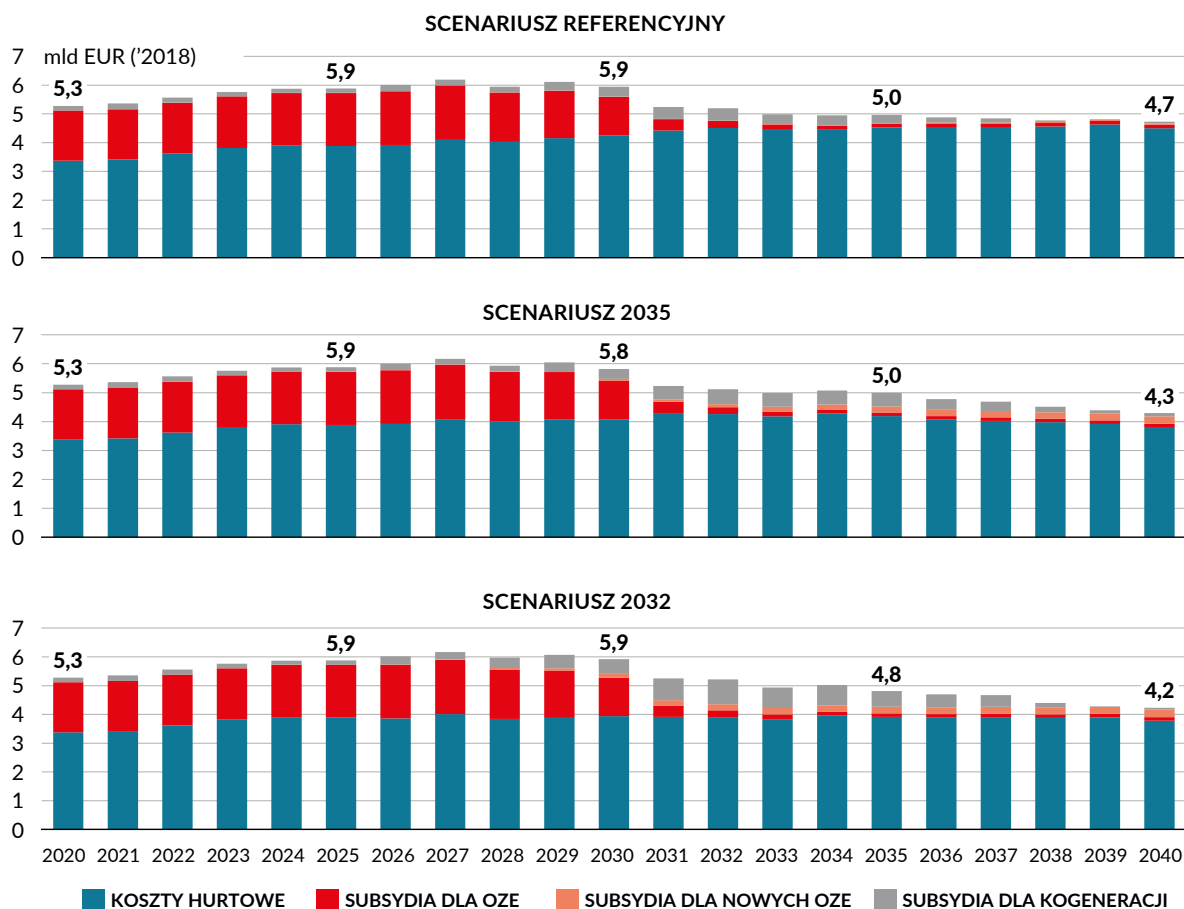


W scenariuszu stopniowego wycofywania węgla brunatnego z eksploatacji w 2035 r. hurtowe ceny energii elektrycznej do 2025 r. kształtują się według tej samej ścieżki co w scenariuszu odniesienia. Od tego momentu będą jednak wzrastać wolniej – do 53 EUR/MWh w 2030 r., tj. 2 EUR/MWh poniżej scenariusza odniesienia. W kolejnych latach, do 2040 r., średnie ceny energii elektrycznej spadną do 47 EUR/MWh. Jest to w dużej mierze spowodowane tym, że w systemie w miejsce węgla brunatnego, pojawi się jeszcze więcej źródeł odnawialnych, których krańcowe koszty produkcji są bliskie zera.

W scenariuszu wycofania z eksploatacji węgla brunatnego w 2032 r. ceny hurtowe rosną najwolniej – z 48 EUR/MWh w 2020 r. do 51 EUR/MWh w 2030 r., tj. o 5 EUR/MWh mniej niż w scenariuszu referencyjnym. Do 2040 r. różnica w cenach energii elektrycznej między scenariuszami wzrośnie do 9 EUR/MWh i wyniesie wówczas 47 EUR/MWh. Wynika to w dużej mierze z faktu, że wpływ cenowy wycofania węgla brunatnego jest równoważony przez wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE.

Koszty systemowe. Nasza analiza kosztów systemowych dla rynku czeskiego obejmuje koszty dostarczania energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz koszty budowy mocy wytwórczych, które otrzymują wsparcie spoza rynku hurtowego, tj. elektrowni odnawialnych i elektrociepłowni. Pozostałe koszty, w szczególności sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, nie zostały uwzględnione w niniejszym opracowaniu.

Rys. 62. Koszty czeskiego systemu elektroenergetycznego – porównanie scenariuszy



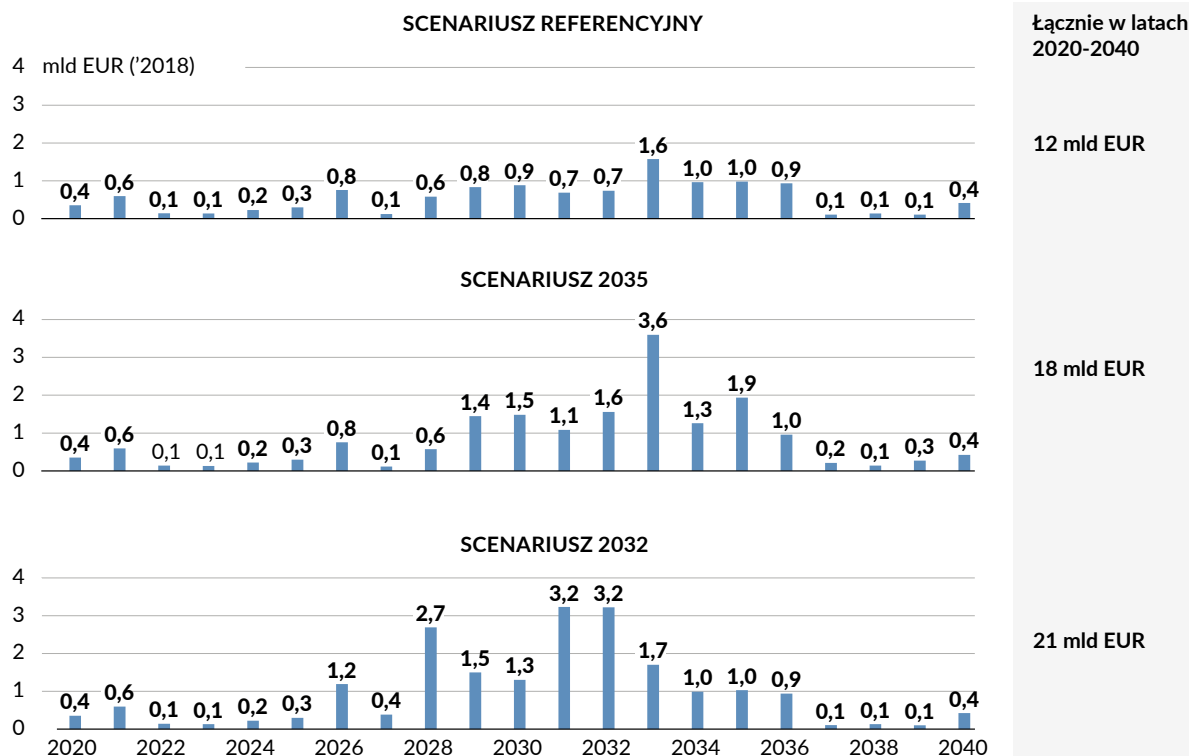
Źródło: Aurora Energy Research.

Koszty systemu w scenariuszu referencyjnym spadły z 5,3 mld EUR do 4,7 mld EUR w latach 2020–2040. Jest to w dużej mierze spowodowane zmniejszeniem kosztów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, ponieważ nowe OZE muszą być wspierane w znacznie mniejszym stopniu niż istniejące. W scenariuszu referencyjnym wzrastają jednak ceny hurtowe, z 48 do 56 EUR/MWh w 2040 r. Wczesne wycofanie węgla brunatnego początkowo powoduje wzrost kosztów systemowych: w scenariuszu z 2032 r. koszt w 2030 r. jest wyższy, ale w 2040 r. bez węgla brunatnego są niższe, co odzwierciedla niższy koszt nowo budowanych instalacji wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

W całym okresie modelowania łączne koszty systemu w scenariuszu wycofania węgla brunatnego w 2035 r. będą o 1,3% niższe niż w porównaniu do scenariusza odniesienia i o 1,7% jeśli wyjście z węgla nastąpi do 2032 r. Jest to warto podkreślić, ponieważ pokazuje, że znaczne redukcje emisji uzyskane dzięki wycofaniu węgla brunatnego mają miejsce przy ujemnych kosztach systemowych. Oczywiście pod warunkiem, że czeski rząd będzie realizował długoterminową strategię wycofywania tego paliwa i zastąpienia go odnawialnymi źródłami energii.

Inwestycje. Inwestycje w Czechach wahają się od 0,1 mld EUR do 1,6 mld EUR rocznie przez cały okres objęty prognozą. Na początku lat 30. roczne nakłady inwestycyjne będą najwyższe, ale do 2040 r. powrócą do obecnego poziomu.

Rys. 63. Nakłady inwestycyjne w czeskiej elektroenergetyce – porównanie scenariuszy



Źródło: Aurora Energy Research.

Wycofanie węgla brunatnego do 2035 r. wymagać będzie dodatkowych 6 mld EUR inwestycji w latach 2029–2035, natomiast wycofywanie w 2032 r. prowadzi do wzrostu inwestycji o 9 mld EUR w latach 2026–2032. Różnica ta jest większa niż w innych krajach, ponieważ węgiel brunatny odgrywa większą rolę w systemie czeskim i jego wcześniejsze wycofanie wymaga większych nakładów na inwestycje w OZE.

4.3.5. Infrastruktura

Zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w czeskiej energetyce będzie wymagało pewnych inwestycji w infrastrukturę sieciową, ponieważ miejsca wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych będą znajdować się w lokalizacjach różniących się od lokalizacji jednostek konwencjonalnych. Tam, gdzie to możliwe, miejsca wydobywania węgla brunatnego mogłyby zostać ponownie wykorzystane do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, aby utrzymać inwestycje w sieć na niskim poziomie.

Badanie przeprowadzone w 2018 r. na zlecenie czeskich organizacji pozarządowych przez Energynautics²⁸ wykazało, że nie jest wymagana żadna znacząca rozbudowa sieci do 2030 r. poza tym, co pozwoli zintegrować 5,5 GW energetyki słonecznej i 2 GW wiatrowej. Moc PV zakładana w dłuższej perspektywie czasowej w niniejszym raporcie jest bardzo podobna do tych zakładanych w analizie Energynautics, ale moc energetyki wiatrowej jest znacznie wyższa. Rozsądne jest zatem założenie, że konieczne będą pewne dodatkowe inwestycje w celu uwzględnienia dodatkowych lądowych źródeł energii wiatrowej, chociaż w celu określenia ich wielkości należałoby przeprowadzić szczegółowe modelowanie.

5. Podsumowanie

Dobrze zarządzana i zaplanowana strategia odchodzenia od produkcji z węgla brunatnego jest odpowiedzią na wyzwania związane z ambitną polityką klimatyczną i presją konkurencyjną, która na wewnętrznym rynku energii będzie się zwiększać. Dlatego może i powinna stanowić ważny element krajowej polityki energetycznej w Polsce, Niemczech i Czechach oraz wkład w realizację unijnych celów na 2030 r.

- 1) W krajach trójkąta węglowego udział węgla brunatnego będzie się nieuchronnie zmniejszać jako skutek działania sił rynkowych oraz – tak jak w Polsce – wyczerpywania się obecnie eksploatowanych zasobów. Nasza analiza wskazuje, że produkcja energii elektrycznej z tego surowca, bez podejmowania nowych decyzji politycznych, do 2030 r. zmniejszy się w Niemczech o ponad połowę, a w Polsce i Czechach o 40% w porównaniu z obecnym poziomem.
- 2) Jednak brak skoordynowania tego procesu może zwiększyć koszty działań poszczególnych państw, a nawet podważyć ich efektywność w przypadku, gdy któryś z krajów trójkąta węglowego uzna, że nie musi nic robić. To utrudni całą unijną transformację i może wywołać szereg sprzężeń zwrotnych: doprowadzić do wzrostu emisji CO₂, zwiększyć niekontrolowane przepływy energii, podbić ceny hurtowe czy zagrozić adekwatności mocy wytwórczych w regionie.
- 3) Dlatego kraje trójkąta węglowego potrzebują planu, jak w sposób spójny i skoordynowany w najbliższych 10–15 latach wyjść z węgla brunatnego. Dzięki temu – jeśli nowe moce zaczną powstawać, zanim istniejące elektrownie węglowe staną się trwale nierentowne – możliwe będzie utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego w regionie. Nasza analiza wskazuje, że nawet przyspieszone wycofanie się z węgla brunatnego – do 2032 r. – pozwoli na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego w Niemczech, Polsce i Czechach.
- 4) Wspólne odejście od węgla brunatnego byłoby wyrazem współpracy i doprowadziłoby do istotnych w skali krajów trójkąta węglowego i całej UE redukcji emisji CO₂. Łączne redukcje emisji CO₂ pochodzące z elektroenergetyki w Niemczech, Polsce i Czechach do 2030 r. mogą wynieść, zależnie od scenariusza, od 32% do nawet 50%. Odejście od węgla brunatnego należy więc traktować jako jeden z najważniejszych sposobów redukcji emisji CO₂ i wkład w realizację celu unijnego na 2030 r.
- 5) Hurtowe ceny energii elektrycznej wzrosną w różnym stopniu w każdym z trzech krajów, w zakresie od 5 do 10 EUR/MWh. Jest to wzrost wynikający z transformacji energetyki, a nie tylko wycofania się z węgla brunatnego. Początkowy wzrost cen we wszystkich scenariuszach wynika z zastępowania węgla gazem, którego koszt zmienny jest wyższy. Jednak w efekcie rozwoju OZE można ten wzrost nie tylko zminimalizować, ale też bardzo go ograniczyć. W Niemczech i Czechach ceny będą niewiele wyższe niż obecnie. Polska pozostaje najdroższym rynkiem w regionie, ale szybszy rozwój OZE zmniejsza różnice cen.
- 6) Szybsze zamykanie elektrowni na węgiel brunatny (do 2032 r.) i wypełnienie luki źródłami odnawialnymi nie zwiększa kosztów transformacji. W przypadku wszystkich trzech krajów trójkąta węglowego łączne koszty systemowe nie wzrosną jeśli szybciej będziemy zamykać elektrownie węglowe. Przy znacznych redukcjach emisji, jakie można osiągnąć dzięki zamykaniu elektrowni węglowych, oznacza to że te emisje redukujemy nie ponosząc dodatkowych kosztów. Dotyczy to również kosztów integracji źródeł zmiennych.
- 7) Transformacja nie może być jednak przeprowadzona w sposób niezaplanowany – warunkiem jej powodzenia są jasno sformułowane cele, co da uczestnikom rynku czas na realizację niezbędnych inwestycji w nowe moce, w elastyczność systemu, a także w sieci. O tym musimy pamiętać szczególnie w Polsce – nie możemy unikać dyskusji o rezygnacji z węgla brunatnego, ponieważ do transformacji trzeba się przygotować, także od strony społecznej.

6. Plan działania na przyszłość

Odejście od węgla brunatnego w Polsce, Niemczech i Czechach jest realne i stanowi podstawowy sposób ograniczenia emisji CO₂ nie tylko w krajach trójkąta węglowego, ale i w całej Unii Europejskiej. Co więcej, koniec węgla brunatnego, szczególnie w Polsce, jest nieuchronny, ponieważ wyczerpują się jego obecnie eksploatowane zasoby i nie ma uzasadnienia społecznego i ekonomicznego do otwierania nowych kopalń. Podjęcie decyzji, że te trzy kraje odejdą od wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o najbardziej emisyjne paliwo, może być ważnym wkładem w realizację unijnych celów polityki energetyczno-klimatycznej na 2030 r. w sytuacji, gdy unijne ambicje wzrosną. By tak się stało, Polska i inne kraje muszą przyjąć ambitną datę – rok 2032. Wówczas emisje elektroenergetyki w Polsce mogą spaść o 47% w porównaniu z 1990 r., a w regionie – o blisko połowę.

Takie decyzje nie mogą być jednak podejmowane bez planu, mimo że nasza analiza wskazuje, że w scenariuszu referencyjnym rola energetyki opartej na węglu brunatnym i tak się nieuchronnie zmniejszy. By zapewnić bezpieczeństwo energetyczne i adekwatność mocy wytwórczych, potrzebny jest solidny plan zastąpienia luki w węglu brunatnym. Powinien on stanowić część planów krajowych na rzecz energii i klimatu oraz wkład w realizację zwiększonego celu UE na rok 2030. Zdolność produkcyjna powinna zostać zastąpiona przez miks odnawialnych źródeł energii, elastyczności oraz gazu w optymalnym zakresie.

W planie odchodzenia od węgla trzeba uwzględnić następujące elementy:

- Strategia wycofania się z węgla brunatnego do 2032 r. powinna zostać włączona do krajowych planów na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030.
- Wspólne i równoległe wycofanie się z węgla brunatnego Polski, Niemiec i Czech może stanowić jeden z flagowych projektów w ramach programu odbudowy unijnej gospodarki i Europejskiego Zielonego Ładu. Jeżeli projekt ten zostanie wpisany w oficjalne plany unijne jako istotna kontrybucja do ograniczania emisji gazów cieplarnianych, to powinien mieć możliwość uzyskania dodatkowych funduszy unijnych.
- Finansowanie z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji jest kluczowe dla powodzenia strategii odchodzenia od węgla brunatnego. Dlatego kraje trójkąta węglowego muszą potwierdzić ten kierunek jak najszybciej, by jak najwięcej regionów mogło przygotować plany transformacji i skorzystać ze środków Funduszu. Ma on finansować transformację m.in. regionów górniczych w nowej perspektywie budżetowej, tj. w latach 2021–2027. Jego środki właśnie zostały zwiększone do 40 mld EUR, z czego aż 8 mld może przypaść Polsce.
- Należy zaplanować transformację Bełchatowa, największej elektrowni na węgiel brunatny w Europie i największego emitenta CO₂. Brak strategii dla Bełchatowa, brak wiarygodnych planów na przyszłość, w tym przesądzeń dotyczących odkrywki Żłoczew i dalszego funkcjonowania elektrowni, skutkuje wykluczeniem regionu z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji aż do 2027 r.
- Wspólne wycofanie się z węgla brunatnego wymaga wspólnego planowania rozwoju sieci przez krajowych operatorów sieci przesyłowej i koordynacji z ENTSO-E. To właśnie w przypadku elektrowni Bełchatów, która jest w centrum polskiego systemu przesyłowego, konieczne jest zaplanowanie nie tylko tego, czym będą zastąpione moce, ale też, co stanie się z sieciami i jak zostaną dostosowane do gruntownej transformacji.
- Konieczne jest utrzymanie mechanizmów wspierających czyste i niskoemisyjne moce wytwórcze. W Polsce wymaga to reformy mechanizmu mocy oraz utrzymania aukcji OZE, ale przede wszystkim potwierdzenie, że cele unijne są dla nas priorytetem. Tylko to może dać pewność inwestorom do podjęcia niezbędnych inwestycji.

- Wycofanie się z węgla brunatnego wymaga odpowiedzi na pytanie, jaka ma być rola gazu w systemach energetycznych przyszłości – jak dużo tego paliwa może zastąpić węgiel? Już teraz trzeba stworzyć strategię dla gazu w elektroenergetyce i ciepłownictwie i pamiętać o tym, że Unia stawia sobie za cel neutralność klimatyczną w 2050 r. Dlatego wraz ze strategią gazową konieczna jest strategia wodorowa i umożliwienie warunków do rozwoju zielonego wodoru.
- Rynek energii elektrycznej będzie się zmieniał, a żeby nowe moce odnawialne mogły w jak największym stopniu zastąpić wycofywany węgiel brunatny, należy przeprowadzić reformy rynkowe zwiększające elastyczność systemu i możliwości integracji OZE.

Załącznik 1.

Rola węgla brunatnego w energetyce w Niemczech, Polsce i Czechach

1. Niemcy

1.1. Przegląd rynku

Celem polityki energetycznej w Niemczech jest zapewnienie, by wytwarzanie energii elektrycznej było zrównoważone, niedrogie i bezpieczne. Działania odnoszące się do zrównoważonego rozwoju są wielowymiarowe, ale rząd niemiecki zdecydował, że kluczowe są dwa obszary: wycofanie się z energetyki jądrowej do 2022 r. oraz ograniczenie emisji CO₂, zwłaszcza poprzez wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i zwiększenie efektywności energetycznej. Docelowo do 2050 r. emisje wszystkich gazów cieplarnianych mają spaść o 80% do 95% w stosunku do roku 1990. Dodatkowe cele pośrednie ustalono w odstępach dziesięcioletnich. Pokazuje to tabela 1. Niemcy popierają też dążenie do neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Zwiększone unijne ambicje przełożą się na bardziej ambitne cele klimatyczne dla Niemiec.

Tabela 1. Cele niemieckiej transformacji energetycznej w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych

Rok	Procentowe zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w stosunku do roku 1990
Do 2020	40%
Do 2030	55%
Do 2040	70%
Do 2050	80% do 95%

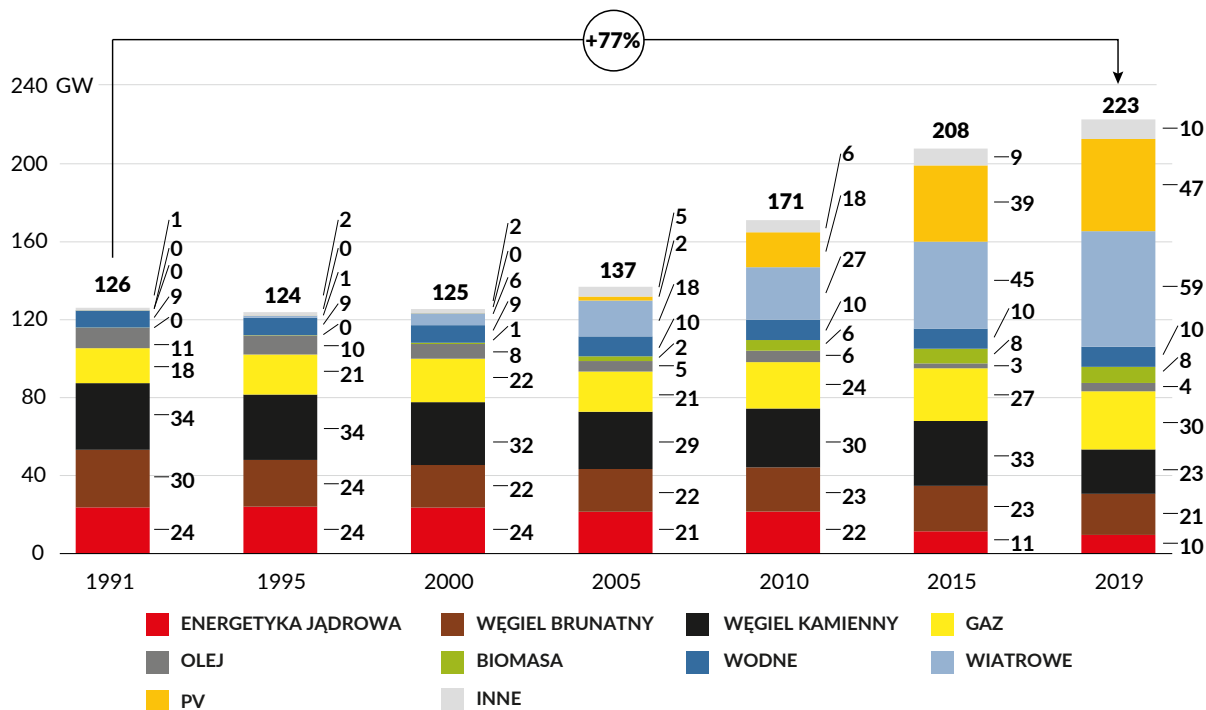
Źródło: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety, *Climate Action Plan 2050*, 2016.

Bezpieczeństwo energetyczne obejmuje stabilne działanie infrastruktury energetycznej i wystarczający dostęp do źródeł energii pierwotnej. Ponadto wymaga stałej dostępności odpowiednich mocy wytwórczych. Jest to szczególnie ważne w przypadku Niemiec, ponieważ kraj ten przechodzi z miksu energetycznego charakteryzującego się dużym udziałem centralnie dysponowanej produkcji energii elektrycznej na zdominowany przez źródła energii odnawialnej, które pracują w sposób nieciągły. W obecnej sytuacji Niemcy mają strukturę rynkową opartą wyłącznie na jednotowarowym rynku energii elektrycznej, na którym ceny hurtowe kształtowane są w sposób konkurencyjny, a istniejąca rezerwa strategiczna działa poza rynkiem. Rząd zobowiązał się do wycofania się z energetyki jądrowej do końca 2022 r., a z energetyki węglowej – najpóźniej do 2038 r.

Niedroga energia oznacza, że system energetyczny musi funkcjonować w sposób jak najbardziej opłacalny. Pomaga to utrzymać ceny dla konsumentów na przystępnym poziomie, zmniejszając ryzyko ubóstwa energetycznego i zapewniając konkurencyjność gospodarki.

Niemiecki miks energetyczny zdywersyfikował się w ciągu ostatnich kilku lat w wyniku zwiększenia mocy odnawialnych źródeł energii. Jak wskazuje rys. 1., znaczenie węgla brunatnego w strukturze mocy zainstalowanej w Niemczech zmniejszyło się od 1991 r. z poziomu 30 GW, kiedy stanowił 24% całkowitej mocy wytwórczej kraju, do 17% w 2000 r. (tj. 22 GW). Do 2017 r. udział węgla brunatnego spadł do 11%. Przez cały czas istotnie wzrastało znaczenie źródeł odnawialnych, a także mocy gazowych.

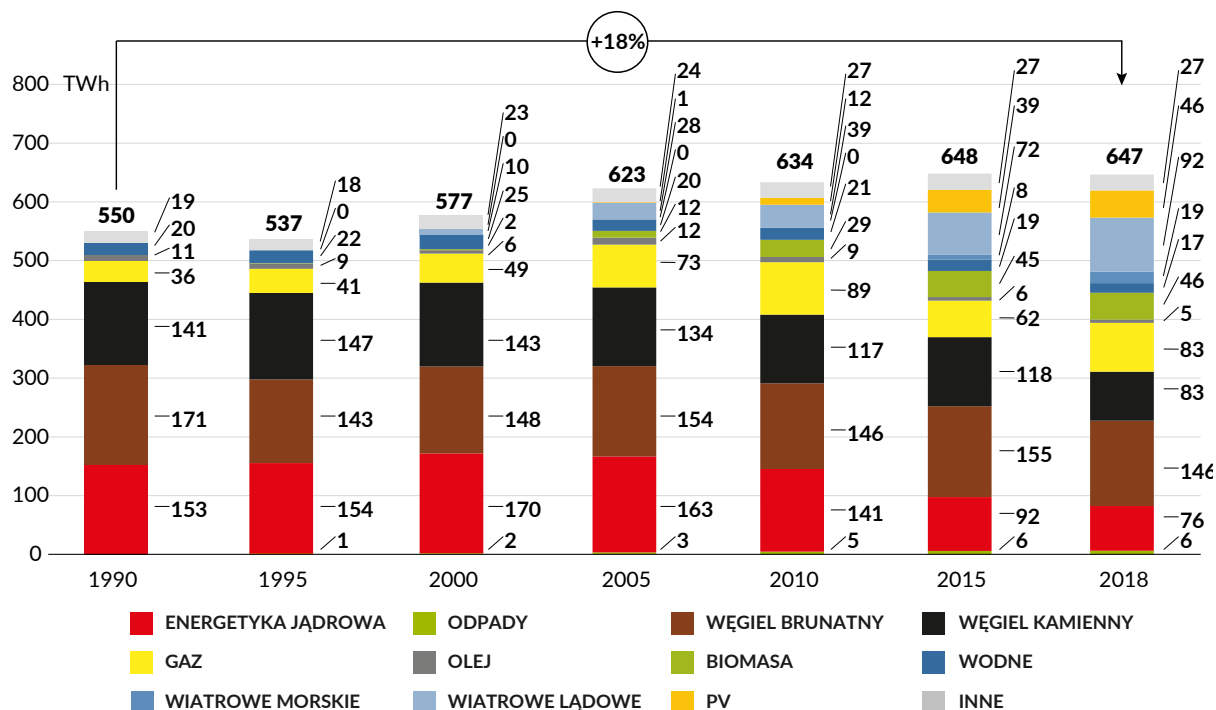
Rys. 1. Zmiana mocy zainstalowanej w Niemczech w latach 1991–2019



Źródło: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety, *Climate...*, op. cit.; Aurora Energy Research.

W tym czasie całkowita produkcja energii elektrycznej w Niemczech wzrosła z 550 TWh w 1990 r. do 647 TWh w 2018 r. Udział węgla brunatnego w koszyku energetycznym spadł z 31% w 1990 r. do 23% w 2018 r. Ilustruje to rys. 2. Jednocześnie udział odnawialnych źródeł energii stale wzrastał. Udział w produkcji energii brutto, pierwotnie na poziomie 3%, osiągnął 35% w 2018 r. Lądowa energetyka wiatrowa ma największe znaczenie wśród źródeł odnawialnych, odpowiadając za 14% mocy brutto w 2018 r.

Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej brutto w latach 1990–2018



Źródło: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety, *Climate...*, op. cit.; Aurora Energy Research.

W Niemczech czterech operatorów systemów przesyłowych (OSP) odpowiada za obsługę i utrzymanie linii przesyłowych i połączeń wzajemnych. Dzisiaj niemiecki system energetyczny jest połączony z Austrią, Belgią, Czechami, Danią, Francją, Luksemburgiem, Holandią, Norwegią, Polską, Szwecją i Szwajcarią.

Rynek energii elektrycznej w Niemczech istotnie się zmienił w ostatnich latach. W 2016 r. rząd niemiecki wprowadził tzw. rynek energii elektrycznej 2.0 („Strommarkt 2.0”), tworząc strategiczną rezerwę mocy, która działała obok rynku tylko energii elektrycznej. Zgodnie z tą nową strukturą rynku, rezerwy na rynku jednotowarowym są wynagradzane w sposób pośredni poprzez zobowiązania do dostaw na rynku kontraktów terminowych, rynku spot i kontraktów zakupu energii elektrycznej.

Aby nie zakłócać konkurencji i rozwoju cen na rynku hurtowym, rezerwę mocy tworzą jednostki wytwórcze pozostające poza rynkiem hurtowym. Są one w trybie gotowości do pracy, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw w przypadku zdarzeń szczególnych, wyjątkowych i nieprzewidywanych. W zamian otrzymują wynagrodzenie obejmujące koszty wytworzenia, eksploatacji, utrzymania oraz koszty alternatywne. Uruchomienie rezerwy kosztuje nie mniej niż 20 tys. EUR/MWh. Z tego powodu rezerwa mocy jest wykorzystywana tylko wtedy, gdy podaż energii elektrycznej nie może zaspokoić popytu.

Ponadto ustawa o rynku energii elektrycznej z 2016 r. wprowadziła specjalną rezerwę mocy węgla brunatnego („Sicherheitsbereitschaft”), do której trafiło 2,7 GW. Jednostki w stanie gotowości funkcjonują przez cztery lata, zanim zostaną wycofane z eksploatacji. Pomimo możliwości działania można je włączyć tylko w przypadku przewidywanego deficytu mocy. Konieczność skorzystania z danej jednostki należy zgłosić z dwutygodniowym wyprzedzeniem, co sprawia, że jest bardzo mało prawdopodobne, aby elektrownie z rezerwy węgla brunatnego zostały jeszcze kiedykolwiek uruchomione.

Dążąc do osiągnięcia celu w zakresie emisji gazów cieplarnianych do 2030 r., Komisja ds. Wzrostu, Zmian Strukturalnych i Zatrudnienia opublikowała raport przedstawiający możliwą trajektorię wyjścia Niemiec z węgla. Wszystkie elektrownie

węglowe będą musiały opuścić system najpóźniej do 2038 r., a najlepiej do 2035 r. W efekcie całkowita zdolność produkcyjna węgla spadłaby z 42 GW w 2018 r. do 30 GW do końca 2022 r. Przewiduje się, że do końca 2030 r. całkowita moc węgla w systemie wyniesie 17 GW, przy czym 9 GW z węgla brunatnego.

Elektrownie na węgiel brunatny znajdujące się w Nadrenii najprawdopodobniej jako pierwsze odczują skutki decyzji o wycofaniu się z energetyki węglowej. Plan wymaga, aby 5 GW mocy węgla brunatnego opuściło system do 2023 r. (w stosunku do 2017 r.). Uwzględnienie aktualnych planów wytwórców oznacza jednak, że dodatkowo do 2022 r. Niemcy muszą zamknąć tylko 3 GW do 2022 r., i to w landach zachodnich. W latach 20. plany wyjścia z węgla będą coraz bardziej wpływać na moce wytwórcze zlokalizowane we wschodnich Niemczech. Konkretnie daty zamknięcia i rekompensaty będą negocjowane dwustronnie między operatorami a rządem.

Zgodnie z Ustawą o energii jądrowej wszystkie obiekty jądrowe zostaną wygaszone do 2022 r. Jednocześnie Niemcy planują zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych o 40% do 2020 r. i o 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. Aby pomóc sektorowi energetycznemu w zwiększeniu udziału odnawialnych źródeł energii, rząd uchwalił Ustawę o odnawialnych źródłach energii (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), która wymaga, aby energia elektryczna wytwarzana z OZE stanowiła 40–45% zużycia energii brutto do 2025 r. oraz 55–60% do 2035 r. Dla przyspieszenia tego wzrostu ustawa EEG wprowadziła system premii rynkowych i konkurencyjne aukcje w celu ustalenia poziomu wsparcia dla elektrowni OZE. W ostatniej umowie koalicyjnej rząd niemiecki wyznaczył jeszcze większy udział odnawialnych źródeł energii – 65% do 2030 r.¹

Chociaż w wytwarzanie energii konwencjonalnej zaangażowanych jest kilku kluczowych graczy, LEAG i RWE to najbardziej znaczące podmioty w sektorze węgla brunatnego. Mniejsi operatorzy to m.in. Uniper i EnBW.

RWE, z czterema spółkami zależnymi, jest największym producentem energii elektrycznej w Niemczech. W 2018 r. firma wytworzyła 67 TWh energii elektrycznej z węgla brunatnego, dysponując 10 GW zainstalowanej mocy. Spółka jest właścicielem i operatorem wszystkich kopalni węgla brunatnego i elektrowni zasilanych węglem brunatnym w regionie Renu. Działalność RWE wykracza także poza konwencjonalne wytwarzanie i obejmuje rynek zarówno europejski, jak i amerykański. Poza wytwarzaniem energii elektrycznej firma zajmuje się budową systemów magazynowych i obrotem energią².

LEAG (Lausitz Energie AG) jest czwartym co do wielkości operatorem elektrowni w Niemczech i największym przedsiębiorstwem energetycznym we wschodniej części Niemiec. W 2018 r. wytworzył około 55 TWh energii elektrycznej z węgla brunatnego, mając 8 GW zainstalowanej mocy. Działalność spółki obejmuje wydobywanie, przeróbkę oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej z węgla brunatnego. Firma jest jedynym właścicielem i operatorem czterech kopalni odkrywkowych i trzech elektrowni zasilanych węglem brunatnym w Łużycach. Jest również właścicielem jednego z dwóch bloków w elektrowni Lippendorf pod Lipskiem³.

Oprócz wytwarzania energii elektrycznej elektrownie LEAG zasilane węglem brunatnym dostarczają również do Lipska i miast w Łużycach około 3 TWh energii ciepłej rocznie.

¹ Obecnie uchwalane jest odpowiednie prawo.

² RWE, *Factbook* 2018, <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/3949646/data/0/9/Factbook.pdf>.

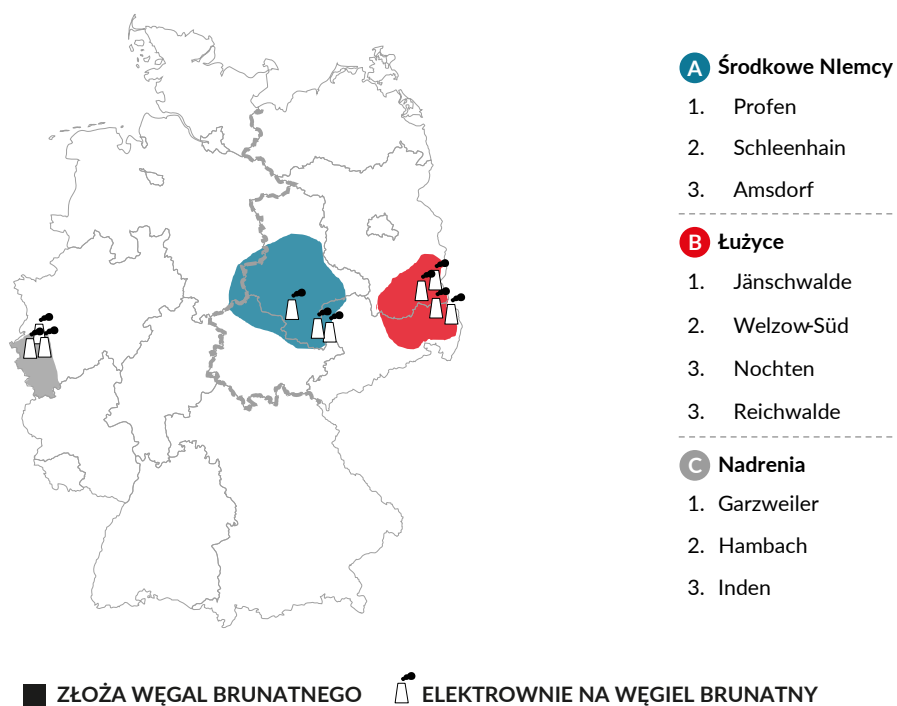
³ LEAG, *Voller Energie rund um die Uhr. Kompetenz für eine sichere Versorgung*, 2019, https://www.leag.de/fileadmin/user_upload/pdf/LEAG-Image_Broschuere_01.pdf.

1.2. Elektrownie na węgiel brunatny

Z historycznego punktu widzenia węgiel brunatny był ważnym źródłem energii w Niemczech. Jak opisano powyżej, stanowił 23% niemieckiego mixu energetycznego w 2018 r., a udział ten nie zmienił się od 2010 r. W 1990 r. z kolei wyniósł 31%.

Ze względu na integrację z górnictwem elektrownie opalane węglem brunatnym znajdują się przy samych kopalniach odkrywkowych. W rezultacie elektrownie na węgiel brunatny w Niemczech koncentrują się w Nadrenii (10 GW), Łużycach (7 GW) i środkowych Niemczech (3 GW).

Rys. 3. Regiony i elektrownie na węgiel brunatny w Niemczech



Źródło: Aurora Energy Research.

Elektrownie na węgiel brunatny w Nadrenii stanowią łącznie 10 GW zainstalowanej mocy, z których wszystkie należą do RWE. Dominująca część energii z węgla brunatnego w Nadrenii pochodzi z czterech elektrowni: Frimmersdorf (0,5 GW), Neurath (4,2 GW), Niederaußem (3,4 GW) i Weisweiler (2 GW). Łącznie elektrownie te w 2018 r. były odpowiedzialne za emisje wynoszące około 75 MtCO₂. W październiku 2017 r. pozostałe bloki elektrowni Frimmersdorf zostały przeniesione do rezerwy węgla brunatnego, gdzie pozostaną przez cztery lata przed wycofaniem z eksploatacji. Podobnie stało się w 2018 r. z blokami E i F w elektrowni Niederaußem, a z blokiem C w Neurath w 2019 r.

Tabela 2. Elektrownie na węgiel brunatny w Nadrenii

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna netto (MW)	Emisje CO ₂ (w 2018)	Rezerwa węgla brunatnego
Frimmersdorf	P, Q	RWE	1955–1970	440	0	październik 2017 – październik 2021
Neurath	A	RWE	1972	294	32,1 MtCO ₂	
	B	RWE	1972	294		
	C	RWE	1973	292		październik 2019 – październik 2023
	D	RWE	1975	607		
	E	RWE	1976	604		
	F	RWE	2012	1060		
	G	RWE	2012	1060		
Niederaußem	C	RWE	1965	295	25,9 MtCO ₂	
	D	RWE	1968	297		
	E	RWE	1970	295		październik 2018 – październik 2022
	F	RWE	1971	299		październik 2018 – październik 2022
	G	RWE	1974 (2008)	628		
	H	RWE	1974 (2009)	648		
	K	RWE	2002	944		
Weisweiler	E	RWE	1965	321	16,8 MtCO ₂	
	F	RWE	1967	321		
	G	RWE	1974	663		
	H	RWE	1975	656		

Wszystkie elektrownie na węgiel brunatny w Łużycach o łącznej mocy zainstalowanej 7 GW są własnością LEAG. Ta moc podzielona jest na trzy elektrownie: Boxberg, Jänschwalde i Schwarze Pumpe. W 2018 r. emisje z tych elektrowni wyniosły około 54 MtCO₂. Na obecnym etapie bloki E i F znajdują się w rezerwie, gdzie pozostaną przez cztery lata. Następnie zostaną wycofane z eksploatacji.

Tabela 3. Elektrownie na węgiel brunatny w Łużycach

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna netto (MW)	Emisje CO ₂ (w 2018 r.)	Rezerwa węgla brunatnego
Boxberg	N	LEAG	1979 (1993)	465	19 MtCO ₂	
	P	LEAG	1980 (1994)	465		
	Q	LEAG	2000	857		
	R	LEAG	2012	640		
Jänschwalde	A	LEAG	1981 (1996)	465	22,8 MtCO ₂	
	B	LEAG	1982 (1996)	465		
	C	LEAG	1984 (1996)	465		
	D	LEAG	1985 (1996)	465		
	E	LEAG	1987 (1996)	465		październik 2019 – październik 2023
	F	LEAG	1989 (1996)	465		październik 2018 – październik 2022
Schwarze-Pumpe	A	LEAG	1997	750	12,4 MtCO ₂	
	B	LEAG	1998	750		

Źródło: Bundesnetzagentur, op.cit.; CarbonBrief, op.cit.

Elektrownie na węgiel brunatny w środkowych Niemczech stanowią prawie 3 GW zainstalowanej mocy. Jest ona podzielona między Lippendorf (1,8 GW) i Schkopau (0,9 GW). Podczas gdy oba bloki w elektrowni Schkopau są własnością Uniper, jeden blok w elektrowni Lippendorf należy do EnBW, a drugi do LEAG. Emisje w 2018 r. pochodzące z tych elektrowni wyniosły prawie 18 MtCO₂. Czeski inwestor EP Energy, siostrzana spółka LEAG, posiada mniejszościowy udział w jednostce w Schkopau.

Tabela 4. Elektrownie na węgiel brunatny w środkowych Niemczech

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna netto (MW)	Emisje CO ₂ (w 2018 r.)	Rezerwa węgla brunatnego
Lippendorf	LIP S	EnBW	1999	875	11,7 MtCO ₂	
	R	LEAG	2000	875		
Schkopau	A	Uniper	1996	450	6,1 MtCO ₂	
	B	Uniper	1996	450		

Źródło: Bundesnetzagentur, op.cit.; CarbonBrief, op.cit.

Węgiel brunatny odgrywa ograniczoną rolę w sektorze ciepłownictwa. Elektrociepłownie wytworzyły 221 TWh ciepła w 2017 r., z czego 8% pochodziło z elektrowni opalanych węglem brunatnym. W 2017 r. elektrociepłownie na węgiel brunatny w Niemczech wytwarzały ogółem 17 TWh ciepła, które było wykorzystywane zarówno do ogrzewania miejskiego, jak i do celów przemysłowych⁴. Jak pokazano w tabeli 4, 12 TWh ciepła, czyli około dwóch trzecich jego całkowitej produkcji, pochodziło z elektrociepłowni węgla brunatnego o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 200 MW. Wytwarzanie ciepła w tych jednostkach zazwyczaj stanowi większy udział w całkowitej produkcji. Inaczej rzecz ma się w przypadku większych jednostek opalanych węglem brunatnym w Niemczech. Ponieważ ciepło stanowiło mniejszy udział w całkowitej produkcji, elektrociepłownie na węgiel brunatny powyżej 200 MW_{el} były odpowiedzialne za 5,1 TWh całkowitego ciepła wytwarzanego z elektrociepłowni węgla brunatnego w Niemczech. Produkcja ciepła w tych jednostkach jest wykorzystywana głównie do celów zakładowych, takich jak suszenie węgla brunatnego.

Tabela 5. Wytwarzanie ciepła w elektrociepłowniach na węgiel brunatny w Niemczech

Elektrociepłownia	Właściciel	Produkcja ciepła (TWh/a)	Udział ciepła w produkcji (%)	Wykorzystanie
Boxberg	LEAG	0,1	125 MW _t /1400 MW _{el}	Cele grzewcze
Jänschwalde	LEAG	0,3	305 MW _t /2140 MW _{el}	Cele grzewcze
Lippendorf	EnBW/LEAG	1,0	460 MW _t /1870 MW _{el}	Cele grzewcze
Neurath	RWE	0,1	9 MW _t /4211 MW _{el}	Cele grzewcze
Niederaußem	RWE	0,1	245 MW _t /687 MW _{el}	Cele grzewcze
Schkopau	Uniper	1,3	200 MW _t /980 MW _{el}	Przemysł
Schwarze Pumpe	LEAG	1,8	120 MW _t /1600 MW _{el}	Przemysł
Weisweiler	RWE	0,4	183 MW _t /1255 MW _{el}	Cele grzewcze

Uwaga: uwzględniono tylko instalacje o mocy elektrycznej większej niż 200 MW.

Źródło: Moc ciepła: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, op.cit. Pozostałe dane: UBA, 2019.

1.3. Wydobycie węgla brunatnego

Dziś Niemcy są drugim co do wielkości producentem węgla brunatnego na świecie, przed Chinami, Rosją i Stanami Zjednoczonymi. W Niemczech działają trzy ośrodki wydobycia węgla brunatnego. Jednym z nich jest Nadrenia Północna-Westfalia, pozostałe dwa (Łużyce, Niemcy środkowe) znajdują się we wschodniej części Niemiec. Po zjednoczeniu region ten doświadczył znacznego upadku gospodarczego i od tego czasu boryka się ze słabym wzrostem gospodarczym w porównaniu z zachodnimi landami. Landy wschodnie, charakteryzujące się niskim poziomem uprzemysłowienia, słabymi sektorami usług i stosunkowo niewielką innowacyjnością, uzyskały pewnego rodzaju premię gospodarczą za wydobycie węgla brunatnego w postaci dobrze płatnych i zorganizowanych przez związki zawodowe miejsc pracy dla obywateli oraz dochodów podatkowych dla gmin. Jednak w ostatnich latach dominacja sektora węgla brunatnego w gospodarkach landów znacznie się zmniejszyła, co zostało spowodowane wzmożeniem krajowych wysiłków na rzecz ochrony klimatu i ambitniejszymi celami w tym zakresie.

Kopalnie węgla brunatnego w Nadrenii Północnej-Westfalii znajdują się między Akwizgranem a Kolonią. Zagłębie węgla brunatnego o powierzchni 2500 km² zawiera około 2,3 mld ton węgla brunatnego możliwego do wydobycia. Kopalnie w Nadrenii są największe w Niemczech pod względem wydajności i zatrudnienia. Ich produkcja wynosi prawie 100 mln ton rocznie, co stanowi ponad połowę krajowej produkcji węgla brunatnego. Węgiel brunatny jest wydobywany w trzech kopalniach będących własnością RWE Power AG (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk Power AG). Są to kopalnie odkrywkowe Garzeiler, Hambach i Inden. 85% węgla brunatnego z tych kopalń wykorzystuje się do

produkcji energii elektrycznej w lokalnych elektrowniach RWE: Weisweiler (1,8 GW), Frimmersdorf (0,6 GW), Neurath (4,2 GW) i Niederaußem (3,35 GW). Pozostała część wykorzystywana jest do ogrzewania lub na potrzeby własne.

Tabela 6. Kopalnie węgla brunatnego w Nadrenii

Kopalnia	Land	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Produkcja roczna	Dostępne rezerwy	Obsługiwane elektrownie
Garzweiler (I i II)	Nadrenia Północna-Westfalia	RWE Power AG	1940/2006	35 Mt	0,7 mld ton	Neurath, Niederaußem
Hambach	Nadrenia Północna-Westfalia	RWE Power AG	1978	35 Mt	1,3 mld ton	Neurath, Niederaußem, Frimmersdorf
Inden	Nadrenia Północna-Westfalia	RWE Power AG	1982	20 Mt	0,3 mld ton	Weisweiler

Źródło: Aurora Energy Research.

Łużyce, które obejmują wschodnie landy Brandenburgii i Saksonii, są drugim co do wielkości regionem wydobywczym Niemiec pod względem ilości wydobycia. Region ma w sumie 11,8 mld ton zasobów węgla brunatnego. Jednak tylko 3,3 mld ton jest możliwe do wydobycia. W 2018 r. wydobyto ogółem 60,7 mln ton z czterech kopalni odkrywkowych należących do LEAG: Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten i Reichwalde. 94% wydobytego węgla brunatnego wykorzystano do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w regionalnych elektrowniach węgla brunatnego LEAG: Jänschwalde (3 GW), Schwarze Pumpe (1,6 GW) i Boxberg (2,6 GW).

Tabela 7. Kopalnie w Łużycach

Kopalnia	Land	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Produkcja roczna	Dostępne rezerwy ⁵	Obsługiwane elektrownie
Jänschwalde	Brandenburg	LEAG	1976	9 Mt ton	68 Mt	Jänschwalde
Welzow-Süd	Brandenburg	LEAG	1959	22 Mt	490 Mt	Schwarze Pumpe
Nochten	Saksonia	LEAG	1968	16 Mt	373 Mt	Boxberg, Schwarze Pumpe
Reichwalde	Saksonia	LEAG	1985	14 Mt	331 Mt	Jänschwalde, Boxberg, Schwarze Pumpe

Źródło: Aurora Energy Research.

Złóża węgla brunatnego w środkowych Niemczech znajdują się w landach Saksonii i Saksonii-Anhalt i są najmniejszymi obszarami wydobywczymi w Niemczech. Węgiel brunatny wydobywany w środkowych Niemczech, najstarszym z niemieckich okręgów wydobywczych, stanowił do 50% całkowitej produkcji aż do 1960 r. Od tego czasu jednak produkcja znacznie spadła. Obecnie w regionie znajduje się 10 mld ton zasobów węgla brunatnego, z czego 2 mld ton są możliwe do wydobycia. W środkowych Niemczech funkcjonują trzy kopalnie: Profen, Vereinigtes Schleenhain i Amsdorf. Łącznie produkują 18 mln ton węgla brunatnego rocznie. Surowiec wydobywany z Profen i Vereinigtes Schleenhain, należących do MIBRAG (Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft), jest wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w elektrowniach Schkopau, Deuben, Lippendorf i Wählitz. Amsdorf jest obsługiwany przez Romontę i produkuje węgiel kamienny bitumiczny do produkcji wosku montanowego.

⁵ Wynika to z Revierkonzept 2017, jak wskazano w WSB-Kommission, 2019.

Tabela 8. Kopalnie w Środkowych Niemczech

Kopalnia	Region	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Produkcja roczna	Dostępne rezerwy	Obsługiwane elektrownie
Profen	Saksonia-Anhalt	MIBRAG	1941	8 Mt	115 Mt	Schkopau
Schleenhain	Saksonia	MIBRAG	1949	11 Mt	228 Mt	Lippendorf
Amsdorf	Saksonia-Anhalt	Romonta	1959	0,3 Mt	Nie dot.	Amsdorf

Źródło: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., *Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft*, 2018, https://kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/silberbuch_2017.pdf.

Obecność sektora górniczego w Nadrenii, Łużycach i środkowych Niemczech miała decydujący wpływ na strukturę zatrudnienia w tych regionach. W sektorze zatrudnionych jest bezpośrednio około 20,9 tys. osób⁶. Podział według regionu wydobywczego przedstawiono w tabeli 10. Bezpośrednie miejsca pracy to te związane z górnictwem, elektrowniami lub rekultywacją byłych kopalni. W stosunku do wszystkich zatrudnionych pracowników podlegających obowiązkowemu ubezpieczeniu społecznemu odsetek osób zatrudnionych bezpośrednio w sektorze węgla brunatnego wynosi 2% w Łużycach, 1,1% w Nadrenii i 0,3% w środkowych Niemczech⁷.

Tabela 9. Bezpośrednie zatrudnienie w sektorze węgla brunatnego według regionu wydobywczego w 2018 r.

	Nadrenia	Łużyce	Środkowe Niemcy
Zatrudnieni w branży węgla brunatnego (bezpośrednio)	9 986	8 375	2 379

Źródło: RWI, op.cit.

Szacuje się, że każde bezpośrednie miejsce pracy w sektorze węgla brunatnego daje 2,5 pośredniego miejsca pracy. Ponadto ok. 70 tys. osób w Niemczech polega na przemyśle węgla brunatnego⁸.

Spodziewane są przesunięcia strukturalne w regionach górniczych w Niemczech spowodowane przyspieszonym zakończeniem produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych. Aby przyspieszyć rozwój strukturalny i pomóc tym regionom w płynnej transformacji, niemiecka Komisja Węglowa zaleciła przyznanie dotacji w wysokości do 40 mld EUR w ciągu najbliższych dwóch dekad społecznościom dotkniętym problemem zamknięcia zakładów związanych z węglem brunatnym. Rząd jest obecnie w trakcie przekształcania tych zaleceń w regulacje prawne.

Kolejnym tematem omawianym w kontekście niemieckiego wydobywania węgla jest rekultywacja. Zgodnie z prawem operatorzy są zobowiązani do ponoszenia kosztów rekultywacji obszarów górniczych. W przypadku wcześniejszego zamknięcia elektrowni przepisy przyjęte w tym celu muszą być dostępne wcześniej. W związku z tym Komisja Węglowa zaleciła uwzględnienie tego przy ustalaniu poziomu rekompensaty za rezygnację z węgla.

Na obecnym etapie Komisja Węglowa zaleciła, aby w Niemczech nie wydawać nowych zezwoleń na kopalnie węgla brunatnego związane z wytwarzaniem energii elektrycznej. Trwają jednak dyskusje na temat zarówno rozszerzania, jak i przedłużania koncesji na istniejące kopalnie. W Nadrenii plany RWE dotyczące rozbudowy kopalni Hambach są obecnie wstrzymane, ponieważ władze lokalne i RWE uzgodniły moratorium na wycinkę lasu Hambach do jesieni 2020 r. Spółka RWE poinformowała, że utrzymanie lasu będzie „technicznie możliwe”. MIBRAG prowadzi rozmowy na temat rozbudowy kopalni Schleenhain w środkowych Niemczech; jest jednak mało prawdopodobne, że plany wynikające z tych rozmów się urzeczywistnią. Tymczasem w Łużycach LEAG rozważa decyzję o dalszej rozbudowie kopalni Welzow-Süd, która umożliwiłaby kontynuację wydobywania do 2045 r. Jednak nowa koalicja rządząca w Brandenburgii, składająca się z SPD, CDU i Zielonych, ogłosiła, że nie zatwierdzi projektu rozbudowy. Ponadto realizacja zarówno

⁶ Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., *Vorläufige Zahlen für 2018, 2019*, <https://kohlenstatistik.de/daten-fakten/>.

⁷ RWI, *Gesamt- und regionalwirtschaftliche Bedeutung des Braunkohle-sektors und Perspektiven für die deutschen Braunkohleregionen*, http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-materialien/rwi-materialien_126.pdf.

⁸ Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., *Der Kohlen...*, op.cit.

projektów rozbudowy, jak i przedłużenia umów operacyjnych w całych Niemczech zależy od wyniku negocjacji między operatorami elektrowni na węgiel brunatny a rządem niemieckim w sprawie wyjścia z węgla. Obecnie, chociaż wydobycie może pozwolić na eksploatację kopalń po 2038 r., prawdopodobne jest, że zamknięcie kopalń będzie towarzyszyć wycofywaniu się z węgla, ponieważ elektrownie odpowiadają za większość zapotrzebowania na węgiel brunatny.

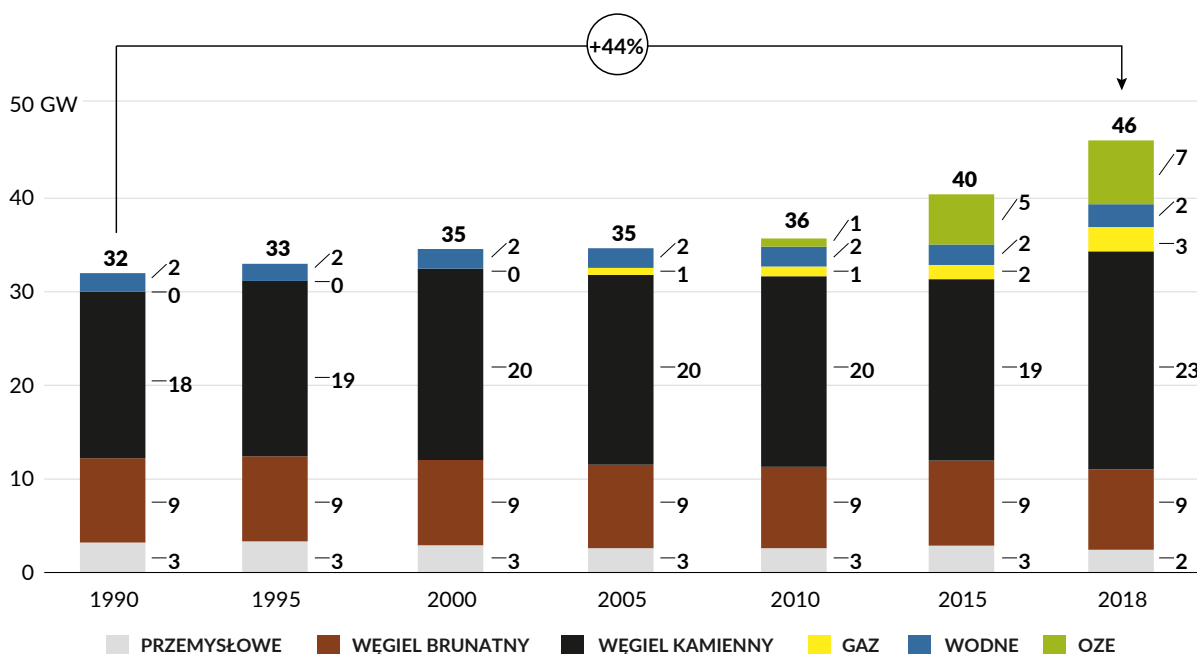
Wycofanie się Niemiec z węgla wywołało dyskusje dotyczące rekultywacji kopalni odkrywkowych. Zgodnie z prawem operatorzy są zobowiązani do ponoszenia kosztów rekultywacji obszarów górniczych. W przypadku wcześniejszych zamknięć rezerwy na rekultywację muszą być dostępne wcześniej. Ponieważ pozostawia to operatorom mniej czasu na pozyskanie tych funduszy, Komisja Węglowa zaleca uwzględnienie takiej ewentualności przy podejmowaniu decyzji o odpowiednim poziomie rekompensaty za wycofanie się z węgla.

2. Polska

2.1. Przegląd rynku

W polskiej energetyce dominuje węgiel kamienny i brunatny, zarówno pod względem mocy, jak i wytwarzania. Całkowita moc zainstalowana w Polsce wzrosła z 32 GW w 1990 r. do 46 GW w 2018 r. Wraz z pojawieniem się gazu i OZE w polskim systemie energetycznym, udział węgla brunatnego zmniejszył się z 28% w 1990 r. do 19% w 2018 r. Jednak w ujęciu bezwzględnym ilość zainstalowanej mocy węgla brunatnego w Polsce pozostała prawie stała. W 1990 r. Polska posiadała ogółem 9 GW mocy pochodzącej z węgla brunatnego. Do 2018 r. nastąpiło zmniejszenie do 8,6 GW.

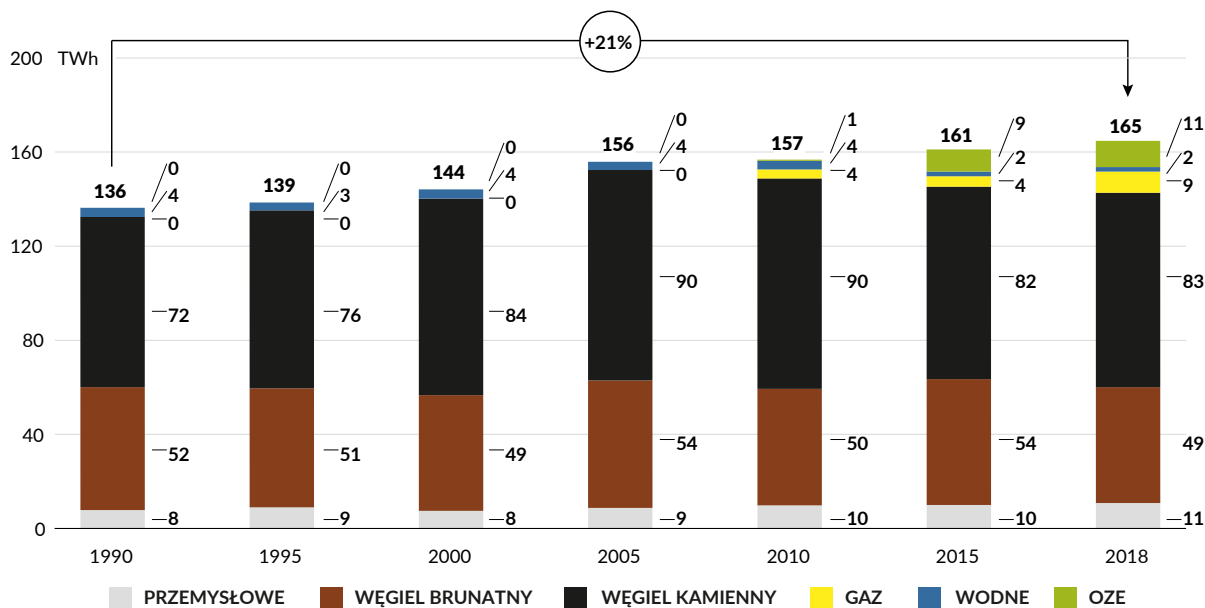
Rys. 4. Moc zainstalowana w Polsce w latach 1990–2018



Źródło: Aurora Energy Research.

W latach 1990–2018 łączna produkcja energii elektrycznej w Polsce wzrosła ze 136 TWh do 165 TWh. W tym czasie udział wytwarzania pochodzącego z węgla brunatnego zmniejszył się z 52 TWh w 1990 r., czyli 38% krajowej produkcji, do 49 TWh. W 2018 r. węgiel brunatny stanowił 30% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce. Ilustruje to rys. 5.

Rys. 5. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1990–2018



Źródło: Aurora Energy Research.

Polska jest w pełni zintegrowana z europejskim systemem elektroenergetycznym, synchronicznie połączonym ze Słowacją, Czechami i Niemcami. Linie przesyłowe i połączenia wzajemne do krajów sąsiednich są zarządzane przez PSE, operatora krajowego systemu przesyłowego. Kraj posiada również stałoprądowe połączenia ze Szwecją i Litwą oraz w układzie promieniowym z Ukrainą i Białorusią (choć to ostatnie nie działa).

Polski rynek energii elektrycznej jest zliberalizowany, a energia elektryczna jest sprzedawana na giełdzie, ale także poza rynkiem regulowanym. Jeśli chodzi o perspektywy sektora węgla brunatnego, na uwagę zasługują systemy wsparcia mocy wytwórczych – OZE oraz polski rynek mocy. Biorąc pod uwagę, że znaczna część polskich zasobów wytwórczych, o ile nie zostanie zmodernizowana, w najbliższych przestanie być eksploatowana (ze względu na wiek, brak rentowności i/lub niezdolność do spełnienia unijnych norm środowiskowych), zapewnienie bezpieczeństwa dostaw stało się poważnym wyzwaniem. Utrzymanie wystarczalności mocy w Polsce wymaga odnowienia istniejących zasobów, ale także wprowadzenia nowych do systemu. Aby zachęcić do inwestycji, w 2018 r. Polska wprowadziła mechanizm zdolności wytwórczych, który wynagradza dostawców mocy.

Polski rynek mocy opiera się na dwóch rodzajach aukcji:

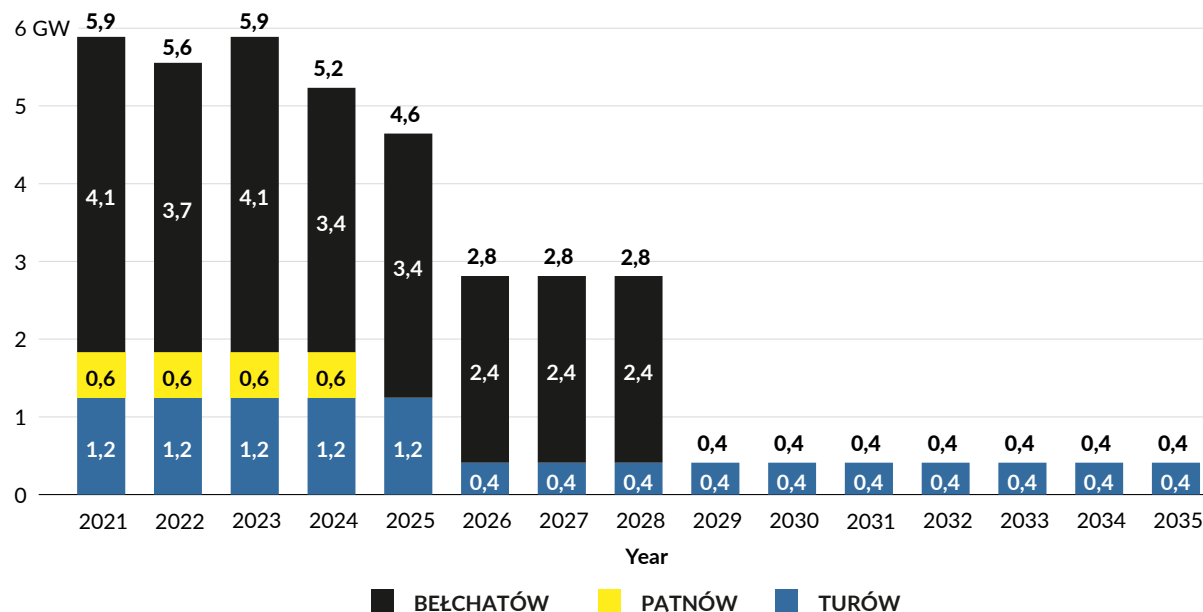
- główna aukcja przeprowadzana 5 lat przed dostawą, oferująca kontrakty od 1 roku do 17 lat;
- dodatkowa aukcja przeprowadzana raz w roku przed dostawą, oferująca kontrakty kwartalne.

W Polsce wprowadzono tzw. aukcje holenderskie, co oznacza, że wszyscy otrzymują taką samą cenę rozliczeniową, a aukcje są zamykane po osiągnięciu docelowych zdolności produkcyjnych. Uczestnicy – jednostki istniejące – nie mogą zrezygnować z aukcji po cenie poniżej określonego progu. Długość oferowanych kontraktów zależy od wymaganej kwoty nakładów kapitałowych na remont istniejących aktywów i/lub inwestowanie w nowe moce. „Zielone bonusy”, czyli przedłużenie kontraktu o dwa lata przyznawane są jednostkom wytwórczym, które emitują mniej niż 450 gCO₂/kWh.

Nowe regulacje unijne – dyrektywa i rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej z 2019 r. – wprowadziły limit emisji, który muszą spełnić elektrownie, aby nadal kwalifikować się do płatności z rynku mocy. Jest on znany jako „zasada 550 gramów”, oznaczająca, że płatności za moc dla aktywów, które emitują więcej niż 550 gCO₂/kWh, zostaną wycofane po 1 lipca 2025 r. Wpływa to znacząco na wszystkie jednostki węglowe w Polsce, w tym na węgiel brunatny. Dla umów mocowych podpisanych przed końcem 2019 r. istnieje zasada praw nabytych. Innymi słowy, jednostki węgla

brunatnego, które otrzymały wieloletnie kontrakty na aukcjach mocy w 2018 lub w 2019 r., mogą nadal otrzymywać płatności, nawet po 2025 r.

Rys. 6. Wyniki aukcji mocy dla jednostek na węgiel brunatny w Polsce



Przed 2016 r. podstawowym mechanizmem wspierającym rozwój odnawialnych źródeł energii był system zielonych certyfikatów. W jego ramach producenci energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych otrzymywali zbywalne zielone certyfikaty odpowiadające ilości energii elektrycznej dostarczanej do sieci. Certyfikaty te kupowały spółki obrotu, zobowiązane do pokrycia swojej sprzedaży energii elektrycznej z góry określonym minimalnym udziałem energii odnawialnej.

W lipcu 2016 r. system zielonych certyfikatów został wycofany na rzecz mechanizmu aukcyjnego. Chociaż istniejące jednostki OZE są nadal objęte poprzednim programem, nowo wybudowane i zmodernizowane aktywa odnawialne w Polsce otrzymują wsparcie na podstawie aukcji OZE. Aukcje te są zaprojektowane tak, aby różne technologie konkurowały w ramach „koszyków” charakteryzujących się określonymi wielkościami i budżetami. Wsparcie przyznaje się odnawialnym źródłom energii o najniższych profilach kosztów, dopóki budżet lub docelowa wielkość mocy nie zostaną osiągnięte. Wsparcie występuje w postaci systemu dopłat do ceny rynkowej na 15 lat. Istnieje znaczna niepewność co do poziomu mocy odnawialnych źródeł energii, który będzie wspierany w ramach aukcji. Świadczą o tym zmieniające się założenia dotyczące poziomu OZE w projektach *Polityki energetycznej Polski do roku 2040* oraz krajowego planu na rzecz energii i klimatu.

Polska energetyka jest zdominowana przez następujące podmioty: PGE, Enea, Energa, PKN Orlen, Tauron i ZE PAK. Pierwsze cztery spółki są częściowo własnością państwa. Tylko PGE i ZE PAK aktywnie wytwarzają energię z węgla brunatnego.

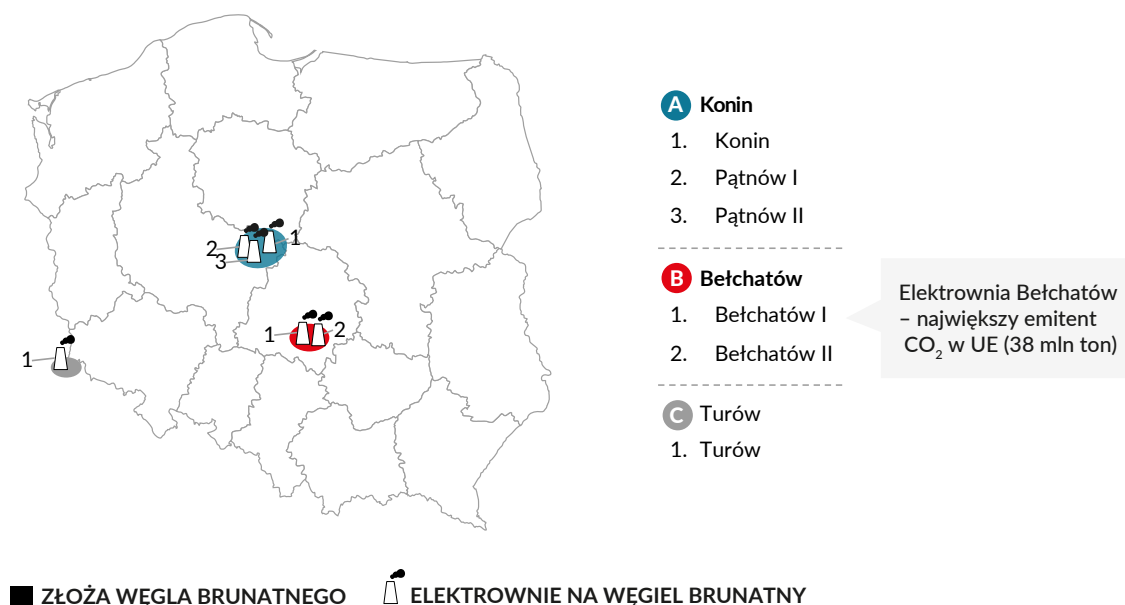
PGE jest największą spółką wytwórczą w Polsce. W 2018 r. zainstalowana moc wynosiła około 16 GW, co odpowiada 65 TWh całkowitej produkcji energii elektrycznej. Obecnie spółka prowadzi największą na świecie elektrownię opalaną węglem brunatnym – Bełchatów, która dysponuje mocą 5 GW, a także cztery inne elektrownie na węgiel brunatny i węgiel kamienny o mocy około 1,5 GW każda. Niedawno firma zakończyła inwestycję w elektrownię Opole na węgiel kamienny o mocy 1,8 GW. Ponad 90% produkcji energii elektrycznej PGE pochodzi z węgla kamiennego i brunatnego. Oprócz wytwarzania energii elektrycznej Grupa PGE działa również w obszarze wydobywania węgla brunatnego oraz sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

ZE PAK w tym największa polska prywatna firma produkująca energię elektryczną. Posiada aktywa o łącznej mocy wytwórczej 1,9 GW, w tym dwie elektrownie na węgiel brunatny: Pątnów i Konin. W 2018 roku ZE PAK wyprodukował około 6 TWh energii elektrycznej. Oprócz wytwarzania energii składające się na firmę pionowo zintegrowane podmioty zajmują się wydobywaniem węgla brunatnego, produkcją ciepła i obrotem energią elektryczną.

2.2. Elektrownie na węgiel brunatny

Obecnie w Polsce działają cztery elektrownie węgla brunatnego: Bełchatów, Turów, Konin i Pątnów. Łącznie elektrownie opalane węglem brunatnym były odpowiedzialne za 49,3 TWh produkcji w 2018 r., nieco poniżej poziomu produkcji z 2017 r., który wyniósł 51,9 TWh. Spadek produkcji jest w dużej mierze spowodowany zamknięciem elektrowni Adamów – jednostki o mocy 600 MW, której właścicielem jest ZE PAK. 1 stycznia 2018 r. wszystkie bloki w Adamowie zostały bezterminowo zamknięte, ponieważ ze względu na unijne standardy środowiskowe nie mogły już dłużej działać (wyczerpały przyznany limit godzinowy). Obecnie elektrownia jest w rozbiórce, ma ją zastąpić wielkoskalowa farma fotowoltaiczna.

Rys. 7. Elektrownie opalane węglem brunatnym w Polsce



83

Źródło: Aurora Energy Research.

Elektrownia Bełchatów jest elektrownią opalaną węglem brunatnym z 13 blokami, której właścicielem jest PGE. Podczas gdy 12 bloków zostało oddanych do użytku w latach 1982–1988, 13. blok został oddany dopiero w 2011 r. Nowa inwestycja miała m.in. umożliwić modernizację istniejących bloków. Elektrownia Bełchatów o łącznej mocy elektrycznej netto 5136 MW jest największą elektrownią cieplną w Europie. Wytwarza średnio 32,3 TWh energii elektrycznej rocznie, zużywając ponad 42 mln ton węgla z lokalnej kopalni Bełchatów. Mimo że niektóre bloki zostały zmodernizowane i unowocześnione w celu zwiększenia wydajności, elektrownia była odpowiedzialna za ponad 38 mln ton emisji CO₂ w 2018 r., co czyni ją największym emitentem ze wszystkich elektrowni w Europie. W czerwcu 2019 r. PGE na stałe zamknęła blok nr 1.

Tabela 10. Informacje o elektrowni Bełchatów

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna netto (MW)	Emisje CO ₂ w 2018 r.
Bełchatów I	2	PGE	1983	347	38 MtCO ₂
	3	PGE	1984 (2008)	356	
	4	PGE	1984 (2009)	356	
	5	PGE	1985 (2011)	356	
	6	PGE	1985 (2012)	369	
	7	PGE	1985 (2013)	366	
	8	PGE	1986 (2013)	366	
	9	PGE	1986 (2016)	366	
	10	PGE	1987 (2016)	366	
	11	PGE	1988 (2014)	366	
	12	PGE	1988 (2015)	366	
Bełchatów II	1	PGE	2011	809	

Źródło: Aurora Energy Research.

84

Elektrownia Turów znajduje się w Bogatyni. Pierwotnie składała się z 10 bloków oddanych do użytku w latach 1962–1971, z których wszystkie należały do PGE i były przez nią eksploatowane. Obecnie jednak pozostaje tylko sześć bloków, o łącznej mocy netto 1356 MW. W 2018 r. Elektrownia Turów odpowiadała za 6,9 mln ton emisji CO₂. Spodziewany jest wzrost emisji wraz z planowanym oddaniem nowego bloku o mocy 490 MW. Budowa bloku 11 w elektrowni Turów rozpoczęła się w 2014 r. i ma zostać zakończona w 2020 r. Oczekuje się, że dodatkowa moc zwiększy zapotrzebowanie na węgiel z kopalni odkrywkowej Turów od średnio 7 do 10 mln ton rocznie.

Tabela 11. Informacje o elektrowni Turów

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna netto (MW)	Emisje CO ₂ w 2018 r.
Turów	1	PGE	1962 (1998)	214	6,9 MtCO ₂
	2	PGE	1962 (1998)	214	
	3	PGE	1962 (2000)	214	
	4	PGE	1963 (2004)	238	
	5	PGE	1964 (2003)	238	
	6	PGE	1964 (2005)	238	
	11	PGE	2020	448	Nie dot.

Źródło: Aurora Energy Research.

Elektrownię w Koninie uruchomiono w 1958 r., co czyni ją najstarszą elektrownią na węgiel brunatny w Polsce. Jest własnością ZE PAK i ma moc netto 248 MW_{el}, co odpowiada 0,34 TWh energii elektrycznej wytworzonej w 2018 r. W 2006 r. elektrownia otrzymała również pozwolenie na wytwarzanie ciepła, które zasila miasto Konin i okoliczne miejscowości. W 2012 r. oddano do użytkowania blok biomasowy o mocy 55 MW_{el}, co sygnalizuje początek przejścia elektrowni z węgla brunatnego na biomasę. ZE PAK planuje obecnie stworzenie drugiego bloku na biomasę o mocy 50 MW_{el}, który będzie działał w połączeniu z pierwszym. W rezultacie za kilka lat elektrownia w Koninie będzie całkowicie opalana biomasą.

Tabela 12. Informacje o elektrowni Konin

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna netto (MW)	Emisje CO ₂ w 2018 r.
Konin	1	ZE PAK	1958	155	0,2 MtCO ₂

Źródło: Aurora Energy Research.

Elektrownia Pątnów była pierwotnie elektrownią z ośmioma blokami na węgiel brunatny. Bloki te, których właścicielem jest ZE PAK, zostały uruchomione w 1967 r. Na początku 2000 r. dwa bloki zostały wycofane z eksploatacji. Niedługo potem firma postanowiła zbudować Pątnów II, jednostkę opalaną węglem brunatnym o mocy 464 MW. Obecnie elektrownia Pątnów ma łączną moc netto 1563 MW. W 2018 r. Pątnów I i Pątnów II wyprodukowały odpowiednio 3,4 TWh i 2,3 TWh energii elektrycznej i razem wyemitowały nieco ponad 7 mln ton CO₂.

Tabela 13. Informacje o elektrowni Pątnów

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna [MW]	Emisje CO ₂ w 2018 r.
Pątnów I	1	ZE PAK	1968	202	4,6 MtCO ₂
	2	ZE PAK	1968	202	
	3	ZE PAK	1969	182	
	4	ZE PAK	1969	182	
	5	ZE PAK	1973	182	
	6	ZE PAK	1974	182	
Pątnów II	9	ZE PAK	2008	431	2,5 MtCO ₂

Uwaga: 31 grudnia 2019 r. ZE PAK odstawił blok nr 4, a 30 czerwca 2020 r. bloki nr 3 i 6.

Źródło: Aurora Energy Research.

Zdecydowana większość polskich elektrowni na węgiel brunatny jest wykorzystywana przede wszystkim do wytwarzania energii, a ich moc cieplna jest ograniczona do znikomo małych potrzeb w zakresie ogrzewania wewnętrznego. Jedynym wyjątkiem jest elektrownia węgla brunatnego w Koninie, która zaspokaja zapotrzebowanie na ciepło w pobliskim mieście liczącym 70 000 mieszkańców. Niemniej jednak ZE PAK jest w trakcie przestawiania tego zakładu na paliwo z biomasy. Dlatego węgiel brunatny nie ma wpływu na sektor ciepłowniczy.

2.3. Wydobycie węgla brunatnego

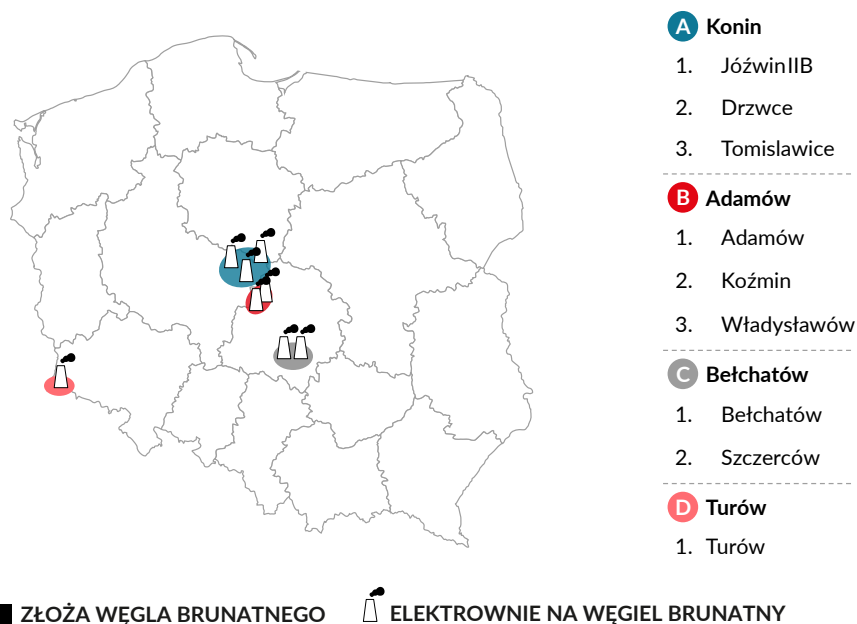
Ze względu na dużą liczbę dostępnych lokalnych rezerw węgla brunatny miał odgrywać integralną rolę w zapewnianiu bezpiecznych dostaw przystępnej cenowo energii elektrycznej dla polskich odbiorców. Ponadto kopalnie węgla brunatnego wymagają dużych nakładów pracy, zapewniając lokalnym społecznościom zatrudnienie.

Na obecnym etapie Polska jest jednym z największych producentów węgla brunatnego na świecie, m.in. ze względu na ponad 150 złóż węgla brunatnego⁹. Obszary występowania tego surowca zajmują około jednej trzeciej powierzchni kraju – 70 000 km². Pomimo obfitości nie cały węgiel brunatny jest eksploatowany. Jego produkcja pochodzi przede wszystkim z czterech kopalni w zachodnich i środkowych regionach Polski: Bełchatów, Turów, Konin i Adamów. Kopalnie te produkują około 60 Mt węgla brunatnego rocznie, z czego 98,7% wykorzystuje się do zasilania elektrowni przy kopalniach¹⁰.

⁹ M. Widera, Z. Kasztelewicz, M. Ptak, *Górnictwo węgla brunatnego i produkcja energii elektrycznej w Polsce: Stan obecny i perspektywy na przyszłość*, „Polityka Energetyczna” 92, 2016, 151–157. 10.1016/j.enpol.2016.02.002.

¹⁰ Ministerstwo Energii, *Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce*, 2018, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/rada-ministrow-przyjela-program-dla-sektora-gornictwa-węgla-brunatnego-w-polsce>.

Rys. 8. Regiony i kopalnie węgla brunatnego w Polsce



Źródło: Aurora Energy Research; M. Widera, Z. Kasztelewicz, M. Ptak, op. cit.

86

Bełchatowskie Zagłębie Węgla Brunatnego znajduje się w centralnej części Polski, na południe od Łodzi, i obejmuje dwa pola: Bełchatów i Szczerców. Należąca do PGE kopalnia Bełchatów jest największa w Polsce pod względem wydobywania węgla brunatnego i dostarcza prawie dwie trzecie całkowitej produkcji w kraju. W 2017 r. łączne wydobywanie węgla brunatnego z kopalni wyniosło 42,6 mln ton – większość trafiła do elektrowni Bełchatów. Na obecnym etapie PGE planuje kontynuować eksploatację kopalni Bełchatów co najmniej do 2040 r. PGE ubiega się obecnie o koncesję na otwarcie nowego pola w Żłoczewie, które mogłoby zapewnić paliwo dla elektrowni. Ostateczne decyzje w sprawie nowej odkrywki jeszcze nie zapadły, a istotne jest to, że inwestycja jest kosztowna i budzi opór lokalnej społeczności.

Tabela 14. Złoże węgla brunatnego w kopalni Bełchatów

Kopalnia	Złoże	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Produkcja roczna	Dostępne rezerwy	Obsługiwane elektrownie
Bełchatów	Bełchatów	PGE	1999	38,5 Mt	1 000 Mt	Bełchatów
Bełchatów	Szczerców	PGE	2002	9,5 Mt	720 Mt	Bełchatów

Źródło: PGE, Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów, <https://pgegiek.pl/Nasze-oddzialy/Kopalnia-Węgla-Brunatnego-Belchatow>.

Kopalnia Turów znajduje się w południowo-zachodniej Polsce w zagłębiu węgla brunatnego Turoszów i obejmuje kopalnię odkrywkową Turów. Jest własnością PGE i może wyprodukować do 15 mln ton węgla brunatnego w danym roku. W 2017 r. dostarczyła 6,9 mln ton węgla brunatnego, z których większość trafiła do elektrowni Turów. Przy rezerwach na poziomie 340 mln ton kopalnia mogłaby funkcjonować co najmniej do 2045 r.

Tabela 15. Złoże węgla brunatnego w kopalni Turów

Kopalnia	Złoże	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Produkcja roczna	Dostępne rezerwy	Obsługiwane elektrownie
Turów	Turów	PGE	1968	6,9 Mt	340 Mt	Turów

Źródło: PGE, Informacje podstawowe, <https://kwbturow.pgegiek.pl/>.

Kopalnia Konin znajduje się w zagłębiu węgla brunatnego Pątnów–Adamów–Konin w centralnej Polsce między Warszawą a Poznaniem. Będąc własnością grupy ZE PAK kopalnia produkuje około 15 mln ton węgla brunatnego rocznie. Według stanu na 2019 r. ma szacunkowo 36,5 mln ton rezerw przemysłowych w obecnie eksploatowanych wyrobiskach. Są one podzielone na trzy pola: Józwin IIB, Drzewce i Tomistawice. Węgiel brunatny wydobywany z tych pól jest wykorzystywany do wytwarzania zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła w trzech lokalnych elektrowniach: Pątnów I (1,200 MW), Konin (583 MW) i Pątnów II (464 MW).

Tabela 16. Złoże węgla brunatnego w kopalni Konin

Kopalnia	Złoże	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Roczna produkcja ¹¹	Dostępne rezerwy	Obsługiwane elektrownie
Józwin IIB	Konin	ZE PAK	1971	5,6 Mt	56 Mt	Konin, Pątnów I, Pątnów II
Drzewce	Konin	ZE PAK	2010	1,4 Mt		Konin, Pątnów I, Pątnów II
Tomistawice	Konin	ZE PAK	2011	2,4 Mt		Konin, Pątnów I, Pątnów II

Źródło: <http://www.kwbkonin.pl/>.

Kopalnia Adamów znajduje się w Turku w centralnej Polsce i jest własnością grupy ZE PAK. Według stanu na 2019 r. spółka poinformowała, że w kopalni znajduje się 5,2 mln ton pozostałych rezerw przemysłowych na trzech polach: Adamów, Koźmin i Władysławów. Przy ogólnej zdolności produkcyjnej wynoszącej 5 mln ton węgla brunatnego rocznie i zamknięciu elektrowni Adamów na początku 2018 r. Kopalnia Adamów nie powinna pozostać otwarta dużo dłużej.

87

Tabela 17. Złoże węgla brunatnego w kopalni Adamów

Kopalnia	Złoże	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Produkcja roczna	Dostępne rezerwy	Obsługiwane elektrownie
Adamów	Turek	ZE PAK	1979	3,5 Mt	17 Mt	Adamów
Koźmin	Turek	ZE PAK	Nie dot.	-		Adamów
Władysławów	Turek	ZE PAK	1976	Zamknięto w 2012 r.		Adamów

Źródło: <http://www.kwbadamow.com.pl/>.

Przemysł wydobywczy węgla brunatnego istotnie wpływa na lokalny rynek pracy. W latach 2010–2014 w regionach bogatych w węgiel brunatny stopa bezrobocia w Polsce kształtowała się dwa punkty procentowe poniżej średniej krajowej. Stawki wynagrodzeń dla osób zatrudnionych w tym przemyśle według stanu na 2015 r. były prawie 1,8 razy wyższe niż średnia krajowa. Oprócz korzystnych płac pracownicy w sektorze węgla brunatnego otrzymują również stosunkowo wysokie dodatki i świadczenia socjalne.

W 2015 r. górnictwo węgla kamiennego i brunatnego zapewniało ponad 100 tys. miejsc pracy¹². Węgiel brunatny stanowi 10% tego sektora. 6,3 tys. pracowników było zatrudnionych bezpośrednio przez operatorów kopalń, a 4,1 tys. – pośrednio, przez firmy zewnętrzne, które świadczą usługi dla kopalń. Od tego czasu liczba osób zatrudnionych bezpośrednio lub pośrednio w sektorze wydobywczym spadła do około 9 tys.

¹¹ Ministerstwo Energii, op. cit.

¹² A., Szpor, K. Ziółkowska., *The Transformation of the Polish Coal Sector, GSI Report, The International Institute for Sustainable Development*, 2018, <https://www.iisd.org/sites/default/files/publications/transformation-polish-coal-sector.pdf>

Plany otwarcia nowych kopalń odkrywkowych są obecnie przedmiotem dyskusji. PGE planuje rozbudowę kopalni Złoczew, której rezerwy wynoszą 600 mln ton. Według PGE węgiel miałby być wykorzystywany do zasilania elektrowni Bełchatów przez najbliższe dziesięciolecie. Opór społeczny i ekonomika tej inwestycji stanowią jednak znaczne bariery, a los Złoczewa nie został jeszcze przesądzony. Do niedawna spółka starała się również o koncesję na otwarcie nowej kopalni Gubin 2, znajdującej się na granicy polsko-niemieckiej. Według PGE otwarcie kopalni uzasadniałoby budowę sąsiadującej elektrowni węgla brunatnego. Jednak pod koniec sierpnia 2019 r. upłynął termin złożenia pozwolenia środowiskowego na budowę kopalni. Jak dotychczas wycofanie się z tej inwestycji nie zostało oficjalnie ogłoszone.

Podobnie ZE PAK rozważał otwarcie nowej kopalni odkrywkowej Ościstowo. Spółka szacuje możliwe do wydobywania zasoby tej kopalni na 41 mln ton. Kopalnia odkrywkowa Ościstowo miałaby być kluczową dostawcą paliwa do elektrowni Pątnów I i Pątnów II, ponieważ w ciągu najbliższych trzech lat spodziewane jest zamknięcie wszystkich istniejących kopalni ZE PAK, z wyjątkiem Tomisławic, ze względu na malejące zasoby węgla brunatnego. Chociaż ZE PAK formalnie kontynuuje projekt, z inwestycją wiąże się ryzyko dotyczące lokalnego sprzeciwu i długiego procesu uzyskiwania pozwoleń środowiskowych. W tym samym czasie ZE PAK zaczął już inwestować w technologie odnawialne.

Przed otwarciem kopalni operatorzy muszą uzyskać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia i zapewnić zgodność z miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego. W 2017 r. Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Poznaniu odmówiła wydania decyzji środowiskowej dla kopalni Ościstowo. ZE PAK odwołał się od tej decyzji, ale do tej pory postępowanie (po powrocie do pierwszej instancji i powtórnej odmowie) nie zostało zakończone. W związku z tym ZE PAK nie jest w stanie uzyskać koncesji. Problemy związane z decyzją środowiskową dotyczą też działającej kopalni Tomisławice, znajdującej się obok chronionego w ramach unijnej sieci Natura 2000 Jeziora Gopło. Zdaniem Komisji Europejskiej decyzja środowiskowa została wydana z naruszeniem unijnej dyrektywy siedliskowej. Komisja Europejska wzywa do ponownej oceny wpływu kopalni Tomisławice na środowisko i odpowiedniego dostosowania jej działania.

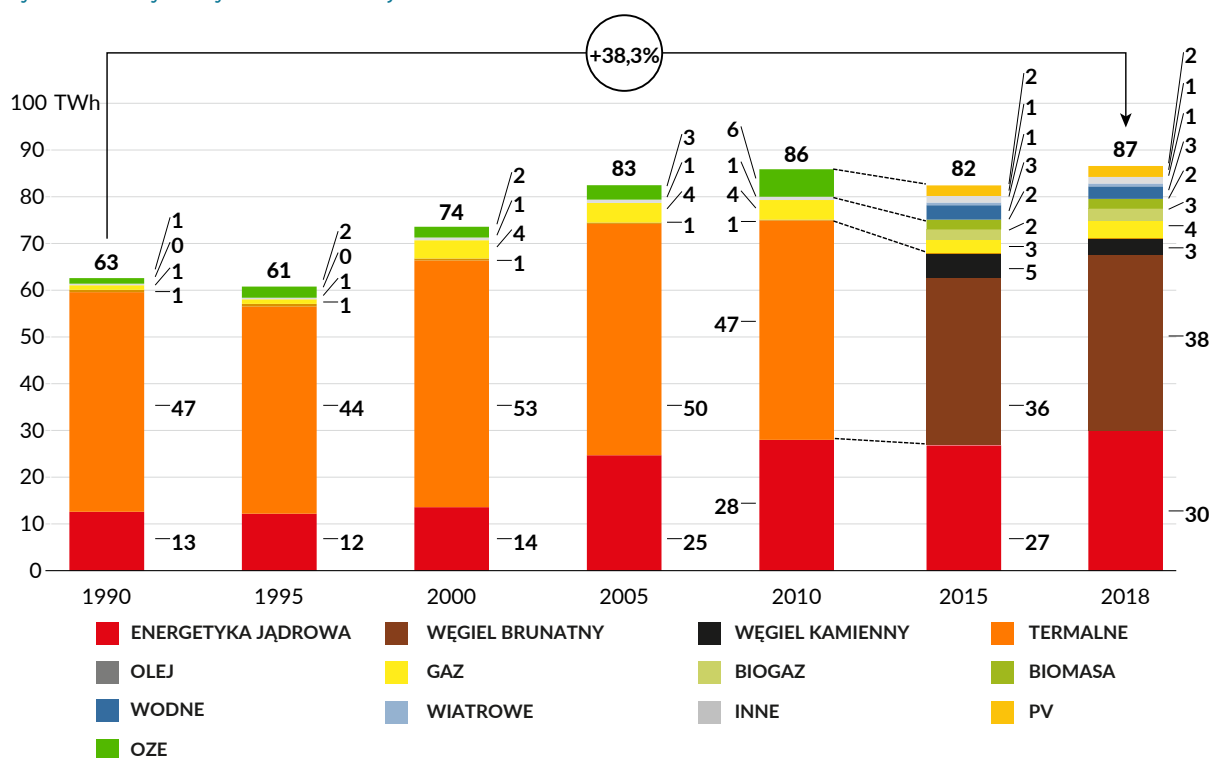
Zwykłe procedury uzyskiwania koncesji w Polsce były jedną z głównych barier w realizacji projektów. W ubiegłym roku podjęto próbę zmiany prawa tak, by ułatwić rządowi otwieranie nowych kopalń węgla bez konsultacji z władzami lokalnymi i bez ich zgody, a także z pominięciem zainteresowanych społeczności, ale propozycje spotkały się z silnym sprzeciwem.

3. Czechy

3.1. Przegląd rynku

Czeski sektor energetyczny jest zdominowany przez konwencjonalne wytwarzanie energii elektrycznej, w dużej mierze zaspokajane przez lokalną produkcję. Tradycyjnie węgiel brunatny był głównym źródłem wytwarzania energii elektrycznej. Jednak ze względów środowiskowych oraz strategicznych i ekonomicznych decydenci starali się go zastąpić. Cena CO₂ wynikająca z unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji sprawia, że wytwarzanie energii z węgla brunatnego jest mniej atrakcyjne niż kiedyś, rezerwy węgla brunatnego maleją i stają się coraz droższe w wydobyciu, a dywersyfikacja źródeł dostaw zapewnia większe bezpieczeństwo.

Rys. 9. Zmiany mocy zainstalowanej w Czechach w latach 1990-2018



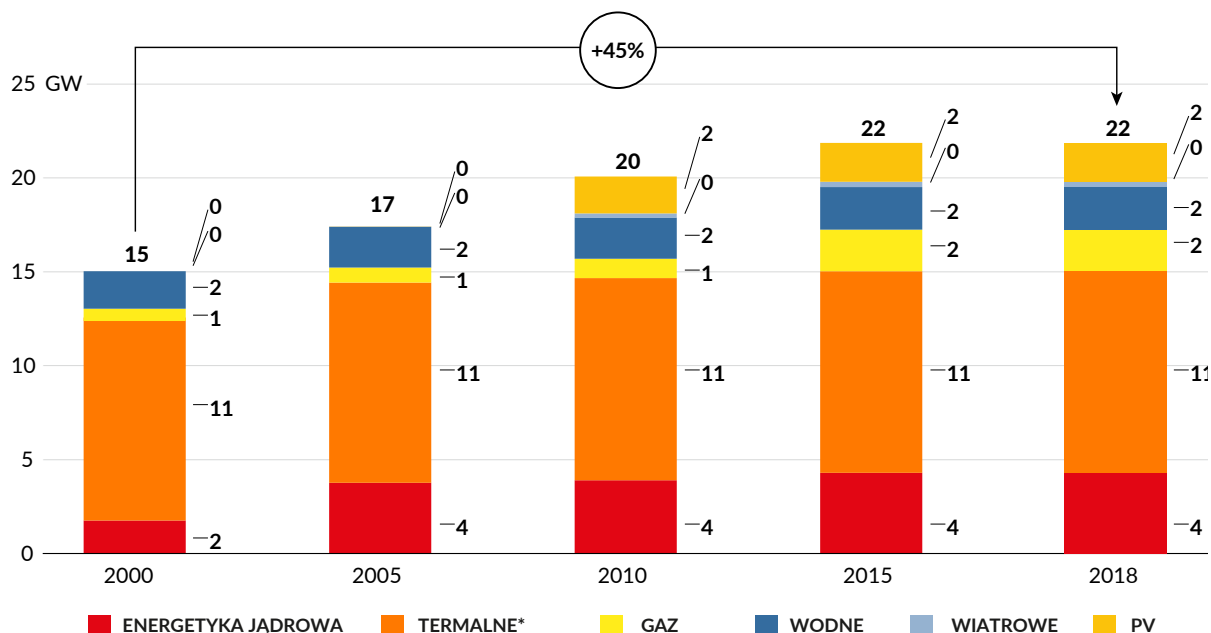
89

Uwaga: Statystyka prowadzona przez Eurostat i ERU znacznie się różni. Przed 2011 r. dane dotyczące węgla brunatnego i kamiennego były agregowane w kategorię „termalne”, a biogaz podawany łącznie z gazem.

Źródło: Eurostat; Energetický regulační úřad, *Yearly Report on the Operation of the Czech Electrical Grid 2018, 2019*; Aurora Energy Research.

Całkowita produkcja energii elektrycznej w Czechach wynosi 88 TWh, przy mocy zainstalowanej 22,3 GW, jak pokazano na rys. 9¹³. Ilość wytwarzanej energii elektrycznej wzrosła z 60 TWh w latach 80. do 80 TWh w 2000 r. W tym okresie struktura mocy wytwórczych prawie się nie zmieniła.

Rys. 10. Zmiany produkcji energii elektrycznej w Czechach w latach 2000-2018



*Kategoria termalne obejmuje węgiel kamienny i brunatny.

Źródło: ENTSO-E; Energetický regulační úřad, op. cit.; Aurora Energy Research.

90

Zarówno pod względem wytwarzania, jak i mocy zainstalowanej węgiel brunatny dominuje w czeskim miksie elektroenergetycznym. 43% całkowitej produkcji energii elektrycznej w 2018 r. pochodziło ze spalania węgla brunatnego, a w drugiej kolejności z energii jądrowej – 34% (4,3 GW). Gaz ziemny i węgiel kamienny stanowią 4% produkcji. Udział tych konwencjonalnych technologii był stosunkowo stały w ciągu ostatnich 20 lat. Ilość energii jądrowej znacznie wzrosła na początku pierwszej dekady XXI w., kiedy uruchomiono reaktory jądrowe Temelín. Odnawialne źródła energii stanowią 13% produkcji energii elektrycznej (moc zainstalowana 4 GW). Ich udział wzrasta umiarkowanie od 2009 r., kiedy to wynosił 6%. Wzrost był spowodowany ekspansją PV na początku tej dekady. Jeśli chodzi o wytwarzanie, biogaz jest najbardziej dominującym odnawialnym źródłem energii, z produkcją na poziomie 2,6 TWh w 2018 r. Pokazuje to rys. 10.

Czeski sektor energetyczny jest dobrze zintegrowany z systemami sąsiednimi. W ostatnich latach Czechy były eksporterem netto energii elektrycznej. Eksport odbywa się głównie na Słowację i do Austrii, natomiast import zdominował połączenia wzajemne na granicy niemieckiej i polskiej. Ceny często są zbliżone z rynkiem niemieckim. Nie ma obecnie planów budowy nowych połączeń wzajemnych z krajami sąsiadującymi.

Łączenie czeskiego, słowackiego, węgierskiego i rumuńskiego rynku dnia następnego rozpoczęło się we wrześniu 2012 r. Centralne Biuro Aukcyjne Zdolności Przesyłowych (CAO) przydziela transgraniczną zdolność przesyłową na potrzeby handlu z Niemcami, Polską i Austrią.

Struktura rynku energii elektrycznej w Czechach jest zgodna z przepisami UE. Rynek jest zliberalizowany, a energia elektryczna może być sprzedawana na PXE (Platforma obrotu energią elektryczną w Europie Środkowej). Ceny pochodzą z rynku jednotowarowego. Najnowsze monitorowanie adekwatności mocy¹⁴ wykazało jednak potrzebę nowych mocy i pojawiły się głosy domagające się utworzenia rezerwy strategicznej. W tej chwili czeski rząd planuje zaspokoić tę potrzebę dzięki nowym projektom jądrowym¹⁵. Czeskim operatorem rynku jest OTE. Jego zadaniem jest ustalanie standardów i pośredniczenie między uczestnikami rynku. Zasady określone są przez Ministerstwo Przemysłu i Handlu i regulowane przez czeskiego regulatora energetyki (Energetický regulační úřad, ERÚ).

14 Ministerstvo průmyslu a obchodu, *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ)*, 2019, <https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/2019/10/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-do-roku-2040-MAF-CZ.pdf>.

15 World Nuclear News, *Czech Republic needs more nuclear units, report shows*, <http://world-nuclear-news.org/Articles/Czech-Republic-needs-more-nuclear-units-report-sh>.

Kluczowym, choć już dawno przyjętym dokumentem strategicznym w Czechach jest Krajowa polityka energetyczna, która została zatwierdzona w 2015 r.¹⁶ Ma na celu osiągnięcie bezpieczeństwa, konkurencyjności i zrównoważonego rozwoju. Wyznacza cele dla czeskiego sektora elektroenergetycznego w trzech obszarach:

Zrównoważony rozwój:

- 40-procentowa redukcja emisji CO₂ do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r.;
- wzrost efektywności energetycznej o 20%, co skutkuje końcowym zużyciem energii netto w wysokości 1060 PJ¹⁷.

Bezpieczeństwo dostaw:

- 80% wytworzonej energii elektrycznej brutto musi pochodzić z krajowych pierwotnych źródeł energii (OZE, odpady, węgiel kamienny, węgiel brunatny, paliwo jądrowe) w 2040 r.;
- zróżnicowanie pierwotnych źródeł energii w ramach określonych docelowych ścieżek rozwoju;
- utrzymanie dodatniego bilansu energii elektrycznej i zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych;
- zależność od importu paliw nie przekroczy 65% do 2030 r. oraz 70% do 2040 r.¹⁸

Aby zaspokoić krajowe zapotrzebowanie na dostawy, w polityce wskazano ścieżki rozwoju technologii i ich konkretne udziały w strukturze wytwarzania energii elektrycznej brutto w 2040 r.

Tabela 18. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Czechach w 2040 r. według krajowej polityki energetycznej.

	Minimum [%]	Maksimum [%]
Energia jądrowa	46	58
OZE i inne paliwa	18	25
Gaz ziemny	5	15
Węgiel brunatny/węgiel kamienny	11	21

91

Źródło: Ministerstvo průmyslu a obchodu, *State Energy...*, op. cit.

Konkurencyjność:

- Wydatki na energię nie przekraczają 10% całkowitych wydatków gospodarstwa domowego.

Ze wszystkich źródeł energii udział energii jądrowej ma wzrosnąć najbardziej. Aktualny Krajowy plan działania na rzecz rozwoju energii jądrowej¹⁹ zakłada zwiększenie znaczenia elektrowni jądrowych o jeden blok i uruchomienie nowego bloku do 2035 r. Rząd planuje otworzyć dodatkowe bloki w 2040 r., kiedy produkcja z węgla spadnie.

Przyszłość węgla brunatnego i węgla kamiennego jest obecnie przedmiotem dyskusji. W sierpniu 2019 r. powołano czeską Komisję Węglową składającą się z 19 przedstawicieli ministerstw, organizacji pozarządowych, środowisk akademickich, przemysłu i regionów. Ich celem jest uzgodnienie terminu wycofania się z węgla. Rząd zaproponował zmniejszenie mocy z węgla do 10–15% do 2040 r., a następnie umiarkowane wycofywanie się do 2050 r. Jednak organizacje pozarządowe skrytykowały ten plan jako mało ambitny²⁰. Komisja oceni wpływ wycofania węgla na gospodarstwa domowe i ogrzewanie oraz regiony wydobywcze. Zalecenia zostaną opublikowane nie później niż jesienią 2020 r.

Aby zachować zgodność z dyrektywami UE w sprawie promowania wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, Czechy

¹⁶ Ministerstvo průmyslu a obchodu, *State Energy Policy of the Czech Republic*, 2015, https://www.mpo.cz/assets/en/energy/state-energy-policy/2017/11/State-Energy-Policy-2015__EN.pdf

¹⁷ Metodologia Eurostatu.

¹⁸ Paliwo jądrowe jest liczone jako źródło importowane.

¹⁹ Ministerstvo průmyslu a obchodu, *National Action Plan for the Development of the Nuclear Energy in the Czech Republic*, 2017, <https://www.mpo.cz/en/energy/strategic-and-conceptual-documents/national-action-plan-for-the-development-Ministerstvo-prumyslu-a-obchodu-of-the-nuclear-energy-in-the-czech-republic--232864/>.

²⁰ Radio Praga International, *Kohlekommission nimmt Ausstieg aus Kohleförderung in Angriff*, <https://www.radio.cz/de/rubrik/tagesecho/>

zobowiązały się do uzyskania 13% końcowego zużycia energii OZE do 2020 r.²¹ W sektorze transportu 10,8% końcowego zużycia energii brutto ma pochodzić ze źródeł odnawialnych. Czeski projekt krajowego planu na rzecz energii i klimatu przedłożony Komisji Europejskiej w 2018 r. określa prognozy, według których Czechy planują pokryć 22% końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych²², choć jest to poniżej 23%, które wynikają z unijnej metodologii.

Korzystny system taryf gwarantowanych doprowadził do znacznego wzrostu fotowoltaiki w latach 2010–2011. W 2013 r. rząd wycofał wsparcie dla odnawialnych źródeł energii, innych niż małe elektrownie wodne.

Czeski sektor energetyczny koncentruje się wokół trzech kluczowych graczy rynkowych. Największym dostawcą energii elektrycznej jest grupa energetyczna ČEZ, w której państwo czeskie posiada 70% udziałów. Wytwarza około dwóch trzecich energii elektrycznej w Czechach. Druga i trzecia co do wielkości firma energetyczna, EP Energy i Se.ven Energy Group, posiadają mniej niż 5% zainstalowanej mocy²³.

Grupa ČEZ jest największą firmą energetyczną w Czechach. Posiada moc wytwórczą około 13 GW²⁴ i dostarcza 67% czeskiej energii elektrycznej (59 TWh). Grupa ČEZ składa się z prawie 100 spółek zależnych, z których niektóre prowadzą działalność w górnictwie, inne w sektorze użyteczności publicznej. ČEZ Distribuce działa jako jeden z czterech operatorów systemów dystrybucyjnych w kraju. ČEZ kontroluje większość czeskich elektrowni węgla brunatnego, które znajdują się w regionie Uścia.

EP Energy jest drugą co do wielkości spółką energetyczną pod względem mocy, odpowiadającą za 4% czeskiej produkcji energii elektrycznej (3,7 TWh)²⁵ i z zainstalowaną mocą 1,1 GW. Ponadto jest największym dostawcą ciepła w Czechach.

EP Energy posiada akcje innych firm energetycznych działających na rynku czeskim, takich jak United Energy lub Pražská Teplárenská, największy dostawca ciepła w Pradze. Na arenie międzynarodowej jest właścicielem MIBRAG, który prowadzi niemieckie kopalnie węgla brunatnego i posiada udział mniejszościowy w elektrowni Schkopau. EP Energy jest spółką zależną czeskiego holdingu EPH, który jest również właścicielem innych firm energetycznych, takich jak LEAG, będący ważnym graczem na niemieckim rynku węgla brunatnego.

Grupa Sev.en Energy powstała w wyniku połączenia spółek górniczych Severní Energetická i Czech Coal w 2016 r. W Czechach posiada dwie największe kopalnie węgla brunatnego (ČSA i Vršany) oraz elektrownię węgla brunatnego (Chvaletice) o mocy zainstalowanej 820 MW, wytwarzającej 4,8 TWh (5,5%) energii elektrycznej w 2018 r.²⁶ Na początku 2020 r. do zakończyła inwestycję w elektrowni Počerady²⁷. Grupa dostarcza również energię ciepłą z zakładów w miastach Kladno i Zlín.

3.2. Elektrownie na węgiel brunatny

Jak opisano powyżej, węgiel brunatny jest ważnym źródłem wytwarzania energii w Czechach. Elektrownie węglowe stanowią prawie połowę czeskiego miks energetycznego. Wartość ta spadła z dwóch trzecich w 1990 r., kiedy to uruchomiono elektrownie jądrowe. Od 2010 r. bezwzględna ilość produkcji węgla brunatnego maleje. Ten trend się utrzyma. Państwowa polityka energetyczna dąży do ograniczenia węgla brunatnego do 11%, a węgla kamiennego do 21% czeskiego koszyka energetycznego do 2040 r.

Elektrownie opalane węglem brunatnym znajdują się zazwyczaj bezpośrednio przy kopalniach odkrywkowych. W rezultacie elektrownie węgla brunatnego w Czechach koncentrują się w regionie Uścia. W przeciwieństwie jednak do Niemiec i Polski niektóre znajdują się dalej od obszarów wydobywczych z powodu wyższej wartości kalorycznej

kohlekommission-nimmt-ausstieg-aus-kohlefoerderung-in-angriff.

21 European Environment Agency, *Trends and projections in Europe 2019*, 2019, <https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-1>.

22 Euractiv, *Vláda přijala energeticko-klimatický plán, podíl zelené energie poroste*, 2020, <https://euractiv.cz/section/zivotni-prostredi/news/vlada-prijala-energeticko-klimaticky-plan-podil-zelene-energie-poroste>.

23 International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries: Czech Republic 2016 Review*, 2016, <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-czech-republic-2016-review>.

24 ČEZ, *Investment Story*, May 2017, <https://www.cez.cz/eede/content/file/investori/2017-05-equity-investors.pdf>.

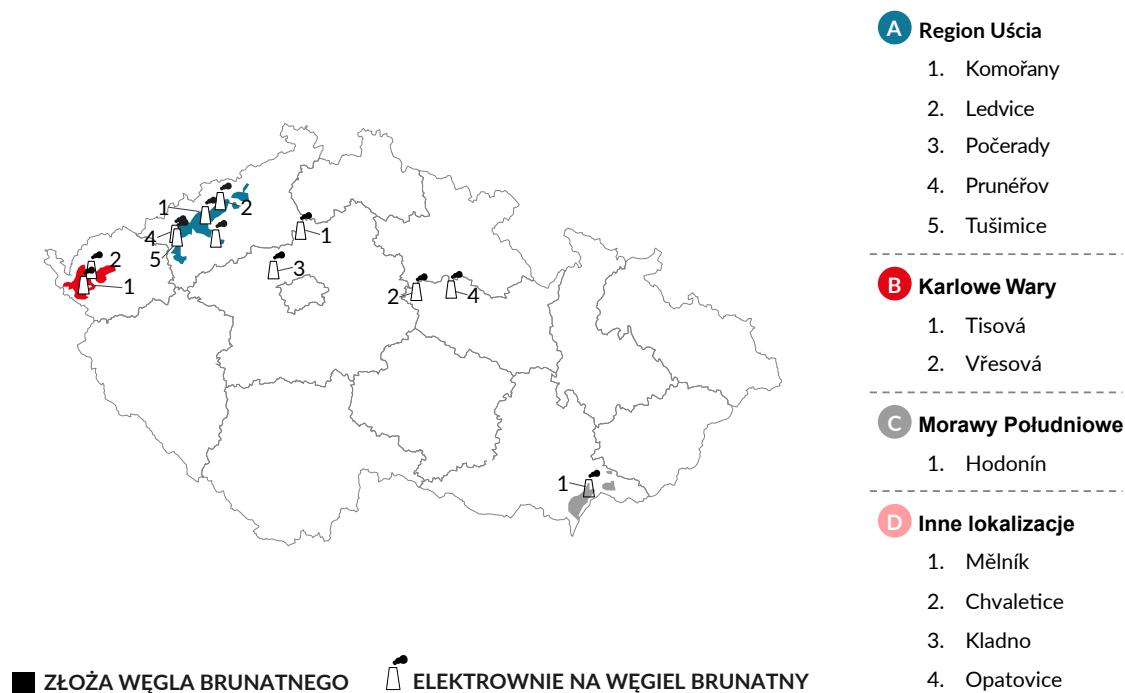
25 EP Energy, *EP Energy 2018 Results Call*, 2019, https://www.epenergy.cz/wp-content/uploads/EPE_YE_2018_presentation_vF.pdf.

26 7Energy, *Group Profile 2020*, 2020, https://www.7energy.com/files/Sev-en_energy_Profil_2020.pdf?2002.

27 ČEZ, *Press releases: ČEZ didn't use the option*, 2020, <https://www.cez.cz/en/cez-group/media/press-releases/7021.html>.

czeskiego węgla brunatnego²⁸. Dlatego też elektrownie stosujące węgiel brunatny można znaleźć również w regionie Wielkiej Pragi, pomimo braku kopalń.

Rys. 11. Największe elektrownie i złoża węgla brunatnego w Czechach



93

Źródło: Aurora Energy Research, ČEZ, Sev.en Energy, op.cit., Carbonbrief, op.cit.

Poniżej znajduje się przegląd największych elektrowni opalanych węglem brunatnym. Na potrzeby niniejszego raportu elektrownie mniejsze niż 200 MW_{el} są zgrupowane i dlatego nie są tutaj omawiane²⁹. Łącznie całkowita moc zainstalowana tych mniejszych jednostek wynosi 1,95 GW.

Największe elektrownie na węgiel brunatny w regionie Uścia mają zainstalowaną moc 4 GW. Większość z nich jest własnością ČEZ i jest zasilana przez pobliskie kopalnie.

²⁸ Ministry of the Environment of the Czech Republic, *Mineral Commodity Summaries of the Czech Republic 2018, 2019*, <http://www.geology.cz/extranet-eng/publications/online/mineral-commodity-summaries/mineral%20-commodity-summaries-2018.pdf>.

²⁹ Wyjątkiem jest obecnie mniejsza elektrownia w Hodonín, która była ważna ze względu na produkcję historyczną i czynniki regionalne.

Tabela 19. Elektrownie na węgiel brunatny w regionie Uścia

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna (MW)	Emisje CO ₂ (MtCO ₂ 2018)
Komořany		EP Energy	1958	239	1,23
Ledvice	4	ČEZ	1966 (1998, 2007)	110	2,05
	6		2014	660	
Počerady	2	ČEZ ³⁰	1970 (1996) (1996)	200	6,22
	3		1971 (1996)	200	
	4		1971 (1996)	200	
	5		1977 (1994)	200	
	6		1977 (1994)	200	
Pruněřov I	1	ČEZ	1967–1968 (1995)	110	2,74
	2			110	
	3			110	
	4			110	
Pruněřov II	3		1981–1982 (2012–2016)	250	3,86
	4			250	
	5			250	
Tušimice	1		1974–1975 (2007–2012)	200	4,98
	2			200	
	3			200	
	4			200	

Źródło: Aurora Energy Research.

Sokolovská uhelná, operator kopalni węgla brunatnego w regionie Karlowych Warów, jest również właścicielem dwóch elektrowni w tym regionie. Elektrownia Tisová była pierwszą dużą elektrownią zbudowaną w Czechosłowacji i obecnie stanowi centralny filar regionalnego zaopatrzenia w ciepło. Elektrownia Vřesová to jednostka zasilana gazem z węgla brunatnego. Wraz z wyczerpywaniem się pól węgla brunatnego i spadkiem jakości surowca o wydajność tych dwóch elektrowni spadła.

Tabela 20. Elektrownie na węgiel brunatny w regionie Karlowych Warów

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna (MW)	Emisje CO ₂ (MtCO ₂ , 2018) ³¹
Tisová ³²		Sokolovská uhelná	1954-1960 (1997)	272	1,72
Vřesová ³³		Sokolovská uhelná	1995 (2013)	400	2,4

Źródło: Aurora Energy Research³⁴.

W związku ze spadkiem podaży węgla brunatnego w lokalnych kopalniach w elektrowni Hodonín w południowo-wschodniej części kraju coraz częściej stosuje się biomasę. Obecnie jeden blok w Hodoníne jest w nią w całości zasilany, a drugi współzasilany. Ponieważ paliwa z biomasy są droższe niż węgiel brunatny, rzeczywisty czas pracy tych elektrowni jest niski i wykorzystuje się tylko około jednej trzeciej zainstalowanej mocy³⁵.

Tabela 21. Elektrownie na węgiel brunatny w regionie południowo-morawskim

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc cieplna (MW)	Emisje CO ₂ (Mt CO ₂ -eq, 2018)
Hodonín ³⁶		ČEZ	1975	105	0,67

Źródło: Aurora Energy Research.

Jak wspomniano, wartość kaloryczna czeskiego węgla brunatnego jest na tyle wysoka, że węgiel może być wysyłany do elektrowni znajdujących się w pewnej odległości od kopalni. Wskazane w tabeli 22 elektrownie znajdują się w regionie Pragi, gdzie koncentruje się znaczna część zapotrzebowania kraju. Elektrownie te mają zainstalowaną moc 2,6 GW.

Tabela 22. Elektrownie na węgiel brunatny w regionach niegórnictwowych

Elektrownia	Blok	Właściciel	Rok uruchomienia (modernizacja)	Moc elektryczna (MW)	Emisje CO ₂ (Mt CO ₂ -eq, 2018) ³⁷
Chvaletice	1-4	Sev.en Energy	1978 (2018-2021)	820	5,1
Kladno	B4-B8 ³⁸	Sev.en Energy	2000	406	1,51
Mělník ³⁹	I	ČEZ	1960	240	7,80
	II		1971 (1998)	220	
	III		1981 (1998)	500	
Opatovice		EP Energy	1959	328	2,24

Źródło: Aurora Energy Research.

31 CarbonBrief, op. cit.

32 Sev.en Energy, op. cit..

33 Jednostka działa jako elektrownia CCGT, opalana zgazowanym węglem brunatnym.

34 M. Jaszczur, M. Dudek, M. Rosen, Z. Kolend, *An analysis of integration of a power plant with a lignite superheated steam drying unit*. „Journal of Cleaner Production” 243: 118635, 2020, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261933505X>.

35 ČEZ, *The Hodonin Power Station*, 2019, <https://www.cez.cz/en/power-plants-and-environment/coal-fired-power-plants/cr/hodonin.html>.

36 Od 2008 r. jeden blok działa w całości na biomasie; drugi jest współzasilany przez węgiel brunatny i biomasę.

37 CarbonBrief, op. cit.

38 Bloki K4, K5 and K7 współpalają biomasę w kotłach fluidalnych, [https://www.mzp.cz/ipcc/ipprc4.nsf/\\$pid/MZPVHGYKO58V](https://www.mzp.cz/ipcc/ipprc4.nsf/$pid/MZPVHGYKO58V).

39 Mělník I nie był częścią modelowania, ponieważ jest to elektrociepłownia bez wytwarzania energii elektrycznej.

Węgiel brunatny w Czechach jest także źródłem ciepła. Ponad połowa czeskiego końcowego zapotrzebowania na energię jest zużywana na ogrzewanie i chłodzenie, co stanowi ok. 160 TWh⁴⁰. Z tej części około połowa wykorzystywana jest na ogrzewanie pomieszczeń – dostarczane przez indywidualne systemy grzewcze i systemy ciepłownicze. Ciepło wykorzystywane w procesach technologicznych stanowi ponad jedną trzecią bilansu energii cieplnej w Czechach.

Węgiel brunatny jest obecny we wszystkich rodzajach dostaw ciepła. W cieple dostarczanym przez elektrociepłownie węgiel brunatny stanowi 55% zaopatrzenia w ciepło⁴¹. Z kolei w produkcji ciepła przeznaczonego dla odbiorców indywidualnych oraz w ciepłownictwie miejskim węgiel brunatny stanowi 10% dostaw.

Dominującym graczem na rynku grzewczym jest EP Energy, który dostarcza około 5 TWh rocznie⁴². Wszystkie elektrownie spółki na węgiel brunatny są elektrociepłowniami, skupiając się raczej na cieple niż na elektryczności, dostarczając prawie 3,5 TWh. Poniższa tabela pokazuje moce cieplne czeskich elektrociepłowni na węgiel brunatny.

Tabela 23. Dostarczanie ciepła przez duże elektrownie na węgiel brunatny w Czechach

Elektrownia	Właściciel	Produkcja ciepła (TWh _{th} /a) ⁴³	Moc cieplna/ moc elektryczna	Wykorzystanie
Chvaletice	Sev.en Energy	0,04	60MW _{th} /820MW _{el} ⁴⁴	System ciepłowniczy
Hodonín	ČEZ	0,2	250MW _{th} /105MW _{el}	System ciepłowniczy
Kladno	Sev.en Energy	0,3	14% produkcji	System ciepłowniczy
Komořany	EP	2,2	1076MW _{th} /239MW _e	System ciepłowniczy, przemysłowy
Ledvice	ČEZ	0,28	380MW _{th} /770MW _{el}	System ciepłowniczy, przemysłowy
Mělník I/II/III	ČEZ	2,7	340MW _{th} /960MW _{el}	System ciepłowniczy
Opatovice	EP	1,2	932MW _{th} /363MW _{el}	System ciepłowniczy, przemysłowy
Prunéřov	ČEZ	0,25	500MW _{th} /1190MW _{el}	System ciepłowniczy
Tisová	Sokolovská uhelná	0,1	Nie dot./522MW _{el}	System ciepłowniczy
Tušimice	ČEZ	0,21	120MW _{th} /800MW _{el}	System ciepłowniczy
Vřesová	Sokolovská uhelná	0,56	Nie dot./400MW _{el}	System ciepłowniczy, przemysłowy

Źródło: Aurora Energy Research.

40 Aalborg Universitet, *Heat Roadmap Czech Republic*, 2018, https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/287929673/Country_Roadmap_Czech_Republic_20181005.pdf.

41 Energetický regulační úřad, *Yearly Report on the Operation of the Czech Electrical Grid* 2018, 2019, http://www.eru.cz/documents/10540/4580207/Yearly_report_electricity_2018.pdf/f25a55d8-6730-4521-8e40-96d8e5f00c70.

42 EP Energy, *Elektrárny opatovice*, 2019, <https://www.epenergy.cz/en/segments/power-and-heat/elektrarny-opatovice/>.

43 Jeśli nie wskazano inaczej, dane pochodzą ze strony firmy.

44 W modelu elektrownia ta jest uważana za elektrociepłownię, a jej moc grzewcza jest wymieniana. Biorąc jednak pod uwagę niewielki udział ciepła w wytwarzaniu i mocy, kwestionuje się, czy traktować tę elektrownię jako elektrociepłownię.

3.3. Wydobycie węgla brunatnego

Czechy szacują swoje zasoby węgla brunatnego na 737 mln ton⁴⁵. Czeskie kopalnie odkrywkowe znajdują się głównie w północno-zachodniej części kraju, w pobliżu granicy z Niemcami. Największe jest Północnoczeskie Zagłębie Węglowe, a następnie Zagłębie Sokołowskie. W rejonie Hodonin/Wiedeń ostatnia kopalnia została zamknięta w 2014 r.⁴⁶ Region morawsko-śląski (Ostrawa) w północno-wschodniej części kraju zależy również od wydobycia węgla kamiennego i przemysłu.

Północnoczeskie Zagłębie Węglowe, największy obszar wydobycia węgla brunatnego, znajduje się w północno-zachodniej części kraju. Cztery aktywne kopalnie na obszarze 1400 km² rozciągają się między miastami Kadaň, Chomutov, Most, Cieplice i Uście nad Łabą, z których wszystkie znajdują się w regionie Uścia nad Łabą. Zaopatrują pobliskie elektrownie w miejscowościach Ledvice, Tušimice, Pruněrov i Počeradý. Region ten stanowi rdzeń czeskiej produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego.

Tabela 24. Obszary wydobywcze w Północnoczeskim Zagłębiu Węglowym

Kopalnia	Region	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Produkcja roczna	Dostępne rezerwy	Obsługiwane elektrownie
Kopalnie Bílina	Uście nad Łabą	Severočeské doly (ČEZ)	1950	10 Mt	246 Mt, z czego 150 Mt iw planach na 2035 ⁴⁷	Ledvice
ČSA (Czechosłowacka Kopalnia Wojskowa)	Uście nad Łabą	Sev.en Energy	1901	2,5 Mt	15 Mt ⁴⁸	Komořany, Chvaletice
Kopalnie Nástup Tušimice (DNP)	Uście nad Łabą	Severočeské doly (ČEZ)	1967	13,5 Mt	172Mt, ⁴⁹ z 34 Mt w planach na 2038	Tušimice, Pruněrov
Kopalnia Vršany	Uście nad Łabą	Vršanská uhelná (Sev.en Energy)	1987	7 Mt	249 Mt, z 139 Mt w planach na 2045	Počeradý, (Chvaletice)

97

Źródło: Aurora Energy Research.

Zagłębie Sokołowskie leży na zachód od Północnoczeskiego Zagłębia Węglowego. Zajmuje powierzchnię około 200 km². Wydobycie rozpoczęło się w XVIII w. Podczas gdy starsze i mniejsze pole Medard zostało zamknięte po wyczerpaniu zasobów, trwa wydobycie w kopalni odkrywkowej Jiří w pobliżu miasta Sokolov. Obszar wydobywczy jest połączony z terenem Družba, ale osuwisko uniemożliwiło dalsze wydobycie. W 2017 r. firma Kopalnia Sokolovská uhelná kupiła pobliską elektrownię Tisová i skonsolidowała działalność w regionie⁵⁰.

⁴⁵ Euracoal, *Country Profiles: Czech Republic*, 2019, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/czech-republic/>.

⁴⁶ M. Klempa, P. Bujok, M. Porzer, *The development of the industrial city Hodonin (Czech Republic) from the perspective of tourism*. „Geoturystyka” 3-4(46-47), 2016, <https://journals.agh.edu.pl/geotour/article/view/2567/1750>.

⁴⁷ č. Zákon (44/1988) Sb. Zákon o ochraně a využití nerostného bohatství (horní zákon), <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/1988-44>.

⁴⁸ Ibidem.

⁴⁹ Severočeské doly a.s. (n.d.), *Geology*, <http://www.sdas.cz/activities/mining/geology.aspx>.

⁵⁰ Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., *Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft*, 2018, https://kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/silberbuch_2017.pdf.

Tabela 25. Obszary górnicze w Zagłębiu Sokołowskim

Kopalnia	Region	Operator	Rozpoczęcie eksploatacji	Produkcja roczna	Dostępne rezerwy ⁵¹	Obsługiwane elektrownie
Kopalnia Družba	Karlowe Wary	Sokolovská uhelná	1889	Zamknięto po osunięciu się ziemi, ale można wydobywać przez kopalnię Jiří	55 Mt, z 40 Mt w planach na 2040	
Kopalnia Jiří	Karlowe Wary	Sokolovská uhelná	1981	6,5 Mt	50 Mt, z 40 Mt w planach na 2030	Tisová, Vřesová

Źródło: Aurora Energy Research.

Zagłębie Hodonińskie położone jest w południowo-zachodniej części kraju. Ostatnia kopalnia, Mír, zakończyła działalność w 2014 r. Jednak znajdują się tu dodatkowe rezerwy, których wydobyć nie jest opłacalne⁵².

Zatrudnienie w regionach górniczych charakteryzuje się dużą koncentracją miejsc pracy w przemyśle i niewielkimi możliwościami dla młodych specjalistów. Stopa bezrobocia przekracza średnią krajową⁵³, a regiony należą do najbiedniejszych w kraju. Gospodarka regionalna jest silnie skoncentrowana na sektorze przemysłowym, w którym pracownicy zarabiają stosunkowo dobrze. Ministerstwo Przemysłu i Handlu informuje, że w 2018 r. w sektorze wydobywania węgla brunatnego bezpośrednio zatrudnionych było 6,4 tys. osób⁵⁴. Jednak regiony niewiele korzystają na sektorze przemysłowym. W 2017 i 2018 r. rząd krajowy przyjął plany dywersyfikacji gospodarki przy wsparciu unijnych funduszy spójności (Re:Start)⁵⁵.

Region Uścia jest jednym z regionów o największej gęstości zaludnienia w Czechach, w którym mieszka ponad 820 tys. mieszkańców⁵⁶. Jednak lokalny patriotyzm i tradycje górnicze są obecne w mniejszym stopniu niż, na przykład, w regionach niemieckich. Można to wytłumaczyć faktem, że większość ludności migrowała na te tereny po II wojnie światowej. Dawniej region był zdominowany przez sektor przemysłowy. Odpowiada za 41% PKB regionu⁵⁷ oraz 33% zatrudnienia⁵⁸. W 2017 r. 8,6 tys. osób było bezpośrednio zatrudnionych w górnictwie i kopalnictwie, co stanowi 2% z ponad 385 tys. osób zatrudnionych w regionie⁵⁹. Ta koncentracja należy do najwyższych w Europie. Ponieważ nie są dostępne dane regionalne dotyczące wydobywania węgla brunatnego, liczby te odnoszą się do łącznej wartości wszystkich rodzajów górnictwa. Na poziomie krajowym sektor węgla brunatnego stanowi około 30% miejsc pracy w górnictwie.

Sytuacja w regionie Karlowych Warów jest podobna jak w regionie Uścia. Tutaj przemysł stanowi 30% regionalnego PKB⁶⁰, dając zatrudnienie 36%. W 2017 r. 3,4 tys. spośród 150 tys. osób, czyli 2,2% zatrudnionych w regionie, pracowało bezpośrednio w górnictwie i kopalnictwie⁶¹. Liczby te obejmują wszystkie rodzaje wydobywania, ponieważ nie są dostępne dane regionalne dotyczące wydobywania węgla brunatnego. Naturalnie węgiel brunatny odpowiada za około 30% stanowisk pracy w górnictwie.

51 ZSDNP, 2019.

52 Ministry of the Environment of the Czech Republic, op. cit.

53 Średnia krajowa dla Czech w 2019 r. wyniosła około 2%, poniżej średniej unijnej wynoszącej 6,3%; Eurostat.

54 Ministerstvo průmyslu a obchodu, *Zaměstnanost v těžebním sektoru v České republice v roce 2018, 2019*, <https://www.mpo.cz/assets/cz/stavebnictvi-a-suroviny/surovinova-politika/statni-surovinova-politika-nerostne-suroviny-v-cr/2019/9/Zamestnanost-v-tezebnim-sektoru-v-roce-2018.doc>.

55 Re: Start wspiera dwa główne regiony węgla brunatnego: Uście i Karlowe Wary. Trzeci region to wysoko uprzemysłowiony region węgla kamiennego Ostrawa. Re Start, *Strategický rámec hospodářské restrukturalizace Ústeckého, Moravskoslezského a Karlovarského kraje*, https://www.restartregionu.cz/content/uploads/2016/10/Strategicky_ramec.pdf.

56 Eurostat.

57 Czech Statistical Office, *Statistical Yearbook of the Jihomoravský Region*, 2018, <https://www.czso.cz/csu/czso/statistical-yearbook-of-the-jihomoravsky-region-2018>.

58 Ibidem.

59 Ibidem.

60 Czech Statistical Office, *Statistical Yearbook of the Karlovarský Region*, 2019, <https://www.czso.cz/csu/czso/statistical-yearbook-of-the-karlovarsky-region-2019>

61 Ibidem.

Trzeci region węgla brunatnego w Czechach znajduje się na południowym wschodzie⁶². Region ten przeszedł już duże zmiany strukturalne, kiedy lokalne kopalnie przestały działać, a elektrownia Hodonín zmniejszyła zatrudnienie o ponad połowę. Obecnie 1,2 tys. spośród 578 tys. osób zatrudnionych w regionie (0,2%) pracuje bezpośrednio w przemyśle górniczym. Również w tym przypadku dane odzwierciedlają sumę wszystkich rodzajów wydobywania, ponieważ żadne dane regionalne nie są dostępne wyłącznie dla węgla brunatnego. Na poziomie krajowym sektor węgla brunatnego stanowi około 30% miejsc pracy w górnictwie.

Jeśli chodzi o zmiany strukturalne i rekultywację w czeskim przemyśle wydobywania węgla brunatnego, perspektywy są przedmiotem diametralnie różnych ocen. W 1991 r. uchwała rządowa nałożyła ograniczenia na regiony wydobywania węgla brunatnego w północnych Czechach. Określiła obszary, gdzie można wydobywać Czechosłowackiej Kopalni Wojskowej, kopalni Jan Šverma⁶³, kopalni Vršany, kopalni Bílina i kopalni Nástup–Tušimice. Uchwała została przyjęta w odpowiedzi na protesty, które podsycyły aksamitną rewolucję. Jej celem było ograniczenie zanieczyszczenia powietrza i przesiedleń społeczności. Kwestie oddziaływania na społeczeństwo nadal silnie kształtują czeskie przepisy górnicze. Ustawa z 2013 r. zabrania przesiedlania ludzi ze względu na potrzeby górnictwa. Nie jest jednak pewne, czy definicje terytorialne kopalń określone w uchwale 444/1991 będą nadal obowiązywać. Na przykład granice kopalni Bílina zostały rozszerzone w 2008 i 2015 r. Trwa także debata polityczna na temat tego, czy uchylić uchwałę z 1991 r.; obecny prezydent wezwał do jej zniesienia. Takie postępowanie wpłynęłoby na okres, w którym kopalnie i elektrownie na węgiel brunatny mogą działać, a w kopalniach Bílina i Vršany zwiększyłby się dwukrotnie. Szacuje się, że rezerwy są na tyle duże, że wydobywanie może trwać aż do następnego stulecia⁶⁴.

Jednocześnie rząd wdrożył strategię mające na celu wzmocnienie regionalnych gospodarek i ułatwienie zmian strukturalnych. Najważniejsza to „Strategiczne ramy restrukturyzacji gospodarki” z 2017 r.⁶⁵ Przedstawiono w niej siedem filarów działania:

- przedsiębiorczość i innowacje;
- inwestycje bezpośrednie;
- badania i rozwój;
- zasoby ludzkie;
- stabilizacja społeczna;
- środowisko;
- infrastruktura i usługi publiczne.

99

Rekultywacja jest uwzględniona w planach działania, które są aktualizowane co roku. Kwota 1,5 mld EUR ma zostać przydzielona na okres trzech lat. Budżet ten stanowi uzupełnienie funduszy rezerwowych, które przedsiębiorstwa górnicze są zobowiązane tworzyć zgodnie z ustawą o górnictwie⁶⁶.

Spółki górnicze są odpowiedzialne za tworzenie funduszy na pokrycie szkód wyrządzonych środowisku naturalnemu. 75% tych funduszy przeznacza się na rzecz miast i gmin w dotkniętych regionach; jedna czwarta idzie na fundusz rządowy, z którego mogą korzystać projekty rekultywacyjne. Czeska Komisja Węglowa utworzyła grupę roboczą zajmującą się tematem rekultywacji.

⁶² Czech Statistical Office, *Statistical Yearbook of the Ústecký Region*, 2018, <https://www.czso.cz/documents/10180/61165702/33008518.pdf/44dc0af7-406c-4266-bfa7-8b3f169d23f8?version=1.15>.

⁶³ Královéhradecký Kraj, *Jan Šverma Mine*, 2019, <https://www.hkregion.cz/dr-en/100666-jan-sverma-mine.html>.

⁶⁴ Ministry of the Environment of the Czech Republic, op. cit.

⁶⁵ Re Start, op. cit.

⁶⁶ Č. Zákon, op. cit.

Załącznik 2.

Model rynku Aurory

Prognozy w tym raporcie opierają się na modelu systemu energii elektrycznej, sporządzonym przez Aurora Energy Research dla UE (AER-ES EU). AER-ES EU to model „dynamic dispatch”, zbudowany w celu symulowania unijnego rynku energii z dokładnością do pół godziny. Model zawiera moduł rynku mocy, który iteracyjnie określa spójne ekonomicznie alokacje kontraktów mocy w nadchodzących dziesięcioleciach, wraz z cenami rynku mocy niezbędnymi do uruchomienia wymaganych inwestycji w moce wytwórcze. Uwzględnia także wymagany poziom bezpieczeństwa dostaw.

Kluczowe cechy strukturalne modelu UE AER-ES obejmują:

1. Dynamiczne zarządzanie jednostkami wytwórczymi, z uwzględnieniem ograniczeń i kosztów związanych z dynamiczną zmianą obciążenia oraz stochastycznej dostępności konkretnych jednostek.
2. Dostosowanie do niemieckiego, polskiego i czeskiego rynku energii elektrycznej, przeprowadzenie symulacji w każdym z tych krajów z dokładnością do godziny.
3. Szczegółowe modelowanie mechanizmów rynku mocy (jeśli dotyczy) odzwierciedlające jego obecne zasady.
4. Moduł finansowy do odzwierciedlenia decyzji inwestycyjnych uwzględniających krótko- i długookresowe perspektywy ekonomiczne (wartość bieżąca netto) lub bezpośrednich rządowych decyzji dotyczących tego, czy elektrownie na paliwa kopalne są zamykane tymczasowo, otwierane ponownie, zamykane na stałe lub budowane.
5. Endogeniczne przepływy międzysystemowe oparte na szacunkowej różnicy między cenami na rynku transakcji natychmiastowych energii elektrycznej w kraju i za granicą.
6. Kraje Unii Europejskiej są endogenicznie modelowane w celu określenia cen na rynku transakcji natychmiastowych energii elektrycznej; decyzje o pracy tych jednostek są oparte na godzinowych warunkach rynkowych i uwzględniają ceny oraz możliwy niedobór mocy w krajach sąsiednich.
7. Profile obciążeń dla energii cieplnej i elektrycznej dla elektrociepłowni opierają się na zapotrzebowaniu przemysłu i ciepłownictwa.

Kluczowe elementy parametryzacji modelu AER-ES EU:

1. Charakterystyka elektrowni (np. efektywność, koszty uruchomień i ograniczeń) skalibrowane w oparciu o dane począwszy od 2005 r.
2. Prognozy popytu są oparte o historyczne poziomy konsumpcji przy jednoczesnym uwzględnieniu przyszłych zmian zachowania i przesunięcia obciążenia w wyniku pojawienia się nowych technologii (e-mobilność, pompy ciepła).
3. Prognozy cen paliwa oparte na prognozach AER-GLO; w pełni określony obliczeniowy model równowagi globalnej opracowany przez Aurora Energy Research i AER-GAS oraz model programowania liniowego europejskiej sieci technologicznej, rurociągowej, magazynowej, popytowej i LNG.
4. Szacowana ekonometrycznie funkcja wzrostu cen, skalibrowana na podstawie danych z czterech lat produkcji i cen na rynku transakcji natychmiastowych.
5. Przewidywane wykorzystanie wiatru o charakterze stochastycznym skalibrowany do historycznej produkcji w różnych elektrowniach; dokładny obraz całej floty turbin wiatrowych w Niemczech, Polsce i Czechach.

Model rynku energii sporządzony przez firmę Aurora przedstawia perspektywy średnioterminowe oparte na w pełni określonym zestawie zasad. Opinie dotyczące polityki centralnej zostały opracowane przez ekspertów i członków grupy Aurora. Model został uruchomiony w trybie racjonalnych oczekiwań – zakłada wewnętrznie spójne decyzje wszystkich uczestników rynku.

Literatura

- Aalborg Universitet**, *Heat Roadmap Czech Republic*, 2018, https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/287929673/Country_Roadmap_Czech_Republic_20181005.pdf.
- Agora Energiewende & Öko-Institu**, *Vom Wasserbett zur Badewanne*, 2018, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Reform_des_European_emissions_trading_2018/Agora_energy_turn_from_waterbed_to_bathtub_WEB.pdf.
- Booz & Company**, *Understanding Lignite Generation Costs in Europe*, <https://www.dei.gr/Documents2/INVESTORS/MELETH%20BOOZ/Understanding%20Lignite%20Generation%20Costs%20in%20Europe.pdf>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**, *Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung*, 2019, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- Bundesnetzagentur**, *Kraftwerksliste*, 2019, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- CarbonBrief**, *Mapped: The world's coal power plants*, 2019, <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants>.
- ČEPS**, *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040*, 2019, https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/2019/10/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-do-roku-2040-MAF-CZ_.pdf.
- ČEZ**, *Investment Story*, May 2017, <https://www.cez.cz/edee/content/file/investori/2017-05-equity-investors.pdf>.
- ČEZ**, *Sokolovská uhelná takes over the Tisová power plant*, 2017, <https://www.cez.cz/en/investors/inside-information/1724.html>.
- ČEZ**, *The Hodonin Power Station*, 2019, <https://www.cez.cz/en/power-plants-and-environment/coal-fired-power-plants/cr/hodonin.html>.
- ČEZ**, *Press releases: ČEZ didn't use the option*. 2020, <https://www.cez.cz/en/cez-group/media/press-releases/7021.html>.
- Czech Statistical Office**, *Statistical Yearbook of the Jihomoravský Region*, 2018, <https://www.czso.cz/csu/czso/statistical-yearbook-of-the-jihomoravsky-region-2018>.
- Czech Statistical Office**, *Statistical Yearbook of the Karlovarský Region*, 2019, <https://www.czso.cz/csu/czso/statistical-yearbook-of-the-karlovarsky-region-2019>.
- Czech Statistical Office**, *Statistical Yearbook of the Ústecký Region*, 2018, <https://www.czso.cz/documents/10180/61165702/33008518.pdf/44dc0af7-406c-4266-bfa7-8b3f169d23f8?version=1.15>.
- Energetický regulační úřad**, *Yearly Report on the Operation of the Czech Electrical Grid* 2018, 2019, http://www.eru.cz/documents/10540/4580207/Yearly_report_electricity_2018.pdf/f25a55d8-6730-4521-8e40-96d8e5f00c70.
- EP Energy**, *EP Energy 2018 Results Call*, 2019, https://www.epenergy.cz/wp-content/uploads/EPE_YE_2018_presentation_vF.pdf.
- EP Energy**, *Elektrárny opatovice*, 2019, <https://www.epenergy.cz/en/segments/power-and-heat/elektrarny-opatovice/>.
- Euracoal**, *Country Profiles: Czech Republic*, 2019, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/czech-republic/>.
- Euractiv**, *Vláda přijala energeticko-klimatický plán, podíl zelené energie poroste*, 2020, <https://euractiv.cz/section/zivotni-prostredi/news/vlada-prijala-energeticko-klimaticky-plan-podil-zelene-energie-poroste>.
- European Commission**, *Clean energy for all Europeans*, 2019, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/>.
- European Commision**, Joint Research Centre, *ENSPRESO – WIND – ONSHORE and OFFSHORE*, 2019, <http://data.europa.eu/89h/6d0774ec-4fe5-4ca3-8564-626f4927744e>.
- European Commision**, Joint Research Centre, *ENSPRESO – Solar – PV and CSP*, 2019, <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/18eb348b-1420-46b6-978a-fe0b79e30ad3>.
- European Environment Agency**, *Trends and projections in Europe 2019*, 2019, <https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-1>.
- Eurostat**, *Regional Demography. Statistics Illustrated*, 2019, <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/population-demography-migration-projections/statistics-illustrated>.

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety [BMUB], *Climate Protection in Figures: Facts, Trends and Incentives for German Climate Policy*, 2019.

Frankbold, *Czech Power Grid without Electricity from Coal by 2030: Possibilities for Integration of Renewable Resources and Transition into a System Based on Decentralized Sources*, 2018, https://frankbold.org/sites/default/files/publika-ce/czech_grid_without_coal_by_2030_fin_0.pdf.

Gawlikowska-Fyk A., Maćkowiak-Pandera J., *PEP2040 pod lupą Forum Energii*, Forum Energii, 2018, <https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Konsultacje%20PEP%20FINA%C5%81.pdf>.

Haas R., Thomas S., Ajanovic A., *The Historical Development of the Costs of Nuclear Power*, „Energiepolitik und Klimaschutz”, 2019, https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-3-658-25987-7_5.pdf.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries: Czech Republic 2016 Review*, 2016, <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-czech-republic-2016-review>.

International Energy Agency, *World Energy Outlook 2018*, <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>.

Jaszczur M., Dudek M., Rosen M., Kolend, Z., *An analysis of integration of a power plant with a lignite superheated steam drying unit*. „Journal of Cleaner Production” 243: 118635, 2020, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261933505X>.

Kielichowski J. i inni, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacji i integracja sektorów*, Forum Energii, 2020.

Klempa M., Bujok P., Porzer M., *The development of the industrial city Hodonín (Czech Republic) from the perspective of tourism*. „Geoturystyka” 3-4(46-47), 2016, <https://journals.agh.edu.pl/geotour/article/view/2567/1750>.

Královéhradecký Kraj, Jan Sverma Mine, 2019, <https://www.hkregion.cz/dr-en/100666-jan-sverma-mine.html>.

LEAG, *Voller Energie rund um die Uhr. Kompetenz für eine sichere Versorgung*, 2019, https://www.leag.de/fileadmin/user_upload/pdf/LEAG-Image_Broschuere_01.pdf.

Ministerstwo Energii, *Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce*, 2018, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/rada-ministrow-przyjela-program-dla-sektora-gornictwa-wegla-brunatnego-w-polsce>.

Ministerstvo průmyslu a obchodu, *Státní energetická koncepce*, 2015, <https://www.mpo.cz/dokument158059.html>.

Ministerstvo průmyslu a obchodu, *State Energy Policy of the Czech Republic*, 2015, https://www.mpo.cz/assets/en/energy/state-energy-policy/2017/11/State-Energy-Policy-_2015__EN.pdf.

Ministerstvo průmyslu a obchodu, *National Action Plan for the Development of the Nuclear Energy in the Czech Republic*, 2017, <https://www.mpo.cz/en/energy/strategic-and-conceptual-documents/national-action-plan-for-the-development-Ministerstvo-prumyslu-a-obchodu-of-the-nuclear-energy-in-the-czech-republic--232864/>.

Ministerstvo průmyslu a obchodu, *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ)*, 2019, https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/2019/10/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-do-roku-2040-_MAF-CZ_.pdf.

Ministerstvo průmyslu a obchodu, *Zaměstnanost v těžebním sektoru v České republice v roce 2018*, 2019, <https://www.mpo.cz/assets/cz/stavebnictvi-a-suroviny/surovinova-politika/statni-surovinova-politika-nerostne-suroviny-v-cr/2019/9/Zamestnanost-v-tezebnim-sektoru-v-roce-2018.doc>.

Ministry of the Environment of the Czech Republic, *Mineral Commodity Summaries of the Czech Republic 2018*, 2019, <http://www.geology.cz/extranet-eng/publications/online/mineral-commodity-summaries/mineral%20-commodity-summaries-2018.pdf>.

Pahle M. i inni, *Die unterschätzten Risiken des Kohleausstiegs*, „Energiewirtschaftliche Tagesfragen” 69(6), 2019, <https://www.pik-potsdam.de/members/pahle/pahle-edenhofer-et-al-risiken-kohleausstieg.pdf>.

PGE, *Informacje podstawowe*, <https://kwbturow.pgegiel.pl/>.

PGE, *Kalendarium*, <https://kwbbelchatow.pgegiel.pl/O-oddziale/Kalendarium>.

PGE, *Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów*, <https://pgegiel.pl/Nasze-oddzialy/Kopalnia-Wegla-Brunatnego-Belchatow>.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Komunikat Operatora Systemu Przesyłowego w sprawie konsultacji projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030*, <https://www.pse.pl/-/komunikat-operatora-systemu-przesylowego-w-sprawie-konsultacji-projektu-planu-rozwoju-w-zakresie-zaspokojenia-obecnego-i-przyszlego-zapotrzebowania-1?safeargs=696e686572697452656469726563743d747275652672656469726563743d253246686f6d65>.

- Pyrka M. i inni**, *Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”*, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, 2020, <http://climatecake.pl/download/36/>.
- Radio Praga International**, *Kohlekommission nimmt Ausstieg aus Kohleförderung in Angriff*, <https://www.radio.cz/de/rubrik/tagesecho/kohlekommission-nimmt-ausstieg-aus-kohlefoerderung-in-angriff>.
- Re Start**, *Strategický rámec hospodářské restrukturalizace Ústeckého, Moravskoslezského a Karlovarského kraje*, https://www.restartregionu.cz/content/uploads/2016/10/Strategicky_ramec.pdf.
- RWE**, *Factbook 2018*, <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/3949646/data/0/9/Factbook.pdf>.
- RWI**, *Gesamt- und regionalwirtschaft-liche Bedeutung des Braunkohle-sektors und Perspektiven für die deutschen Braunkohleregionen*. http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-materialien/rwi-materialien_126.pdf.
- Seven Energy**, *Group Profile 2020*, 2020, https://www.7energy.com/files/Sev-en_energy_Profil_2020.pdf?2002.
- Severočeské doly a.s. (n.d.)**, *Geology*, <http://www.sdas.cz/activities/mining/geology.aspx>.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.**, *Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft*, 2018, https://kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/silberbuch_2017.pdf.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.**, *Vorläufige Zahlen für 2018, 2019*, <https://kohlenstatistik.de/daten-fakten/>.
- Svetenergie**, *Elektrownia Tisová*, <https://www.svetenergie.cz/cz/elektrarny-2/uhelne-elektrarny/uhelne-elektrarny-cez/elektrarna-tisova>.
- Szpor A.**, Ziółkowska K., *The Transformation of the Polish Coal Sector, GSI Report, The International Institute for Sustainable Development*, 2018, <https://www.iisd.org/sites/default/files/publications/transformation-polish-coal-sector.pdf>.
- Tagliapietra S.**, *Beyond Coal: Facilitating the Transition in Europe*, 2017, https://bruegel.org/wp-content/uploads/2017/11/PB-2017_05_SimoneTagliapietra-1.pdf.
- Umweltbundesamt**, *Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung*, 2017, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf.
- Umweltbundesamt** *Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung)*, 2019, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/kraftwerke_de_ab_100_mw.xls.
- Widera M., Kasztelewicz Z., Ptak M.**, *Górnictwo węgla brunatnego i produkcja energii elektrycznej w Polsce: Stan obecny i perspektywy na przyszłość. „Polityka Energetyczna” 92*, 2016, 151–157. 10.1016/j.enpol.2016.02.002.
- World Nuclear News**, *Czech Republic needs more nuclear units, report shows*, <http://world-nuclear-news.org/Articles/Czech-Republic-needs-more-nuclear-units,-report-sh>.
- Zákon č. (44/1988) Sb. Zákon o ochraně a využití nerostného bohatství (horní zákon)**, <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/1988-44>.

Notatki

104

Modernizacja europejskiego trójkąta
węgla brunatnego

W kierunku bezpiecznej, opłacalnej
i zrównoważonej transformacji
energetycznej



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

www.forum-energii.eu