

Droga do celu

Odejście od węgla w polskiej elektroenergetyce



Droga do celu

Odejście od węgla w polskiej
elektroenergetyce



Instrat Policy Paper 01/2021

Paweł Czyżak

Adrianna Wrona

Warszawa, marzec 2021

Rekomendujemy cytowanie:

Czyżak, P., Wrona, A. (2021). *Droga do celu. Odejście od węgla w polskiej elektroenergetyce*. Instrat Policy Paper 01/2021.

Autorzy: Paweł Czyżak, Adrianna Wrona
Autorzy modelu: Paweł Czyżak, Maciej Sikorski, Krzysztof Stępień

Kontakt: Paweł Czyżak,
pawel.czyzak@instrat.pl

Projekt okładki: Anna Olczak
Ilustracja na okładce: Anna Olczak
Skład: Anna Olczak

Treść publikacji dostępna na licencji Creative

Publikacje komplementarne:

- Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce.
- Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym.

Publikacja powstała przy wsparciu:



Commons Attribution 4.0 International
(CC BY 4.0)

Publikacja wraz z załącznikiem dostępna
do pobrania pod adresem:
www.instrat.pl/odejscie-od-wegla

Wszelkie błędy są nasze. Stosuje
się zwyczajowe zastrzeżenia.

Warszawa, marzec 2021
ISBN: 978-83-959296-3-2



instrat



Instrat – Fundacja Inicjatyw Strategicznych
ul. Oleandrów 7/16
00-629 Warszawa
www.instrat.pl

Spis treści

Podsumowanie i kluczowe rekomendacje	5
1. Wprowadzenie	7
2. Aktualnie rozważane plany transformacji energetyki	8
2.1. Ambicje klimatyczne Polski względem celów unijnych	8
2.2. Ekonomiczne aspekty restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego	10
3. Optymalny scenariusz odchodzenia od węgla	13
3.1. Wygaszanie elektrowni węglowych	13
3.2. Zastąpienie możliwości wytwórczych	16
3.3. Porównanie scenariuszy odchodzenia od węgla	25
4. Realizacja mechanizmu wygaszania węglowych jednostek wytwórczych	27
4.1. Konstrukcja legislacyjna	27
4.2. Koszty i finansowanie	28
Bibliografia	32
Załącznik 1. – Założenia	34
Załącznik 2. – Jednostki wytwórcze	38

Skróty i objaśnienia

ARE	Agencja Rynku Energii
CHP	Elektrociepłownie (ang. combined heat-and-power)
EDM	ang. Early Decommissioning Mechanism – mechanizm pomocy publicznej
EE	Energia Elektryczna
ESP	Elektrownia Szczytowo-Pompowa
GHG	ang. Greenhouse Gases – gazy cieplarniane
IND	Przemysłowe jednostki wytwórcze
JWCD	Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
KE	Komisja Europejska
KPEiK	Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego
nJWCD	Niezależne jednostki wytwórcze
OZE	Odnawialne źródła energii
PEP2040	Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.
PGE	Polska Grupa Energetyczna
PPEJ	Program Polskiej Energetyki Jądrowej
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
SRMC	ang. Short-Run Marginal Cost – koszt krańcowy produkcji energii elektrycznej
UE	Unia Europejska

Podsumowanie i kluczowe rekomendacje



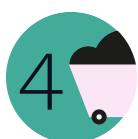
Udział węgla w produkcji energii elektrycznej w Polsce może zmaleć z obecnych **70 procent, do 13 procent w 2030 roku**, przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego. **Oznacza to redukcję emisji CO₂ z elektroenergetyki o 59 proc.** w okresie 2015-2030 – dwukrotnie szybciej niż w PEP2040.



Polska może zrealizować cele klimatyczne UE w elektroenergetyce, z którymi nie są zgodne plan restrukturyzacji elektroenergetyki i górnictwa oraz nowa Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040).



Data graniczną odejścia od spalania węgla w elektrowniach węglowych jest 2035 rok. W celu zachowania bezpieczeństwa energetycznego kraju, proponujemy, aby 5 najmniej emisyjnych bloków węglowych o mocy 4,2 GW pozostało w zimnej rezerwy mocy do 2040 roku. Ich generacja ograniczona byłaby do 300-500 godzin rocznie, co pozwoliłoby na wykorzystanie istniejących aukcji mocy w zgodzie z unijnym prawem.



Już w 2020 roku, **ok. 45 procent polskich bloków węglowych miało problemy z wypracowaniem dodatkowej marży zmiennej.** Po wygaśnięciu kontraktów rynku mocy staną się one nierentowne i wymagać będą pomocy publicznej do przetrwania.



Koszt proponowanego rozwiązania oceniamy na **14 mld zł** – a więc czterokrotnie mniej niż szacowane łączne koszty realizacji planu restrukturyzacji elektroenergetyki przygotowywanego przez spółki energetyczne i rząd.



Plany utrzymania wydobycia węgla kamiennego na obecnym poziomie lub na poziomie zakładanym w PEP2040 do 2049 roku nie są realne. Zużycie węgla energetycznego już w 2030 roku spada z obecnych **32 do 10 mln ton** i może być zaspokojone przez samą Kopalnię Bogdanka.



Inwestycje w nowe elektrownie gazowe nie są rentowne, w latach 30-tych są bowiem wypychane z miksu energetycznego przez tańsze odnawialne źródła energii.



Udział OZE w produkcji energii elektrycznej wzrasta do **76 procent w 2030 roku**, co prowadzi do spadku importu energii elektrycznej.

Aby umożliwić planowanie inwestycji i realizację działań związanych ze sprawiedliwą transformacją, konieczne jest zadeklarowanie dat wyłączenia poszczególnych elektrowni i kopalń węglowych zgodnych z celami klimatycznymi UE, a także stworzenie zimnej rezerwy mocy ze ścisłymi ograniczeniami rocznych emisji CO₂. Datą wyłączenia elektrowni węglowych jest 2035 rok (5 bloków pozostaje w rezerwie do 2040), a kopalń węglowych 2030 rok (z wyjątkiem Kopalni Bogdanki).

Konieczne jest natychmiastowe odblokowanie inwestycji w farmy wiatrowe na lądzie – nowelizacja “ustawy antywiatrakowej”, zwiększenie wolumenu aukcji OZE, wprowadzanie kolejnych odstępów programu “Mój Prąd”, terminowa realizacja projektów offshore i modernizacja infrastruktury sieciowej.

Należy porzucić inwestycje w elektrownie gazowe typu CCGT oprócz bloków Dolna Odra i Ostrotęka, oraz założyć, że Kompleks Turów zostanie wyłączony w 2026 r. i przekształcony w elektrownię szczytowo-pompową.

Bezwzględnie konieczna jest transparentność debaty energetycznej, która dotychczas odbywała się za pośrednictwem przecieków w mediach społecznościowych. Razem z raportem udostępniono szczegółową bazę polskich elektrowni i elektrociepłowni, w dalszej kolejności deklarujemy także upublicznienie całego modelu energetycznego użytego w analizie.

Publikacja jest pierwszą z cyklu poświęconego transformacji sektora elektroenergetycznego:

- *Droga do celu. Odejście od węgla w polskiej elektroenergetyce.*
- *Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce.*
- *Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym.*

1. Wprowadzenie

Od wielu miesięcy toczy się burzliwa dyskusja o transformacji polskiego sektora energetycznego. W tej chwili na stole nie ma rozwiązania, które zapewniłoby Polsce bezpieczeństwo energetyczne, będąc jednocześnie zgodnym z celami klimatycznymi Unii Europejskiej (UE) na 2030 rok. Wbrew oczekiwaniom, takim scenariuszem zdecydowanie nie jest uchwalona w lutym 2021 r. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040), zakładająca nierealnie wysoki udział węgla w miksie energetycznym. Jeszcze mniej prawdopodobne wydają się plany utrzymania wydobycia węgla kamiennego do 2049 roku, postulowane przez sektor górniczy w ramach negocjacji tzw. umowy społecznej. Trudno sobie wyobrazić, aby zgodę na takie rozwiązania wyraziła Komisja Europejska – uniemożliwiłoby to bowiem całej Unii Europejskiej osiągnięcie celów redukcyjnych na 2030 rok.

W niniejszej publikacji pokazujemy, że możliwa jest inna droga – pozwalająca Polsce na aktywne uczestnictwo we wspólnotowym wysiłku na rzecz dekarbonizacji, ale niezagrażająca polskiemu bezpieczeństwu energetycznemu, lecz uwzględniająca nastroje społeczne oraz korzystna ekonomicznie.

Proponowany scenariusz odpowiada też na podstawową bolączkę polskiego sektora energetycznego – gwałtownie spadającą rentowność. W 2020 roku, spółki górnicze odnotowały gigantyczne straty i stają przed wizją braku środków na wypłatę wynagrodzeń. Z kolei wytwórcy energii przyzwyczać się muszą do ujemnych marż z produkcji energii elektrycznej co oznacza, że przed bankructwem chroni ich jedynie rynek mocy.

Odpowiedzią na to miała być restrukturyzacja elektroenergetyki, ale w listopadzie zespół Instratu ocenił, że proponowany przez spółki energetyczne plan narazi Skarb Państwa na miliardowe obciążenie finansowe. Z kolei analitycy ClientEarth wskazali szereg barier prawnych dla jego wprowadzenia. W analizie przedstawiamy rozwiązanie alternatywne, które jest nie tylko tańsze, ale także zgodne z prawem unijnym.

W pierwszej z cyklu trzech publikacji zawieramy diagnozę obecnych planów restrukturyzacji elektroenergetyki, proponujemy scenariusz wygaszania elektrowni i elektrociepłowni węglowych, oceniamy możliwość zastąpienia ich odnawialnymi źródłami energii, a także porównujemy nasze wyniki z propozycjami rządu. W kolejnych dwóch publikacjach szczegółowo badamy potencjał rozwoju OZE w Polsce, a także aspekty transformacji związane z bezpieczeństwem energetycznym i infrastrukturą sieciową.

2. Aktualnie rozważane plany transformacji energetyki

Rozważane w Polsce plany transformacji elektroenergetyki są niezgodne z celami klimatycznymi Unii Europejskiej na 2030 r. oraz niekorzystne ekonomicznie. Najbardziej “progresywny” aktualnie dyskutowany plan restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego z jesieni 2020 roku zakłada wysoki poziom pomocy publicznej dla energetyki węglowej, na którą najprawdopodobniej nie będzie zgody ze strony Komisji Europejskiej. Niezbędne jest więc wypracowanie rozwiązania o ambicji odpowiadającej celom UE i mniejszym koszcie.

2.1. Ambicje klimatyczne Polski względem celów unijnych

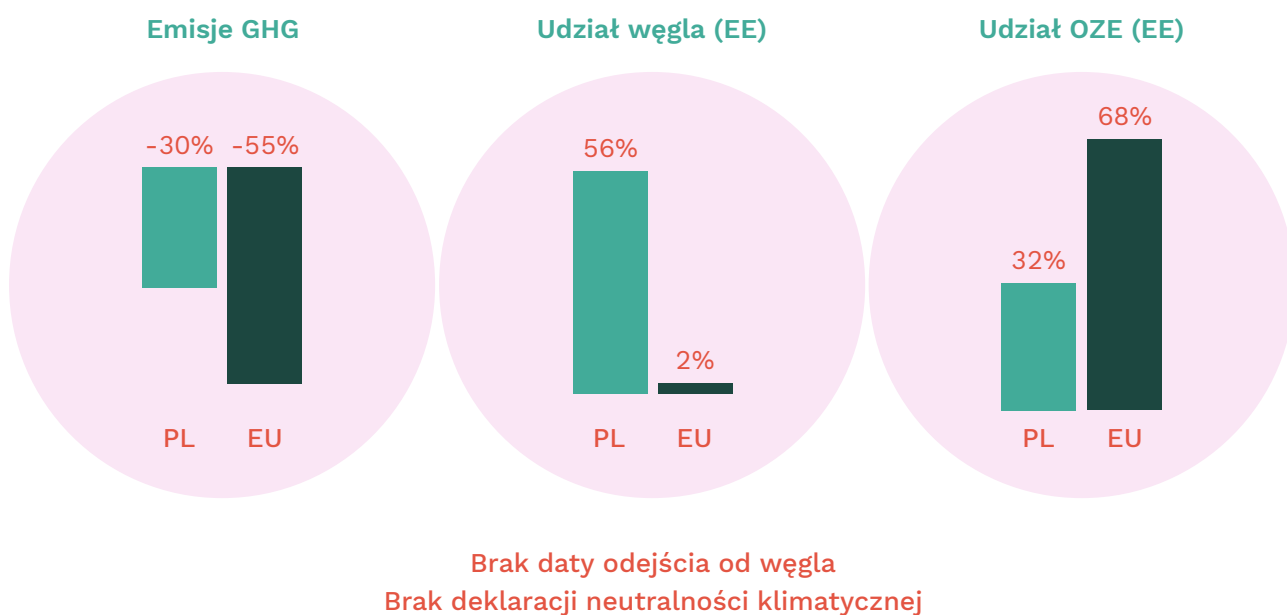
Aktualnie proponowane cele i plany transformacji energetycznej w Polsce są co najmniej mało ambitne z punktu widzenia unijnej polityki klimatycznej. Przyjęty w lutym 2021 r. dokument Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. zakłada redukcję emisji gazów cieplarnianych (ang. greenhouse gases, GHG) jedynie o ok. 30% do 2030 r. w stosunku do 1990 r., i aż 56% udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w bazowym scenariuszu, w alternatywnym jest to również mało adekwatne 37%. Dla porównania, Unia Europejska za cel na 2030 r. stawia przynajmniej 55% redukcję GHG oraz jedynie 2% udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej (Ecologic & Climact, 2020). PEP2040 przewiduje jedynie 32% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w 2030 r., podczas gdy średnia unijna ma wynieść 68%. Komisja Europejska ocenia, że średnia redukcja emisji CO₂ w elektroenergetyce powinna wynieść ok. 70% w latach 2015-2030, w PEP2040 jest to 25%. W całej UE węgiel ma odpowiadać za 50 TWh energii elektrycznej netto w 2030 roku. W bardziej ambitnym scenariuszu z PEP2040, produkcja energii z węgla w 2030 roku to 68 TWh netto. [Polska propozycja uniemożliwia więc całej wspólnotie osiągnięcie celów klimatycznych na 2030 r.](#)

Tak wysoki udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej jest również niezgodny z zobowiązaniami Polski wynikającymi z Porozumienia paryskiego. Ich wypełnienie wymaga bowiem niemal całkowitej eliminacji węgla z miksu elektroenergetycznego w 2030 r. (Czyżak & Hetmański, 2020). Podjęcie zdecydowanych działań w kierunku dekarbonizacji energetyki jest więc nie tylko niezbędne z punktu widzenia klimatu, ale także aby dotrzymać zobowiązań Polski na arenie międzynarodowej. Oprócz celów na 2030 roku, opieszałość Polski zagraża także osiągnięciu unijnego – wynikającego z Porozumienia

paryskiego, celu neutralności klimatycznej do 2050 r. (którego Polska jako jedyny kraj UE jeszcze nie zadeklarowała). Nieuniknionym jest więc zadeklarowanie daty odejścia od węgla i daty osiągnięcia neutralności klimatycznej, wraz z opracowaniem planu wyłączenia mocy węglowych, oraz zastąpienia ich źródłami OZE.

Rysunek 1. Porównanie scenariuszy PEP2040 z celami klimatycznymi Unii Europejskiej

Cele 2030



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie PEP2040; (KE, 2020) i (Ecologic, 2020)

Od 2020 roku toczą się dyskusje na temat transformacji sektora elektroenergetycznego. Jednak ujawniony jesienią 2020 r. plan restrukturyzacji polskiego sektora elektroenergetycznego proponuje, że w 2030 r. same elektrownie węglowe miałyby wytwarzać 50 TWh energii elektrycznej (Czyżak & Kukuła, 2020). Zakładając, że Polska zwiększy swój udział w europejskiej produkcji energii z węgla z 22% w 2018 roku do 40,07% w 2030 roku (Moore, 2020), polskie jednostki węglowe będą mogły dostarczyć 22 TWh energii elektrycznej brutto¹. W planie restrukturyzacji i w PEP2040, wartość tę przekracza się kilkukrotnie. Plan restrukturyzacji proponuje szybsze tempo wyłączenia elektrowni węglowych niż PEP2040, czy też Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK), lecz nie należy oczekiwać jego akceptacji ze strony Komisji Europejskiej w świetle tak ogromnych rozbieżności z celami klimatycznymi.

¹ Zakładając konsumpcję własną (czyli różnicę między zużyciem netto a brutto) na poziomie ok. 10%

2.2. Ekonomiczne aspekty restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego

Konieczność podjęcia natychmiastowych działań na rzecz wygaszania polskich elektrowni węglowych wynika nie tylko ze zaktualizowanych celów klimatycznych Unii Europejskiej, ale także ze względów ekonomicznych. Spółki energetyczne od wielu miesięcy sygnalizują swoją niekorzystną sytuację finansową, a wręcz wizję upadłości w niedalekiej przyszłości (Oksińska, 2020). Koszty wytworzenia jednej megawatogodziny energii elektrycznej są bowiem w wielu blokach węglowych wyższe niż przychody z jej sprzedaży.

Szacujemy, że w roku 2020 dla ok. 45% polskich bloków węglowych krajowy koszt wytwarzania energii (SRMC) przekroczył średnią ważoną wolumenem cenę rocznych kontraktów terminowych (RTT BASE_Y-20² – 266,47 zł/MWh). Bloki o najniższej sprawności – w elektrowniach Dolna Odra, Połaniec, Siersza, Skawina, Łaziska, Łagisza, zanotowały stratę na marży zmiennej rzędu 30 zł/MWh i więcej (Rys. 2.). Struktura kosztów i przychodów elektrowni obejmuje dodatkowe komponenty – m.in. przychody z operacyjnej rezerwy mocy (do końca 2020), rynku dnia następnego, rynku bilansującego, koszty stałe, koszty remontów – dlatego zysk/stratę netto trudno oszacować. Jednak marżę zmienną można uznać za wiarygodny wskaźnik opłacalności produkcji energii. W 2021 roku procent bloków nierentownych operacyjnie będzie wzrastał: główny komponent kosztów – średnie ceny uprawnień do emisji CO₂, wzrosły bowiem z 26,5 EUR/t w 2020 roku do 36,7 EUR/t w 2021 (energy.instrat.pl, 2021a). Zgodnie z szacunkami PGE, straty na marży zmiennej mogą obecnie wynosić nawet 60-80 zł/MWh dla bloków klasy 200 MW (Strączyński, 2021). Funkcjonowanie polskich elektrowni węglowych jest więc uzależnione od przychodów z rynku mocy. Po wygaśnięciu kontraktów mocowych w latach 2025 i 2028, większość polskich bloków węglowych utraci rentowność. Ich nagłe wyłączenie prowadziłoby do skokowego spadku możliwości wytwórczych i zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego.

Aby uniknąć tej sytuacji, w ramach wspomnianego planu restrukturyzacji elektroenergetyki (Czyżak & Kukuła, 2020) zaproponowano przeniesienie aktywów węglowych Grup PGE, Tauron i Enea do nowo tworzonej Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), a także wprowadzenie mechanizmu pomocy publicznej EDM (ang. Early Decommissioning Mechanism). Szczegółowe założenia planu omówiliśmy w raporcie z listopada 2020 (Czyżak & Kukuła, 2020). Z ekonomicznego punktu widzenia plan ten ma szereg wad – w szczególności, przenosi na barki podatników utrzymanie

² Większość energii w Polsce sprzedawana jest w kontraktach terminowych, spośród nich, kontrakt BASE_Y charakteryzuje się typowo największym wolumenem obrotu

Rysunek 2. SRMC elektrowni węglowych



Źródło: opracowanie własne Instrat. Założenia do obliczeń SRMC zamieszczono w Zał. 1.

upadających aktywów węglowych. Bazując na założeniach zamieszczonych w planie restrukturyzacji oceniliśmy, że NABE wygenerowałoby w okresie funkcjonowania 31 mld zł strat. Mechanizm EDM miałby dodatkowo kosztować 32 mld zł, z czego 18,3 mld zł miałyby pokryć same koszty stałe działania elektrowni węglowych. Łącznie, Skarb Państwa wydałby więc na utrzymanie elektrowni węglowych niemal 50 mld zł, nie licząc kosztów rekultywacji terenów po elektrowniach i kopalniach, czy też planów dobrowolnych odejść dla kadr.

Mimo swych wad, plan restrukturyzacji proponuje szybsze tempo wyłączenia elektrowni węglowych niż PEP2040. Jednocześnie, Polski Instytut Ekonomiczny ocenia, że zwiększenie tempa dekarbonizacji prowadzi do redukcji kosztów dla polskiej gospodarki względem scenariusza status quo z wysokim udziałem węgla (Gniazdowski i in., 2021). Plan restrukturyzacji jest więc “najtańszym” obecnie dyskutowanym rozwiązaniem dla polskiej energetyki. W niniejszej publikacji proponujemy scenariusz o kilkukrotnie niższym koszcie.

Nie należy zapominać, że realizacja planu restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego zakłada udzielenie właścicielom elektrowni pomocy ze środków publicznych, a to z pewnością wzbudzi sprzeciw ze strony Komisji Europejskiej. Obecnie prowadzone jest postępowanie wyjaśniające dotyczące pomocy publicznej dla węgla brunatnego w Niemczech, gdyż Komisja Europejska ma szereg zastrzeżeń dotyczących rekompensat za wcześniejsze

niż planowane zamknięcie elektrowni i kopalń (KE, 2021a). Niemiecki rząd zawarł porozumienie z największymi producentami energii elektrycznej z węgla brunatnego – RWE oraz LEAG – w ramach którego operatorzy ci mają otrzymać rekompensaty finansowe o wysokości 4,35 mld euro łącznie. Środki te mają pokryć utracone przez producentów energii elektrycznej (przyszłe) zyski związane z ich wcześniejszym zamknięciem. Zdaniem KE, wysokość wsparcia jest zarówno nieproporcjonalnie duża w stosunku do potencjalnie poniesionych strat, jak i zakłada nadmiernie długi horyzont czasowy. Podczas gdy KE ma wątpliwości co do wysokości przyszłych zysków niemieckich producentów energii elektrycznej, wiadomo, że polskie bloki tych zysków generować nie będą.

Z drugiej strony, za sukces uważana jest zorganizowana jesienią 2020 r. w Niemczech aukcja nagradzająca elektrownie na węgiel kamienny, które zadeklarują najszybszą datę wyłączenia (Wehrmann, 2020). Aukcja z 2020 r. cieszyła się popularnością i zakończyła względnie niskimi rekompensatami dla bloków na węgiel kamienny, ale aż połowa z bloków, które w niej wygrały, ma jedynie poniżej siedmiu lat. Oznacza to, że nowe, mniej emisyjne bloki, są wyłączone z eksploatacji przed blokami wysoko emisyjnymi co stoi w zupełnej sprzeczności z celami klimatycznymi.

Rozwiązania zastosowane w Niemczech nie są więc pozbawione wad. Przede wszystkim jednak, ich przygotowanie trwało kilka lat. W tym czasie ceny CO₂ gwałtownie wzrosły, a UE przyjęła nowe cele redukcji emisji. Sytuacja właścicieli elektrowni węglowych pogorszyła się więc znacznie, a ich pozycja negocjacyjna jest w tym momencie dużo słabsza. Polska słono zapłaci więc za zwleknięcie z realizacją transformacji energetycznej, a uzyskanie zgody na udzielenie pomocy publicznej dla sektora węglowego będzie obecnie niezwykle trudne. Nawet gdyby taka zgoda była możliwa, zaprojektowanie nowego mechanizmu finansowania oraz negocjacje z Brukselą zajęłyby Polsce zbyt dużo czasu aby umożliwić terminowe zastąpienie mocy węglowych do 2030 r. W związku z tym w dalszej części analizy zaproponowano rozwiązanie bazujące na istniejących mechanizmach legislacyjnych, nie stojące w sprzeczności z polityką klimatyczną UE.

3. Optymalny scenariusz odchodzenia od węgla

Poniżej prezentujemy scenariusz wyłączenia węglowych jednostek wytwórczych zapewniający bezpieczeństwo energetyczne, a jednocześnie prowadzący do redukcji emisji CO₂ w stopniu wymaganym przez zaktualizowane cele klimatyczne UE.

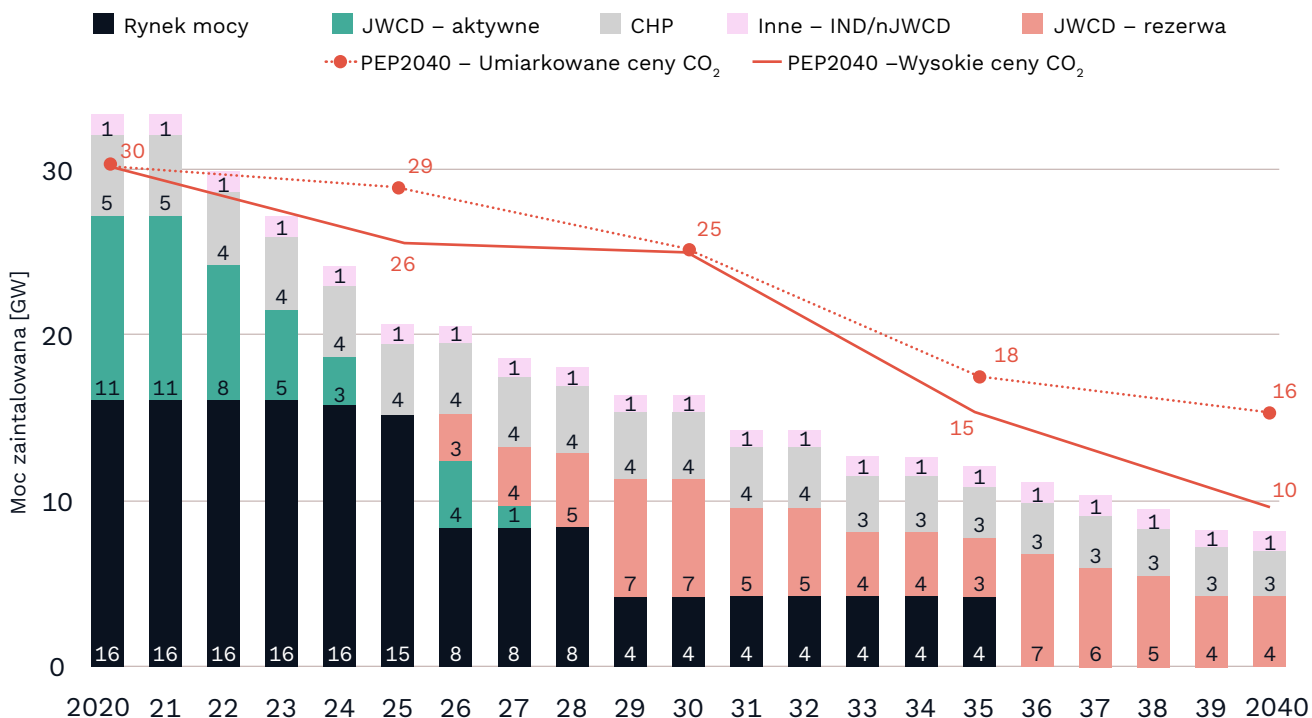
3.1. Wygaszanie elektrowni węglowych

W kontekście dyskusji o wyłączeniu elektrowni węglowych często przytacza się przykład niemieckiego mechanizmu odwróconych aukcji, nagradzającego elektrownie węglowe, które zadeklarują najszybszą datę wyłączenia. Jak wspomniano, mechanizm ten nie uwzględnia jednak wielu czynników – chociażby sprawności poszczególnych bloków, co prowadzi do zwiększenia emisyjności całego systemu elektroenergetycznego. W związku z niedoskonałością rozwiązania niemieckiego, przygotowano scenariusz autorski, biorący pod uwagę:

- emisyjność,
- SRMC – krańcowy koszt wytwarzania energii,
- daty wygaśnięcia kontraktów mocowych,
- daty uruchomienia bloków i daty ostatniego kapitalnego remontu,
- już ogłoszone daty wyłączenia (lub wynikające np. z dyrektywy IED (Flisowska, 2020)).

Zgodnie z p.2.2., aby zapewnić, że po wygaśnięciu kontraktów mocowych w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) pozostanie wystarczająco dużo mocy dyspozycyjnej aby zrealizować szczytowe zapotrzebowanie, proponujemy wprowadzenie dodatkowego mechanizmu zimnej rezerwy mocy. Przedłużenie funkcjonowania bloków węglowych pozwala na mniejszą niż w alternatywnych scenariuszach ekspansję mocy gazowych. Elektrownie gazowe już w latach 30-tych miałyby trudności w konkurencyjności z OZE, co oznacza obniżenie ich współczynnika wykorzystania mocy i tym samym niemożność uzyskania zwrotu z inwestycji.

Rysunek 3. Ścieżka wyłączenia bloków węglowych









JWCD – jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
nJWCD – niezależne węglowe jednostki wytwórcze
CHP – elektrociepłownie (ang. combined heat-and-power)
IND – jednostki przemysłowe

Źródło: opracowanie własne Instrat.

Bloki węglowe będące w rezerwie będą musiały ograniczyć swoją generację do poziomu 350 kgCO₂/kW rocznie, wynikającego z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (KE, 2019a).

Aby wyznaczyć datę przejścia danego bloku węglowego do rezerwy, a także czas funkcjonowania w rezerwie i datę całkowitego wyłączenia, zastosowano następujący algorytm:

- 1  Bloki uporządkowano w kolejności wynikającej z dat wygaśnięcia kontraktów mocowych, SRMC i daty ostatniego remontu kapitalnego;
- 2  W każdym roku pomiędzy 2021 a 2030 bloki przenoszono do rezerwy zgodnie z kolejnością wynikającą z p.1., tak aby uzyskać liniowy spadek mocy zainstalowanej;
- 3  Blok nie mógł być przeniesiony do rezerwy przed wygaśnięciem kontraktu mocowego;

- 4  Po 2030 r. aktywne pozostają tylko bloki z kontraktami mocowymi do 2035 r., zostają one całkowicie wyłączone w 2040 r.;
- 5  Czas funkcjonowania w rezerwie określono na podstawie emisyjności. Najmniej emisyjne bloki mogły pozostać w rezerwie nawet 10 lat (do 40 percentyla), najbardziej emisyjne były od razu kierowane do wyłączenia;
- 6  Żaden blok nie mógł pracować dłużej niż wynikałoby to z daty granicznej (np. z IED lub daty już ogłoszonej przez właściciela).

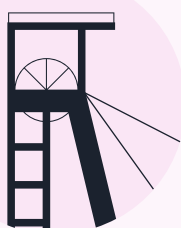
Stosując powyższą procedurę, otrzymano ścieżkę wyłączenia poszczególnych bloków węglowych przedstawioną na Rys. 3. Zastosowanie mechanizmu rezerwy pozwoliło na wygładzenie skokowych spadków możliwości wytwórczych wynikających z wygasania kontraktów mocy. Moc bloków w rezerwie waha się od 3 do 7 GW. Zaproponowano także scenariusz wyłączeń dla elektrociepłowni węglowych (CHP) bazujący na datach ich uruchomienia i lokalizacji³. Moc elektrociepłowni węglowych zredukowana jest z obecnych 4,9 GW do 2,8 GW zgodnie z PEP2040. Moc jednostek przemysłowych i nJWCD pozostaje stała – na poziomie 1,1 GW (ARE, 2020). Szczegółowe daty przejścia do rezerwy i wyłączenia poszczególnych elektrowni i elektrociepłowni zawarto w załączniku 2, a także w arkuszu dołączonym do raportu.



W ramach projektu nie była możliwa pełna analiza scenariuszy dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego oraz przemysłu w Polsce. W modelowaniu użyto więc założeń z PEP2040 oraz uwzględniono planowane do 2030 roku konwersje elektrociepłowni węglowych na gazowe. Rekomendujemy jednak całkowitą eliminację węgla w ciepłownictwie systemowym w perspektywie 2035 poprzez ograniczenie zapotrzebowania na ciepło i wzrost efektywności energetycznej, zwiększenie udziału OZE w produkcji, oraz zastąpienie wszystkich bloków węglowych jednostkami na gaz ziemny, które od 2035 roku spalałyby także zielony wodór.

³ w związku z brakiem dostępu do szczegółowych danych dot. emisyjności czy sprawności były to jedyne możliwe kryteria

W zaproponowanym harmonogramie, łączna moc jednostek węglowych redukowana jest znacznie szybciej niż w obu scenariuszach nowej PEP2040. W 2030 roku, różnica pomiędzy scenariuszem Instratu a PEP2040 wynosi aż 9 GW. W kolejnych latach tempo redukcji mocy węglowych w scenariuszu wysokich cen CO₂ PEP2040 rośnie, co skutkuje osiągnięciem wartości zbliżonej do scenariusza Instratu w 2040 roku.

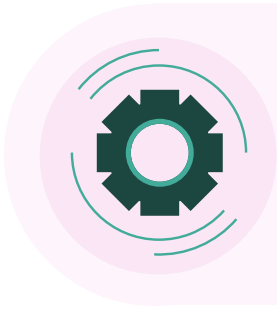


Wyjątkiem od przedstawionego powyżej algorytmu jest Elektrownia Turów należąca do PGE. Elektrownia uzyskała przedłużenie na wydobycie węgla brunatnego do 2026 r. Decyzja ta spotkała się jednak ze sprzeciwem organizacji ekologicznych, a także Czech i Niemiec – Kompleks Turów znajduje się bowiem w ich bliskim sąsiedztwie. Oba kraje złożyły skargi do Komisji Europejskiej, która uznała argumentację Czech za uzasadnioną (KE, 2020a). W dalszym kroku Czechy złożyły skargę do Trybunału Sprawiedliwości UE. Przy tak szerokim oporze nie tylko ze strony społecznej, ale także ze strony rządów państw sąsiedzkich, należy uznać, że przedłużenie wydobycia węgla brunatnego w Turowie poza rok 2026 jest bardzo mało prawdopodobne. W związku z tym, założono, że wszystkie bloki Elektrowni Turów zakończą działalność w 2026 r. Założono również, że kontrakty mocowe wygasające po roku 2025 sprzedane zostaną innym wytwórcom. Dwa kontrakty do 2028 trafiłyby do elektrowni Ostrołęka B (przedłużając obecne o 3 lata), a kontrakt 15-letni zrealizowałby blok 10 w Elektrowni Łągisza (obecnie ma on kontrakt do 2025 roku).

Jak zostanie wykazane w dalszej części raportu, przedstawiony scenariusz pozwala na bezpieczne bilansowanie KSE, a jednocześnie na błyskawiczną redukcję udziału węgla w miksie energetycznym, zmniejszającą emisję CO₂ z elektroenergetyki do poziomu zgodnego z celami UE – 55% GHG.

3.2. Zastąpienie możliwości wytwórczych

Aby ocenić możliwości zastąpienia elektrowni węglowych przeprowadzono bezprecedensowo szczegółową analizę potencjału OZE w Polsce.



Założenia metodologiczne dot. obliczania potencjału OZE oraz szczegółowe wyniki przedstawiono w dedykowanej publikacji “Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce”.

Korzystając z danych przestrzennych i narzędzia GLAES (Ryberg, Robinius & Stolten, 2018), zaproponowano rozmieszczenie poszczególnych farm wiatrowych na lądzie z dokładnością do pojedynczej turbiny, a także określono obszary dostępne pod farmy fotowoltaiczne. Kryteria wyboru lokalizacji obejmowały m.in. (Czyżak, 2020):

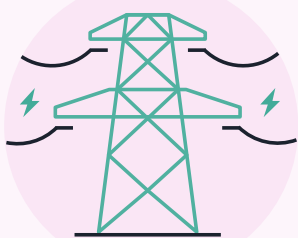
- aspekty społeczne – odległość od zabudowań mieszkalnych;
- aspekty ekonomiczno-techniczne – siłę wiatru, odległość od stacji transformatorowych, nachylenie powierzchni;
- aspekty środowiskowe – odległość od obszarów chronionych, rezerwatów;
- aspekty infrastrukturalne – odległość od dróg, lotnisk, obiektów przemysłowych.

Otrzymane wartości potencjałów energii wiatrowej i słonecznej są znacząco bardziej konserwatywne od popularnie stosowanych szacunków Komisji Europejskiej z projektu ENSPRESO (KE, 2019b). Tempo rozwoju fotowoltaiki i energetyki wiatrowej na lądzie nie przekracza wartości historycznych uzyskanych w Polsce. Uwzględniono stopniową modernizację (ang. repowering) istniejących turbin, co nie tylko zwiększa moc zainstalowaną, ale także współczynnik wykorzystania mocy. Założenia dotyczące morskich farm wiatrowych bazują na stworzonej przez Instraat mapie obszarów offshore (energy.instraat.pl, 2021b), a także datach realizacji projektów wynikających z już zawartych umów przyłączeniowych. Moc zainstalowana biomasy rośnie nieznacznie (zgodnie z przewidywanymi wolumenami aukcji OZE w 2021 r.). Założono stosunkowo silny wzrost mocy instalacji biogazowych zgodnie z planami inwestycyjnymi m.in. PGNiG (Kajmowicz, 2020).

Instalacje OZE uzupełniono magazynami energii. W związku z prawdopodobnym wyłączeniem kopalni i elektrowni Turów, zaproponowano realizację na obszarze kopalni odkrywkowej nowej elektrowni szczytowo-pompowej o mocy 2300 MW (Węgrzyn i in., 2020). Zostałaby ona uruchomiona w 2037 roku, po 11 latach napełniania zbiornika wodą z okolicznych rzek. Dodatkowo, w modelu uwzględniono rozwój bateryjnych magazynów energii – do 2030 roku osiągnęłyby one moc ponad 1 GW (samo PGE planuje 800 MW (PGE, 2020), do 2040 roku nawet 5 GW (Biznesalert.pl, 2019).

Do minimum ograniczono inwestycje w nowe elektrownie gazowe – analiza wykazała bowiem, że elektrownie te przy rosnącym udziale OZE w miksie energetycznym użytkowane są jedynie sporadycznie, co uniemożliwiłoby osiągnięcie dodatniej stopy zwrotu ich właścicielom. Spośród planowanych jednostek CCGT, założono realizację dwóch bloków w elektrowni Dolna Odra oraz bloku w Ostrołęce, które posiadają już kontrakty mocowe⁴. Jednostki te od 2035 roku spalają wodór produkowany z nadwyżek OZE, aby ograniczyć emisje CO₂. W analizie nie uwzględniono energii atomowej – dotychczasowe opóźnienia Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) oraz porównywalnych projektów realizowanych w UE wskazują, że bardzo mało prawdopodobne będzie uruchomienie elektrowni jądrowej w perspektywie do 2040 r. (Czyżak, Hetmański & Szpor, 2019).

Przyjęto konserwatywne założenia dotyczące importu energii – realizację jedynie projektów ekspansji łączy transgranicznych zaplanowanych przez PSE do roku 2030, co przekłada się na zwiększenie mocy dostępnej dla importu z obecnych 4,6 GW do 7,3 GW. Dodatkowe założenia zamieszczono w załączniku 1. Moce zainstalowane wynikające z opisanego scenariusza przedstawiono na Rys. 4.



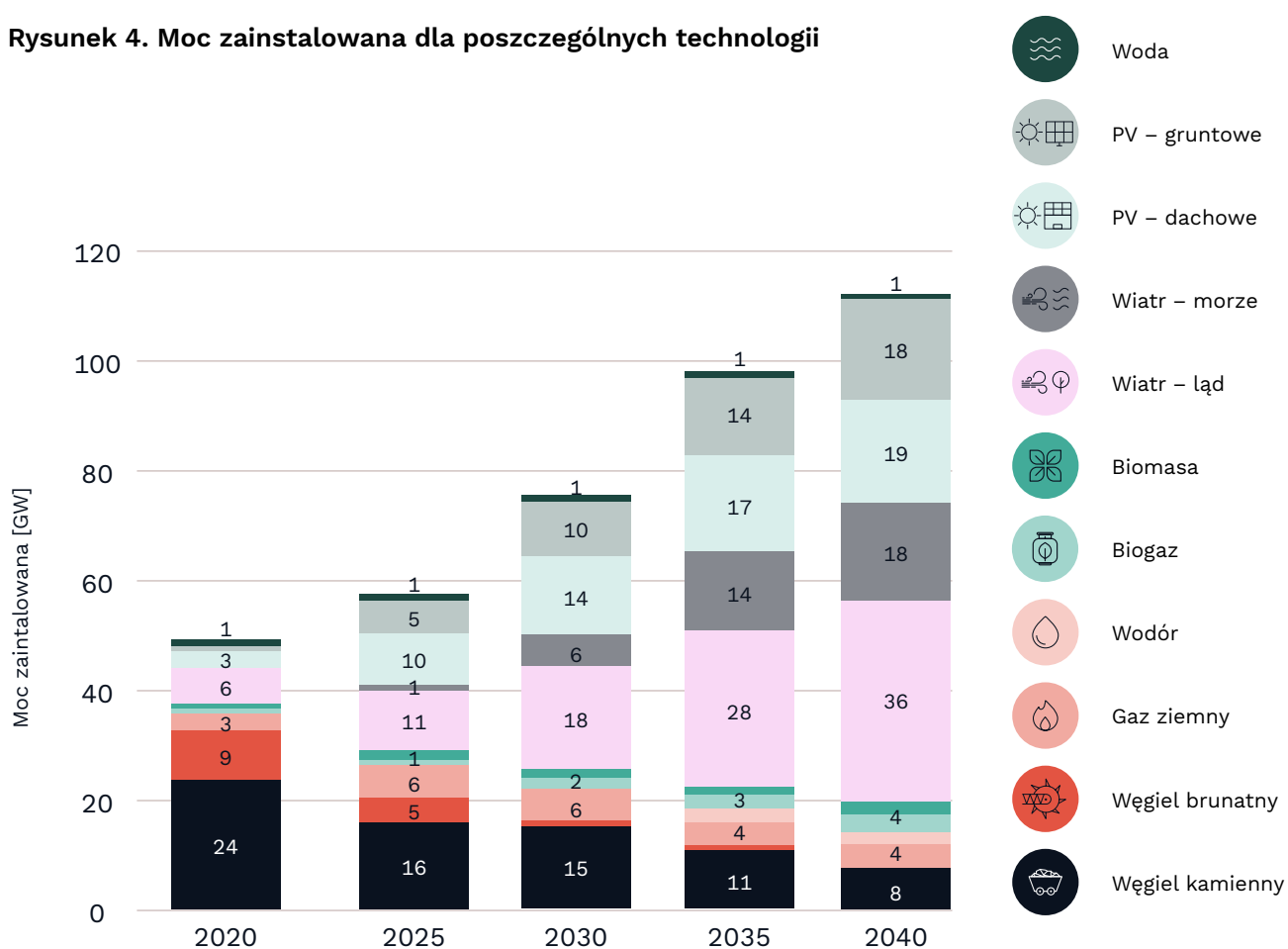
Ograniczenia dotyczące wolumenu importu energii znacząco wpływają na wyniki modelowania. Jednocześnie, rozwój OZE wymaga szeroko zakrojonych inwestycji w sieci przesyłowe. Dlatego tematom związanym z bilansowaniem KSE, importem energii i paliw, a także kosztom inwestycji w infrastrukturę sieciową poświęcono dedykowaną publikację: “Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym”.

W 2030 roku, moc OZE przekracza moc źródeł konwencjonalnych. Moc elektrowni wiatrowych osiąga w 2030 roku 18,4 GW na lądzie i 5,5 GW na morzu. Moc mikroinstalacji fotowoltaicznych wzrasta z obecnych 3 GW do 14,4 GW. W przypadku dużych farm PV obserwowany jest wzrost z 1 GW do 9,9 GW. W 2040 roku moc OZE dalej rośnie, wciąż nie osiągając jednak 100% potencjału w obszarze energetyki słonecznej i wiatrowej na lądzie. Dalsza ekspansja energetyki wiatrowej na morzu wymagałaby wytyczenia nowych obszarów inwestycyjnych, nie zawartych jeszcze w ustawie offshore. Zwiększanie mocy biogazowni ponad wartości z 2040 roku stanowiłoby zagrożenie dla zrównoważonego pozyskiwania paliwa.

⁴ W przypadku Ostrołęki C kontrakt wygrał planowany blok węglowy, planowane jest jednak zastąpienie go blokiem gazowym, który mógłby zrealizować zobowiązanie mocowe

Aby ocenić strukturę generacji energii elektrycznej wynikającą z powyższych założeń, wykorzystano wielowęzłowy model optymalizacyjny PyP-SA-PL, stworzony przez Instrat na bazie środowiska PyPSA (Brown, Hörsch & Schlachtberger, 2018). W modelu odwzorowano kształt sieci przesyłowej PSE 400/220kV (około 100 węzłów), przygotowano także szczegółową bazę generatorów – około 90 bloków elektrowni węglowych, około 100 bloków elektrociepłowni, planowane jednostki gazowe/wodorowe, istniejące i planowane magazyny energii, planowane morskie farmy wiatrowe, a także instalacje OZE oraz elektrownie przemysłowe w podziale na województwa. Optymalizowano produkcję energii w każdej godzinie roku pozwalającą na pokrycie zapotrzebowania, na bazie kosztów zmiennych dla poszczególnych generatorów, podobnie jak odbywa się to w rzeczywistości⁵. Założenia dot. wzrostu zapotrzebowania na energię w kolejnych latach pochodziły z PEP2040.

Rysunek 4. Moc zainstalowana dla poszczególnych technologii

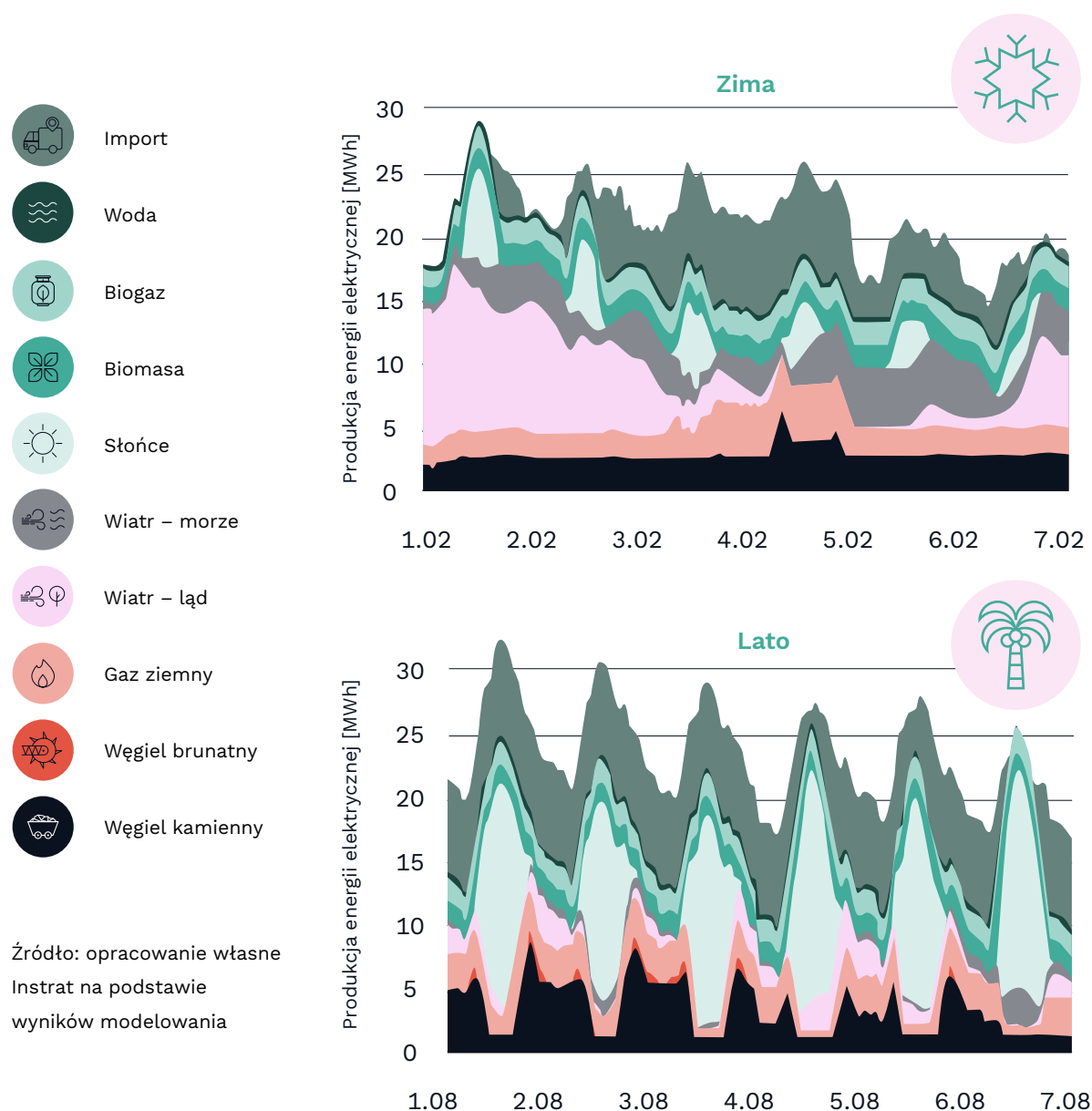


Źródło: opracowanie własne Instrat, dla roku 2020 dane ARE za: energy.instrat.pl

⁵ W opracowaniach naukowych często używa modeli typu CEM (capacity expansion model), które optymalizują łącznie koszty zmienne i inwestycyjne. W tym przypadku nie zdecydowano się na takie rozwiązanie, gdyż w rzeczywistości profil generacji wynika jedynie z kosztów zmiennych. Co więcej, podejście CEM prowadzi często do wyników mało realnych – np. tempa ekspansji nowych mocy znacząco przekraczającego trendy historyczne, nie uwzględniającego czynników społecznych, prawnych, politycznych.

Przykładowy profil produkcji w wybranych tygodniach roku 2030 przedstawiono na Rys. 5. W tygodniu zimowym widoczny jest duży udział energii wiatrowej w strukturze produkcji energii elektrycznej, w momentach mniej wietrznych wzrasta import, który jest tańszy od energii z krajowych źródeł konwencjonalnych⁶. Dopiero po wyczerpaniu możliwości importowych włączają się elektrownie gazowe i, w ostateczności, węglowe. Latem, w strukturze wytwórczej dominuje energia słoneczna, w tygodniu o mniejszej wietrzności uzupełniana paliwami kopalnymi. W roku 2030 stosunkowo niewielka jest pojemność magazynów energii – w kolejnych latach, to one przejmują rolę bufora, pokrywając zapotrzebowanie w szczycie popołudniowo-wieczornym i ograniczając konieczność importu.

Rysunek 5. Przykładowy godzinowy profil produkcji energii elektrycznej w tygodniu zimowym i letnim w 2030 roku

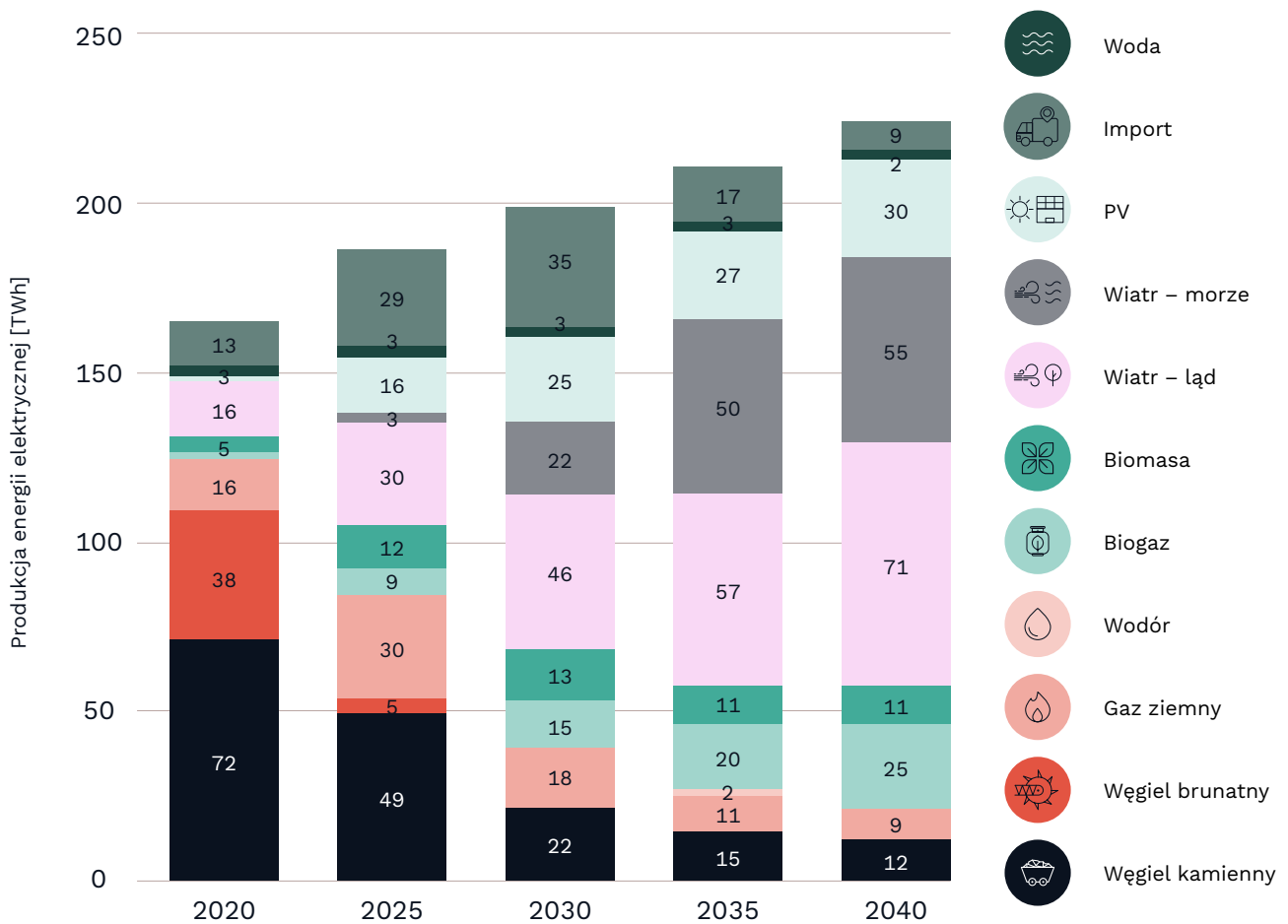


Źródło: opracowanie własne
Instrat na podstawie
wyników modelowania

⁶ Przygotowano także dodatkowy scenariusz minimalnego importu, w którym z importu korzysta się jedynie w momentach wyczerpania krajowych możliwości wytwórczych

Na Rys. 6. przedstawiono roczną produkcję energii w podziale na technologie wytwórcze. Do roku 2030 znacznie rośnie import energii (z obecnych 13,3 TWh do 35 TWh), co spowodowane jest rosnącymi kosztami energii węglowej. W dalszej perspektywie, OZE są w stanie zaspokoić większość zapotrzebowania, a import maleje. Produkcja energii z węgla spada w 2030 roku do 22 TWh. W przeciwieństwie do innych opracowań, nie jest przewidywany znaczny wzrost produkcji energii z gazu ziemnego.

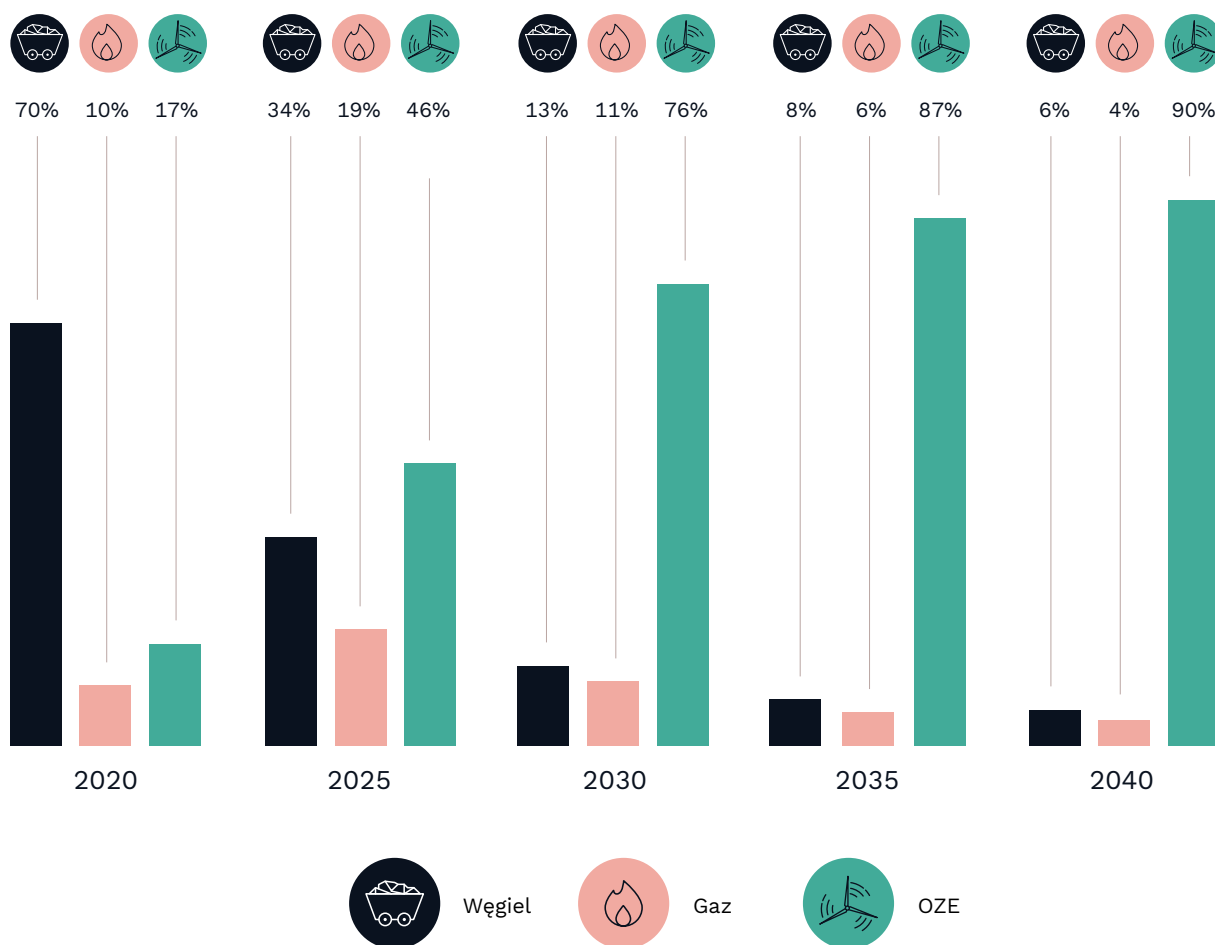
Rysunek 6. Roczna produkcja energii w latach 2020-2040 dla poszczególnych technologii



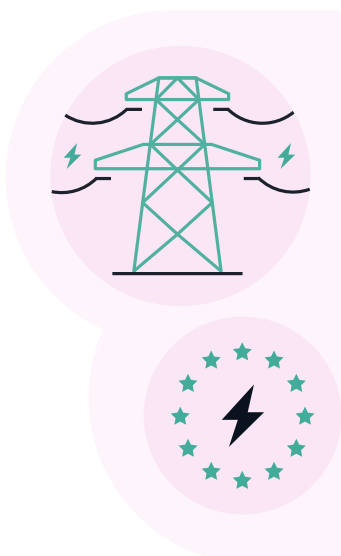
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania, dla roku 2020 dane ARE za: energy.instrat.pl

Zmiana struktury wytwórczej przekłada się na gwałtowny spadek udziału węgla w krajowej produkcji energii elektrycznej (Rys. 7) – z 70% w 2020 roku do 13% w roku 2030. W 2040 roku, energia elektryczna z węgla produkowana jest niemal wyłącznie w elektrociepłowniach i elektrowniach przemysłowych. Udział OZE rośnie do 76% w 2030 roku i 90% w 2040 roku.

Rysunek 7. Udział paliw kopalnych i OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej



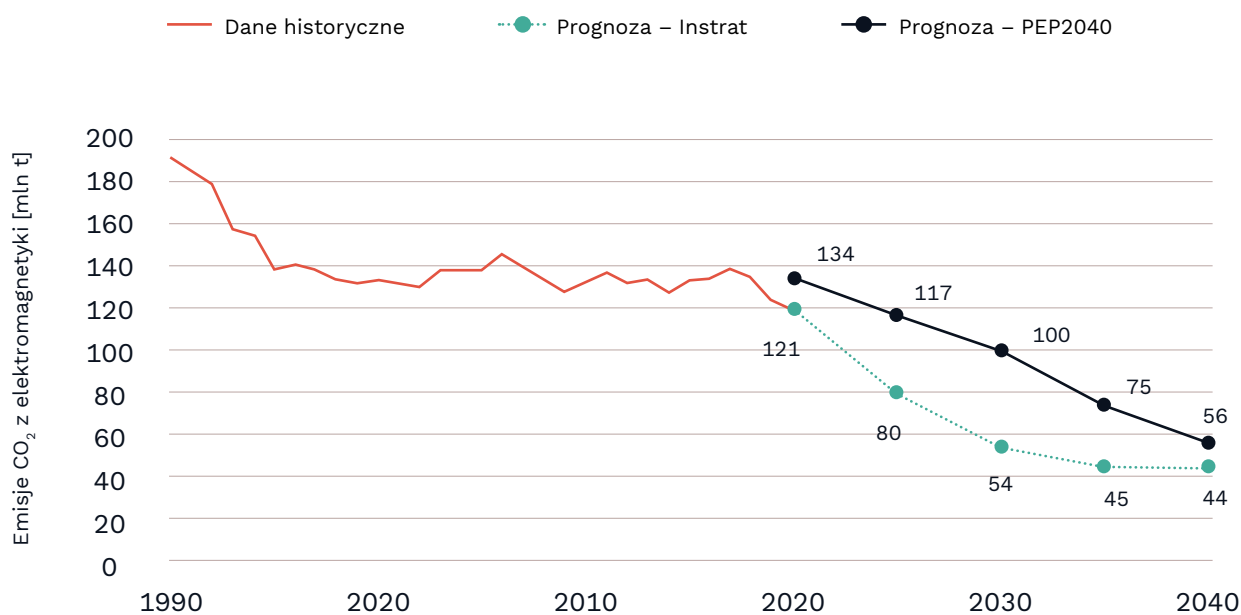
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania, dla roku 2020 dane ARE za: energy.instrat.pl



W ramach analizy przygotowano także scenariusz ograniczający import do minimum niezbędnego do pokrycia zapotrzebowania. W takim wariantcie, w 2030 import redukowany jest z przewidywanych 35 TWh do jedynie 0,09 TWh. Przekłada się to na wzrost udziału węgla w miksie energetycznym do 25%. Jednak mimo bilansowania niemal całości zapotrzebowania ze źródeł krajowych, udział OZE wynosi aż 63% – dwukrotnie więcej niż planuje się w PEP2040. Oczywiście taki scenariusz wymagałby sztucznego zatrzymania importu energii elektrycznej wbrew unijnemu wymogowi udostępnienia 70% przepustowości łączy transgranicznych na cele handlowe. Jest on więc mało prawdopodobny, ale pokazuje, że wysoki udział OZE w KSE nie musi się wiązać ze wzrostem importu.

Spadek produkcji energii elektrycznej z węgla przekłada się na gwałtowną redukcję emisji CO₂ do 2030 roku, wymaganą przez zaktualizowane cele klimatyczne UE (Rys. 8). W stosunku do wartości z 2020 roku⁷, emisje z elektroenergetyki spadają do 2030 roku o 54,9%. Dla porównania, w scenariuszu wysokich cen CO₂ PEP2040 jest to redukcja o 25,6% – ponad dwukrotnie mniejsza i nie pozwalająca na istotną kontrybucję do unijnych celów GHG – 55%. Po 2030 roku tempo redukcji emisji spada – wynika to z kilku czynników, które należy zaadresować w przyszłych opracowaniach: największy udział w emisjach CO₂ w 2040 roku mają elektrociepłownie i elektrownie przemysłowe. Jak wspomniano w p. 3.1. szczegółowa analiza scenariuszy dekarbonizacji ciepłownictwa i przemysłu nie była możliwa w ramach tego opracowania, przyjęto więc założenia z PEP2040. Jednak eliminacja węgla w obu sektorach i zastąpienie go OZE i gazem ziemnym, a od roku 2035 także zielonym wodorem, pozwoliłaby na niemal całkowitą dekarbonizację elektroenergetyki ok. 2040 roku. Wątpliwości może też wzbudzać istotny udział w emisjach CO₂ instalacji biogazowych i biomasowych – istnieją bowiem kontrowersje dotyczące obliczania emisji w cyklu życia dla obu tych technologii. W analizie konserwatywnie uwzględniono całość emisji ze spalania biomasy i biogazu⁸.

Rysunek 8. Emisje CO₂ z sektora elektroenergetycznego

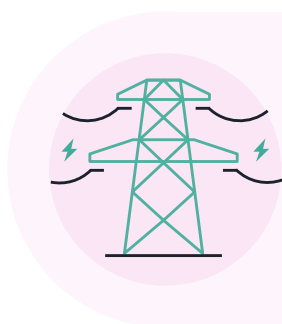


Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania oraz danych Eurostat, ARE, EEA, KOBiZE, energy.instrat.pl, PEP2040

⁷ 120 mln ton, na bazie danych o emisyjności EEA i KOBiZE, a także produkcji energii Eurostat i ARE za energy.instrat.pl. W PEP2040 dla 2020 przyjmuje się wartość 134 mln ton, redukcję procentową dla PEP2040 obliczono więc względem tej wartości.

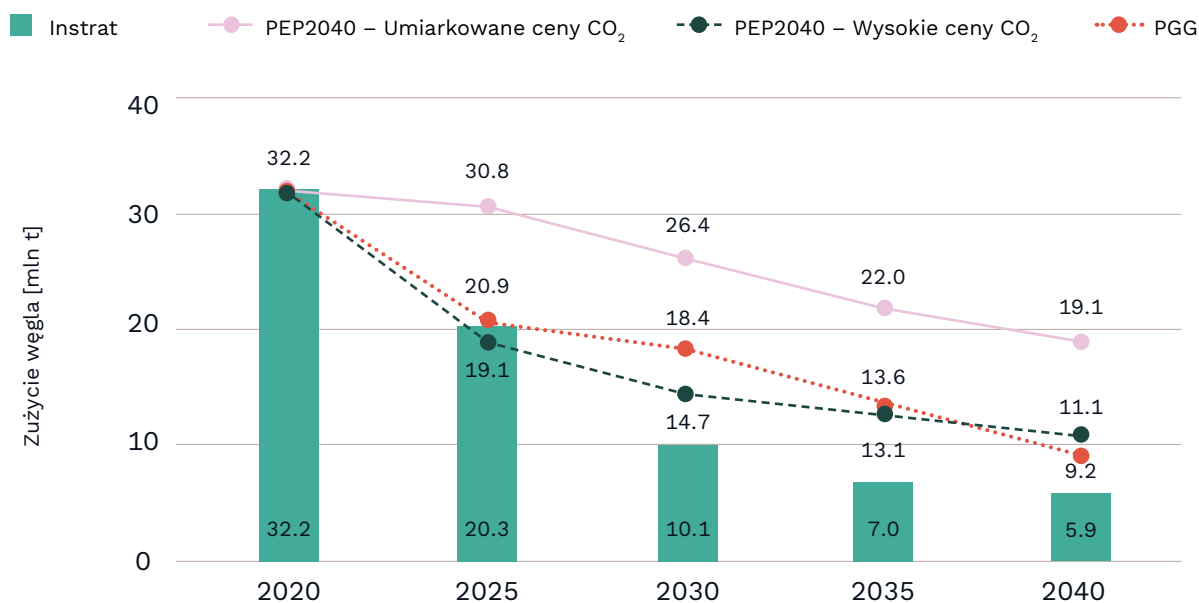
⁸ Przy założeniu 0,403 tCO₂/MWth dla biomasy i 0,178 tCO₂/MWth dla biogazu za: (EPA, 2014)

Wreszcie, zmniejszona produkcja energii z węgla przekłada się na spadek zużycia węgla energetycznego. Już między rokiem 2019 a 2020 zużycie to spadło z 36 do 32 mln ton (ARE, 2020). Wyniki modelowania wskazują, że zużycie to spadnie do 10,1 mln ton w 2030 roku i 5,9 mln ton w 2040. Podobny trend przedstawiono w PEP2040, a także w strategii Polskiej Grupy Górniczej, jednak ta ostatnia planuje w 2030 roku wydobywać niemal dwukrotnie więcej węgla niż wynika to z modelowania. Również PEP2040 zakłada wyższe zużycie węgla niż w prognozach Instratu, jednak w scenariuszu wysokich cen CO₂ między rokiem 2020 a 2030 następuje spadek o ponad 50%. Wyniki modelowania oznaczają, że po 2030 roku zapotrzebowanie na węgiel energetyczny będzie mniejsze niż planowana produkcja w samej Kopalni Bogdanka (Soboń, 2020)⁹. Strategię Polskiej Grupy Górniczej oraz deklaracje rządu o utrzymaniu wysokiego wydobycia węgla kamiennego do 2049 roku należy uznać za nierealne z uwagi na brak popytu.



Szczegółowe wyniki dotyczące zużycia i importu paliw omówiono w trzeciej publikacji cyklu: “Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym”.

Rysunek 9. Zużycie węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania, PEP2040 oraz strategii PGG zaprezentowanej na konferencji Europower 2020. Dla roku 2020 dane ARE.

⁹ 9,4 mln ton w 2019 r. i planowane 8,8 mln ton rocznie do 2040 roku (Soboń, 2020)

3.3. Porównanie scenariuszy odchodzenia od węgla

Przedstawiony scenariusz odchodzenia od węgla umożliwia Polsce realizację unijnych celów klimatycznych, a tym samym potencjalne ubieganie się o dodatkowe środki finansowe na restrukturyzację sektora energetycznego. Jak wskazano w rozdziale 2, oba scenariusze zawarte w PEP2040 z lutego 2021 nie są zgodne z celem redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku. W sektorze elektroenergetyki, redukcja emisji CO₂ w 2030 roku względem 2015 wynosi jedynie 25%. Komisja Europejska ocenia, że średnio w UE powinno to być ok. 70%. Scenariusz Instrat prowadzi do osiągnięcia redukcji na poziomie 59% – niemal odpowiadającej celowi dla całej UE, mimo historycznie większego niż średnia udziału węgla w gospodarce.

Tabela 1. Wybrane parametry scenariuszy Instrat, PEP2040 oraz UE IA – 55% GHG

2030

	GHG-55% - Cel	GHG-55% - konsekwencja dla Polski	PEP2040 - Umiarkowane ceny CO ₂	PEP2040 - Wysokie ceny CO ₂	Instrat
Redukcja emisji CO ₂ względem 2015	-70%			-25%	-59%
Emisje CO ₂ [mln t]		40		100	54
Udział węgla w produkcji energii elektrycznej	2%		56%	37%	13%
Produkcja energii elektrycznej z węgla brutto [TWh]		22	113	75	22
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej	68%		32%	32%	76%
Zużycie węgla kamiennego [mln t]			26	15	10

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelowania; (Ecologic, 2020)

Zgodnie z rozdziałem 2, oczekuje się, że produkcja energii z węgla w całej UE spadnie do 55 TWh brutto w 2030, z czego 22 TWh brutto przypadłoby Polsce¹⁰. Osiągnięcie takiej wartości jest możliwe w scenariuszu Instratu, który silnie kontrastuje pod tym względem z PEP2040. W tej ostatniej, węgiel w roku 2030 nadal dominuje w mieszkaniu energetycznym. Przekłada się to także na niemożność osiągnięcia celów OZE – w PEP2040 udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2030 wynosi jedynie 32%, średnio w UE ma to być 68%, a w scenariuszu Instratu jest to aż 76%. Zgodnie z naszą wiedzą, proponowany scenariusz jest jedynym opracowaniem umożliwiającym realizację zaktualizowanych celów redukcji emisji GHG w UE, zawierającym konkretne daty wyłączeń dla poszczególnych bloków elektrowni węglowych i elektrociepłowni, i bazującym na potencjałach OZE uwzględniających specyfikę polskiego otoczenia społeczno-prawnego.

¹⁰ Zakładając konsumpcję własną (czyli różnicę między zużyciem netto a brutto) na poziomie ok. 10%

4. Realizacja mechanizmu wygaszania węglowych jednostek wytwórczych

Jedną z zalet scenariusza proponowanego w raporcie jest jego stosunkowo łatwa realizacja. Warto pamiętać, że zaprojektowanie i uzgodnienie ze wszystkimi interesariuszami kształtu polskiego rynku mocy trwało ponad pięć lat. Aby mieć szansę spełnienia celów klimatycznych na 2030 rok, Polska musi skorzystać z rozwiązań, które nie będą wymagały długotrwałych negocjacji i skomplikowanych zmian legislacyjnych. Poniżej omawiamy sposób wdrożenia mechanizmu wyłączania elektrowni węglowych, który uwzględnia powyższe wymagania.

4.1. Konstrukcja legislacyjna

Jak wyjaśniono, aby zapewnić ciągłość dostaw energii elektrycznej w perspektywie 2040 r., postulowane jest wprowadzenie mechanizmu zimnej rezerwy mocy, opartego o najmniej emisyjne bloki węglowe. W powszechnym mniemaniu, nowa pomoc publiczna dla elektrowni węglowych po 2025 roku jest jednak w Unii Europejskiej niemożliwa.

Zabezpieczeniem przed stosowaniem przez państwa członkowskie UE niekontrolowanej pomocy publicznej dla wysokoemisyjnych metod produkcji energii jest rozporządzenie UE o rynku wewnętrznym energii elektrycznej (KE, 2019a). Artykuł 22 ust. 3b wyłącza jednostki emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWe mocy zainstalowanej, z otrzymywania płatności w ramach rynku mocy po 2025 r.¹¹ Przy średniej emisyjności KSE powyżej 700 gCO₂/MWh i emisyjności wielu bloków węglowych przekraczającej 1000 gCO₂/MWh, wyklucza to z rynku mocy energetykę węglową. Kluczowa jest jednak łączna konstrukcja warunków zawartych w zacytowanym artykule. Oznacza to, że **jeśli jednostka wytwórcza ograniczy emisje CO₂ do 350 kg/kWe, nie podlega ona wyłączeniu z płatności w ramach rynku mocy.**

¹¹ Dla niektórych polskich bloków o wysokiej sprawności zgodzono się na wyjątek w postaci dopuszczenia kontraktów 15-letnich

Najnowsze bloki na węgiel kamienny – np. Jaworzno 2 B7, mogłyby pracować nawet przez 500 godzin rocznie, a dla starszych bloków na węgiel brunatny byłoby to ok. 300 godzin. Wyniki modelowania dla lat 2030-2040 wskazują, że obciążenie jednostek węglowych nie tylko nie przekracza tych wartości, ale przy prognozowanym umiarkowanym wolumenie importu, jest znacznie niższe. W 2035 roku, blok węglowy o najwyższym wykorzystaniu mocy zainstalowanej – Kozienice B11, produkuje energię jedynie przez 407 godzin w roku. W 2040 roku jest to już tylko 71 godzin. Warto zaznaczyć, że wynika to nie z narzuconych odgórnie ograniczeń, ale optymalizacji bazującej na zmiennym koszcie wytwarzania energii. Innymi słowy, w latach 30-tych w polskim systemie elektroenergetycznym wolumen energii ze źródeł odnawialnych jest na tyle duży, że elektrownie węglowe pełnią jedynie rolę zabezpieczania bilansu mocy w momentach niskiej wietrzności. Z jednej strony uniemożliwia to możliwości uzyskania przychodów ze sprzedaży energii, lecz z drugiej otwiera drzwi do zawarcia dodatkowych kontraktów rynku mocy, które nie przyczyniłyby się do nadmiernej emisji CO₂.





Takie rozwiązanie nie wymaga więc radykalnych zmian legislacyjnych, a tym samym może być użyte w krótkiej perspektywie roku 2030. Jednostki, które miałyby pozostać w KSE jako zimna rezerwa po wygaśnięciu obecnych kontraktów mocowych, mogłyby wystartować w nowych aukcjach rynku mocy. Oczywiście, konieczna mogłaby być rewaluacja cen maksymalnych, a także uzgodnienie (potencjalnie z Komisją Europejską) dodatkowych warunków przyznania pomocy elektrowniom węglowym – np. konieczności przygotowania planów dla kadr, podjęcia inwestycji w odnawialne źródła energii, rekultywacji terenów odstępowania od konkluzji BAT itd. Niemniej jednak, wykorzystanie istniejących mechanizmów legislacyjnych stworzonych dla rynku mocy pozwala na znaczne skrócenie procedur administracyjnych. Przede wszystkim, jest jedynym rozwiązaniem nie stojącym w sprzeczności z rozporządzeniem UE o rynku wewnętrznym energii elektrycznej i, tym samym, jedynym, na które zgodzić się może Komisja Europejska, w szczególności po kontrowersjach związanych ze wsparciem udzielonym niemieckim elektrowniom węglowym.

W powyższych rozważaniach abstrahujemy od struktury własności aktywów węglowych. Szczegółowe omówienie pozytywnych i negatywnych aspektów tworzenia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego czy też konsolidacji spółek energetycznych zawarto w raporcie Instrat i ClientEarth z listopada 2020 (Czyżak & Kukuła, 2020).





4.2. Koszty i finansowanie

Istotną rolę w wyborze docelowego rozwiązania jest jego koszt. Koszt ten będzie bowiem poniesiony przez Skarb Państwa – czyli przez podatników. Warto zaznaczyć, że po oszacowaniu kosztów danego mechanizmu, konieczne jest również rozpoznanie różnych opcji finansowania – ze środków publicznych, prywatnych, krajowych, zagranicznych itd.

Spośród zbadanych rozwiązań, zdecydowanie najbardziej kosztownym wydaje się być scenariusz NABE/EDM. Zgodnie z jego wstępną wersją, sam mechanizm EDM miałby kosztować łącznie 32 mld zł i być podzielony na następujące komponenty:

- 1  Koszty stałe elektrowni węglowych – 18,3 mld zł,
- 2  Plany dobrowolnych odejść dla pracowników elektrowni – 3,7 mld zł,
- 3  Rekultywacja terenów po elektrowniach – 2,4 mld zł,
- 4  Rekultywacja terenów po kopalniach Turów i Bełchatów – 7,8 mld zł.

Kontrowersje wzbudzić mogą dwa ostatnie punkty. Proces zakończenia działalności kopalni regulowany jest przez szereg aktów prawnych, w tym (za: Mróz, 2015):

- 1  Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 roku Prawo ochrony środowiska,
- 2  Ustawa z dnia 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym,
- 3  Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 roku Prawo geologiczne i górnicze,
- 4  Ustawa z dnia 3 lutego 1995 roku o ochronie gruntów rolnych i leśnych.

W szczególności, środki na rekultywację terenów po kopalni odkrywkowej powinny być uwzględnione na etapie planowania inwestycji i zabezpieczone w ramach tzw. funduszu likwidacji zakładu górniczego. Wartość rezerwy PGE na rekultywację wyrobisk kopalnianych wynosiła w 2019 roku 6,1 mld zł (PGE, 2019), a do końca okresu ich eksploatacji jeszcze się zwiększy. Co więcej, na terenach po kopalniach i elektrowniach prowadzone będą inwestycje, np. w farmy wiatrowe i słoneczne, czy też magazyny energii. W obu przypadkach, w ramach finansowania nowych inwestycji zabezpieczone będą środki na przygotowanie terenu. W przypadku elektrowni szczytowo-pompowych, istniejąca różnica poziomów w kopalni odkrywkowej będzie wręcz korzystna dla rentowności inwestycji. W związku z powyższym, trudno wytłumaczyć zasadność przyznawania dodatkowej pomocy publicznej na rekultywację, gdyż finansowanie tych działań powinno zostać zabezpieczone w ramach ustawowych obowiązków właściciela kopalni czy elektrowni.

Komponent związany z kosztami pracowniczymi jest już przedmiotem szeregu analiz dotyczących sprawiedliwej transformacji regionów węglowych, np. (WWF, 2021), a środki na jego finansowanie pochodzić będą m.in. z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji UE, zgodnie z projektami inwestycyjnymi opisanymi np. w Terytorialnych Planach Sprawiedliwej Transformacji. Tworzenie na ten cel dodatkowego mechanizmu pomocowego w ramach restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego nie wydaje się więc koniecznym.

W związku z powyższym, w dalszej analizie skupiono się więc na kosztach stałych i zmiennych funkcjonowania elektrowni po okresie wygaśnięcia kontraktów rynku mocy.

Zgodnie z szacunkami Instratu z 2020 r. (Czyżak & Kukuła, 2020), NABE w proponowanym kształcie wygenerowałoby 31,1 mld zł strat operacyjnych do 2040 roku, mimo bardzo optymistycznego założenia o sprzedaży całości energii po cenach szczytowych (PEAK). Na pokrycie kosztów stałych w czasie bytności w mechanizmie EDM (jedynie dwa lata) elektrownie dostałyby 18,3 mld zł.

W rekomendowanej propozycji Instratu, pokrycie kosztów stałych działania bloków węglowych przez okres ich funkcjonowania w zimnej rezerwie (nawet do 10 lat) zamknie się w kwocie 14,3 mld zł¹². Dodatkowa kompensacja na pokrycie kosztów zmiennych nie powinna być wymagana z powodu niezwykle ograniczonego wolumenu produkcji. Przy użyciu przybliżonego wolumenu produkcji z roku wygaśnięcia kontraktu rynku mocy, nawet zakładając stratę na marży zmiennej w wysokości 100 zł/MWh¹³, kwota potencjalnej rekompensaty wyniosłaby 0,6 mld zł. Gdyby wszystkie bloki w rezerwie działały z maksymalnym dopuszczalnym dla nich obciążeniem (wbrew wynikom modelowania), kwota ta wzrosłaby do 3,15 mld zł. Jak jednak wskazano, obie te kwoty nie są realistyczne, a za koszty proponowanego rozwiązania należy uznać jedynie koszty stałe szacowane na 14,3 mld zł. W scenariuszu NABE/EDM należy uwzględnić całość kosztów programu EDM, a także straty operacyjne NABE – łącznie jest to aż 63,3 mld zł, czyli czterokrotnie więcej niż w propozycji Instratu.

Ostatnią wartą rozważenia alternatywą jest wprowadzenie odwróconych aukcji na wygaszanie elektrowni na węgiel kamienny i osobnego mechanizmu kompensacji dla elektrowni na węgiel brunatny, podobnie jak w Niemczech. Jak wykazano w rozdziale 2, mechanizm ten ma wiele wad, w szczególności mało prawdopodobne jest jego przygotowanie w wystarczająco szybkiej perspektywie czasowej, wzbudza on także wątpliwości Komisji Europejskiej. Jednakże, dla porównania, oszacowano koszty zastosowania rozwiązania niemieckiego w Polsce. Dla węgla kamiennego założono uzyskanie podobnych cen aukcyjnych – 66 tys. EUR/MW (Wehrmann, 2020). Odejmując z puli bloki, które już zadeklarowały datę zamknięcia, w polskich aukcjach mogłoby wystartować 15,5 GW jednostek na węgiel kamienny. Koszt realizacji aukcji wyniósłby wtedy 4,53 mld zł. Taka kwota nie pozwoliłaby jednak na pokrycie kosztów stałych działalności jednostek rezerwowych, co mogłoby doprowadzić do ich przedwczesnego zamknięcia, ze szkodą dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. W przypadku węgla brunatnego, firmie RWE przyznano 2,6 mld EUR na zamknięcie elektrowni o mocy ok. 10 GW. W Polsce moc zainstalowana jednostek na węgiel bru-

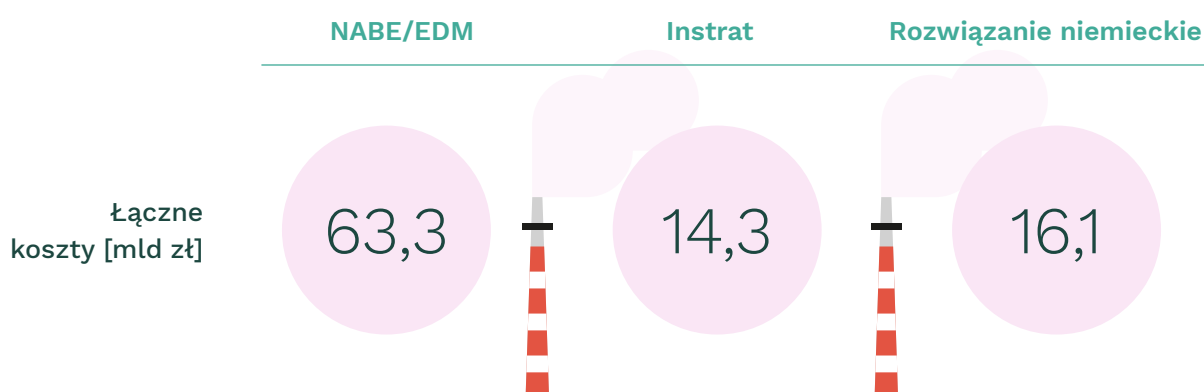
12 Jednostkowe koszty stałe dla węgla kamiennego i brunatnego pochodzą z PEP2040, szczególnie w zał. 1.

13 Co nie jest realne, bo bloki te będą pracować tylko w momentach najwyższego zapotrzebowania na energię elektryczną, a więc przy ponadprzeciętnie wysokich cenach na rynku

natny to 8,8 GW, przy czym część z nich (należąca do koncernu ZEPAK) ma już ustalone daty wyłączeń. Wartość kompensacji mogłaby więc być mniejsza niż w przypadku niemieckim, w szczególności z powodu zastrzeżeń Komisji Europejskiej. Zakładając jednak podobną skalę pomocy publicznej, koszt zastosowania rozwiązań niemieckich w Polsce wyniósłby 16,1 mld zł.

Podsumowanie kosztów poszczególnych rozwiązań zawarto w Tab. 2. Zgodnie z powyższą analizą, propozycja Instratu jest nie tylko jedyną możliwą pod względem regulacyjnym, ale także stanowi najmniejsze obciążenie dla Skarbu Państwa.

Tabela 2. Porównanie kosztów scenariusza optymalnego i NABE/EDM



Źródło: opracowanie własne Instratu.

Oddzielne zagadnienie stanowi sposób pozyskania środków na realizację mechanizmu pomocowego, problem ten dotyczy jednak wszystkich analizowanych rozwiązań. Ponieważ proponowany mechanizm miałby opierać się na aukcjach rynku mocy, naturalnym źródłem finansowania go byłaby opłata mocowa. Jednakże, już teraz budzi ona wątpliwości – obciąża bowiem nie tylko gospodarstwa domowe, ale przede wszystkim przyczynia się do spadku konkurencyjności polskiego przemysłu. Dlatego konieczna byłaby dywersyfikacja źródeł finansowania i uwzględnienie wśród nich także np. Krajowego Programu Odbudowy czy Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji. W przypadku korzystania ze środków unijnych, finansowanie rezerwy węglowej musiałoby być jednak wprost powiązane z inwestycjami w odnawialne źródła energii, gdyż większość unijnych programów wyklucza finansowanie inwestycji w paliwa kopalne. Dopuszczenie takiej formy finansowania mogłoby więc być możliwe jedynie gdy prowadziłyby do gwarantowanej redukcji emisji CO₂.

Jak jednak wskazano, propozycja przedstawiona w raporcie jest jedyną zgodną z celami klimatycznymi UE, dlatego zgodę KE na jej sfinansowanie należy uznać za znacznie bardziej prawdopodobną niż w przypadku rozwiązania NABE/EDM czy też scenariuszy wynikających z PEP2040.

Bibliografia

- ARE. (2020). Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej. Nr 12 (324): <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/wynikowe-informacje-statystyczne#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej>
- Biznesalert.pl. (2019). PIME: Magazyny energii w Polsce powinny działać na zasadach rynkowych: <https://biznesalert.pl/pime-magazyny-energii-polska-energetyka/>
- Booz & Company. (2012). Understanding Lignite Generation Costs in Europe. <https://www.dei.gr/Documents2/INVESTORS/MELETH%20BOOZ/Understanding%20Lignite%20Generation%20Costs%20in%20Europe.pdf>
- Brown, T., Hörsch, J., Schlachtberger, D. (2018). PyPSA: Python for Power System Analysis, 2018, Journal of Open Research Software, 6(1), arXiv:1707.09913, DOI: 10.5334/jors.188
- Czopek, K., Trzaskus-Żak, B. (2009). Koszty i ceny węgla brunatnego w warunkach rynkowych. Polityka energetyczna 12, 2/2.
- https://se.min-pan.krakow.pl/pelne_teksty23/k23z_pe/k23_czopek_trzaskus_z.pdf
- Czyżak, P. (2020): <http://czyzak.net/the-impact-of-policy-changes-on-onshore-wind-land-availability/>
- Czyżak, P., Kukuła W. (red.). (2020). Monopol węglowy z problemami. Analiza restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego, ClientEarth & Instrat. <http://instrat.pl/restrukturyzacja/>
- Czyżak, P., Hetmański M. (2020). 2030. Analiza dot. granicznego roku odejścia od węgla w energetyce w Europie i Polsce, Instrat Policy Paper 01/2020: <http://instrat.pl/2030-pl/>
- Czyżak, P., Hetmański, M., Szpor, A. (2019). Przyszły miks energetyczny Polski – determinanty, narzędzia i prognozy, Instrat & Polski Instytut Ekonomiczny: <http://instrat.pl/pie-working-paper-06-2019/>
- Dziennik Urzędowy Rzeczypospolitej Polskiej. (2021). Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. MONITOR POLSKI: <https://monitorpolski.gov.pl/M2021000026401.pdf>
- Ecologic & Climact. (2020). Analysing the impact assessment on raising the EU climate target: https://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2020/eu2030-ia-analysis_final.pdf
- EEA. (2020). CO2 intensity of Electricity Generation. Dane: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-intensity-of-electricity-generation>
- Energy.instrat.pl. (2021). Produkcja energii elektrycznej per technologia. Dane: http://energy.instrat.pl/generation_by_fuel
- Energy.instrat.pl. (2021a). Średnie ważone wolumenem. Dla 2021 dane za okres 1.01.2021 – 10.03.2021. Dane: http://energy.instrat.pl/co2_prices
- Energy.instrat.pl. (2021b). Mapa offshore. Dane: http://energy.instrat.pl/offshore_map
- Energy.instrat.pl. (2021c). Profile produkcji PV i wiatru: http://energy.instrat.pl/pv_potential
- ENTSO-E. (2021). TYNDP 2020 Projects Sheets:
<https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets>
- EPA. (2014). Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories:
https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/emission-factors_2014.pdf
- Flisowska, J. (2020). Odejście Polski od węgla do 2035 roku to business as usual, Greenpeace: https://www.greenpeace.org/static/planet4-poland-stateless/2020/08/362a508e-odej%C5%9Bcie-od-w%C4%99gla-w-pl-do-2035-to-business-as-usual_potrzebne-przyspieszenie.pdf
- Fundacja WWF Polska. (2021). Hetmański, M., Kiewra, D., Iwanowski, D., Czyżak, P. Sprawiedliwa transformacja w Wielkopolsce Wschodniej – diagnoza i wytyczne: www.instrat.pl/wwf-wielkopolska-wschodnia.
- Gniazdowski, J., Grzeszak, J., Juszcak, A., Kukołowicz, P., Maj, M., Strzelecki, J., Szymańska, A., Zybortowicz, K., Zyzik, R. (2021). Tygodnik Gospodarczy PIE, Polski Instytut Ekonomiczny: https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2021/02/Tygodnik-Gospodarczy-PIE_06-2021.pdf
- Kajmowicz, J. (2020). Wiceprezes PGNiG dla E24: Niemcy mają ponad 10 tys. biogazowni, a Polska ok 300 to dziwne., Energetyka24: <https://www.energetyka24.com/wiceprezes-pgnig-dla-e24-niemcy-maja-ponad-10-tys-biogazowni-a-polska-ok-300-to-dziwne>

- KE. (2019a). Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>
- KE. (2019b). ENSPRESO – an open data, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/enspreso-open-data-eu-28-wide-transparent-and-coherent-database-wind-solar-and-biomass-energy>
- KE. (2020a). Polsko-czeski spór o Turów, KOMUNIKAT PRASOWY: https://ec.europa.eu/poland/news/201217_poland_czechia_pl
- KE. (2020). State of the Union: Commission raises climate ambition and proposes 55% cut in emissions by 2030. KOMUNIKAT PRASOWY: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_20_1599
- KE. (2021). State aid: lignite-fired power plants in Germany, KOMUNIKAT PRASOWY: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_972
- KE. (2021). EU statistical pocketbook and country datasheets. Dane: https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-statistical-pocketbook_en
- KOBiZE. (2021). Wskaźniki emisyjności dla energii elektrycznej: <https://www.kobize.pl/pl/fileCategory/id/28/wskazniki-emisyjnosci>
- KOBiZE (2021a). Raport z rynku CO2. Styczeń 2021 (106): https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2021/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_styczen_2021.pdf
- KWB Konin. (2019). Sprawozdanie z działalności PAK KWB Konin. <https://rejestr.io/krs/10058/pak-kopalnia-węgla-brunatnego-konin/sprawozdania/4901673>
- Moore, Ch. (2020). Vision or Division: What do National Energy and Climate Plans tell us about the EU power sector in 2030?. Ember: <https://ember-climate.org/wp-content/uploads/2020/10/Vision-or-Division-Ember-analysis-of-NECPs.pdf>
- Mróz, C., (2015). Wykorzystanie opcji rzeczywistych w podejmowaniu decyzji dotyczących likwidacji zakładów górniczych. Rozprawa doktorska. Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu: https://www.wbc.poznan.pl/Content/380135/PDF/Mroz_Cezary-rozprawa-doktorska.pdf
- Oksińska, B. (2020). PGE – transformacja albo bankructwo? Rzeczpospolita, Energetyka: <https://www.rp.pl/Energetyka/311159953-PGE--transformacja-albo-bankructwo.html>
- PGE. (2019). Raport zintegrowany GK PGE 2019: https://raportzintegrowany2019.gkpgge.pl/noty_objasniajace/20-rezerwy/20-1-rezerwa-na-koszty-rekultywacji/
- PGE. (2020). PGE uruchomiła pierwszy w Polsce magazyn energii elektrycznej.: <https://www.gkpgge.pl/relacje-inwestorskie/magazyny-energii>
- PKP CARGO (2019). Taryfa towarowa PKP CARGO S.A.: https://www.pkpcargo.com/media/1000177/tt_01012020_zmiany_internet.pdf
- Renew Economy. (2021). European consortium to deliver 95GW of solar and 67GW of hydrogen by 2030: <https://reneweconomy.com.au/30-european-companies-form-hydeal-ambition-project-to-deliver-95gw-of-solar-67gw-of-hydrogen/>
- Ryberg, D.S.; Robinius, M.; Stolten, D. (2018) Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe. *Energies*. 2018, 11, 1246
- Soboń, A. (2020). Soboń: Bogdanka będzie najdłużej wydobywać węgiel energetyczny w Polsce: <https://biznesalert.pl/bogdanka-wydobycie-wegiel-energetyczny-polska-europa-energetyka/>
- Stala-Szlugaj, K. (2012). Analiza kosztów transportu w cenie węgla dla energetyki: https://se.min-pan.krakow.pl/publikacje/12_02ks_pg_z.pdf
- Strączyński, P. (2021). Bez wydzielenia aktywów węglowych zmierzmy się z problemem rosnącego zadłużenia w PGE, *Business Alert*: <https://biznesalert.pl/polska-grupa-energetyczna-wydzielenie-aktywow-weglowych-wegiel-oze-energetyka/>
- Wehrmann, B. (2020). First phase-ut auction for German hard coal deemed success, modern plants go offline, *Clean Energy Wire*: <https://www.cleanenergywire.org/news/first-phase-ut-auction-german-hard-coal-deemed-success-modern-plants-go-offline>
- Węgrzyn, A., Cybulski, O., Mielczarkowska, A., Tomaszczak D., Szymański, K., Pawlak, M. (2020). Analiza porównawcza możliwości zastąpienia konwencjonalnych źródeł energii źródłami OZE, na potrzeby transformacji energetycznej w ramach Łuźyciego Zielonego Ładu: <https://www.cire.pl/item,205370,1,29,30,0,352087,0,turow-magazynem-i-klastrem-energii.html>

Załącznik 1. – Założenia

Poniżej zaprezentowano opis założeń przyjętych w analizie. Opis ten ma formę uproszczoną, gdyż założenia dotyczące OZE, infrastruktury sieciowej i zużycia paliw są przedmiotem dedykowanych publikacji. [Co więcej, całość danych użytych w modelu wraz z kodem źródłowym umożliwiającym jego uruchomienie, zostanie przez Instrat udostępniona¹⁴.](#)

Podstawowe założenia dotyczące zapotrzebowania na energię elektryczną, cen surowców i pozostałych kosztów zmiennych pochodziły z PEP2040 (Tab. Z.1). Zapotrzebowanie przeliczono na wartości brutto, powiększając wartość netto o 10%. Skorzystano z aktualnych prognoz cen uprawnień do emisji CO₂ na lata 2021-2030 stworzonych przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE, 2021a). Konserwatywnie przyjęto, że po 2030 roku ceny te nie będą dalej wzrastać.

Proponujemy żeby od 2035 r. elektrownie gazowe w Dolnej Odrze i Ostrołęce spalały wodór, wytwarzany z nadwyżek energii z OZE. Zgodnie z szacunkami konsorcjum zaangażowanego w europejski projekt HyDeal Ambition, koszty produkcji, składowania i transportu wodoru wyniosą po roku 2030 ok. 1,5 EUR/kg (Renew Economy, 2021). Przyjęto średnią wartość opałową wodoru 130 MJ/kg i węgla kamiennego 21,6 MJ/kg (ARE, 2020).

Koszty wydobycia węgla brunatnego nie są informacją publiczną. W wielu opracowaniach korzysta się z danych przygotowanych przez firmę Booz & Co w 2012 roku, jednak są one zagregowane do poziomu krajów i mało aktualne (Booz & Company, 2012). W związku z tym skorzystano z szacunków zawartych w publikacji naukowej (Czopek & Trzaskuś, 2009), skalibrowanych na podstawie sprawozdania z działalności KWB Konin (KWB Konin, 2019), z którego wynika, że koszty wydobycia dla KWB Konin w 2019 r. wyniosły 92,1 zł/t.

Koszty transportu węgla kamiennego obliczono na podstawie odległości od najbliższej kopalni węgla kamiennego i taryf PKP Cargo na 2020 r. (PKP Cargo, 2019), zakładając 50% rabat (Stala-Szlugaj, 2012) i wzrost w przyszłości wynikający z liniowej ekstrapolacji trendu (Tab. Z.1.).

Kurs EURPLN wynosił 4,43, kurs USDPLN 3,74.

Modelowanie energetyczne opiera się na autorskiej implementacji narzędzia PyPSA – otwartego środowiska modelarskiego napisanego w języku Python

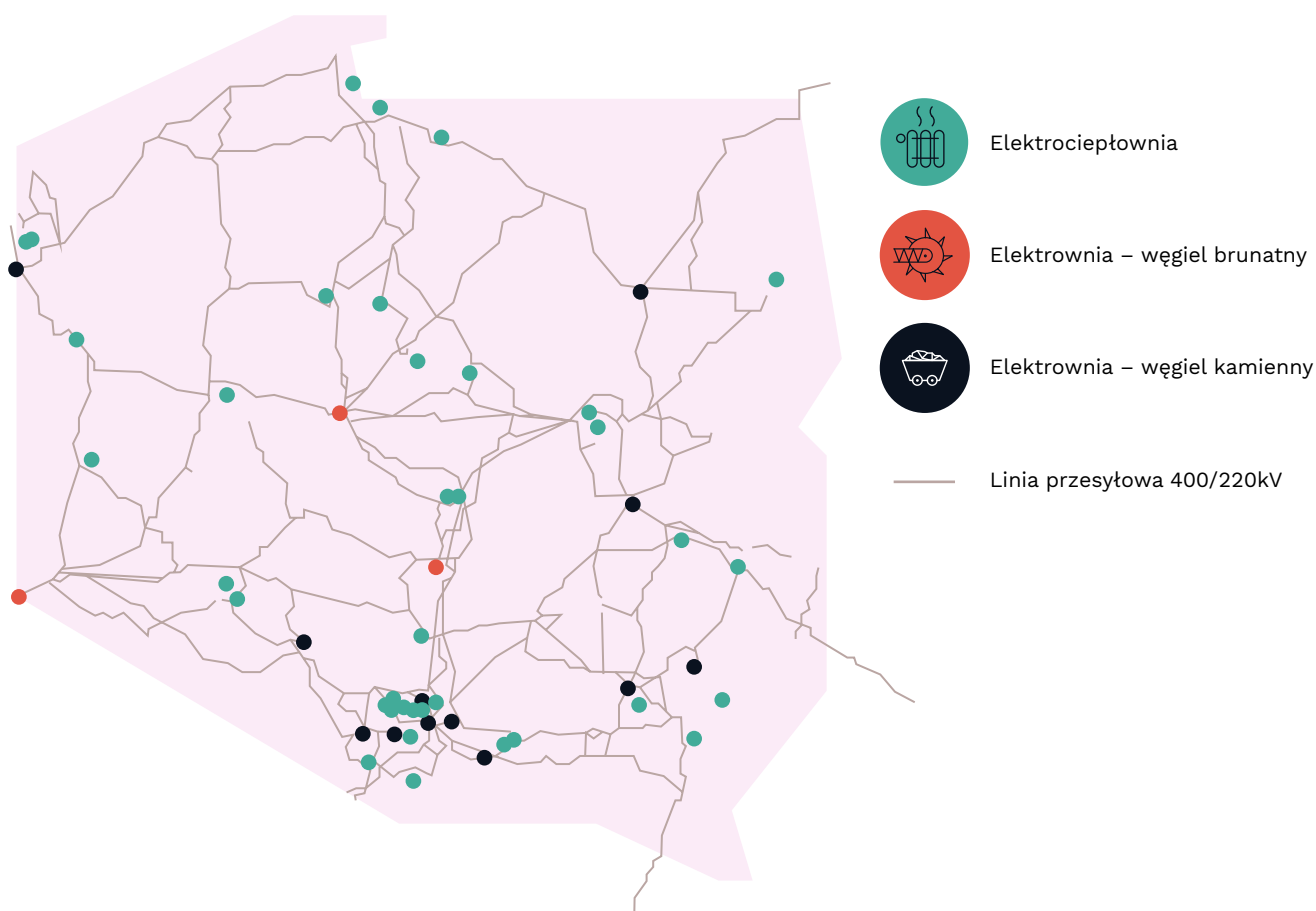
¹⁴ W momencie publikacji pierwszego raportu, udostępniamy bazę elektrowni i elektrociepłowni pod adresem: www.instrat.pl/odejscie-od-wegla/. Dane te znajdują się także na <http://energy.instrat.pl/>.

i rozwijanego w niemieckim Karlsruhe Institut für Technologie (Brown, Hörsch & Schlachtberger, 2018). PyPSA jest szeroko używany w europejskich analizach systemów energetycznych, w tym wykonywanych przez rząd niemiecki czy Komisję Europejską. Instrat operuje własną implementacją PyPSA – modelem PyPSA-PL, który umożliwia optymalizację miksu energetycznego z rozdzielczością godzinową przy szeregu ograniczeń sieciowych, oraz m.in. oszacowanie kosztów krańcowych wytwarzania energii, całkowitych kosztów systemowych, obciążenia poszczególnych linii przesyłowych, koniecznych inwestycji w infrastrukturę, emisji CO₂, zużycia paliw.

W modelu odwzorowano kształt sieci przesyłowej PSE 400/220kV (Rys. Z.1.). Korzystając z danych energy.instrat.pl, Agencji Rynku Energii, Polskich Sieci Elektroenergetycznych, Europe Beyond Coal, EC Joint Research Center, strategii spółek energetycznych i szeregu innych źródeł przygotowano szczegółową listę generatorów – około 90 bloków elektrowni węglowych, około 100 bloków elektrociepłowni, kilkunastu planowanych jednostek gazowych/wodorowych, istniejących i planowanych magazynów energii, oraz planowanych morskich farm wiatrowych.

Farmy słoneczne oraz wiatrowe na lądzie rozmieszczono z dokładnością do pojedynczej turbiny/elektrowni, jednak na potrzeby modelowania zagrego-

Rysunek Z.1 Mapa sieci i jednostek wytwórczych



Źródło: opracowanie własne na podstawie m.in. danych energy.instrat.pl, ARE, PSE, open street map

Tabela Z.1 Podstawowe parametry kosztowe użyte w modelowaniu

Parametr	Jednostka	2020	2025	2030	2035	2040	źródło
Zapotrzebowanie na energię elektryczną netto	TWh	159.9	170.1	181.1	191.9	204.2	(PEP2040, 2021)
Cena uprawnień do emisji CO2	EUR/t	26.5	40.8	72.3	72.3	72.3	(KOZIŻE, 2021)
Cena węgla kamiennego	PLN/GJ	13.2	11.4	11.9	11.9	11.9	(PEP2040, 2021)
Cena gazu ziemnego	PLN/GJ	28.3	29.2	29.2	30.6	32.4	(PEP2040, 2021)
Cen zielonego wodoru	EUR/kg				1.5	1.5	(Renew Economy, 2021)
Koszty wydobycia węgla brunatnego - Turów	PLN/t	85.6	85.6	85.6	85.6	85.6	(Czopek & Trzaskuś, 2009), (KWB Konin, 2019)
Koszty wydobycia węgla brunatnego - Bełchatów	PLN/t	75.2	75.2	75.2	75.2	75.2	(Czopek & Trzaskuś, 2009), (KWB Konin, 2019)
Koszty wydobycia węgla brunatnego - ZEPa	PLN/t	92.1	92.1	92.1	92.1	92.1	(KWB Konin, 2019)
Pozostałe koszty zmienne - węgiel kamienny	PLN/MWh	15.14	15.14	15.14	15.14	15.14	(PEP2040, 2021)
Pozostałe koszty zmienne - węgiel brunatny	PLN/MWh	14.22	14.22	14.22	14.22	14.22	(PEP2040, 2021)
Pozostałe koszty zmienne - gaz ziemny i wodór	PLN/MWh	8.38	8.38	8.38	8.38	8.38	(PEP2040, 2021)
Wzrost kosztów transportu	%	100.00%	113.95%	127.90%	141.85%	155.80%	Obliczenia własne

Źródło: opracowanie własne

wano je do poziomu województw, podobnie jak instalacje biogazowe i biomasowe oraz elektrownie przemysłowe na paliwa kopalne. W scenariuszu prezentowanym w niniejszym opracowaniu, potencjały lądowych farm wiatrowych oraz instalacji PV nie zostały w pełni wykorzystane z powodu ograniczeń dotyczących tempa ich rozwoju, które nie przekracza wartości osiągniętych historycznie. Dla PV tempo przyrostu spada z 2,4 GW osiągniętych w 2020 roku do 970 MW w 2040 roku. Dla wiatru na lądzie wartością graniczną było 1,2 GW osiągnięte w 2016 roku, przy czym uwzględniono też repowering istniejących turbin po 20 latach użytkowania. Szczegóły dotyczące rozmieszczenia OZE, potencjału mocy zainstalowanej oraz tempa ich rozwoju zawarto w dedykowanej publikacji: *Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce*.

Profil generacji dla elektrociepłowni był ograniczony profilem historycznym – w szczególności, latem elektrociepłownie nie pracują z pełną mocą, co zostało odwzorowane w modelu. Godzinowe profile generacji dla wiatru i fotowoltaiki w poszczególnych województwach pochodziły z projektu EMHIRES Komisji Europejskiej (energy.instrat.pl, 2021c). Podobnie jak OZE, zapotrzebowanie krajowe rozdzielono na wartości wojewódzkie na podstawie danych GUS.

Założono realizację jedynie projektów ekspansji łączy transgranicznych zaplanowanych przez PSE do roku 2030 i wpisanych do planu dziesięcioletniego ENTSO-E (ENTSO-E, 2021):

- GerPol Improvements
- LitPol Link Stage II
- Baltics synchro with CE
- GerPol Power Bridge I

Realizacja tych projektów przekłada się na zwiększenie mocy dostępnej dla importu z obecnych 4,6 GW do 7,3 GW w 2030. Nie uwzględniono projektów planowanych po 2030 roku. Koszty importu dobrano tak, aby uzyskać profil i wolumen zgodny z wartościami historycznymi dla 2020 r.

Załącznik 2. – Jednostki wytwórcze

Wraz z publikacją, pod adresem www.instrat.pl/odejscie-od-wegla udostępniono także arkusz kalkulacyjny z pełną bazą węglowych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz elektrociepłowni, wraz z parametrami użytymi w algorytmie wyznaczania daty wyłączenia.

Tabela Z.2. Węglowe jednostki wytwórcze centralnie dysponowane wraz z datami wyłączeń

Właściciel	Nazwa	Paliwo	Moc zainstalowana [MW]	Ostatni rok przed włączeniem do rezerwy	Data wyłączenia
PGE	Belchatow B10	Węgiel brunatny	390	2024	2024
PGE	Belchatow B11	Węgiel brunatny	390	2024	2024
PGE	Belchatow B12	Węgiel brunatny	390	2024	2024
PGE	Belchatow B2	Węgiel brunatny	370	2027	2027
PGE	Belchatow B3	Węgiel brunatny	380	2023	2023
PGE	Belchatow B4	Węgiel brunatny	380	2024	2024
PGE	Belchatow B5	Węgiel brunatny	380	2028	2028
PGE	Belchatow B6	Węgiel brunatny	394	2028	2028
PGE	Belchatow B7	Węgiel brunatny	390	2028	2028

PGE	Belchatow B8	Węgiel brunatny	390	2028	2028
PGE	Belchatow B9	Węgiel brunatny	390	2024	2024
PGE	Belchatow II B14	Węgiel brunatny	858	2028	2036
PGE	Dolna Odra B1	Węgiel kamienny	222	2021	2021
PGE	Dolna Odra B2	Węgiel kamienny	232	2021	2021
PGE	Dolna Odra B5	Węgiel kamienny	222	2021	2021
PGE	Dolna Odra B6	Węgiel kamienny	222	2021	2021
PGE	Dolna Odra B7	Węgiel kamienny	227	2021	2021
PGE	Dolna Odra B8	Węgiel kamienny	232	2022	2022
Tauron	Jaworzno 2 B7	Węgiel kamienny	900	2035	2040
Tauron	Jaworzno 3 B1	Węgiel kamienny	225	2025	2030
Tauron	Jaworzno 3 B2	Węgiel kamienny	225	2023	2023
Tauron	Jaworzno 3 B3	Węgiel kamienny	225	2025	2030
Tauron	Jaworzno 3 B4	Węgiel kamienny	225	2023	2023
Tauron	Jaworzno 3 B5	Węgiel kamienny	225	2025	2030
Tauron	Jaworzno 3 B6	Węgiel kamienny	225	2023	2023
Enea	Kozienice B1	Węgiel kamienny	228	2023	2023
Enea	Kozienice B10	Węgiel kamienny	560	2027	2037
Enea	Kozienice B11	Węgiel kamienny	1075	2035	2040

Enea	Kozienice B2	Węgiel kamienny	228	2023	2023
Enea	Kozienice B3	Węgiel kamienny	225	2025	2032
Enea	Kozienice B4	Węgiel kamienny	228	2026	2032
Enea	Kozienice B5	Węgiel kamienny	228	2026	2032
Enea	Kozienice B6	Węgiel kamienny	228	2027	2032
Enea	Kozienice B7	Węgiel kamienny	228	2026	2032
Enea	Kozienice B8	Węgiel kamienny	228	2027	2032
Enea	Kozienice B9	Węgiel kamienny	560	2025	2035
Tauron	Lagisza B10	Węgiel kamienny	460	2035	2040
Tauron	Lagisza B6	Węgiel kamienny	120	2021	2021
Tauron	Lagisza B7	Węgiel kamienny	120	2021	2021
Tauron	Laziska B1	Węgiel kamienny	125	2021	2021
Tauron	Laziska B10	Węgiel kamienny	225	2028	2030
Tauron	Laziska B11	Węgiel kamienny	225	2028	2030
Tauron	Laziska B12	Węgiel kamienny	225	2023	2023
Tauron	Laziska B2	Węgiel kamienny	125	2021	2021
Tauron	Laziska B9	Węgiel kamienny	230	2025	2030
PGE	Opole B1	Węgiel kamienny	386	2023	2023
PGE	Opole B2	Węgiel kamienny	383	2023	2023

PGE	Opole B3	Węgiel kamienny	383	2028	2038
PGE	Opole B4	Węgiel kamienny	380	2028	2038
PGE	Opole B5	Węgiel kamienny	900	2035	2040
PGE	Opole B6	Węgiel kamienny	900	2035	2040
Energa	Ostroleka B B1	Węgiel kamienny	221	2025	2035
Energa	Ostroleka B B2	Węgiel kamienny	230	2028	2038
Energa	Ostroleka B B3	Węgiel kamienny	230	2028	2038
ZEPAK	Patnow I B1	Węgiel brunatny	222	2024	2024
ZEPAK	Patnow I B2	Węgiel brunatny	222	2024	2024
ZEPAK	Patnow I B3	Węgiel brunatny	200	2021	2021
ZEPAK	Patnow I B4	Węgiel brunatny	200	2021	2021
ZEPAK	Patnow I B5	Węgiel brunatny	200	2023	2023
ZEPAK	Patnow I B6	Węgiel brunatny	200	2021	2021
ZEPAK	Patnow II	Węgiel brunatny	474	2024	2024
ENEA	Polanec B1	Węgiel kamienny	225	2022	2022
ENEA	Polanec B2	Węgiel kamienny	242	2022	2022
ENEA	Polanec B3	Węgiel kamienny	242	2022	2022
ENEA	Polanec B4	Węgiel kamienny	242	2022	2022
ENEA	Polanec B5	Węgiel kamienny	225	2022	2022

ENEA	Polaniec B6	Węgiel kamienny	242	2025	2034
ENEA	Polaniec B7	Węgiel kamienny	239	2025	2034
PGE	Rybnik B1	Węgiel kamienny	225	2022	2022
PGE	Rybnik B2	Węgiel kamienny	225	2022	2022
PGE	Rybnik B3	Węgiel kamienny	225	2022	2022
PGE	Rybnik B4	Węgiel kamienny	225	2022	2022
PGE	Rybnik B5	Węgiel kamienny	225	2025	2030
PGE	Rybnik B6	Węgiel kamienny	225	2022	2022
PGE	Rybnik B7	Węgiel kamienny	225	2022	2022
PGE	Rybnik B8	Węgiel kamienny	225	2023	2023
Tauron	Siersza B1	Węgiel kamienny	153	2025	2030
Tauron	Siersza B2	Węgiel kamienny	153	2025	2030
Tauron	Siersza B3	Węgiel kamienny	123	2021	2021
Tauron	Siersza B6	Węgiel kamienny	128	2021	2021
CEZ	Skawina B3	Węgiel kamienny	110	2021	2021
CEZ	Skawina B5	Węgiel kamienny	110	2021	2021
CEZ	Skawina B6	Węgiel kamienny	110	2021	2021
Tauron	Stalowa Wola B7	Węgiel kamienny	125	2021	2021
Tauron	Stalowa Wola B8	Węgiel kamienny	125	2021	2021

PGE	Turow B1	Węgiel brunatny	235	2026	2026
PGE	Turow B11	Węgiel brunatny	460	2026	2026
PGE	Turow B2	Węgiel brunatny	235	2026	2026
PGE	Turow B3	Węgiel brunatny	235	2026	2026
PGE	Turow B4	Węgiel brunatny	261	2026	2026
PGE	Turow B5	Węgiel brunatny	261	2026	2026
PGE	Turow B6	Węgiel brunatny	261	2026	2026

