

Monopol węglowy z problemami

Analiza restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego



instrat

ClientEarth[®]
Prawnicy dla Ziemi

Warszawa, listopad 2020

Sugerowany sposób cytowania:

P. Czyżak, W. Kukuła (red.), Monopol węglowy z problemami.
Analiza restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego,
ClientEarth & Instrat 2020

Autorzy:

Paweł Czyżak (Instrat): rozdział 1,2,3,5 i 6; załącznik 2 i 3

Anna Frączyk (ClientEarth): rozdział 7

Wojciech Kukuła (ClientEarth): rozdział 7

Bartłomiej Kupiec (Instrat): rozdział 4

Krzysztof Stępień (Instrat): rozdział 5

Adrianna Wrona (Instrat): rozdział 3,4,5 i 6; załącznik 1

Opracowanie graficzne: Sylwia Niedaszkowska

Zdjęcie na okładce: Unsplash

Zdjęcia: Paweł Czyżak, Julia Kozakiewicz, Wojciech Kukuła,
Unsplash

Wydawca:

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi
ul. Mokotowska 33/35, 00-560 Warszawa

**Kopiowanie i rozpowszechnianie może być dokonane za
podaniem źródła**

© Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

© Instrat - Fundacja Inicjatyw Strategicznych

ISBN: 978-83-953040-7-1

Niniejsza publikacja nie stanowi porady prawnej ani innej usługi doradczej, a jej treści nie należy traktować jako podstawy jakichkolwiek działań lub zaniechań.

Monopol węglowy z problemami

**Analiza restrukturyzacji
polskiego sektora
energetycznego**

Warszawa, listopad 2020

SPIS TREŚCI

Podsumowanie i kluczowe rekomendacje	3
Wprowadzenie	5
1. Analiza obecnej struktury rynku energetycznego w Polsce	6
2. Opis planowanej restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego	8
3. Analiza szans i zagrożeń związanych z restrukturyzacją polskiego rynku energii	13
4. Ocena możliwych modeli restrukturyzacji polskiego rynku energii	21
5. Analiza scenariuszy wyłączenia elektrowni węglowych	29
6. Ocena potencjalnych korzyści finansowych uczestników restrukturyzacji	39
7. Ocena prawna planu restrukturyzacji	43
Załącznik 1	52
Załącznik 2	55
Załącznik 3	57

PODSUMOWANIE I KLUCZOWE REKOMENDACJE

- Plan restrukturyzacji nie uwzględnia wielu czynników takich jak: zaktualizowane cele redukcji emisji CO₂ w Unii Europejskiej, zaktualizowany projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., plany przejęcia PGNiG przez PKN Orlen, nie odnosi się także do planów restrukturyzacji Polskiej Grupy Górniczej.
- Zakładane jest zwiększenie koncentracji we wszystkich segmentach rynku elektroenergetycznego, co będzie miało negatywne skutki dla konsumentów energii.
- Plan nie jest zgodny z polityką klimatyczną UE i jest mało ambitny pod względem tempa wyłączenia aktywów węglowych. Energetyka węglowa ma wytwarzać w 2030 r. 92,2 TWh energii elektrycznej, pięciokrotnie więcej niż 16,7 TWh wynikające z nowych celów redukcyjnych UE.
- Przez mechanizm EDM (z ang. *Early Decommissioning Mechanism*) wspierane są liczne bloki węglowe, które powinny zostać wyłączone kilkanaście lat wcześniej. EDM jest niezgodny z dostępnym Polsce budżetem węglowym, wynikającym z deklaracji w ramach Porozumienia Paryskiego.
- Założenia ekonomiczne planu są niezgodne z dostępnymi prognozami i faworyzują sektor węglowy. Jedynie 6,8 GW elektrowni węglowych w Polsce nie generuje strat operacyjnych w 2021 r., a większość z nich powinna zostać wyłączona do 2024 r. (zamiast nawet 2037 r.).
- Analiza kosztów i przychodów dla każdego bloku węglowego uwzględnionego w planie restrukturyzacji wykazuje, że nawet przy niezwykle optymistycznych założeniach, Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) w okresie funkcjonowania przyniesie wielomiliardowe straty (31,1 mld zł), zamiast planowanych 3,6 mld zł dodatnich przepływów pieniężnych.
- Grupa PGE w wyniku restrukturyzacji zyska 31 mld zł, z kolei bilans dla NABE wyniesie -26,5 mld zł. Co więcej, zakłada się przejęcie prywatnego długu PGE przez Skarb Państwa. NABE znajdzie się też w posiadaniu aktywów węglowych, które gwałtownie tracić będą na wartości. Oznacza to, że PGE odniesie korzyść w rozumieniu ekonomicznym, a stratę poniesie Skarb Państwa.
- Plan restrukturyzacji przewiduje pomoc państwa i musi zostać zatwierdzony przez Komisję Europejską.
- Na EDM przeznaczono kwotę ponad trzykrotnie wyższą niż wynikałoby z jego celu, co generuje nadmiarowe 12,4 mld zł kosztów dla Skarbu Państwa.

Biorąc pod uwagę liczne zastrzeżenia dotyczące planu restrukturyzacji w jego obecnym kształcie, rekomendujemy rezygnację z konsolidacji PGE, Enei i Taurona oraz rezygnację z tworzenia NABE i EDM. Bazując na analizie modeli z innych państw europejskich, proponujemy wyodrębnienie aktywów węglowych bez konsolidacji spółek. W szczególności, kluczowe jest utrzymanie aktywów węglowych w portfelu spółki giełdowej, co pozwala na kontrolę tempa wycofywania aktywów węglowych przez inwestorów, większą transparentność działania i dostęp do informacji o spółce, a wreszcie pewność, że spółka kieruje się motywacją ekonomiczną i dobrem inwestorów, przez co będzie dążyła do szybszego wyłączenia elektrowni węglowych.



Mając na uwadze powyższe, wydaje się, że Komisja Europejska byłaby w stanie zaakceptować plan restrukturyzacji pod następującymi warunkami, mającymi na celu ochronę klimatu:

- EDM wspiera tylko te bloki energetyczne, które fizycznie zakończą działalność najpóźniej do 2030 r. Bloki, które zostaną zamknięte po 2030 r. nie są uprawnione do ubiegania się o pomoc państwa.
- Pomoc państwa w ramach EDM jest ograniczona wyłącznie do dodatkowych kosztów związanych z wcześniejszym zamknięciem instalacji węglowych oraz kosztów społecznych, związanych ze zwalnianiem / przekwalifikowaniem pracowników. EDM nie przewiduje pomocy operacyjnej dla funkcjonujących bloków węglowych.
- Po 2030 r. w systemie energetycznym pozostają tylko najbardziej sprawne bloki węglowe, które zostały oddane do eksploatacji po 2010 r. (tj. najnowsze bloki w elektrowniach: Bełchatów, Kozienice, Opole, Jaworzno oraz Turów, o łącznej mocy 5,1 GW, z czego ponad 4 GW są objęte kontraktami mocowymi do końca 2035 r.).
- Wszystkie bloki węglowe w kraju zostają wyłączone najpóźniej do końca 2035 r. Jest to zgodne z harmonogramem funkcjonowania rynku mocy.
- Plan zawiera zobowiązanie polskich władz, aby w 2030 r. z węgla było wytwarzane nie więcej niż 15-20 TWh energii elektrycznej, co pozostaje w zgodzie z wartościami wynikającymi z nowego, podniesionego celu redukcji emisji CO₂ w UE, wynoszącego -55 proc. w 2030 r.

WPROWADZENIE

Planowana restrukturyzacja polskiego rynku energii, obejmująca konsolidację Grup PGE, Enea i Tauron, wydzielenie aktywów węglowych do nowopowstałej Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (dalej: NABE) oraz powstanie mechanizmu pomocowego EDM (z ang. *Early Decommissioning Mechanism*) rodzą szereg pytań dotyczących wpływu tych działań na tempo odchodzenia od energetyki węglowej w Polsce.

W szczególności, wątpliwe pozostaje finansowe wsparcie sektora węglowego wbrew zastrzegającej się polityce klimatycznej UE. Bez takiego wsparcia, niemożność zapewnienia rentowności sektora węglowego w Polsce mogłoby doprowadzić do szybkiego odejścia od węgla w segmencie wytwarzania energii elektrycznej, nawet do 2030 r. (co byłoby zgodne ze scenariuszami wynikającymi z Porozumienia Paryskiego¹)². Z drugiej strony, przy odkładanych zmianach legislacyjnych w obszarze morskiej energetyki wiatrowej, ciągle przesuwanej się dacie publikacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. i opóźnieniom we wdrażaniu Polskiego Programu Energetyki Jądrowej, nagłe wyłączenie aktywów węglowych mogłoby doprowadzić do zbyt dużej luki w bilansie mocy i, tym samym, do niedoborów energii elektrycznej i silnego wzrostu jej cen.

W publikacji przedstawiono planowane założenia restrukturyzacji rynku elektroenergetycznego, szanse i zagrożenia związane z projektem i wpływ tych zmian na ekonomię omawianych podmiotów oraz tempo odchodzenia od węgla w elektroenergetyce. Publikacja zawiera też ocenę prawną planu restrukturyzacji.

Należy zaznaczyć, że informacje, na których bazowano, cechują się wysokim stopniem niepewności i nie zostały oficjalnie opublikowane. W rządzie trwają prace nad ostateczną wersją planu restrukturyzacji, a sam proces zacząć miałyby się już w 2021 r.

1 <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20170000036/O/D20170036.pdf>.

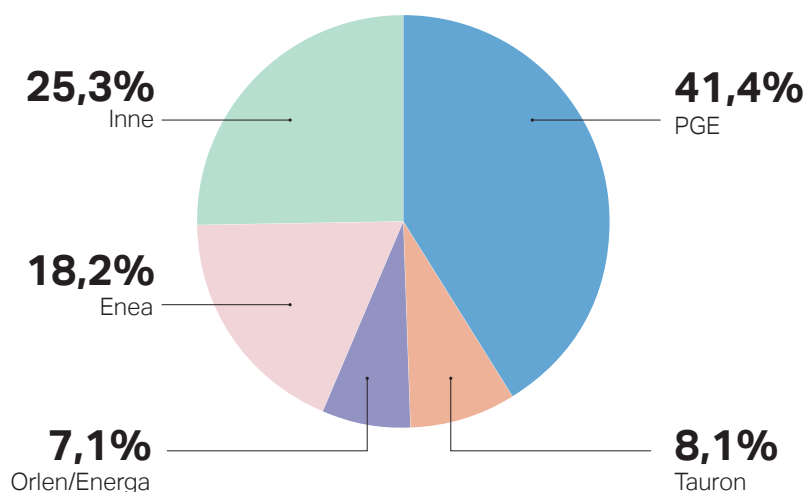
2 Czyżak, P., Hetmański, M., (2020). 2030. Analiza dot. granicznego roku odejścia od węgla w energetyce w Europie i Polsce, Instrat Politycy Paper 01/2020, <http://instrat.pl/2030-pl/>

1. ANALIZA OBECNEJ STRUKTURY RYNKU ENERGETYCZNEGO W POLSCE

Mimo demonopolizacji polskiego rynku energetycznego w 2007 r., jego struktura pozostaje silnie skonsolidowana. Cztery największe grupy energetyczne: PGE, Enea, Energa/Orlen i Tauron są właścicielami większości zasobów wytwórczych oraz sieci dystrybucyjnych. Na tak scentralizowanym rynku, dalsza konsolidacja sektora – połączenie PGE, Enei i Taurona rodzi uzasadnione wątpliwości dotyczące utrzymania konkurencji i może negatywnie wpłynąć na prawa końcowych odbiorców energii.

Strukturę rynku łatwo ocenić patrząc na udział poszczególnych podmiotów w wytwarzaniu energii elektrycznej. W 2019 r. cztery największe podmioty wytworzyły 74% energii elektrycznej w Polsce (Rys. 1.1).

Rys. 1.1. Udział poszczególnych podmiotów w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce (jednostki centralnie dysponowane)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE³.

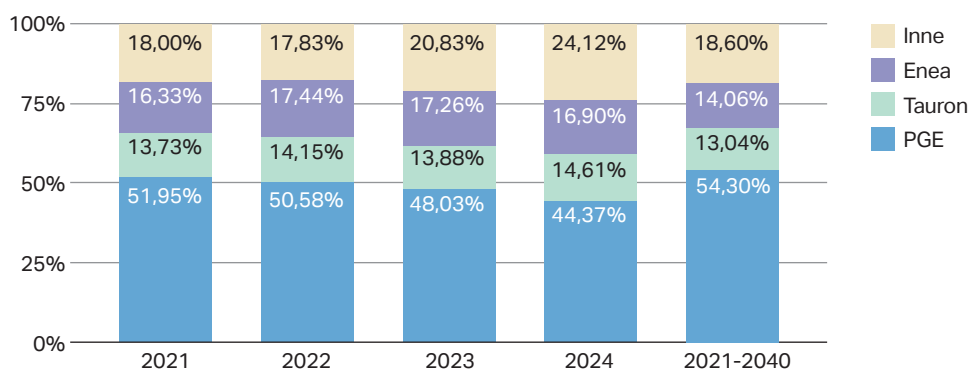
W celu zapobiegania niedoborom mocy, w 2017 r. wprowadzono w Polsce rynek mocy, zmieniając jednocześnie architekturę rynku energii z rynku jednotowarowego – wytwarzania i wprowadzania do obrotu energii elektrycznej, na dwutowarowy, na którym obrotowi podlega także moc dyspozycyjna netto. Jako że rynek mocy stanowi mechanizm pomocy państwa (pomocy publicznej), jego wprowadzenie było konsultowane z Komisją Europejską (KE), która w decyzji zatwierdzającej ten mechanizm podkreśliła konieczność zachowania konkurencji na i tak już skonsolidowanym rynku energii⁴.

Mimo tego, rynek mocy w praktyce faworyzuje największych wytwórców energii, a trzy największe grupy energetyczne uzyskały 81,4 proc. udziałów w kontraktach na lata 2021-2040 (Rys. 1.2). Doliczając połączoną grupę Energa/Orlen byłoby to nawet powyżej 90 proc.

3 URE (2019). Sprawozdanie z działalności prezesa URE w 2019 r.: <http://www.ure.gov.pl/download/9/11109/Sprawozdanie2019.pdf>

4 European Commission (2018). State aid No. SA.46100 (2017/N): https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf

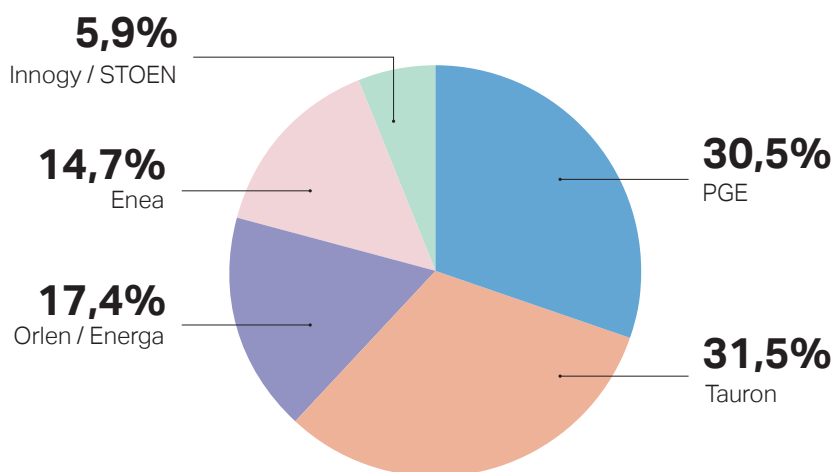
Rys. 1.2. Udział poszczególnych podmiotów w rynku mocy



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane)*.

W przypadku dystrybucji energii elektrycznej, konkurencja na rynku jest jeszcze mniejsza, rynek podzielony jest bowiem geograficznie pomiędzy pięć podmiotów (udział pozostałych jest pomijalny), a zmiana operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) nie jest możliwa (Rys. 1.3). Podobnie wygląda sytuacja na detalicznym rynku obrotu energią elektryczną, gdzie cztery największe grupy energetyczne posiadają niemal 90-proc. udział⁵.

Rys. 1.3. Udział poszczególnych OSD w liczbie klientów w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PTPIREE⁶.

Podsumowując, obecna struktura rynku energetycznego w jego poszczególnych segmentach jest niezwykle skonsolidowana. Dalsze łączenie podmiotów doprowadzi do niemal całkowitego monopolu, zagrażając konkurencji oraz ograniczając prawa konsumentów.

5 Szacunki własne na podstawie informacji ze stron internetowych spółek.

6 PTPIREE (2020). Energetyka dystrybucja i przesył: http://www.ptpiree.pl/raporty/2020/raport_ptpiree_druk.pdf

2. OPIS PLANOWANEJ RESTRUKTURYZACJI POLSKIEGO SEKTORA ENERGETYCZNEGO

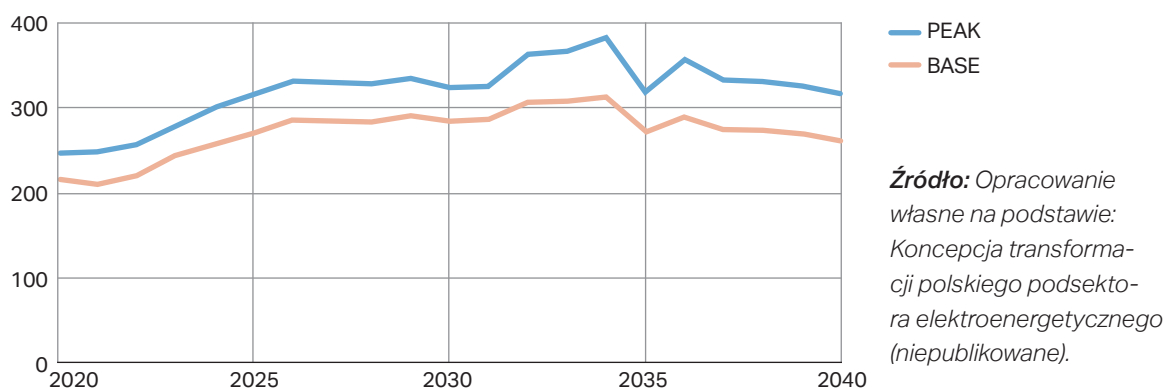
Od kilku miesięcy w mediach toczy się debata o restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego. W sierpniu ukazały się fragmenty rządowej prezentacji⁷ z propozycją daleko idących zmian w strukturze państwowych spółek energetycznych, opisywanych także na portalu biznesalert.pl⁸.

Zmiany te stymulowane są:

- rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO₂ i, związaną z nimi, spadającą opłacalnością energetyki węglowej (i ciepłownictwa);
- polityką banków komercyjnych, ubezpieczycieli i europejskich instytucji finansowych, które wstrzymują finansowanie i ubezpieczanie nowych i istniejących projektów węglowych;
- polityką klimatyczną UE, zmierzającą do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. i, powiązany z tym, celem odejścia od spalania węgla w energetyce;
- rosnącym importem węgla i energii elektrycznej;
- wyłączeniem jednostek o emisyjności powyżej 550 gramów CO₂/kWh z rynku mocy;
- tzw. konkluzjami BAT⁹, zmuszającymi właścicieli elektrowni węglowych do inwestycji w modernizację bloków; oraz
- problemami finansowymi spółek energetycznych – wyceny PGE i Enea spadły od początku 2020 r. o około 30 proc.

Brak reakcji na powyższe czynniki wiąże się z negatywnymi konsekwencjami dla polskiej elektroenergetyki, w szczególności ze wzrostem cen energii dla odbiorców końcowych. Ceny hurtowe (BASE) w scenariuszu business-as-usual (BAU) miałyby wzrosnąć z 215 zł / MWh w 2020 r. do 313 zł / MWh w 2034 r., a później spaść do 262 zł / MWh w 2040 r. (Rys. 2.1). W scenariuszu BAU wysoki jest też import energii elektrycznej, rosnący do 15 TWh w 2027 r. i utrzymujący się powyżej 10 TWh do 2035 r., kiedy włączenie elektrowni jądrowej miałoby zapełnić lukę w bilansie mocy, a import zacząłby spadać.

Rys. 2.1. Prognozy hurtowych cen energii elektrycznej w scenariuszu BAU



7 Baca-Pogorzelska (2020): <https://twitter.com/BacaPogorzelska/status/1293142565898903553?s=20>.

8 Biznes Alert (2020). Baca-Pogorzelska: Plan reorganizacji energetyki jest na papierze. Nie wszystkim się podoba: <https://biznesalert.pl/energetyka-reorganizacja-wegiel-oze-pge-tauron-enea-energa-orlen-pgnig/>.

9 Z ang. *Best Available Techniques*. Konkluzje BAT wprowadzają nowe, ostrzejsze limity emisji zanieczyszczeń z instalacji energetycznych.



W związku z powyższymi zagrożeniami, planowana jest głęboka restrukturyzacja sektora elektroenergetycznego w kształcie przedstawionym na Rys. 2.2. Zgodnie z już sfinalizowaną transakcją, PKN Orlen przejął w 2020 r. w całości grupę Enea. W ramach dalszej transformacji, Enea i Tauron miałyby być włączone do grupy PGE (już w 2021 r.), przy czym Tauron Ciepło miałoby stać się częścią PGNiG (aby uniknąć zbyt dużej koncentracji rynku). Następnie połączone aktywa węglowe Enea, Tauron i PGE miałyby być sukcesywnie przekazywane do nowo powstałej Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego – NABE, z zamiarem ich całkowitego wyłączenia, wspieranego finansowo przez mechanizm EDM – z ang. *Early Decommissioning Mechanism*, do 2040 r.

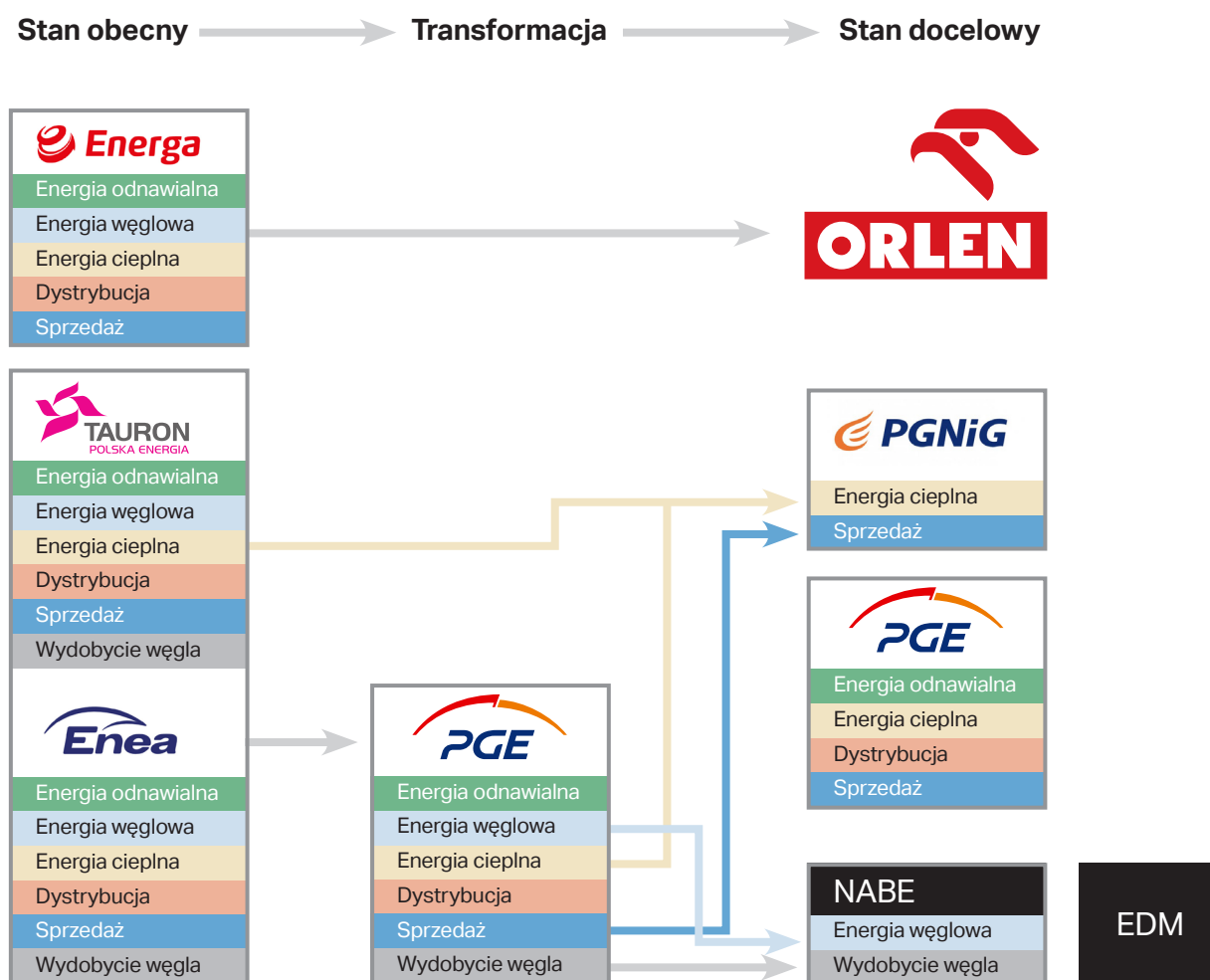
Kolejność wyłączeń wynikałaby z rentowności jednostek wytwórczych, zaczynając od najmniej opłacalnych elektrowni. W ostatniej kolejności do NABE przekazane byłyby Elektrownia Opole i LW Bogdanka (w 2024 r.), a wreszcie (w 2026 r.) kompleks elektrowni i kopalni Bełchatów. Tym samym powstałaby grupa PGE w nowej formule – bez aktywów węglowych (PGE Obrót miałby trafić do PGNiG w celu zniwelowania monopolizacji rynku).

Warto zauważyć, że, co do zasady, restrukturyzacja nie dotyczy górnictwa węgla kamiennego. LW Bogdanka jest tu wyjątkiem, ponieważ jest własnością grupy Enea (włączanej później do PGE w procesie restrukturyzacji), najbardziej wydajną polską kopalnią oraz ma dostarczać węgiel dla elektrowni Opole do czasu przeniesienia obydwu aktywów do NABE. Aktywa wydobywcze Taurona mają zostać sprzedane innym podmiotom. PGE posiada jedynie kopalnie węgla brunatnego, które są ściśle powiązane z aktywami wytwórczymi.

W planie restrukturyzacji, EDM traktuje się jako mechanizm pomocy państwa uzupełniający rynek mocy (w tym ostatnim nie mogą już bowiem brać udziału elektrownie węglowe). EDM – jednoosobowa spółka Skarbu Państwa nabywa nierentowne aktywa węglowe od NABE, stopniowo je wyłączając (łącznie 14,82 GW). Elektrownie w EDM mają działać w charakterze rezerwy strategicznej i funkcjonować analogicznie do dotychczasowej Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ). Jednostki funkcjonujące w EDM miałyby być uruchamiane tylko po wyczerpaniu zdolności bilansowych i możliwości importu energii. Do EDM elektrownie przekazywane są na ostatnie dwa lata funkcjonowania, przed całkowitym wyłączeniem.

W ramach całego procesu konieczna jest notyfikacja Komisji Europejskiej pakietu pomocowego obejmującego finansowanie mechanizmu EDM (zob. szerzej w rozdziale 7, poniżej).

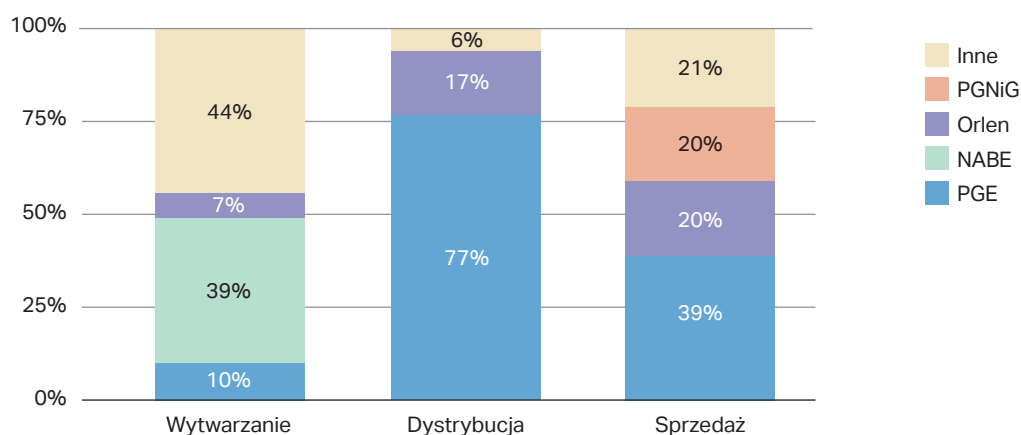
Rys. 2.2. Planowana restrukturyzacja sektora energetycznego



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane).*

Zgodnie ze wspomnianą prezentacją, zmieniłyby się udziały poszczególnych podmiotów w poszczególnych segmentach rynku energii (Rys. 2.3). Jeżeli chodzi o wytwarzanie, zakłada się silniejszy udział mniejszych wytwórców w rynku (wzrost z 25 do 44 proc.), przy czym rolę dominującą (w miejsce obecnego PGE) przejmie Nabe. Grupa PGE zostałaby niemal monopolistą na rynku dystrybucji energii elektrycznej, z udziałem 77 proc. Rynek sprzedaży detalicznej byłby podzielony między trzy podmioty: PGE, Orlen i PGNiG, z łącznym udziałem 79 proc., tj. nieco mniejszym niż obecnie dla czterech największych grup energetycznych (87 proc.).

Rys. 2.3. Docelowe udziały poszczególnych podmiotów w rynku energii



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane)*.

Plan restrukturyzacji przedstawia również propozycję dla obecnej kadry. W przypadku PGE GiEK, z obecnego zatrudnienia na poziomie 21 tys. pracowników¹⁰, 8,5 tys. ma przejść na emerytury, 3,4 tys. skorzystać z programu dobrowolnych odejść (PDO) lub brać udział w wycofywaniu jednostek węglowych z eksploatacji w ramach mechanizmu EDM. Aż 1,2 tys. osób ma pracować przy budowie/obsłudze elektrowni jądrowej, 400 osób przy projektach gazowych (bloki CCGT¹¹), a 1,5 tys. przy rekultywacji terenów pogórnich i w sektorze zielonych technologii. Dokument nie precyzuje, co stanie się z pozostałymi 6 tys. obecnych pracowników.

Jeśli chodzi o Grupę Enea, 2 tys. osób ma przejść na emerytury (czyli liczba odpowiadająca niemal obecnemu zatrudnieniu w Enea Wytwarzania – 2115 osób¹²), 200 osób ma skorzystać z PDO lub brać udział w EDM, 500 osób znajduje zatrudnienie przy elektrowni jądrowej a 300 przy projektach gazowych. Alokacja miejsc pracy dla Enea przekracza obecne zatrudnienie w Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. i Enea Elektrownia Połaniec SA o 400 osób.

Dla Grupy Tauron, z 5 tys. osób zatrudnionych w segmencie Wytwarzanie¹³, plan przewiduje przejście na emeryturę 1,3 tys. pracowników, skorzystanie z PDO/EDM przez 1 tys. pracowników i zatrudnienie 600 osób przy elektrowniach gazowych (CCGT). Pozostałe 2,1 tys. osób nie jest objętych analizą. Wątpliwości dotyczące planu dla kadr opisano w rozdziale 3, poniżej.

10 Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE za 2019 r.

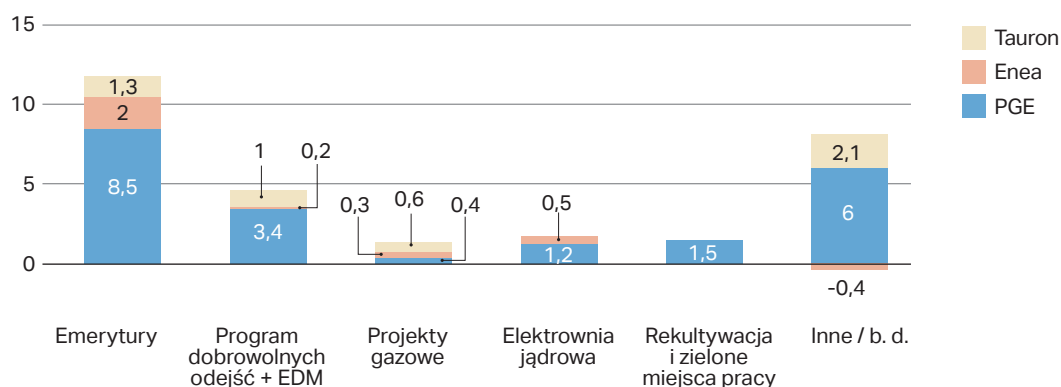
11 Z ang. *combined cycle gas turbine* (bloki gazowo-parowe).

12 Enea (2018). Raport Roczny Grupy Enea 2018, zakładka „Pracownicy”:

<https://raport2018.csr.enea.pl/pl/pracownicy/zatrudnienie/sprawdz-kogo-i-na-jakich-warunkach-zatrudniają-nasze-spolki>

13 Tauron (2017). Raport Zintegrowany 2017. Kluczowe dane dotyczące zatrudnienia: <http://raport2017.tauron.pl/zasady-zarzadzania/zarzadzanie-kapitałem-ludzkim/kluczowe-dane-dotyczące-zatrudnienia/>.

Rys. 2.4. Plan dla kadry poszczególnych spółek z segmentu wytwarzania



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane)*.

Przewidywane zmiany w miksie energetycznym zakładają udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej na poziomie 27,8 proc. w 2030 r. Po stronie energetyki konwencjonalnej zakłada się wyłączenie z eksploatacji 2,8 GW mocy do końca 2025 roku, 4,5 GW w latach 2025-2029 roku, 6,7 GW w okresie 2029-2034 roku i pozostałych 3,66 GW do końca 2040 r.

W planie przyjęto następujące założenia ekonomiczne. Ceny węgla po 2024 r. są niemal stałe, ceny CO₂ rosną gwałtownie od około 25 euro za tonę, do ponad 45 EUR/t w 2025 r. i około 60 EUR/t w 2040 r. Wynika z tego wzrost hurtowych cen energii elektrycznej, z około 210 zł/MWh (BASE) w 2020 r. do około 270 zł/MWh w 2025 r. i 280 zł/MWh w 2030 r. Wynikające z tych założeń scenariusze przewidują, że aktywa PGE GiEK wygenerują w okresie objętym prognozą (tj. do 2050 r.) 18,9 mld zł straty (mierzonej łącznymi przepływami finansowymi), Tauron Wytwarzanie 12,1 mld zł straty (tutaj do 2040 r.), a Enea Wytwarzanie i Enea Elektrownia Połaniec 7,1 mld zł straty (także do 2040). Natomiast po transformacji EBITDA nowej, skonsolidowanej grupy PGE ma wynosić od około 9 mld zł w 2026 r. do około 12 mld zł w 2035 r.

NABE w okresie swojego funkcjonowania ma wygenerować dodatnie przepływy finansowe na poziomie 3,6 mld zł do 2040 r. Większość przychodów NABE ma pochodzić ze sprzedaży energii elektrycznej (226 mld zł), 26 mld zł z kontraktów w ramach rynku mocy, a 2 mld zł z rynku usług systemowych. Koszty obejmują przede wszystkim uprawnienia do emisji CO₂ – 119 mld zł, zakup paliw – 63 mld zł, koszty stałe – 37 mld zł oraz inne koszty w wysokości 33 mld zł.

Z kolei EDM ma w okresie 2024-2045 objąć budżet w wysokości 32 mld zł i wesprzeć 14,82 GW elektrowni węglowych (z czego 18,3 mld zł ma być przeznaczone na pokrycie kosztów stałych, 3,7 mld zł na plan dobrowolnych odejść, a 2,4 mld zł na rekultywację terenów po elektrowniach), a także (w latach 2028-2045) kopalnie węgla brunatnego, finansując rekultywację terenów po odkrywkach Bełchatów i Turów (tutaj EDM ma pokryć koszty wynoszące 7,8 mld zł). Pieniądze na funkcjonowanie EDM miałyby rzekomo pochodzić z planowanego obecnie na poziomie UE Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (ang. *Just Transition Fund*, JTF), sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ i, potencjalnie, taryfy przesyłowej¹⁴. W ramach EDM nie przewiduje się wsparcia dla kopalni węgla kamiennego.

14 Biznes Alert (2020). *Polityka Insight: PGE będzie konsolidowała elektroenergetykę*: <https://biznesalert.pl/konsolidacja-energetyki-pge-enea-tauron-wegiel-energetyka/>.

3. ANALIZA SZANS I ZAGROŻEŃ ZWIĄZANYCH Z RESTRUKTURYZACJĄ POLSKIEGO RYNKU ENERGII

Na Rys. 3.1. przedstawiono wybrane mocne i słabe strony, a także szanse i zagrożenia związane z opisanym powyżej planem restrukturyzacji polskiej elektroenergetyki (tzw. analiza SWOT).

Rys. 3.1. Analiza SWOT planu restrukturyzacji

MOCNE STRONY	SŁABE STRONY
<ul style="list-style-type: none"> ■ Rozpoczęcie dyskusji o odchodzeniu od węgla ■ Deklaracja odejścia od węgla w elektroenergetyce do 2040 r. ■ Realistyczne założenia dotyczące cen CO₂, cen energii, rentowności obecnych podmiotów ■ Uwzględnienie obecnych zagrożeń dla energetyki węglowej 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Brak uwzględnienia: <ul style="list-style-type: none"> □ przejęcia PGNiG przez Orlen □ nowej strategii PGE □ PEP2040 □ planu wsparcia PGG ■ Planowany monopol/duopol w obszarze dystrybucji i sprzedaży ■ Pesymistyczny plan dla kadr ■ Mało ambitne tempo odchodzenia od węgla, niespełnienie celów OZE ■ Niejasności dotyczące energetyki jądrowej ■ Brak kontroli rynku nad wyłączeniem aktywów węglowych przez NABE
SZANSE	ZAGROŻENIA
<ul style="list-style-type: none"> ■ Potencjał stworzenia z PGE rentownego podmiotu z dominującym udziałem OZE ■ Kierowanie się argumentacją ekonomiczną może doprowadzić do wcześniejszego wyłączenia elektrowni węglowych, niż założono 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Prawdopodobny brak zgody UOKiK (zwłaszcza po przejęciu PGNiG przez Orlen) ■ Niemożność finansowania sektora węglowego z JTF ■ Ryzyko braku zgody KE na nową pomoc państwa dla energetyki węglowej ■ Zwiększona koncentracja rynku w segmencie wytwarzania ■ Niedoszacowany koszt EDM ■ Przeszacowane zyski PGE i NABE ■ Negatywny wpływ na konsumentów energii elektrycznej

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane).*

Omawiany plan ma jedną podstawową zaletę – jest pierwszą próbą podjęcia dyskusji o odchodzeniu od węgla w polskiej elektroenergetyce przez rząd. Proponuje też, progresywny jak na krajową debatę publiczną, graniczny rok odejścia od spalania węgla – najpóźniej do 2040 r. Przedstawione analizy dotyczące obecnej sytuacji sektora energetycznego realnie oceniają zagrożenia dla obecnego modelu biznesowego wytwórców energii z węgla, stosując realistyczne założenia dotyczące cen CO₂, prognoz cen energii i rentowności obecnych podmiotów w przyszłości (w scenariuszu BAU). Realizacja planu może mieć pozytywne skutki dla grupy PGE, czyniąc z niej podmiot rentowny i mogący konkurować z innymi na zasadach rynkowych. W szczególności, taka restrukturyzacja umożliwi grupie pozyskiwanie kapitału na inwestycje w niskoemisyjne źródła wytwórcze. Narracja ekonomiczna, jaką kierują się autorzy planu, może, np. przy silniejszym niż zakładany wzroście cen uprawnień do emisji CO₂, doprowadzić do wyłączenia elektrowni węglowych znacznie wcześniej niż do 2040 r.

Z drugiej strony, plan restrukturyzacji w opisywanym kształcie nie uwzględnia szeregu czynników, które jednocześnie podważają jego wiarygodność.

W planie, postuluje się przekazanie części aktywów PGE i Taurona do PGNiG, co zmniejszyłoby ryzyko monopolu i zwiększyło szansę na zgodę UOKiK na przeprowadzenie fuzji. Jednakże, plany przejęcia PGNiG ogłosił PKN Orlen¹⁵, co spowodowałoby powstanie duopolu w segmencie sprzedaży.

Dokument wydaje się też nie uwzględniać zaktualizowanego projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.¹⁶, który proponuje ambitniejsze cele w zakresie udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r. (32 proc. względem zakładanych w planie 27,8 proc.). Zmiany w bilansie mocy nie uwzględniają inwestycji w lądowe farmy wiatrowe i fotowoltaikę, zaniżając potencjał OZE i zawyżając popyt na energetykę konwencjonalną. Według planu restrukturyzacji, energetyka węglowa wytwarza w 2030 r. jeszcze 92,2 TWh energii elektrycznej, w tym 42,2 TWh w kogeneracji. Tempo odchodzenia od węgla zaproponowane w dokumencie nie jest więc zgodne ze scenariuszami wynikającymi z Porozumienia Paryskiego¹⁷. W tych, produkcja energii elektrycznej z węgla jest w 2030 r. marginalna i wynosi 0-5 TWh¹⁸, czyli poniżej 3 proc. łącznej produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2017 r.¹⁹

Tempo to nie jest też zbieżne z aktualizowanymi obecnie celami redukcji emisji CO₂ w UE, o 55-60 proc. w 2030 r. względem roku 1990, które są dla Polski wiążące prawnie²⁰. Scenariusze miksu energetycznego Komisji Europejskiej zawarte w ocenie rewizji celów na 2030 r.²¹ wskazują, że udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w całej UE w 2030 r. wyniesie jedynie 2 proc. – 65 TWh²², czyli około połowy generacji energii z węgla w Polsce w 2019 r.²³ Zakładając, że udział Polski w wytwarzaniu energii z węgla w UE pozostanie na poziomie z 2019 r. (tj. około 25 proc.), w 2030 r. Polska powinna wytwarzać z węgla jedynie 16,7 TWh energii elektrycznej, czyli ponad pięciokrotnie mniej niż w planie restrukturyzacji i niemal dwukrotnie mniej niż sama Elektrownia Bełchatów wytworzyła w 2019 r. (28 TWh)²⁴. **Plan restrukturyzacji nie jest więc zgodny z polityką klimatyczną UE i ciężko wyobrazić sobie, aby ta zgodziła się w takiej sytuacji na nową pomoc państwa dla sektora węglowego.**

15 Orlen (2020). PKN ORLEN rozpoczyna przejęcie grupy PGNiG: <https://www.orken.pl/PL/BiuroPrasowe/Strony/PKN-ORLEN-rozpozczyna-przej%C4%99cie-Grupy-PGNiG.aspx>.

16 Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2020): <https://www.gov.pl/web/klimat/minister-kurtyka-polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-udziela-odpowiedzi-na-najwazniejsze-wyzwania-stojace-przed-polska-energetyka-w-najblizszych-dziesiocieleciach>.

17 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/>.

18 5 TWh w: 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/>; 0 TWh w IEA ETP B2DS: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2017>; 2 TWh w: <https://www.pac-scenarios.eu/scenario-development.html>.

19 European Commission (2020). Energy Statistics: Energy datasheets: EU countries (last updated: 15 June 2020): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_statistical_countrydatasheets.xlsx.

20 European Commission (2020). State of the Union: Commission raises climate ambition and proposes 55% cut in emissions by 2030: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1599.

21 European Commission (2020). Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_part2_en.pdf.

22 Ecologic & CLIMACT (2020). Analysing the impact assessment on raising the EU 2030 climate target: https://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2020/eu2030-ia-analysis_final.pdf.

23 Dane ARE za: energy.instrat.pl.

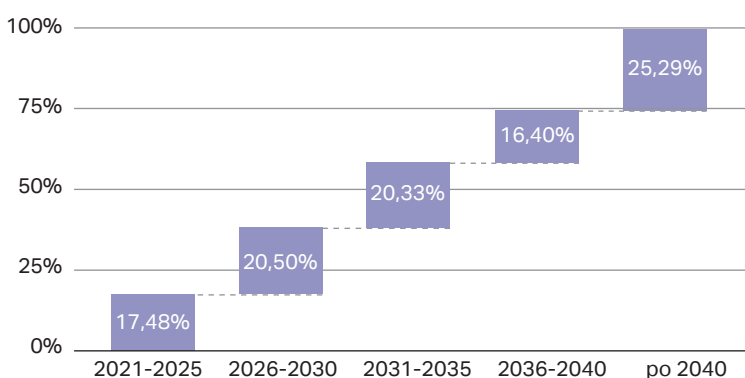
24 Energy Instrat (2020). Produkcja energii elektrycznej - Bełchatów: http://energy.instrat.pl/generation_by_unit.

Niezwykle istotnym zagrożeniem dla realizacji celów klimatycznych jest utrata kontroli rynkowej nad wyłączanymi aktywami węglowymi. Dzisiaj, o ile omawiane spółki energetyczne kontrolowane są przez Skarb Państwa, ich obecność na giełdzie wiąże się z pewnymi zobowiązaniami względem inwestorów. Zarząd spółki nie może działać na szkodę inwestorów, czyli np. utrzymywać przy życiu aktywa przynoszące straty. Po przeniesieniu nierentownych elektrowni do NABE – nowej, w całości państwowej spółki (albo agencji), rynek finansowy nie będzie mógł wywierać presji na gospodarne zarządzanie jej aktywami. Oznacza to, że wbrew zapowiedziom, aktywa węglowe mogłyby funkcjonować dłużej niż przewiduje to harmonogram i być wspomagane kolejnymi formami pomocy państwa (jawnej lub ukrytej).

W planie restrukturyzacji brakuje odniesienia do zmian w Polskiej Grupie Górniczej (PGG), które mają pochłonąć niemal 5 mld zł z budżetu Skarbu Państwa i dodatkowe środki z Polskiego Funduszu Rozwoju (PFR)²⁵. Uzasadnionym wydaje się pytanie, czy KE zgodzi się na dwa tak duże programy publicznego finansowania sektora węglowego w podobnym czasie.

Jak opisano w rozdziale 2, powyżej, przedstawiony plan dla kadr łączonych spółek zawiera pewne nieścisłości. Dotyczy on jedynie 21 tys. z 29 tys. pracowników badanych podmiotów, nie precyzując, czy pozostali (8 tys.) zostaną zwolnieni lub znajdą zatrudnienie w pozostałych segmentach nowej grupy PGE lub w NABE. Większość pracowników – aż 16 tys. osób, ma przejść na emeryturę, skorzystać z PDO lub uczestniczyć w wygaszaniu elektrowni (nie sprecyzowano, co stanie się z nimi po wyłączeniu tych jednostek). Warto przy tym zauważyć, że zgodnie z prezentacją, jedynie 17,5 proc. pracowników (3632 os.) osiągnie wiek emerytalny do 2026 r., czyli w momencie przejścia do NABE ostatnich aktywów węglowych (Rys. 3.2). Plan nie zakłada wsparcia dla osób osiągających wiek emerytalny po 2040 r. (aż 25,3 proc.).

Rys. 3.2. Udział pracowników osiągających wiek emerytalny w danym okresie



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane)*.

Jedynie 1,5 tys. osób ma pracować w zielonych technologiach, pomimo ich ogromnego potencjału (według najnowszego projektu PEP2040 szacowanego na 300 tys. miejsc pracy), w porównaniu do 1,7 tys. w planowanej, bardzo wątpliwej elektrowni jądrowej. Warto zauważyć, że przejście pracowników do obsługi elektrowni jądrowej planowane jest po 2031 r. i może się przesunąć w związku z opóźnieniami w Polskim Programie Energetyki Jądrowej (PPEJ). Plan restrukturyzacji nie odno-

²⁵ Biznes Alert (2020). Baca-Pogorzelska: Znamy szczegóły planu ratunkowego dla górnictwa: <https://biznesalert.pl/ministerstwo-aktywow-panstwowych-informacje-kopalnie-pgg-tauron-redukcja-zamkniecie-energetyka-wegiel/>

si się wprost do planów budowy elektrowni jądrowej, w tym, która ze spółek miałaby być jej właścicielem, a także dysponować możliwościami jej sfinansowania, co może rodzić pytania o zasadność założeń dot. planowanych przychodów i kosztów nowej grupy PGE oraz NABE.

Wreszcie, istnieje szereg zagrożeń dla realizacji planu w kształcie przedstawionym w prezentacji.

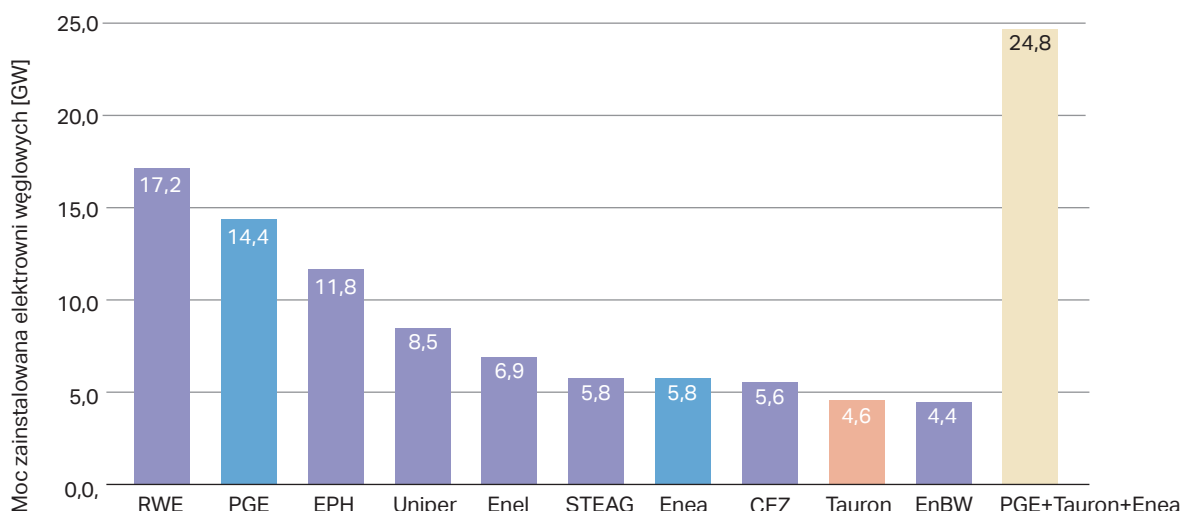
Połączenie spółek będzie wymagało zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK), który na pewno będzie miał zastrzeżenia dotyczące koncentracji rynku, zwłaszcza w świetle przejścia PGNiG przez Orlen. Podobnie, nie jest pewnym, że Komisja Europejska udzieli zgody na pomoc państwa dla zamykanych elektrowni. Przyczyn tego jest kilka:

- jednoczesne wnioskowanie o pomoc państwa dla PGG, co wynika z umowy zawartej ze związkami zawodowymi²⁶;
- niespełnienie założeń przedstawionych KE, dotyczących wspierania konkurencyjności przez rynek mocy, który wręcz przeciwnie prowadzi do dalszej koncentracji (zob. szerzej rozdział 1, powyżej) – podobnie może się stać w przypadku mechanizmu EDM, który ma wspierać jedynie największych, istniejących wytwórców;
- powstanie monopolu w segmencie dystrybucji i duopolu w segmencie sprzedaży, a także potencjalna zwiększona koncentracja rynku wytwarzania (jak wyżej) mogą wzbudzić wątpliwości dotyczące prawa do zmiany sprzedawcy, będącego fundamentalnym elementem konkurencyjnego rynku energii.

Wątpliwości KE może także wzbudzić wpływ połączenia trzech podmiotów z pierwszej dziesiątki europejskich wytwórców energii z węgla (Rys. 3.3) na konkurencję na rynku. Po połączeniu (najpierw pod parasolem PGE, później NABE), węglowe moce wytwórcze nowej grupy osiągnęłyby niemal 25 GW, tworząc największy taki podmiot w Europie. Byłby to o tyle większy problem, że pozostałe grupy w rankingu (w tym największe RWE, EPH i Uniper) mają już plany wyłączenia niemal wszystkich elektrowni węglowych w ich portfelach (ogółem 68 GW ze 137 GW mocy węglowych w UE ma już planowaną datę wyłączenia²⁷).

Prawne wątpliwości związane z planem restrukturyzacji opisano szerzej w rozdziale 7, poniżej.

Rys. 3.3. Top 10 europejskich wytwórców energii z węgla (wg mocy zainstalowanej)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Europe Beyond Coal.

26 Biznes Alert (2020). Baca-Pogorzelska: Znamy szczegóły planu ratunkowego dla górnictwa: <https://biznesalert.pl/ministerstwo-aktywow-panstwowych-informacje-kopalnie-pgg-tauron-redukcja-zamkniecie-energetyka-wegiel/>; Reuters (2020). Polska liczy na zgodę KE na pomoc publiczną dla kopalń: <https://pl.investing.com/news/stock-market-news/opis-1polska-liczy-na-zgode-ke-na-pomoc-publiczna-dla-kopaln-263636>.

27 Europe Beyond Coal (2020). Database: <https://beyond-coal.eu/database/>.

Pokrewnym do powyższego są trudności w finansowaniu mechanizmu EDM. Jako jego źródła wskazuje się bowiem Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (JTF) i sprzedaż uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu EU ETS. Dokument ustanawiający Fundusz wprost mówi o tym, że z finansowania w ramach programu są wykluczone inwestycje „w zakresie produkcji, przetwarzania, dystrybucji, składowania lub spalania paliw kopalnych”²⁸, przy czym w ostatnim głosowaniu dopuszczono niektóre rodzaje gazu²⁹. Nie zmienia to faktu, że środki z JTF nie mogą być użyte do wspierania spalania węgla. Podobne trudności mogą wystąpić w przypadku finansowania z systemu EU ETS, który głównym celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych a pochodzące z systemu środki mają być przeznaczane na dekarbonizację³⁰.

Ze sprzedaży uprawnień Polska uzyskała dotychczas 20,5 mld zł³¹, przeznaczając jedynie ułamek tej kwoty na dekarbonizację i redukując emisje z sektora energetycznego o raptem 8,5 proc. w latach 2005-2018³². W tym samym okresie redukcja emisji dla całej UE z tego sektora osiągnęła 31 proc. Co więcej, zgodnie z ostatnią rewizją unijnej dyrektywy ETS, w latach 2021-2030 zmienią się reguły wydatkowania środków ze sprzedaży uprawnień³³. Wątpliwe jest zatem zakładanie, że środki te będą mogły być przeznaczone na wsparcie elektrowni węglowych. W tym przedmiocie zob. także rozdział 7, poniżej.

Abstrahując od finansowania samej restrukturyzacji, planowany zbyt wysoki udział węgla w miksie energetycznym, brak spełnienia celów OZE i niesatysfakcjonujące tempo redukcji emisji CO₂ mogą być podstawą do zmniejszenia puli środków unijnych dostępnych dla Polski w szeregu programów. Przykładem może być Fundusz Sprawiedliwej Transformacji, którego wysokość zmaleje o połowę w przypadku brak deklaracji neutralności klimatycznej do 2050 r.³⁴

Pod względem ekonomicznym, plan restrukturyzacji rodzi kolejne pytania – połączenie trzech nierentownych spółek o łącznych prognozowanych stratach powyżej 38 mld zł ma stworzyć dwa zyskowne podmioty: NABE ma osiągnąć 3,6 mld zł dodatnich przepływów pieniężnych do 2040 r., a nowa PGE około 2 mld zł dodatnich przepływów, przy EBITDA aż 156,6 mld zł. Tak wielkie rozbieżności pozwalają sądzić, że przychody PGE i NABE są przeszacowane, niedoszacowano kosztów ich funkcjonowania lub przewiduje się dodatkową pomoc państwa oprócz EDM. Szczegółową analizę tego zagadnienia przedstawiono w rozdziałach 5 i 6, poniżej.

WPŁYW RESTRUKTURYZACJI NA KONSUMENTÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wspomniane zwiększenie koncentracji w obszarach wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży może negatywnie wpłynąć na konsumentów energii. Może się to objawić w formie:

- wzrostu cen taryf dla gospodarstw domowych (choć te są regulowane);
- wzrostu cen energii dla przedsiębiorstw (które nie są regulowane);
- zagrożenia niezawodności dostaw energii;
- spadku jakości obsługi klienta;
- braku realnej możliwości zmiany sprzedawcy.

28 Komisja Europejska (2020). Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020PC0022&from=EN>.

29 Parlament Europejski (2020). Sprawozdanie w sprawie wniosku dotyczącego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji.: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2020-0135_EN.html.

30 Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej (2018). Dyrektywa 2018/410 z marca 2018 r.: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0410&from=EN>.

31 Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2020). Zielone Inwestycje: <https://www.gov.pl/web/climate/benefits-of-the-eu-emissions-trading-system>.

32 European Commission (2020). Energy Statistics: Energy datasheets: EU countries (last updated: 15 June 2020): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_statistical_countrydatasheets.xlsx.

33 Komisja Europejska (2020). Rewizja dla etapu 4 (2021-2030): https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en.

34 Czyżak et al. (2020). Zielone miejsca pracy. Przypadek regionu bełchatowskiego. In: *Instat Policy Paper 04/2020*, <http://instat.pl/belchatow-2020/>.

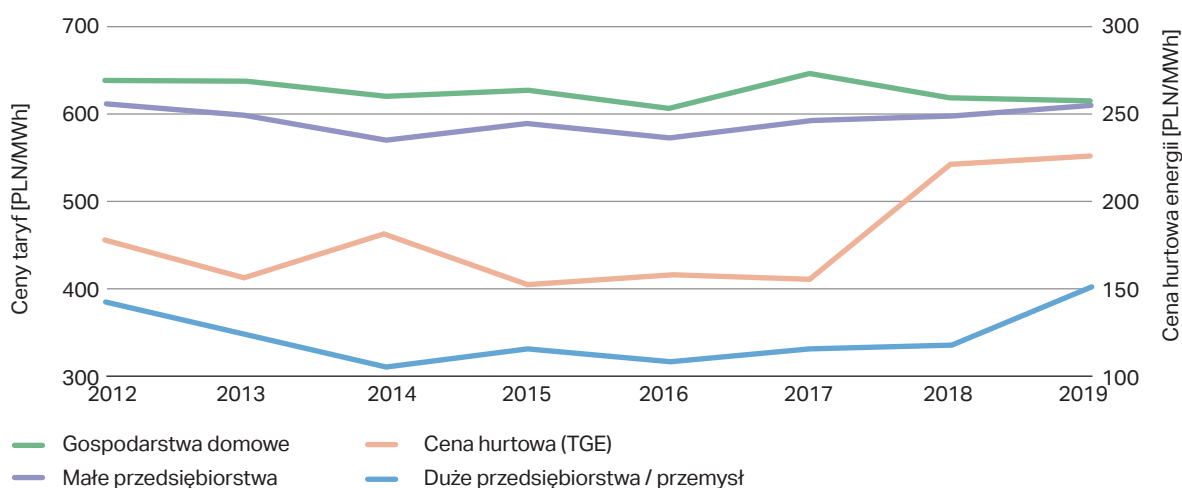
Wysokie udziały rynkowe spółek w segmentach wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej typowo prowadzą do wzrostu cen taryf dla konsumentów energii elektrycznej.

Wzrost cen taryf dla gospodarstw domowych może być ograniczony, bo podlegają one wachlarzowi regulacji ograniczających ich wzrost. Z drugiej strony, taryfy dla przedsiębiorstw nie podlegają podobnym regulacjom i rosną wraz ze wzrostem cen hurtowych energii elektrycznej, co prowadzi do spadku konkurencyjności polskiej gospodarki.

Analiza historycznych średnich cen hurtowych energii elektrycznej i średnich cen taryf zaprezentowana na Rys. 3.4 wykazała, że wzrost ceny hurtowej energii elektrycznej nie przekłada się na wzrost taryf dla gospodarstw domowych, ale ma wpływ na ceny dla przedsiębiorstw. Na przykład, hurtowa cena energii elektrycznej wzrosła z poziomu 155,75 zł/MWh w 2017 r. do poziomu 226,75 zł/MWh w 2019 r., czemu nie towarzyszył wzrost cen taryf dla gospodarstw - zachowały one poziom podobny do tego z poprzednich lat. Ceny dla dużych przedsiębiorstw i przemysłu wzrosły jednak w tym czasie z 333,1 PLN/MWh do 403,1 zł/MWh.

Stabilne ceny dla gospodarstw domowych są wynikiem regulacji taryf w tym sektorze oraz wprowadzenia tzw. ustawy o zamrożeniu cen prądu z grudnia 2018 r., która zmniejszyła akcyzę na energię elektryczną z 20 do 5 zł na MWh, obniżyła opłatę przejściową oraz zamroziła ceny taryf dla odbiorców końcowych w 2019 r. na poziomie z końca czerwca 2018 r. Różnica pomiędzy ceną hurtową energii elektrycznej, a ceną taryf dla gospodarstw domowych była pokrywana przez Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny. Mechanizm ten pozwolił na utrzymanie taryf na tym samym poziomie, ale w praktyce polegał na wypłaceniu przez państwo utraconych przychodów przedsiębiorstwom zajmującym się dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej, które stają się coraz mniej rentowne w obliczu rosnących kosztów wytwarzania energii i stałych taryf dla gospodarstw. Fundusz ten był zasilany głównie ze środków pozyskanych przez rząd w wyniku handlu dodatkową pulą uprawnień do emisji gazów cieplarnianych oraz innych dotacji i środków publicznych³⁵.

Rys. 3.4. Analiza cen energii elektrycznej w latach 2012-2019



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z energy.instrat.pl i Eurostat (2020).

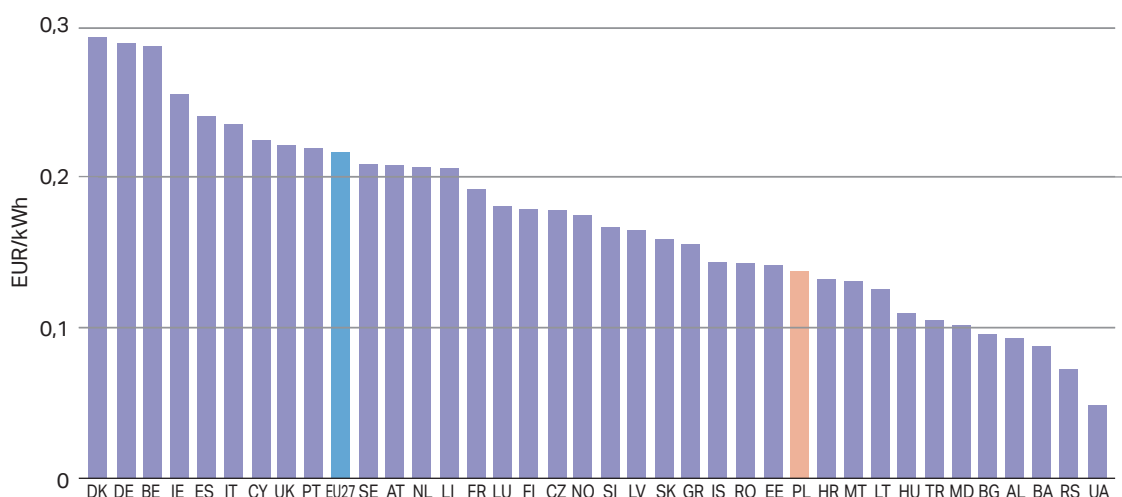
35 Ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw: http://orka.sejm.gov.pl/proc8.nsf/ustawy/3112_u.htm#_ftn1

Mimo że w roku 2019 ustawa ustabilizowała ceny dla gospodarstw domowych, jest wątpliwe, że rekompensaty będą udzielane w kolejnych latach. Ze wstępnych informacji wynika, że od 2021 r. do otrzymywania rekompensat będą uprawnione jedynie osoby dotknięte ubóstwem energetycznym³⁶. Bez dalszych rekompensat od rządu i przy rosnących kosztach wytwarzania energii elektrycznej spowodowanych dużym udziałem drogiego węgla w miksie energetycznym, wzrost cen tariff jest nieunikniony. Tym bardziej, jeżeli sektor energetyczny będzie się dalej konsolidował, a aktywa węglowe będą utrzymywane zbyt długo.

Skutki wzrostu tariff są coraz bardziej dotkliwe dla polskiej gospodarki. Z początkiem października 2020 r. ArcelorMittal ogłosił plan zamknięcia części surowcowej krakowskiej huty, powołując się na wysokie ceny energii elektrycznej jako jedną z przyczyn, która zmusiła firmę do podjęcia takiej decyzji. Nie jest to odizolowany przypadek³⁷. W przyszłości przewiduje się dalszy silny wzrost cen dla firm, w tym wynikający z wprowadzenia opłaty mocowej.

Dodatkowo, należy zauważyć, że niezwykle niskie (jak na standardy europejskie) łączne ceny energii dla gospodarstw domowych (Rys. 3.5) przy najwyższych w UE cenach hurtowych oznaczają, że marże w polskiej elektroenergetyce są zbyt niskie, aby umożliwić realizację inwestycji w zero-emisyjne źródła wytwórcze oraz infrastrukturę sieciową. Prowadzi to do błędnego koła, w którym niskie ceny tariff uniemożliwiają inwestycje w OZE, podczas gdy większy ich udział w wytwarzaniu energii stanowi rozwiązanie obniżające hurtowe ceny energii³⁸. Ten aspekt uwypukla plan restrukturyzacji, w którym z jednej strony transformacja PGE ma na celu zwiększenie tempa rozwoju OZE, ale w rzeczywistości zwiększona koncentracja na rynku najczęściej wpływa na spadek inwestycji i innowacji. W alternatywnym scenariuszu, kiedy każda ze spółek zatrzymałaby swoje aktywa węglowe i podejmowała decyzje inwestycyjne tak jak w modelu spin-off bez konsolidacji (opisanym w rozdziale 4, poniżej), spółki miałyby czysto rynkowe przesłanki do wdrożenia większej liczby projektów OZE i zmniejszenia roli węgla w miksie energetycznym.

Rys. 3.5. Ceny tariff energii elektrycznej (z opłatami) dla gospodarstw domowych w Europie w drugiej połowie 2019 r. (EUR/kWh)



Źródło: Eurostat (2020).

36 <https://enerad.pl/aktualnosci/ceny-pradu-2021/>.

37 Ember (2020). Ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce najwyższe w Europie: <https://ember-climate.org/commentary/2020/10/23/ceny-energii-elektrycznej-w-polsce-najwyzsze-w-europie/>.

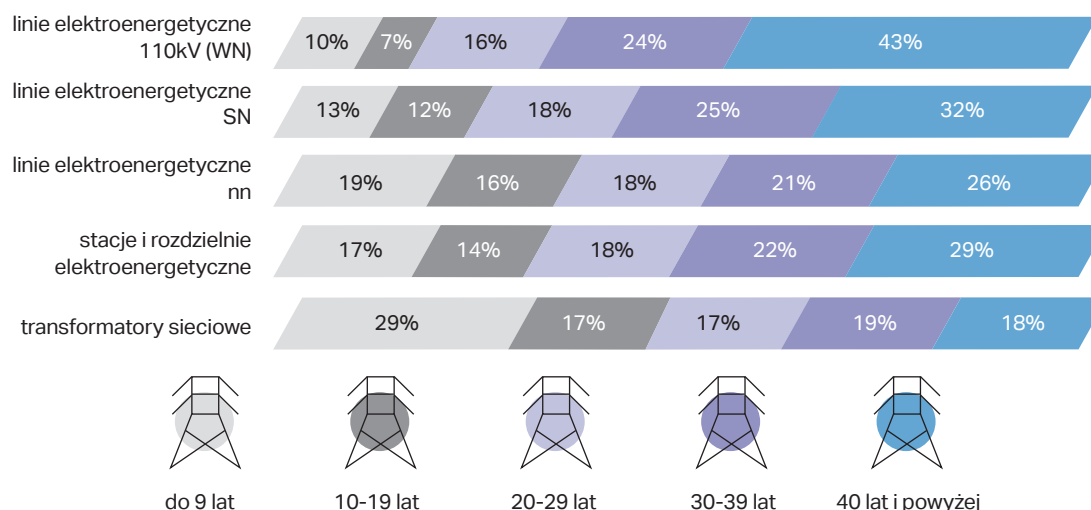
38 Ember (2020). Ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce najwyższe w Europie: <https://ember-climate.org/commentary/2020/10/23/ceny-energii-elektrycznej-w-polsce-najwyzsze-w-europie/>.

Istotnym zagrożeniem nie tyle dla kosztów energii elektrycznej, ale dla jakości jej dostaw, jest zwiększona koncentracja w segmencie dystrybucji. Polska plasuje się wśród krajów o najwyższym poziomie awaryjności sieci w Europie. Polskie sieci są stare (Rys. 3.6.), co potwierdza także raport Najwyższej Izby Kontroli (NIK)³⁹. Monopolizacja tego segmentu może spowodować spadek już i tak niewystarczających inwestycji (w tym w inteligentne liczniki), co z kolei przełoży się na jeszcze większe problemy z siecią (awarie), trudności z jej bilansowaniem, wzrost wskaźników SAIDI i SAIFI (średni czas trwania przerw w dostawach energii i liczba awarii zasilania na odbiorcę) oraz zagrożenie niezawodności dostaw energii dla odbiorców.

Spółki, które nie podlegają konkurencji w celu zdobycia i utrzymania klientów, nie mają także motywacji, aby ciągle zwiększać poziom obsługi klienta, co w efekcie może doprowadzić do spadku jakości tych usług. Ma to oczywiście negatywny wpływ na konsumentów energii elektrycznej.

Wreszcie, monopolizacja rynku odbiera konsumentom energii elektrycznej możliwość realnej zmiany sprzedawcy energii. Jest to kontrowersyjne zwłaszcza z punktu widzenia wzmocnionej unijnej dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej⁴⁰.

Rysunek 3.6. Struktura wiekowa majątku OSD na dzień 31.12.2017 r.



Źródło: NIK.

39 Najwyższa Izba Kontroli, Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej, Informacja o wynikach kontroli, P/17/022/KGP, 2018.
 40 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=ES>.

4. OCENA MOŻLIWYCH MODELI RESTRUKTURYZACJI POLSKIEGO RYNKU ENERGII

Biorąc pod uwagę wyżej wymienione wady i zagrożenia proponowanego rozwiązania, warto zastanowić się, czy możliwy jest scenariusz alternatywny. Problem nierentownych aktywów węglowych nie jest w Europie nowy, a procesy wyłączenia elektrowni węglowych z eksploatacji odbywają się nie tylko w Polsce. Dlatego poniżej prezentujemy modele przyjęte w innych krajach europejskich, a także alternatywy dla kształtu restrukturyzacji zaproponowanej w Polsce.

NIEMCY - SILNA POZYCJA SEKTORA WĘGLOWEGO UTRUDNIA DEKARBONIZACJĘ

Niemcy z dużym prawdopodobieństwem nie zrealizują celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. o 40 proc. w porównaniu z poziomem z 1990 r., głównie ze względu na wciąż duży udział węgla w koszyku energetycznym i rosnące emisje z transportu.

W celu przyspieszenia dekarbonizacji rząd Niemiec przeforsował prawo dotyczące całkowitego odejścia od węgla w procesie wytwarzania energii, najpóźniej do 2038 r., oraz uzgodnił zarówno harmonogram zamknięcia elektrowni węglowych opalanych węglem brunatnym oraz odszkodowania dla ich operatorów. Ustawa o zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z węgla (niem. Kohleausstiegsgesetz) weszła w życie w sierpniu 2020 r.⁴¹ Ustawa została stworzona na kanwie zaleceń komisji do spraw wyjścia z węgla z 2019 roku i określa, ile mocy zainstalowanej źródeł węglowych pozostanie w niemieckim systemie energetycznym w poszczególnych okresach w przyszłości.

Ustawa przewiduje odrębne ścieżki odchodzenia od węgla brunatnego i kamiennego. Dla elektrowni stosujących węgiel kamienny, już od 2020 r., przeprowadza się państwowe przetargi. Wybrane elektrownie zobowiązują się do wyłączenia z eksploatacji w zamian za tzw. dodatek węglowy. Niemiecka Federalna Agencja Sieci określi maksymalny wolumen ofert dla każdej aukcji i zastosuje procedurę określoną w ustawie, jeżeli ofert będzie zbyt wiele. Likwidacja bloków opalanych węglem kamiennym będzie regulowana w ramach procedury przetargowej do 2027 r. Począwszy od 2028 r. wygaszanie elektrowni spalających węgiel kamienny będzie realizowane odgórnie przez Federalną Agencję Sieci, bez przyznawania rekompensat. Im wcześniej elektrownie węglowe podejmą decyzję o zamknięciu (i przystąpią do procedury przetargowej), tym więcej pomocy państwa będą mogły uzyskać⁴². Przetarg wygrywają oferty gwarantujące największą oszczędność emisji za najniższą kwotę. Są to swego rodzaju „odwrócone aukcje” (kto da mniej), które są znane z innych segmentów rynku energii (aukcje OZE, rynek mocy), ale przedmiot zamówienia (w zamian za rekompensaty bloki węglowe trwale opuszczają rynek) jest nowatorski.

Na mocy ustawy, rząd federalny zyskał upoważnienie do osiągnięcia porozumienia umownego z operatorami elektrowni opalanych węglem brunatnym i współpracującymi z nimi kopalniami odkrywkowymi węgla brunatnego, w odniesieniu do momentu wyłączenia ich z eksploatacji oraz kwoty odszkodowania. Oznacza to, że daty wyłączenia elektrowni opalanych węglem brunatnym oraz zasady wypłacania rekompensat ma regulować umowa pomiędzy rządem i operatorami. Taka umowa musi zostać zatwierdzona przez Komisję Europejską. Elektrownie opalane węglem brunatnym nie otrzymają rekompensaty finansowej, jeżeli będą zamykane od 2030 r. Jeżeli negocjacje nie przyniosą skutku, rząd federalny ma ustalić harmonogram zmniejszenia, a następnie zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego w drodze rozporządzenia.

41 Bundesanzeiger(2020). Kohleausstiegsgesetz: [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=/**\[@attr_id=%27bgbl120s1818.pdf%27\]#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl120s1818.pdf%27%5D_1602053964832](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=/**[@attr_id=%27bgbl120s1818.pdf%27]#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl120s1818.pdf%27%5D_1602053964832).

42 BMWI(2020). Wycofanie węgla i zmiany strukturalne: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html>.



Ustawa generalnie zakazuje uruchamiania nowych elektrowni węglowych po 14 sierpnia 2020 r., czyli po dacie wejścia w życie ustawy. Wyjątek stanowią jednak te elektrownie, które otrzymały koncesję na eksploatację przed 29 stycznia 2020 r. Należy zaznaczyć, że pracownicy elektrowni węglowych w wieku 58 lat i powyżej otrzymają rekompensatę pieniężną do czasu osiągnięcia wieku emerytalnego. Ustawa nie precyzuje planu rekompensat dla innych grup pracowniczych.

Harmonogram w zarysie wygląda następująco:

- 15 GW mocy wykorzystujących węgiel kamienny i 15 GW mocy wykorzystujących węgiel brunatny ma pozostać w niemieckim systemie energetycznym do końca 2022 r. (z, odpowiednio, 22,8 GW oraz 21,1 GW w 2019 r.);
- W 2030 r. w systemie pozostaje 8 GW mocy na węgiel kamienny i około 9 GW mocy na węgiel brunatny;
- Najpóźniej do końca 2038 r. wszystkie moce węglowe zostają wycofane.

Okresowe weryfikacje harmonogramu mające mieć miejsce w 2026, 2029 i 2032 r, mają za zadanie ułatwić rządowi podjęcie decyzji, czy całkowite zakończenie wytwarzania energii elektrycznej z węgla może zostać zrealizowane do 2035 r.

Niemiecka ustawa jest jednak krytykowana na kilku polach. Jej najbardziej kontrowersyjnym elementem jest wysokość rekompensat dla spółek RWE i LEAG. Za wygaszenie bloków na węgiel brunatny o łącznej mocy 7,3 GW do 2029 r., spółki mają otrzymać łącznie 4,35 mld euro. Eksperci uznają, że wysokość tych rekompensat jest nawet dwukrotnie zawyżona, a przy ich ustalaniu nie wzięto pod uwagę niekorzystnych perspektyw rynkowych dla wytwarzania energii elektrycznej z węgla (tj. rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ czy wzrostu konkurencyjności OZE). Umowa pomiędzy rządem a operatorami elektrowni będzie zależeć od decyzji KE, która może ją uznać

z niedozwoloną pomoc państwa albo nakazać wprowadzenie w niej poprawek. Ustawa spotkała się również z krytyką ze strony instytucji zajmujących się polityką klimatyczną. Zdaniem części z nich, ustawa będzie miała ograniczony wpływ na redukcję emisji CO₂ i może pozwolić operatorom elektrowni na węgiel brunatny na sztuczne podtrzymywanie życia swoich bloków, pomimo pogarszających się warunków rynkowych. Zdaniem niemieckiej partii FDP, rezygnacja z bezpośrednich rekompensat i wzmocnienie transformacji odpowiednimi zachętami odpowiadającymi trendom na rynku energetycznym byłyby korzystniejsze z punktu widzenia budżetu federalnego⁴³.

Ponadto, niemiecki parlament federalny przyjął ustawę o wzmocnieniu strukturalnym regionów węglowych (niem. Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen), stanowiącą podstawę dla programów wsparcia gospodarczego w regionach węglowych, o łącznej wartości 40 mld euro. Ogólnym celem ustawy jest zapewnienie obszarom, które ucierpiały w wyniku stopniowego wycofywania węgla, możliwości zbudowania alternatywnej, zrównoważonej gospodarki lokalnej⁴⁴. Środki finansowe mają zostać rozdystrybuowane pomiędzy landami, które mają tradycje górnicze (Brandenburgia, Nadrenia Północna-Westfalia, Saksonia, Saksonia-Anhalt)⁴⁵. Od 2018 r. w Niemczech nie wydobywa się już węgla kamiennego.

Planowany w Polsce model restrukturyzacji jest podobny do tego zastosowanego w Niemczech, ale różni się przede wszystkim strukturą własnościową spółek energetycznych, co zostało opisane poniżej i w Tab. 4.1..

Wyodrębnienie aktywów węglowych: przykład E.ON/Uniper

W listopadzie 2014 r. E.ON, jedna z największych spółek energetycznych w Europie z siedzibą w Niemczech, ogłosił połączenie linii biznesowych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z konwencjonalnych źródeł energii (zachowując działalność detaliczną, dystrybucyjną i jądrową) i ich konsolidację w nowej firmie, o nazwie Uniper. Po rozdzieleniu linii biznesowych E.ON zajął się wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą detaliczną energii energetycznej z OZE, a Uniper przejął pieczę nad linią biznesu dotyczącą energetyki konwencjonalnej (wytwarzanie energii i zarządzanie regionalnymi i globalnymi łańcuchami dostaw energii).

Uniper stał się spółką zależną będącą w całości własnością E.ON. Uniper rozpoczął działalność 1 stycznia 2016 r.. W efekcie walnego zgromadzenia akcjonariuszy E.ON z czerwca 2016 roku, 53.35 proc. pakietu akcji w Uniper zostało przydzielone akcjonariuszom E.ON, a pozostałe 46.65 proc. kapitału zakładowego, które E.ON miał w Uniper, miało być sprzedawane od 2018 r. W lutym 2018 r. 47.35 proc. akcji wykupił koncern energetyczny Fortum (fińska spółka będąca własnością państwa)⁴⁶.

Do czasu rozpoczęcia podziału aktywów Uniper był zintegrowany finansowo z E.ON. W ramach procesu rozdzielania linii biznesowych, zobowiązania związane z poszczególnymi aktywami Uniper zostały przeniesione do Uniper lub rozliczone w procesie scentralizowanej kompensacji wielostronnej pomiędzy E.ON a Uniperem. W celu pokrycia potrzeb finansowych Uniper, do momentu wejścia w życie podziału, E.ON przyznał Uniperowi linię kredytową i pożyczki (które miały zostać rozliczone, gdy podział wejdzie w życie).

E.ON miał zachować w swoim bilansie wyemitowane wcześniej obligacje o wartości 14 mld euro oraz długi o wartości 17,7 mld euro.

43 OSW (2020). Niemcy: kontrowersyjne rozstanie z energetyką węglową: <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2020-07-06/niemcy-kontrowersyjne-rozstanie-z-energetyka-weglowa>.

44 Bundesanzeiger(2020). Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen: [https://www.bgb1.de/xaver/bgb1/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*\[@attr_id=%27bgb1120s1795.pdf%27\]#_bgb1_%2F%2F%5B%40attr_id%3D](https://www.bgb1.de/xaver/bgb1/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*[@attr_id=%27bgb1120s1795.pdf%27]#_bgb1_%2F%2F%5B%40attr_id%3D)

45 Die Bundesregierung (2020). Pożegnanie z energetyką węglową: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstiegsgesetz-1716678>.

46 Europe Beyond Coal (n.a.). Fortum/Uniper: A briefing for investors, insurers and banks: https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2020/03/EBC_Fortum_Uniper_briefing_paper.pdf.

W czerwcu 2016 r. E.ON ogłosił, że Uniper zabezpieczył 5 mld euro pożyczek na czas po podziale. Składały się one z pożyczki i kredytu odnawialnego (ang. RCF) z trzyletnim okresem zapadalności i możliwością przedłużenia o rok. Połowa RFC miała służyć do finansowania kapitału obrotowego, a druga połowa jako instrument rezerwy. To finansowanie zewnętrzne miało zastąpić finansowanie, które Uniperowi zapewniał dotychczas E.ON.

W 2016 r. Christopher Delbrück (ówczesny CFO) ogłosił, że Uniper wykorzysta te fundusze na spłatę linii kredytowej udzielonej przez E.ON. W procesie podziału, Uniper miał być finansowany w dużej mierze z kredytu konsorcjalnego.

Restrukturyzacja ta nie angażowała zasobów państwowych, w związku z czym nie była w nią zaangażowana pomoc państwa. Podobny podział aktywów miał miejsce w przypadku innych niemieckich spółek energetycznych: RWE oraz Innogy⁴⁷.

WIELKA BRYTANIA - LIDER WYCOFYWANIA ENERGETYKI WĘGLOWEJ W EUROPIE

Wielka Brytania jest jednym ze światowych liderów w zakresie dekarbonizacji. W 2015 r., jako pierwszy kraj na świecie, ogłosiła ona strategię odchodzenia od węgla w energetyce do 2025 r. (data ta została później przesunięta na 2024 r.)⁴⁸.

Od lat, Wielka Brytania stawiała sobie ambitne cele w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Za pomocą ustawy o zmianie klimatu (ang. *Climate Change Act*), z 2008 r., kraj zobowiązał się do redukcji emisji o 80 proc. w porównaniu z poziomem z 1990 r. Następnie, w 2019 r. brytyjski parlament uchwalił ustawę zobowiązującą rząd do redukcji emisji o 100 proc. w porównaniu z poziomem z 1990 r., co ma pozwolić na osiągnięcie neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r.⁴⁹

Mimo tego, że Wielka Brytania wciąż nie jest na drodze do osiągnięcia nawet 80-proc. redukcji emisji gazów cieplarnianych (jest to spowodowane zwłaszcza wciąż wysokimi emisjami w sektorach takich jak transport i rolnictwo), zastępowanie energetyki węglowej gazem i rekordowo wysokie inwestycje w OZE sprawiły, że kraj jest międzynarodowym pionierem odchodzenia od węgla. W 2000 r. na terenie kraju funkcjonowało 21 elektrowni węglowych; na początku 2013 r. było ich 16, a aktualnie działają już tylko cztery^{50,51}. Od 2015 r. kraj nie wydobywa też węgla kamiennego⁵².

Sukces Wielkiej Brytanii w odchodzeniu od węgla jest przypisywany kombinacji reform regulacyjnych oraz czynników rynkowych, które zmusiły do zamykania elektrowni węglowych i spowodowały duży spadek roli tego paliwa w miksie energetycznym. Są nimi:

1. Reforma Rynku Energetycznego (ang. *Electricity Market Reform*) z 2012 r. i bazująca na niej ustawa o energii elektrycznej z 2013 r. (ang. *Energy Act*)

Zadaniem tej reformy jest wspieranie inwestycji w niskoemisyjne moce wytwórcze oraz utrzymanie stabilności energetycznej podczas procesu wyłączenia elektrowni węglowych. Ustawa bazuje na czterech mechanizmach mających na celu wspomaganie inwestycji transformacyjnych. Są nimi:⁵³

- minimalna cena emisji (ang. *carbon price floor*): mechanizm opodatkowania emisji z paliw kopalnych, wykorzystywanych do wytwarzania energii. Składa się on z dwóch elementów: podatku węglowego (ang. *carbon price support*) oraz ceny uprawnień do emisji w ramach unijnego systemu EU ETS⁵⁴;

47 Na bazie: UniCredit (2016). E.ON: a closer look at the Uniper spin-off: https://www.research.unicredit.eu/DocsKey/credit_docs_2016_154520.ashx?EXT=pdf&KEY=n03ZZLYZf5nemXA3J7CyxiYupcODapkKcuajVCK8N8M=&T=1.

48 Europe Beyond Coal (2020). Coal exit tracker: <https://beyond-coal.eu/coal-exit-tracker/?type=maps&layer=4>.

49 IEA (2020). United Kingdom: <https://www.iea.org/countries/united-kingdom>.

50 Europe Beyond Coal (2020). Coal exit tracker: <https://beyond-coal.eu/coal-exit-tracker/?type=maps&layer=4>.

51 E3G (2018). Insights from the UK coal phase out experience: Report to Chile decarbonisation roundtable: https://energia.gob.cl/sites/default/files/11_2018_e3g_lecciones_aprendidas_de_la Eliminacion_gradual_del_carbon_en_el_reino_unido_ingles.pdf.

52 IEA (2019). United Kingdom 2019 Review: <https://webstore.iea.org/download/direct/2784>.

53 Energy Act (2013): <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/notes>.

54 W związku z opuszczeniem przez Wielką Brytanię UE, zasady działania tego mechanizmu podlegają obecnie weryfikacji.

- standardy emisyjne (ang. *emission performance standard*): mechanizm limitowania emisji z nowych elektrowni wytwarzających energię elektryczną z paliw kopalnych;
- rynek mocy (ang. *capacity market*): mechanizm wprowadzony w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii energetycznej, w miarę gdy do systemu wprowadza coraz większą ilość energii z OZE; oraz
- kontrakty różnicowe (ang. *contracts for difference*): główny mechanizm wspierający inwestycje w niskoemisyjne moce wytwórcze. Zachęca on do inwestycji w projekty OZE o wysokich kosztach początkowych, zapewniając bezpośrednią ochronę przed zmianami hurtowych cen energii elektrycznej.

2. Podatek węglowy (ang. *Carbon Price Support*), wprowadzony w 2013 r.

Podatek węglowy stanowi jeden z najważniejszych elementów realizacji rządowej strategii wycofania węgla z energetyki do 2024 r. Został on wprowadzony w kwietniu 2013 r. na terenach Anglii, Walii i Szkocji. Podatek zaadaptowany jako element mechanizmu minimalnej ceny emisji z ww. ustawy o energii elektrycznej.

Początkowo, podatek ten wynosił niecałe 5 funtów za tonę CO₂. Później wartość tę zwiększono do 18 funtów, która ma obowiązywać do końca 2021 r. Przez lata koszty emisji CO₂ w Wielkiej Brytanii były więc znacznie wyższe niż w ramach ogólnego systemu EU ETS. Podatek ten przyczynił się do spadku udziału węgla w miksie elektroenergetycznym z 40 do 3 proc., na przestrzeni zaledwie sześciu lat od jego wprowadzenia⁵⁵ i wpłynął na dodatkowy dochód do budżetu państwa w wysokości około miliarda funtów w 2017 r.⁵⁶

3. Strategia odejścia od węgla (ang. *Implementing the end of unabated coal*) z 2018 r.

W październiku 2015 r. brytyjski rząd ogłosił plan wycofania węgla i zamknięcia wszystkich elektrowni węglowych najpóźniej do 2025 r. (w 2020 r. data ta została przesunięta 2024 r.)⁵⁷. Aby do tego doprowadzić, w ustawie z 2018 r., władze nałożyły restrykcyjne, jak na ówczesne czasy, standardy emisyjne na wszystkie elektrownie, wynoszące maksymalnie 450 g CO₂/kWh.

Restrykcyjne regulacje emisyjne połączone z prywatyzacją wspierającą działanie mechanizmów rynkowych powodują, że rząd Wielkiej Brytanii nie musi ustalać szczegółowego harmonogramu zamknięcia poszczególnych bloków węglowych, lecz pozostawia ten proces uwarunkowaniom rynkowym. Proces ten może zostać podsumowany w następujący sposób:

- Elektrownie węglowe są aktywne do momentu kiedy staje się to nierentowne lub ich dalsza eksploatacja wymaga dużych inwestycji, by sprostać wymogom regulacyjnym;
- W większości przypadków spowodowało to szybsze zamknięcie elektrowni węglowych;
- Tylko w nielicznych przypadkach elektrownie zdecydowały się na inwestycje przystosowujące je do stosowania alternatywnych paliw w procesie wytwarzania energii⁵⁸.
- W związku z tym, transformacja energetyczna w Wielkiej Brytanii nie wymagała wydzielenia aktywów węglowych, tak jak jest to planowane w Polsce, lecz bazowała na skutecznym działaniu regulacji i mechanizmów rynkowych.

55 UCL (2020). British carbon tax leads to 93% drop in coal-fired electricity: <https://www.ucl.ac.uk/news/2020/jan/british-carbon-tax-leads-93-drop-coal-fired-electricity#:~:text=27%20January%202020,to%20research%20led%20by%20UCL>.

56 House of Commons (2018). Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism: <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf>.

57 IEA (2019). United Kingdom 2019 Review: <https://webstore.iea.org/download/direct/2784>.

58 E3G (2019). Coal Transition Insights: <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2019/03/15.UK-experience-regional-innovation-E3G-Feb-2019.pdf>.

W porównaniu z innymi krajami europejskimi, polityka rządu brytyjskiego nie zapewnia dużego wsparcia finansowego dla regionów i społeczności dotkniętych odchodzeniem od węgla.

HISZPANIA – OCZEKIWANIE NA PLAN ZAMKNIĘCIA ELEKTROWNI WĘGLOWYCH

Hiszpania jest na drodze do wycofania węgla w rekordowym czasie. W czerwcu 2020 r. siedem elektrowni węglowych zostało zamkniętych z powodu zaostrożonych limitów emisji zanieczyszczeń⁵⁹, wynikających z dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED)⁶⁰. Dalsze użytkowanie tych elektrowni stało się nieopłacalne, bo wymagałoby kosztownych modernizacji w obliczu niesprzyjającego węglowi otoczenia regulacyjnego.

W marcu 2020 r. Hiszpania przedstawiła Komisji Europejskiej ostateczną wersję Planu na rzecz energii i klimatu (ang. NECP), w którym kraj zobowiązuje się do wycofania energetyki węglowej najpóźniej do 2030 r. Kraj planuje zamknięcie kolejnych elektrowni węglowych do 2025 r., co spowoduje redukcję ich mocy z obecnych około 8 GW do 2 GW w połowie dekady. Niemniej jednak, ogłaszane w mediach plany zamknięcia kolejnych elektrowni węglowych, ze względu na brak rentowności, wskazują na to, że większość z nich może zostać zamknięta już na przestrzeni najbliższych dwóch-trzech lat. Dokładny plan dotyczący zamknięcia kolejnych elektrowni nie został jeszcze opublikowany przez hiszpański rząd.

Głównym wnioskiem dla Polski z przypadku hiszpańskiego jest fakt, że jeśli KE nie zgodzi się na pomoc państwa dla krajowej energetyki węglowej, elektrownie węglowe staną się niemożliwe do utrzymania lub będą musiały zostać zamknięte, bo nie będą w stanie dłużej sprostać coraz bardziej restrykcyjnemu otoczeniu regulacyjnemu. W takiej sytuacji, jeżeli tempo rozwoju OZE nie będzie wystarczająco szybkie (co jest wysoce prawdopodobne na zmonopolizowanym rynku z dominującym udziałem Skarbu Państwa), istnieje realne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

POTENCJALNE MODELE TRANSFORMACJI POLSKIEGO SEKTORA ENERGETYCZNEGO

W tabeli 4.1. zebrano wnioski z analizy ww. modeli transformacji energetyki, oceniając ich wady i zalety w kontekście restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego.

Rekomendowanym przez nas rozwiązaniem byłaby rezygnacja z konsolidacji PGE, Enei i Taurona (budzącej wątpliwości dotyczące monopolizacji szeregu segmentów), rezygnacja z tworzenia NABE (w tym przejmowania prywatnego długu przez Skarb Państwa) oraz wydzielenie aktywów węglowych z istniejących grup energetycznych do nowych, odrębnych spółek giełdowych, na kształt modelu E.ON-Uniper.

W szczególności, kluczowe jest utrzymanie aktywów węglowych w portfelu spółki giełdowej (analogicznie do Unipera), co pozwala na:

- kontrolę tempa wycofywania aktywów węglowych przez inwestorów;
- większą transparentność działania i dostęp do informacji o spółce; oraz
- pewność, że spółka kieruje się motywacją ekonomiczną i dobrem inwestorów, a więc w praktyce będzie dążyła do szybszego wyłączenia elektrowni węglowych.

W przypadku przekazania aktywów węglowych do podmiotu w całości kontrolowanego przez Skarb Państwa, łatwo można sobie wyobrazić, że taka spółka (ewentualnie agencja) nie będzie kierowała się motywacją ekonomiczną, a raczej polityczną, opóźniając wyłączenie poszczególnych elektrowni. Taka sytuacja stwarza też ryzyko i pokusę do korzystania z różnych ukrytych form pomocy państwa, np. w postaci nierynkowych taryf na zakup węgla (od państwowych spółek górniczych), czy jego transport (od publicznego PKP Cargo).

59 Europe Beyond Coal (2020). Europe to be swept by a wave of coal plant closures as EU pollution standards kick-in: <https://beyond-coal.eu/2020/06/24/europe-to-be-swept-by-a-wave-of-coal-plant-closures-as-eu-pollution-standards-kick-in/>.

60 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:02010L0075-20110106&from=PL>.

Tab. 4.1. Modele restrukturyzacji sektora energetycznego

Model	Opis	Argumenty za	Argumenty przeciw	Rekomendacja
Podział aktywów i konsolidacja sektora	<p>Model proponowany w Polsce. Wydzielenie aktywów węglowych ze spółek i ich konsolidacja w odrębnym państwowym podmiocie (w tym przypadku NABE).</p> <p>Pozostałe aktywa (niewęgłowe) są konsolidowane w jednej spółce – PGE.</p> <p>Aktywa węglowe są eksploatowane do momentu określonego w rządowym harmonogramie.</p> <p>NABE jest odpowiedzialne za zarządzanie i wygaszanie aktywów węglowych.</p> <p>Szczegółowe informacje na ten temat zawarto w rozdziale 2.</p>	<p>Przewidywalność i jasno określony harmonogram transformacji.</p> <p>Możliwość kontroli wcześniejszych ustaleń politycznych, które później przybierają również określoną formę prawną (np. specjalnej ustawy, decyzji KE etc.).</p> <p>Może być efektywnym sposobem na zamknięcie elektrowni węglowych i umożliwienie pozostałym graczom pozyskania finansowania na zielone inwestycje.</p>	<p>Nie istnieją efektywne mechanizmy kontroli nad państwową spółką / agencją, co może prowadzić do wolnego tempa odchodzenia od węgla (szczególnie ważne w kontekście podniesienia celów redukcji emisji w UE).</p> <p>Nieefektywny proces zarządzania spółką wiąże się z wysokimi kosztami operacyjnymi, które są pokrywane ze środków publicznych.</p> <p>Lepszą alternatywą byłoby utworzenie spółki giełdowej, która pozostaje pod kontrolą inwestorów (tak jak w przypadku EON-Uniper) – zob. model Podział aktywów bez konsolidacji.</p>	○
Podział aktywów bez konsolidacji	<p>Spółki oddzielają aktywa węglowe na zasadzie tzw. spin-offu.</p> <p>Wszystkie aktywa pozostałą notowane na giełdzie.</p> <p>Wydzielona spółka (niepowiązana z obecną grupą kapitałową) przejmuje aktywa węglowe, podczas gdy pierwotna spółka koncentruje się na niskoemisyjnej energetyce (tak jak w przypadku E.ON/Uniper)</p> <p>Nie jest konieczna konsolidacja aktywów węglowych w NABE ani konsolidacja PGE, Enei i Taurona.</p>	<p>Pozwala na lepszą kontrolę rynku kapitałowego.</p> <p>Motywacja ekonomiczna spółek zachęca do przyszłościowych inwestycji i może doprowadzić do szybszego rozwoju i adaptacji technologii OZE oraz kontrolowanego wyłączenia nierentownych elektrowni węglowych (jak w przypadku Wielkiej Brytanii).</p> <p>Daje większą dostępność kapitału dla spółek energetycznych, które przed wydzieleniem aktywów węglowych mogą być eliminowane z procesów finansowania (np. w związku z politykami banków).</p> <p>Nie tworzy się monopolu/ duopolu na rynku.</p> <p>Zmniejsza ryzyko polityczne i oszczędza czas potrzebny na procesy biurokratyczne.</p>	<p>Rząd nie ma kontroli nad tempem odejścia od węgla (co może być też zaletą).</p> <p>Proces bazuje na mechanizmach rynkowych, które nie muszą być zbieżne z polityką klimatyczną (ryzyko nagłego spadku cen uprawnień w systemie EU ETS czy cen energii).</p>	○○○○○
Brak podziału aktywów	<p>Spółki pozostają w formie takiej, jak obecnie (model business as usual).</p> <p>Transformacja energetyczna jest wspomagana przez środki publiczne na rozwój i adaptację technologii OZE i/lub odebrana jest pomocą państwa na wytwarzanie energii z konwencjonalnych źródeł.</p> <p>Model zaadoptowany na przykład w Holandii, gdzie odnosi duże sukcesy.</p> <p>Brak potrzeby tworzenia NABE oraz pozostawienie obecnej struktury rynku (mniejsze ryzyko monopolizacji).</p>	<p>Państwo pomaga w zwalczeniu barier ekonomicznych związanych z dużymi inwestycjami i dostarcza duży zastrzyk gotówki na inwestycje w OZE (większe niż wynikające z samego EU ETS).</p> <p>Obniża ryzyko inwestycyjne dotyczące projektów OZE i jednocześnie zachęca do szybszego odejścia od węgla⁶¹.</p> <p>Może generować dodatkowe miejsca pracy.</p> <p>Spółki energetyczne, kierujące się mechanizmami rynkowymi i same poddają się transformacji.</p>	<p>Może być kosztowny dla rządu i przełożyć się na niekontrolowany wzrost cen energii.</p> <p>Brak kontroli rządu nad tempem odejścia od węgla, ale z drugiej strony proces transformacji powinien być szybszy.</p> <p>Spółki, które posiadają w portfelu aktywa węglowe, mogą mieć trudności z pozyskaniem finansowania z powodu polityk wielu banków (w tym także banków rozwoju). Jest to główny argument za wyodrębnieniem aktywów węglowych do nowej spółki.</p>	○○○
Pełna prywatyzacja i restrykcyjne regulacje	<p>Model rządzi się mechanizmami rynkowymi, ale jednocześnie zakłada silną regulację, co zmusza spółki do innowacji i zamykania elektrowni węglowych.</p> <p>Wszystkie spółki same decydują o sposobie, w jaki inwestują w innowację, w celu rozwoju firmy.</p> <p>Model zbliżony do obowiązującego w Wielkiej Brytanii.</p> <p>Brak potrzeby tworzenia NABE oraz oddzielnej konsolidacji PGE, Enei i Taurona.</p> <p>W warunkach polskich model ten wymagałby wcześniejszej pełnej prywatyzacji sektora energetycznego, co jest niezwykle trudne i może rodzić efekty uboczne (zob. kolumna "Przeciw").</p>	<p>Bazuje na mechanizmach rynkowych (takich jak kontrola kapitałowa inwestorów i chęć generacji zysku), ale jednocześnie daje rządowi duży wpływ na kształtowanie gospodarki energetycznej.</p> <p>Sprawił, że Wielka Brytania stała się jednym ze światowych liderów dekarbonizacji.</p> <p>W warunkach polskich pełna prywatyzacja sektora mogłaby doprowadzić do szybkiego zamknięcia nierentownych elektrowni węglowych przez spółki motywowane chęcią maksymalizacji zysków poprawą efektywności (co nie musi być prawdą w spółkach Skarbu Państwa).</p> <p>W odpowiednich warunkach organizacji rynku, może prowadzić do najszybszego odejścia od węgla, w porównaniu z innymi modelami przedstawionymi w tabeli.</p>	<p>Polska gospodarka energetyczna znajduje się pod kontrolą Skarbu Państwa (sektor publiczny) i kieruje się innymi mechanizmami niż sprywatyzowany sektor energetyczny w Wielkiej Brytanii. Jej sukces może być więc trudny do odtworzenia w Polsce.</p> <p>Pełna prywatyzacja rodzi szereg ryzyk wynikających ze strategicznej roli sektora energetycznego. Należą do nich np. brak ochrony społecznej dla osób, które tracą pracę w efekcie transformacji energetycznej, czy brak motywacji do kosztownego przyłączenia nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej.</p> <p>Proces prywatyzacji i ustanawiania regulacji jest czasochłonny i może on nie pozwolić na odejście od węgla w planowanym czasie.</p>	○○○

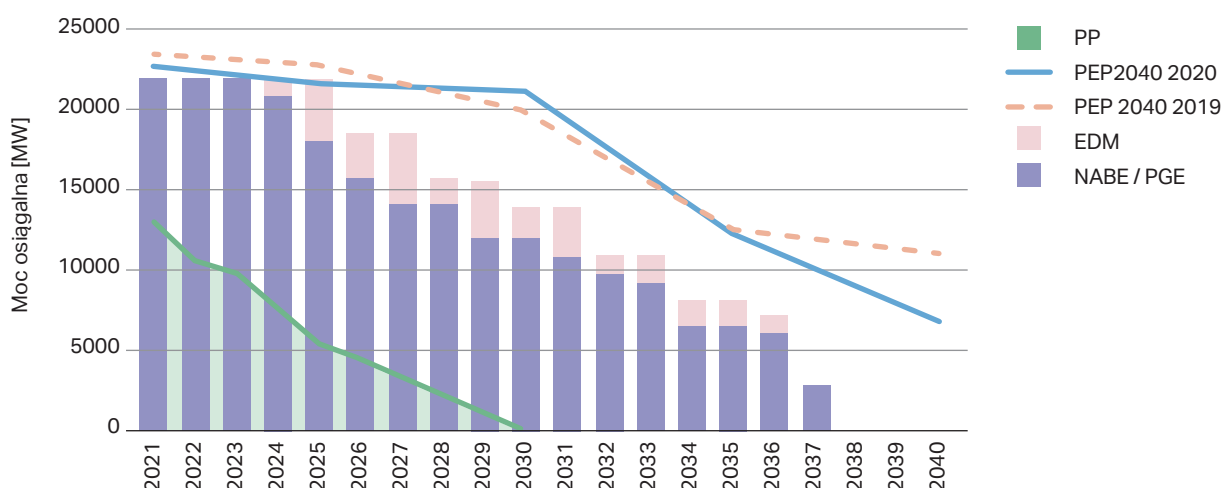
61 Doświadczenie z krajów europejskich wskazuje, że pomoc na OZE obniża ich koszt i pozytywnie wpływa na ich konkurencyjność względem węgla, co jest bardzo ważne w obliczu nowego unijnego celu redukcji CO₂ o przynajmniej 55 proc. do 2030 r.

Należy dodać, że poza przeprowadzeniem wybranego modelu transformacji, rząd ma również do dyspozycji szereg narzędzi, które są stosowane przez przywołane kraje europejskie i które mogłyby wspomóc efektywną reformę energetyczną w Polsce. Są nimi między innymi: podatek węglowy, w połączeniu z lepszym wykorzystaniem możliwości systemu EU ETS, większe wsparcie dla rozwoju OZE, bardziej restrykcyjne standardy emisji, wsparcie sprawiedliwej transformacji, kompensacja za rzekomo utracone zyski operatorów instalacji lub mechanizmy mocowe. Szczegóły dotyczące tych narzędzi regulacyjnych są przedstawione w załączniku 1, poniżej (Tab. Z.1).

5. ANALIZA SCENARIUSZY WYŁĄCZANIA ELEKTROWNI WĘGLOWYCH

W planie restrukturyzacji, zaczynając od elektrowni najmniej rentownych, poszczególne bloki są przekazywane do NABE, a następnie na ostatnie dwa lata funkcjonowania do EDM. Na podstawie dat wyłączenia poszczególnych bloków węglowych zawartych w planie restrukturyzacji (Tab. Z.2) oszacowano planowane zmiany mocy zainstalowanej (Rys. 5.1). Na rysunku zaznaczono też moc elektrowni wspieranych w danym roku przez mechanizm EDM.

Rys. 5.1. Skumulowana moc elektrowni węglowych wg planu restrukturyzacji i w porównaniu do PEP2040 oraz scenariusza zgodnego z Porozumieniem Paryskim (PP)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego* (niepublikowane), *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.* (niepublikowane), Czyżak, P., Hetmański, M., (2020). *2030. Analiza dot. granicznego roku odejścia od węgla w energetyce w Europie i Polsce*⁶² oraz danych *Carbon Tracker Initiative*⁶³.

Zgodnie z planem, węglowe moce wytwórcze (należące do dzisiejszych: PGE, Enei i Taurona) są w latach 2026-2037 całkowicie wyłączone. W 2030 r. w systemie pozostaje jeszcze 13,9 GW mocy węglowych, co warto zestawzić z projektem *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.*, w której jest to 19,9-21,2 GW, w zależności od scenariusza cen uprawnień do emisji CO₂. Co istotne, w obydwu wersjach projektu PEP2040 elektrownie węglowe pozostają w systemie energetycznym jeszcze w 2040 r. (odpowiednio 6,8 i 2,4 GW).

Jak wspomniano w rozdziale 3, scenariusz wyłączeń elektrowni węglowych nie uwzględnia zrewidowanych celów klimatycznych UE ani deklaracji zawartych w ramach Porozumienia Paryskiego. Ścieżkę wyłączenia elektrowni zgodną z Porozumieniem Paryskim (PP) oznaczono na wykresie linią zieloną. Daty wyłączeń poszczególnych bloków pochodzą z raportu brytyjskiego think-tanku

62 Instrat Policy Paper 01/2020: <http://instrat.pl/2030-pl/>.

63 Carbon Tracker (2018). *Powering down coal: Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power*: <https://carbontracker.org/reports/coal-portal/>.

Carbon Tracker Initiative⁶⁴ i bazują na scenariuszu dekarbonizacji Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) ETP B2DS⁶⁵. Łatwo zauważyć, że tempo wyłączenia elektrowni wynikające z Porozumienia Paryskiego jest znacznie szybsze niż w zaproponowanym planie, a ostatnie jednostki węglowe powinny być już wyłączone w 2030 r.

Dokładne daty zakończenia działalności poszczególnych bloków zawarte w planie restrukturyzacji oraz daty zaprzestania wytwarzania w nich energii zgodne z Porozumieniem Paryskim zawarto w załączonej do niniejszego raportu Tabeli Z.2. Porównując scenariusze z Rys. 5.1. i daty wyłączeń w Tab. Z.2. **łatwo zauważyć, że liczne bloki, które powinny zostać wyłączone w ramach dostępnego Polsce budżetu węglowego, pracują nawet o kilkanaście lat za długo, będąc subsydiowane przez państwo (w tym w ramach mechanizmu EDM). Oznacza to, że ceną za przeciwdziałanie potencjalnym niedoborom mocy w Polsce jest ogromne przekroczenie budżetu węglowego.**

Wątpliwości dotyczące zaproponowanego planu restrukturyzacji wynikają także z czynników ekonomicznych. Aby zbadać zasadność pomocy państwa dla właścicieli elektrowni węglowych w ramach mechanizmu EDM, a także realistyczność budżetu EDM i wyników NABE, zbadano obecną i przyszłą rentowność generacji energii z węgla w jednostkach wytwórczych należących do analizowanych spółek.

Obliczenia prowadzono na podstawie bazy danych elektrowni stworzonej przez Fundację Instrat na podstawie m.in. informacji Europe Beyond Coal, Agencji Rynku Energii, Polskich Sieci Elektroenergetycznych, ENTSO-E, Carbon Tracker Initiative, a także szerokiego przeglądu literatury. Rentowność danej jednostki wynika z różnicy między przychodami a kosztami wytwarzania energii. W pierwszym kroku oszacowano krańcowy koszt zmienny wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych blokach węglowych (tzw. SRMC). Założono średnią cenę CO₂ w 2020 r. na poziomie 23,73 EUR/t, zgodnie z prognozą KOBiZE z sierpnia 2020⁶⁶. Koszty transportu węgla kamiennego obliczono na podstawie odległości od najbliższej kopalni (PGG lub LWB) i taryf PKP Cargo na 2020 r.⁶⁷, zakładając 50-proc. rabat⁶⁸. Ceny węgla kamiennego wynikają z indeksu cen PSCMI⁶⁹, koszty wydobywania węgla brunatnego z publikacji AGH⁷⁰, przy czym te ostatnie skalibrowano do wartości bieżących na podstawie cen kontraktów terminowych na Towarowej Giełdzie Energii i estymacji SRMC od Carbon Tracker Initiative⁷¹. Pozostałe koszty zmienne (O&M) dla elektrowni na węgiel brunatny i kamienny bazują na danych z projektu PEP2040⁷² zaktualizowanych o inflację do cen w 2020 r.

64 Ibidem.

65 IEA (2017). Energy Technology Perspectives 2017: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2017>.

66 KOBiZE (2020). Raport z rynku CO₂: https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2020/KOBiZE_Analiza%20rynku%20CO2 sierpien_2020.pdf.

67 PKP CARGO (2019). Taryfa towarowa PKP CARGO S.A.: https://www.pkpcargo.com/media/1000177/tt_01012020_zmiany_internet.pdf.

68 Stala-Szlugaj (2012). Analiza kosztów transportu w cenie węgla dla energetyki: https://se.min-pan.krakow.pl/publikacje/12_02ks_pg_z.pdf.

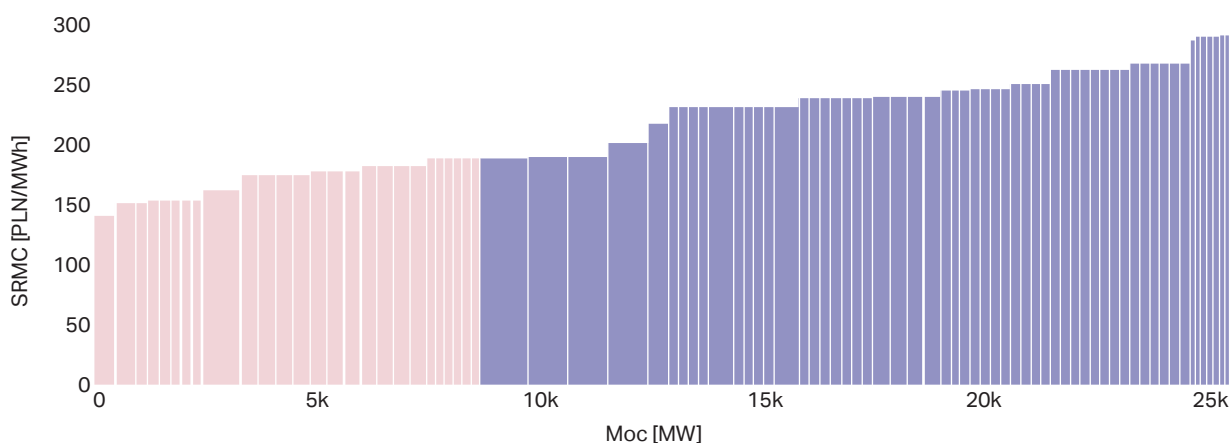
69 Energy Instrat (2020). Ceny węgla: http://energy.instrat.pl/coal_prices za: <https://polskiyrynekwegla.pl/>.

70 Czopek, Trzaskuś- Żak (2009). Koszty i ceny węgla brunatnego w warunkach rynkowych: https://se.min-pan.krakow.pl/pelne_teksty23/k23z_pe/k23_czopek_trzaskus_z.pdf.

71 Carbon Tracker (2018). Powering down coal: Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power: <https://carbontracker.org/reports/coal-portal/>

72 Ministerstwo Aktywów Państwowych (2019). Zaktualizowany projekt Polityki energetycznej Polski do 2040: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>.

Rys. 5.2. Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej w polskich elektrowniach węglowych (SRMC) w PLN/MWh



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Infracore.

Wyniki – stos jednostek węglowych uszeregowany według SRMC, przedstawiono na Rys. 5.2. Kolorem różowym wyróżniono jednostki na węgiel brunatny: elektrownie Bełchatów, Turów i Pątnów, które z powodu niskich kosztów wydobycia i braku kosztów transportu uzyskują obecnie niższe wartości SRMC (nawet 140-160 zł/MWh). W dole stawki umiejscowione są także najnowsze bloki na węgiel kamienny: w elektrowniach Kozienice, Opole i Jaworzno. Wśród najmniej rentownych elektrowni znajdują się: Stalowa Wola, Skawina, Łągisza, Siersza, o kosztach zmiennych sięgających nawet 290 zł/MWh. Przy obliczaniu całości kosztów należy uwzględnić także koszty stałe, sięgające 200 tys. zł/MW rocznie⁷³.

Przychody elektrowni zależą od ilości sprzedanej energii i jej ceny – w tym przypadku ceny energii na rynku dnia następnego (Rys. 5.3) lub rynku kontraktów terminowych (Tab. 5.1). Większość wolumenu sprzedaje się na tym drugim rynku, na którym średnia cena (ważona wolumenem) dla kontraktów kwartalnych na 2020 r. wyniosła 243,6 zł/MWh. Z kolei na rynku dnia następnego średnia cena w szczycie (PEAK) wynosiła w 2020 r. 207,3 zł/MWh.

Jednostkom z SRMC wyższym niż 243,6 zł/MWh nie opłaca się wytwarzać energii elektrycznej. Najdroższe bloki uruchamiane są więc jedynie, gdy nie ma innych możliwości zbilansowania systemu i funkcjonują w ramach Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM, zastępowanej od 2021 r. przez rynek mocy), pozostając w dyspozycji i otrzymując za to przychód, w 2020 r. w wysokości maksymalnie 44,24 zł/MWh⁷⁴. Jeżeli dana elektrownia nie jest w stanie wytworzyć marży wyższej niż zysk z ORM (czyli w sytuacji, kiedy cena energii pomniejszona o SRMC nie przekroczy ceny ORM), to również nie będzie włączana.

73 Ministerstwo Aktywów Państwowych (2019). Zaktualizowany projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 r.: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>.

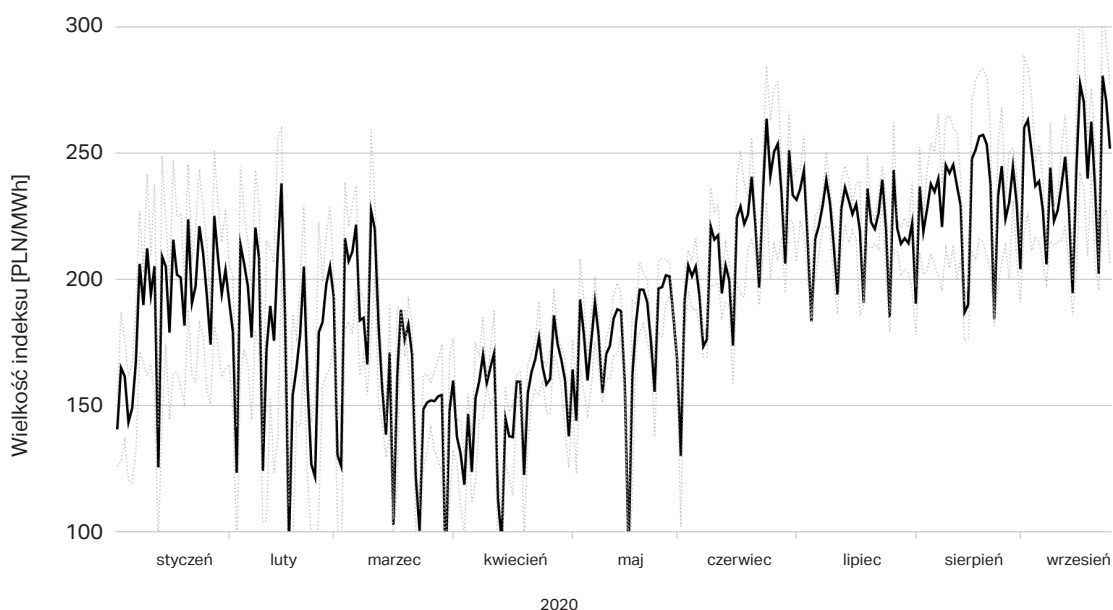
74 PSE (n.a.) Parametry modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy dla 2020 roku: <https://www.pse.pl/documents/20182/51490/Parametry+modelu+rozlicze%C5%84+operacyjnej+rezerwy+mocy+dla+2020+roku.pdf/adb204fd-362a-4649-a2b5-b41b3075448c>.

Tab. 5.1. Średnie ceny energii w 2020 r. w PLN/MWh

Rynek dnia następnego			Rynek kontraktów terminowych
BASE	OFF PEAK	PEAK	PEAK Q-20
193,23	167,55	207,31	243,59

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Rys. 5.3. Hurtowe ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii w PLN/MWh



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE z energy.instrat.pl.

Rosnące koszty emisji CO₂ oraz rosnące koszty wydobycia i transportu węgla będą wpływać na wzrost SRMC polskich jednostek wytwórczych, przekładający się także na wzrost cen energii dla odbiorców końcowych. Jest to jedna z przyczyn propozycji restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego.

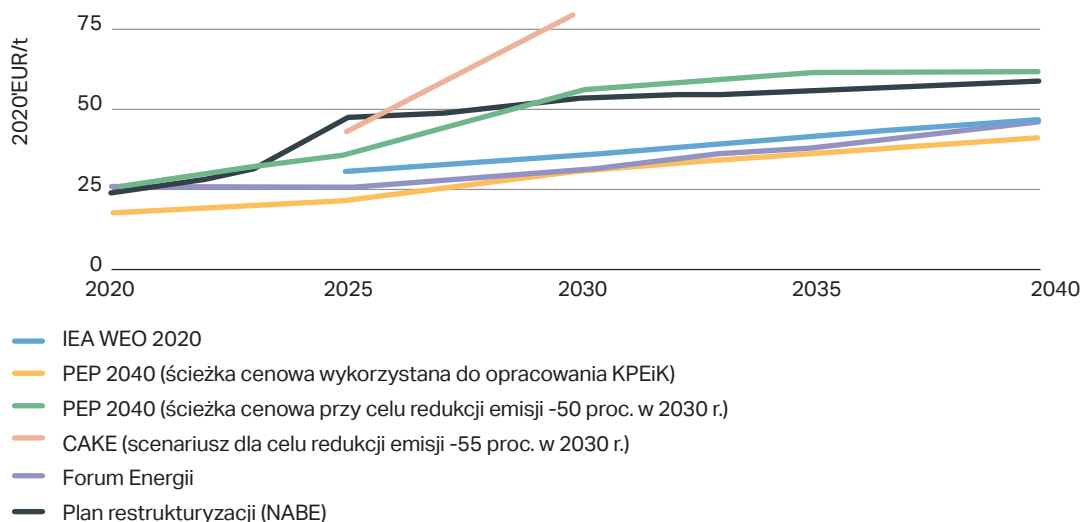
W celu upewnienia się, że założenia prezentowane w planie restrukturyzacji są realistyczne, porównano je z prognozami ze źródeł polskich i międzynarodowych.

W przypadku cen CO₂, projekcje podążają za trendem zgodnym z innymi źródłami. Zgodnie ze scenariuszem zawartym w planie restrukturyzacji, cena CO₂ rośnie do 47,66 EUR/t w 2025 r., 53,94 w 2030 r. i 58,37 EUR/t w 2040 r. Przewidywania te są jednak niższe niż w scenariuszu opracowanym przez działające w ramach KOBiZE Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE), który uwzględnia podniesienie unijnego celu redukcji emisji CO₂ do co najmniej 55 proc. w roku 2030 w stosunku do 1990 r., oraz zaktualizowanej prognozie cen zawartej w najnowszym, jeszcze niepublikowanym, projekcie PEP2040. W związku ze zmianą celów klimatycznych UE, założenia cen CO₂ z planu restrukturyzacji mogą okazać się zaniżone, ale w momencie przygotowywania nie odbiegały one znacząco od aktualnych prognoz.

Jeżeli chodzi o ceny węgla, prognoza w planie restrukturyzacji jest niższa niż inne przeanalizowane scenariusze. Na potrzeby utworzenia NABE zakłada się, że ceny węgla utrzymają się na stałym poziomie (około 10,6 zł/GJ) przez następne 20 lat, wykazując nawet trend spadkowy. Jest to

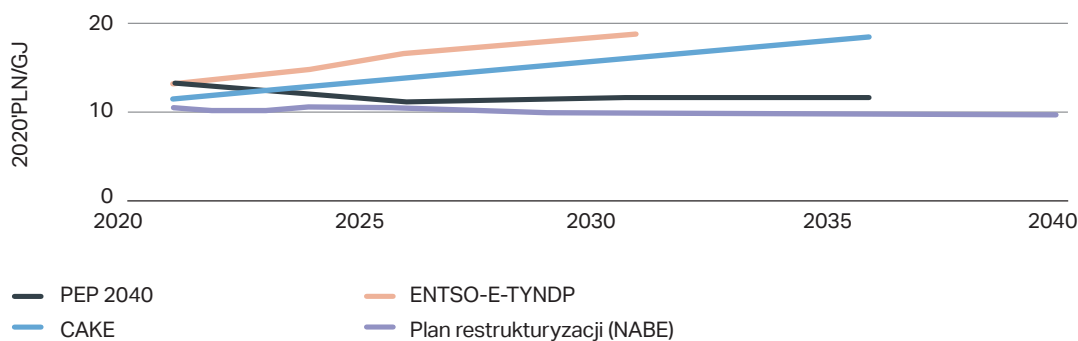
sprzeczne z prognozami przedstawiany w PEP2040, raportach CAKE czy ENTSO-E. Każda z tych źródeł zakłada wzrost cen węgla przez najbliższe dwie dekady, które osiągną poziom nawet dwukrotnie wyższy niż w planie restrukturyzacji.

Rys. 5.4. Porównanie prognoz cen CO₂ (2020 EUR/t)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: IEA (2020). *World Energy Outlook 2020*⁷⁵; projektu PEP2040 (2020) (niepublikowane); CAKE (2020).⁷⁶; Forum Energii (2020).⁷⁷; oraz Koncepcji transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane).

Rys. 5.5. Porównanie prognoz cen węgla (2020 PLN/GJ)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: projektu PEP2040 (2020) (niepublikowane); CAKE (2019)⁷⁸; ENTSO-E TYNDP (2020).⁷⁹ oraz Koncepcji transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane).

75 IEA (2020). *World Energy Outlook 2020*: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.

76 Centre for Climate and Energy Analyses (2020). Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”: http://climatecake.pl/wp-content/uploads/2020/03/CAKE_Zmiana-cel%C3%B3w-redukcyjnych-i-cen-uprawnie%C5%84-do-emisji-wynikaj%C4%85ca-z-komunikatu-Europejski-Zielony-%C5%81ad-1.pdf.

77 Forum Energii (2020). Modernizacja europejskiego trójkąta węgla brunatnego: <https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Modernizacja%20europejskiego%20troj%C4%81j%C4%85ca-z-komunikatu-Europejski-Zielony-%C5%81ad-1.pdf>.

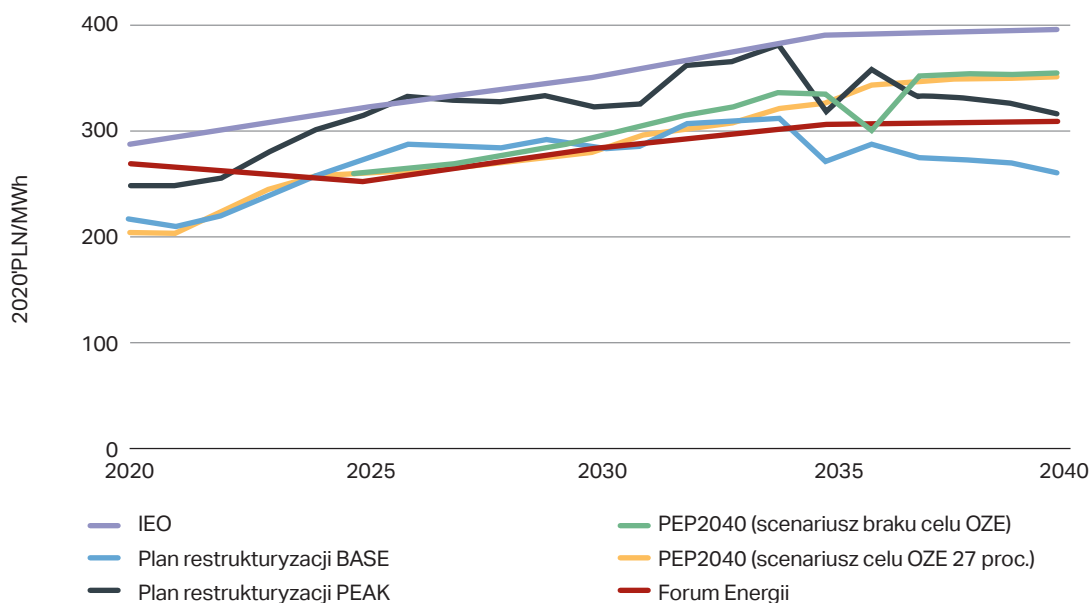
78 Centre for Climate and Energy Analyses (2019). Scenarios of low-emission energy sector for Poland and the EU until 2050: http://climatecake.pl/wp-content/uploads/2019/11/CAKE_energy-model_EU_low_emission_scenarios_paper_final.pdf.

79 TYNDP (2020). Scenario Report: https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf.

O ile założenia dotyczące cen CO₂ są zgodne z obecnym stanem wiedzy, o tyle ścieżki cen węgla są zaniżone.

Porównaniu z innymi prognozami poddano również przedstawione w planie restrukturyzacji założenia dotyczące cen energii elektrycznej. Analiza tych prognoz wykazała, że w scenariuszu uzasadniającym powstanie NABE cena BASE będzie wzrastać do poziomu około 382 zł/MWh w 2034 r., po czym ulegnie spadkowi do poziomu około 316 zł/MWh w 2040 r. Spadkowy trend ceny energii elektrycznej nie jest prognozowany w żadnym z innych przeanalizowanych scenariuszy. Poziomą cenę BASE energii elektrycznej jest również jednym z niższych, w porównaniu do prognoz innych instytucji.

Rys. 5.6. Porównanie prognoz cen energii elektrycznej (2020 PLN/MWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: IEO (2019)⁸⁰; projektu PEP2040 (2018)⁸¹; Forum Energii (2020)⁸²; oraz Koncepcji transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane).

Mimo opisanych powyżej zastrzeżeń, dalsze prognozy oparto na założeniach z planu restrukturyzacji, mając na uwadze, że **faworyzują one sektor węglowy i należy je traktować jako scenariusz najmniej ambitny pod względem tempa wyłączenia aktywów węglowych.**

Bazując na przedstawionych prognozach cen węgla, cen CO₂, a także liniowej prognozie wzrostu kosztów transportu (na bazie wspomnianych taryf PKP Cargo z rabatem 50 proc.) i założeniu o braku wzrostu (realnie) pozostałych kosztów zmiennych oraz stałych, obliczono koszty wytwarzania energii w każdej z analizowanych jednostek wytwórczych, z podziałem na poszczególne bloki. Uwzględniono planowane daty wyłączenia poszczególnych jednostek, a także daty przekazania ich do EDM oraz opóźnienie w przekazaniu do NABE elektrowni Bełchatów i Opole. Wstępnie przyjęto optymistyczne założenie o utrzymaniu obciążenia (współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej) elektrowni na poziomie z 2019 r. aż do jej wyłączenia. W takim wariantcie łączne koszty dla wszystkich badanych elektrowni wyniosły jednak znacząco więcej niż 219 mld zł przedstawione w planie restrukturyzacji.

80 Instytut Energetyki Odnawialnej (2019). Trendy i prognozy cen hurtowych energii elektrycznej: https://handel-emisjami-co2.cire.pl/pliki/2/2019/trendy_i_prognozy_cen_hurtowych_energii_elektryczne.pdf.

81 Ministerstwo Aktywów Państwowych (2019). Zaktualizowany projekt Polityki energetycznej Polski do 2040: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>.

82 Forum Energii (2020). Modernizacja europejskiego trójkąta węgla brunatnego: <https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Modernizacja%20europejskiego%20troj%C3%A1ka%CC%A8ta%20we%CC%A8gla%20brunatnego.pdf>

W związku z tym założono, że generacja w każdym bloku spada liniowo od 2020 r. do roku wyłączenia (oprócz elektrowni Opole i Bełchatów, która zostają przekazane do NABE z opóźnieniem i działają ze stałym obciążeniem). W takim scenariuszu łączne koszty dla wszystkich elektrowni wyniosły 225,5 mld zł. Jest to wartość bliska do tej z planu restrukturyzacji. Taki profil generacji przyjęto więc do obliczenia przychodów.

Na bazie prognozy cen energii przedstawionej w planie restrukturyzacji obliczono scenariusz przychodów dla wszystkich badanych bloków. Aby obliczyć maksymalne możliwe przychody NABE, przyjęto optymistyczne założenie, że cała energia z elektrowni węglowych jest sprzedawana po cenie PEAK (w rzeczywistości średnia cena ustali się pomiędzy BASE a PEAK). W takim scenariuszu, łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich bloków wyniosły 199,4 mld zł. Łatwo obliczyć, że odjęcie kosztów od przychodów skutkuje stratą równą 26,1 mld zł. Wartość ta odbiega od szacunków przedstawionych w planie restrukturyzacji, gdzie przychody na poziomie 226 mld zł miałyby skutkować zyskami ze sprzedaży energii elektrycznej w wysokości 7 mld zł.

Zakładając, że pozostałe przychody (w tym z rynku mocy i świadczenia innych usług systemowych) oraz koszty są zgodne z przedstawionymi w planie restrukturyzacji, **NABE do 2040 r. wygeneruje 31,1 mld zł strat zamiast planowanych 3,6 mld zł dodatnich przepływów pieniężnych. Nawet zakładając 18,3 mld zł wsparcia w postaci programu EDM, NABE do 2040 r. wciąż generuje 12,8 mld zł straty.** Należy podkreślić, że NABE uzyskuje negatywne wyniki pomimo niezwykle optymistycznych założeń dotyczących przyszłych cen węgla, braku wzrostu kosztów O&M stałych i zmiennych, braku kosztów inwestycyjnych i oparcia kalkulacji przychodów o ceny PEAK.

Tab. 5.2. Wyniki finansowe NABE

(mld PLN)		Plan restrukturyzacji	Instrat
Przychody		254	227
	Sprzedaż energii elektrycznej	226	199
	Rynek mocy	26	26
	Usługi systemowe	2	2
Koszty		-252	-259
	Wytwarzanie energii elektrycznej	-219	-226
	Zadłużenie	-11	-11
	Pozostałe koszty	-22	-22
Łącznie		3,6	-31

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane) oraz obliczeń własnych.*

Należy zwrócić uwagę, że tak duże straty są generowane pomimo uwzględnienia 26 mld zł publicznego finansowania w formie rynku mocy. Łącznie, badane podmioty (PGE, Enea, Tauron oraz NABE) uzyskają z rynku mocy w latach 2021-2040 42,5 mld zł (Tab. 5.3), z czego co najmniej 78 proc. zostanie przyznane w odniesieniu do energetyki węglowej⁸³. Kwoty przeznaczone na finansowanie energetyki węglowej w ramach rynku mocy są więc niezwykle wysokie, zwłaszcza biorąc pod uwagę, że planuje się kolejny mechanizm pomocy państwa dla tych elektrowni, w formie ww. EDM.

W ramach analizy zweryfikowano też samą wielkość budżetu mechanizmu EDM, który, zgodnie z planem restrukturyzacji, ma w latach 2024-2040 wesprzeć elektrownie węglowe kwotą 18,3 mld zł. Uwzględniając zyski/straty badanych bloków energetycznych, które, zgodnie z planem

83 Obliczenia własne Instrat na bazie wyników aukcji rynku mocy publikowanych przez PSE i URE.



restrukturyzacji, mają korzystać z programu EDM przez ostatnie dwa lata funkcjonowania, obliczono, że pokrycie tych strat kosztowałoby Skarb Państwa 5,9 mld zł. **Na mechanizm EDM planuje się więc przeznaczyć kwotę ponad trzykrotnie wyższą niż wynikałoby z jego celu, co trudno uzasadnić.** Skarb Państwa miałby bowiem przekazać "nadmiarowe" 12,4 mld zł spółce Skarbu Państwa. Kwota ta nie służyłaby zapewnieniu rentowności wybranych elektrowni przez ostatnie dwa lata działania, a stanowiłaby dodatkowy, ukryty przychód nierentownych elektrowni węglowych (w ramach NABE, a później EDM).

Tab. 5.3. Przychody z rynku mocy w podziale na spółki

(mld PLN)	PGE	Tauron	Enea	Inne	Suma
2021	2,8	0,74	0,88	0,97	5,39
2022	2,61	0,73	0,9	0,92	5,16
2023	2,56	0,74	0,92	1,11	5,33
2024	2,52	0,83	0,96	1,37	5,68
2021-2040	28,35	6,81	7,34	9,71	52,21

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane).

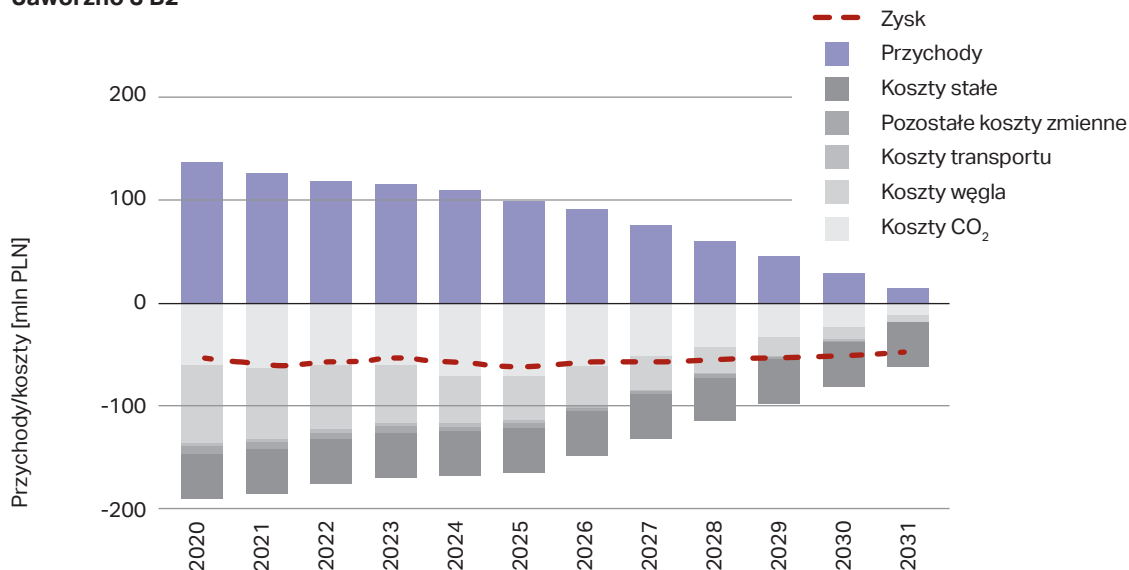
Mechanikę obliczeń prowadzących do powyższych wniosków przedstawiono na Rys. 5.7, na którym zawarto bilans przychodów i kosztów dla dwóch przykładowych bloków energetycznych: Jaworzno 3 B2 i Bełchatów B14.

Pierwszy z nich to typowy blok na węgiel kamienny klasy 200 MW, który w całym okresie prognozy jest silnie nierentowny, nawet mimo zaniżonych kosztów węgla kamiennego oraz liniowo spadającego obciążenia, które niweluje nieco straty wynikające z wysokiego SRMC. Drugi przykład, to nowoczesny blok węglowy wykorzystujący węgiel brunatny. Dzięki niskim kosztom paliwa jest on w stanie generować zyski przez większość okresu prognozy, przy czym jego rentowność zależy od wielkości generacji. Nawet niewielki spadek obciążenia w stosunku do wartości z 2019 r. (co wydaje się być bardzo realistyczne) powoduje, że już od 2030 r. blok ten staje się trwale nierentowny.

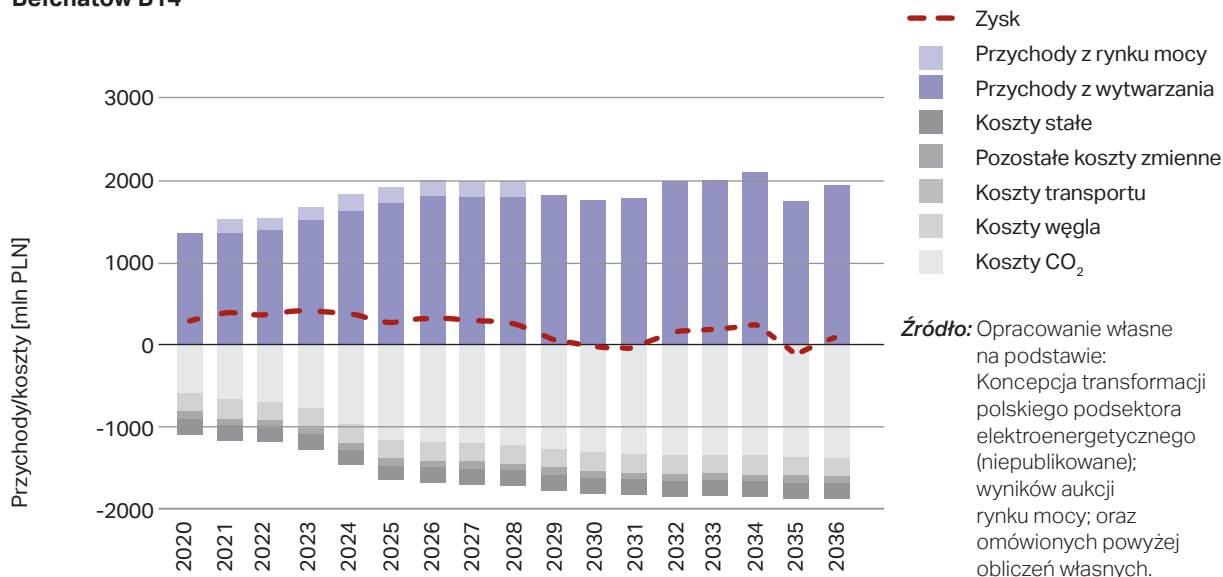
Na rysunku uwzględniono także przychody z rynku mocy. Dla Bełchatowa B14 jest to od 144 mln zł do aż 190 mln zł rocznie w okresie 2021-2028.

Rys. 5.7. Bilans przychodów i kosztów dla przykładowych bloków energetycznych (2020 PLN)

Jaworzno 3 B2



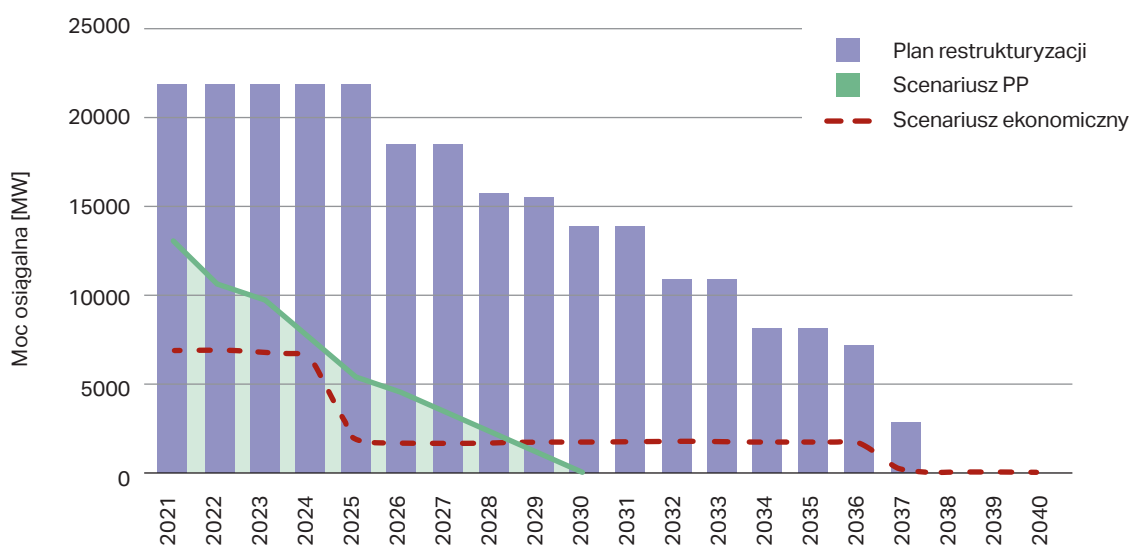
Bełchatów B14



Stosując podobną metodologię jak dla bloków powyżej, przygotowano scenariusz wyłączeń elektrowni węglowych alternatywny dla przedstawionego w planie restrukturyzacji, który bazuje na ich rentowności. W obliczeniach pominięto przychody z rynku mocy, które są wynikiem już przyznanej pomocy państwa, a nie ekonomicznej efektywności analizowanych spółek. W takim scenariuszu, jedynie 6,8 GW elektrowni węglowych w Polsce nie generuje strat w 2021 r., a wyłączenie nierentownych jednostek przekłada się na tempo dekarbonizacji szybsze niż nawet w ww. scenariuszu zgodnym z Porozumieniem Paryskim.

O ile technicznie tak ogromna skala wyłączeń elektrowni już od 2021 r. jest trudna do zrealizowania, scenariusz taki daje pojęcie o tym, jak ogromna jest skala rozbieżności pomiędzy uwarunkowaniami ekonomicznymi, a założeniami planu restrukturyzacji. Innymi słowy, wszystkie moce węglowe z planu restrukturyzacji znajdujące się ponad czerwoną linią na Rys. 5.8 wymagają do funkcjonowania jakiejś formy pomocy państwa. Dokładne lata utraty rentowności każdego z bloków zawarto w załączonej do niniejszego raportu tabeli. Z.2. Dla bloków, które po chwilowych stratach powracały do generowania zysków przyjęto konserwatywnie ostatni rok, w którym elektrownia wytworzyła zyski.

Rys. 5.8. Porównanie scenariuszy zamykania elektrowni węglowych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane)*; danych Instrat⁸⁴ oraz Carbon Tracker Initiative⁸⁵.

Podsumowując, analiza kosztów i przychodów dla każdego bloku węglowego uwzględnionego w planie restrukturyzacji wykazała, że **nawet przy niezwykle optymistycznych założeniach, NABE w jej okresie funkcjonowania, przyniesie wielomiliardowe straty.** Jednocześnie stwierdzono, że budżet EDM przeznaczony na finansowanie elektrowni przez ostatnie dwa lata działania jest trzykrotnie zawyżony, co oznacza, że Skarb Państwa udzielałby dodatkowego (ukrytego) finansowania w odniesieniu do państwowych elektrowni węglowych, poza ramami i celami programu EDM. Planowane tempo wyłączenia elektrowni węglowych jest znacznie wolniejsze niż powinno to wynikać z Porozumienia Paryskiego, a także z uwarunkowań ekonomicznych. Większość badanych jednostek wytwórczych jest bowiem nierentowna już od 2021 r., co jest zgodne z twierdzeniem prezesa PGE o możliwej upadłości grupy w perspektywie 1,5 roku, przy braku restrukturyzacji⁸⁶.

84 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>.

85 Carbon Tracker (2018). Powering down coal: Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power: <https://carbontracker.org/reports/coal-portal/>

86 PGE (2020): <https://www.gkpgge.pl/Biuro-Prasowe/komunikaty-prasowe/inne/pge-zaprasza-na-konferencje-online-pge2050-19-pazdziernika-godz-11-00>.

6. OCENA POTENCJALNYCH KORZYŚCI FINANSOWYCH UCZESTNIKÓW RESTRUKTURYZACJI

Planowane transakcje pomiędzy omawianymi podmiotami: PGE, Enea, Tauron, NABE, a także PGNiG, budzą szereg wątpliwości. W szczególności, zakłada się, że transakcje odbędą się bezgotówkowo i bez dodatkowego obciążenia Skarbu Państwa. Założenie to oznacza tym samym zerowy bilans transakcji – żadna ze stron nie powinna odnieść nadmiernej korzyści lub straty finansowej. Poziom złożoności procesu restrukturyzacji utrudnia dokładną analizę przepływów finansowych pomiędzy spółkami. Podjęto się jednak próby oceny wartości transferowanych aktywów i, tym samym, korzyści/strat w rozumieniu ekonomicznym, które mogą potencjalnie odnieść poszczególne podmioty (w tym Skarb Państwa).

Należy mieć na uwadze, że wycena tysięcy aktywów będących w posiadaniu badanych spółek jest obarczona dużą niepewnością. Wycena ta może też być świadomie modyfikowana przez strony w celu wyzerowania bilansu transakcji. Celem tego rozdziału jest więc ocena skali rozbieżności, a nie konkretnych wartości poszczególnych aktywów.

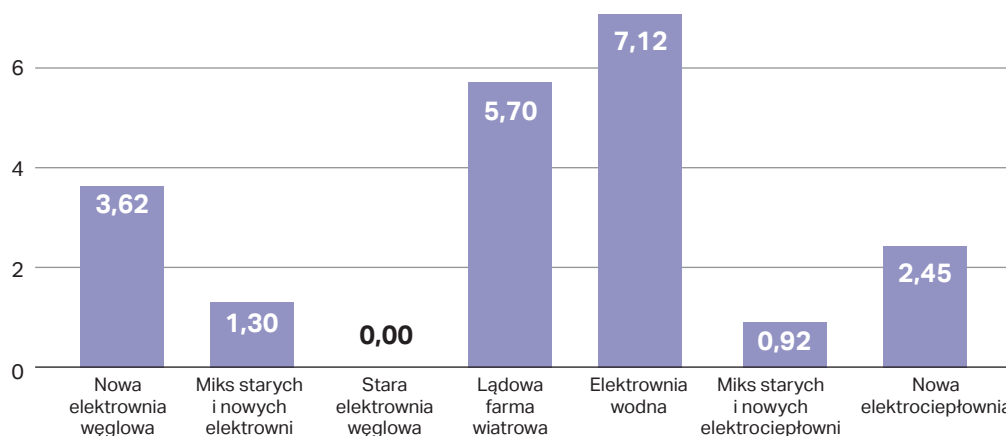
W projekcie restrukturyzacji planowane są dwa warianty przeprowadzenia operacji finansowych, przy czym oba prowadzą do tego samego efektu końcowego i w obu wariantach tempo wyłączenia elektrowni jest takie samo. W wariantcie pierwszym PGE dokonuje splitu akcji (wyodrębnienia PGE GiEK) w 2021 r. Następnie, w 2022 r., Skarb Państwa wnosi posiadane akcje PGE GiEK do NABE a PGE przejmuje Eneę i Taurona. Dalsze działania nie są opisane, a wariant ten pozostawia wiele niedopowiedzeń, w szczególności dotyczących losów węglowych aktywów Enei i Taurona. Plan nie odnosi się także do faktu, że Skarb Państwa nie posiada 100 proc. aktywów grupy PGE.

Wariant drugi opisano znacząco dokładniej, w związku z czym można zakładać, że jego realizacja jest bardziej prawdopodobna i to na tym wariantcie skupia się dalsza analiza. W tym wariantcie Skarb Państwa wnosi do NABE akcje Enei i Taurona. Następnie NABE sprzedaje 32,99% akcji Enei i 30,06 proc. akcji Taurona PGE, w zamian kupując od PGE aktywa GiEK i spłacając obecne zadłużenie wybranych zorganizowanych części przedsiębiorstwa (ZCP) wobec PGE SA. Po przejęciu Enei i Taurona, PGE sprzedaje Tauron Wydobywanie (nie sprecyzowano komu). Enea i Tauron Wytwarzanie sprzedane zostają NABE, a PGE Obrót oraz Tauron Ciepło trafiają do PGNiG. PGE ogłasza także wezwanie na 33 proc. akcji Enei i 66 proc. akcji Taurona. Planowane są też: wydzielenie powstającej elektrowni gazowej Dolna Odra do osobnej spółki, przeniesienie do GiEK spółek remontowych, paliwowych (ZOWER) i ewentualnie PGE EJ1. **Zakładana jest także restrukturyzacja 13 mld zobowiązań PGE GiEK wobec PGE SA, przy czym dług PGE GiEK ma pozostać w NABE**, a spłata zadłużenia ma być zsynchronizowana z harmonogramem przepływów NABE w pierwszych 5 latach. Podobnie jak w przypadku EON-Uniper jest więc uruchamiana niejako linia kredytowa pomiędzy PGE a NABE, przy czym, w odróżnieniu od przypadku niemieckiego, w którym mamy do czynienia z dwoma spółkami giełdowymi, w scenariuszu proponowanym w Polsce **dług spółki giełdowej (PGE) miałoby przejąć de facto państwo (NABE)**. W 2024 r. PGE sprzedaje NABE 66 proc. akcji LW Bogdanka oraz elektrownię Opole, a w 2026 r. kompleks elektrowni i kopalni Bełchatów.

Aby określić, czy któraś z omawianych spółek uzyska w wyniku restrukturyzacji korzyść w rozumieniu ekonomicznym, dokonano wyceny aktywów spółek oraz ich poszczególnych segmentów. Bazując na przygotowanej liście największych aktywów (zob. załączoną do niniejszego raportu tabelę Z.3) oraz sprawozdaniach finansowych spółek, w których zamieszczono wartości księgowo poszczególnych aktywów i segmentów (np. w związku z utratą ich wartości) oszacowano jednostkową wartość księgową każdego z łączonych aktywów, w mln zł/MW (Rys. 6.1). Warto przy tym zauważyć, że aktywa OZE charakteryzują się dużo większą wartością księgową na jednostkę mocy niż aktywa węglowe, a różnica ta będzie jeszcze rosła. Kompleks Turów stracił w 2019 r. ponad

60 proc. wartości, a Bełchatów – 24 proc.⁸⁷ Z kolei dla farm wiatrowych Taurona w 2019 r. dokonano wręcz odwrócenia odpisów – ich wartość uznano za rosnącą⁸⁸. W ramach elektrowni wodnych ujęto także elektrownie szczytowo-pompowe.

Rys. 6.1. Wartość aktywów wchodzących w skład łączonych spółek (mln PLN / MW (e/t))



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane)* oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych GK PGE, Enea i Tauron za 2019 r.

Bazując na jednostkowej wycenie z Rys. 6.1, tabeli aktywów (Tab. Z.2), a także wartościach księgowych ujętych we wspomnianych sprawozdaniach finansowych, dokonano wyceny poszczególnych segmentów badanych spółek (Rys. 6.2).

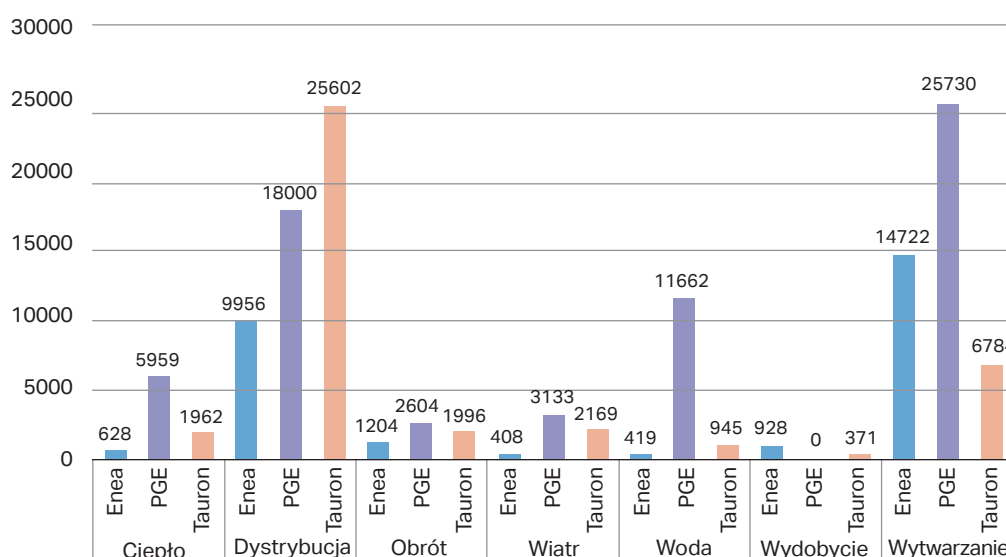
W przypadku segmentu obrotu, który charakteryzuje się małą wartością księgową, ale generuje stałe przychody, wyceny dokonano metodą DCF (zdyskontowanych przepływów pieniężnych) dla okresu 2020-2030, zakładając przychody w latach 2020-2030 równe średniej z lat 2014-2019, w cenach stałych za 2020 r. (co jest założeniem optymistycznym biorąc pod uwagę znacząco niższe przychody za lata 2018 i 2019) oraz koszt kapitału wynoszący WACC 8,5 proc. Wartość księgową segmentu dystrybucji podano w sprawozdaniach PGE i Taurona, a ponieważ wskaźnik wartość/MWh wolumenu był niemal identyczny, na jego podstawie wyceniono także Enea Dystrybucję. Inne parametry badanych spółek dystrybucji przedstawiono dodatkowo w Tab. 6.1. Pod względem infrastruktury największą z nich jest PGE Dystrybucja, przy czym Tauron Dystrybucja osiąga większy wolumen i liczbę klientów, stąd też jego wyższa wartość.

Wyniki wyceny przedstawiono na Rys. 6.2. Zdecydowanie największą wyceną charakteryzują się segmenty Wytwarzania i Dystrybucji i to przede wszystkim one będą decydowały o bilansie przeprowadzanych transakcji. Oczywiście, w badanych grupach energetycznych jest wiele dodatkowych spółek (np. PGE EJ1 czy PGE Baltica), jednak ich wartość jest trudna do oszacowania, a wpływ na bilans transakcji będzie mały.

87 PGE (2019). PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok 2019: https://www.gkpgge.pl/relacje-inwestorskie/content/download/51572/plik/skonsolidowane_sprawozdanie_finansowe_gk_pge_2019.pdf.

88 Tauron (2019). Raporty okresowe: <https://www.tauron.pl/tauron/relacje-inwestorskie/raporty-okresowe>.

Rys. 6.2. Wycena poszczególnych segmentów łączonych spółek (mln PLN)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane) oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych GK PGE, Enea i Tauron za 2019 r.

Tab. 6.1. Porównanie aktywów spółek dystrybucyjnych

	Liczba klientów	Długość linii (km)	Długość przyłączy (km)	Liczba stacji elektro-energetycznych	Liczba przyłączy	Wolumen w 2019 (GWh)
PGE	5461995	221399	79171	95013	3049856	36402
Tauron	5650882	129217	48919	60940	2061184	49902
Enea	2625755	65848	12862	38270	940867	19764

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu rocznego PTPIREE oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych GK PGE, Enea i Tauron za 2019 r.

Wyceny komponentów poszczególnych spółek z Rys. 6.2, a także opisany scenariusz restrukturyzacji prowadzą do wniosków przedstawionych na Rys. 6.3. Jak wspomniano, zakłada się przyjęcie drugiego wariantu restrukturyzacji.

Przedstawione liczby bazują na wycenach aktywów zaprezentowanych przez same spółki w ich sprawozdaniach finansowych. Analiza transakcji kupna i sprzedaży poszczególnych segmentów badanych spółek wskazuje, że **na koniec procesu restrukturyzacji, nowa, skonsolidowana grupa PGE zyska 31 mld zł, z kolei bilans dla NABE wyniesie -26,5 mld zł.** Co więcej, NABE znajdzie się w posiadaniu aktywów węglowych, które gwałtownie będą traciły na wartości (jak wynika z utraty wartości zanotowanej w 2019 r., już za kilka lat może to być nawet spadek do zera). Z kolei PGE nadmiar środków finansowych będzie mogła wydać na wysoce dochodowe inwestycje w OZE. **Można więc niewątpliwie mówić o korzyści w rozumieniu ekonomicznym, którą odniesie PGE.**

Oczywiście, przedstawiona wycena obarczona jest dużą niepewnością z powodu braku dostępu do danych księgowych przedsiębiorstw. Nie zmienia to jednak faktu, że **skala rozbieżności jest ogromna i trudno wyobrazić sobie, żeby transakcje pomiędzy NABE i PGE mogły odbyć się bezgotówkowo,** nawet zakładając, że PGE udzieli ogromnej linii kredytowej NABE (co z kolei budzi, opisane powyżej, wątpliwości dotyczące przejścia prywatnego długu przez państwo).

Rys. 6.3. Przepływy finansowe pomiędzy spółkami biorącymi udział w restrukturyzacji (mln PLN)

		Stan obecny	Transformacja		Stan docelowy
Proces			<p>NABE sprzedaje do PGE 30,06% udziałów w Tauronie i 32,99% udziałów w Enea</p> <p>NABE kupuje od PGE 100% udziałów w PGE GiEK, 66% udziałów w LW Bogdanka, 100% udziałów w Enea Wytwarzanie i 100% udziałów w Tauron Wytwarzanie</p> <p>PGE sprzedaje do PGNiG Tauron Ciepło i PGEObrót</p> <p>PGE sprzedaje Tauron Wydobycie</p>		
	Cash flow				
	NABE	+21297	-47848		-26551
	PGE	-21297	+47848	+4566	+31489
	PGNiG			-4566	-4566

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane)* oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych GK PGE, Ena i Tauron za 2019 r.

7. OCENA PRAWNA PLANU RESTRUKTURYZACJI

7.1 UWAGI WPROWADZAJĄCE

Planowana restrukturyzacja polskiej energetyki może bardzo negatywnie oddziaływać na konkurencję na rynku energii. Przedsiębiorstwa energetyczne mające uczestniczyć w restrukturyzacji, pomimo że większość ich aktywności ma miejsce w kraju, funkcjonują na rynku wewnętrznym energii elektrycznej UE. W związku z tym, plan musi być oceniany z punktu widzenia przepisów krajowego i unijnego prawa konkurencji, w tym prawa o pomocy państwa (pomocy publicznej).

Restrukturyzacja, która w uproszczeniu może obejmować:

- wyłączenie aktywów węglowych z przedsiębiorstw energetycznych w obecnym kształcie;
- konsolidację PGE, Enei i Taurona, obejmującą różne segmenty rynku energetycznego;
- utworzenie NABE, tj. nowego państwowego podmiotu (spółki albo agencji), mającego odpowiadać za zarządzanie i, docelowo, zamykanie aktywów węglowych;
- wdrożenie EDM, tj. mechanizmu pomocy państwa umożliwiającego przedłużenie działalności przeznaczonych do zamknięcia bloków węglowych; oraz
- wdrożenie powiązanego z nim mechanizmu mocowego w formie rezerwy strategicznej.

W konsekwencji, może to skutkować koniecznością przeprowadzenia – w odniesieniu do poszczególnych elementów planu restrukturyzacji – nawet pięciu postępowań z zakresu prawa konkurencji.

Pomimo że plan restrukturyzacji traktuje EDM oraz rezerwę strategiczną jako jedną całość (rezerwa ma stanowić element EDM), dla lepszego zobrazowania problemów prawnych związanych z restrukturyzacją, w dalszej części zagadnienia te zostały przedstawione osobno.

Z przeprowadzeniem procesu restrukturyzacji wiąże się konieczność uzyskania następujących decyzji:

- Zgody na koncentrację aktywów węglowych w NABE, przy czym z punktu widzenia prawa konkurencji nie ma tutaj znaczenia przyszła forma prawna tego podmiotu. Taka koncentracja wymaga zgody polskiego Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) albo Komisji Europejskiej (KE). Ze względu na okoliczność, że większość działalności gospodarczej związanej z tymi aktywami ma miejsce w kraju, bardziej prawdopodobne jest prowadzenie sprawy przez UOKiK⁸⁹.
- Zgody na koncentrację pozostałych aktywów (tj. w szczególności OZE, gazowych oraz działalności w zakresie sprzedaży detalicznej i dystrybucji energii) dzisiejszych spółek PGE, Enea oraz Tauron. Tak jak powyżej, zgodę na taką konsolidację musiałby wydać najprawdopodobniej UOKiK⁹⁰.
- Zgody na udzielenie wsparcia dla połączonych PGE, Enei i Taurona, w formie przejęcia przez państwo nierentownych aktywów węglowych i, w konsekwencji, znacznej poprawy sytuacji ekonomicznej nowopowstałego podmiotu. Zgodę na taką pomoc

⁸⁹ Na bazie: Zajdler Energy Lawyers & Consultants, Legal and regulatory analysis of merger control considerations for Polish coal concentration, niepublikowane.

⁹⁰ Ibidem.

musiałaby wyrazić Komisja Europejska. Szersze rozważania na ten temat znajdują się w pkt 7.3, poniżej.

- Zgody KE na pomoc państwa dla bloków węglowych funkcjonujących w ramach EDM.
- Zgody KE na utworzenie nowej rezerwy strategicznej.

Należy podkreślić, że planowana restrukturyzacja ma charakter precedensowy, a w związku z licznymi wątpliwościami, w tym zwłaszcza prawnymi, jej założenia mogą i zapewne będą musiały ulec znaczącym zmianom.

O ile sama koncepcja wyzbycia się aktywów węglowych nie jest czymś nowym, to w Polsce wątpliwości budzi zamiar tworzenia w tym zakresie państwowego monopolu. Dla porównania, wydzielanie aktywów konwencjonalnych w Niemczech (sprawy RWE/Innogy oraz E.ON/Uniper) odbywało się bez zaangażowania państwa. Podobnie było w przypadku duńskiego przedsiębiorstwa energetycznego Orsted (kiedyś DONG), które sprzedało konwencjonalną część swojej działalności na rynkowych zasadach. Zbliżoną do planowanej w Polsce konsolidację nierentownych elektrowni węglowych zaczęto w 2020 r. wdrażać w Chinach, ale tamtejszy system gospodarczy i prawny w zakresie konkurencji jest zupełnie inny od obowiązującego w UE.

Z drugiej strony, **KE akceptowała już pomoc państwa na wcześniejsze zamknięcie elektrowni węglowej, ale pod warunkiem istotnej korzyści dla klimatu.** W związku z coraz szerszym uwzględnianiem ochrony klimatu w obowiązujących regulacjach prawnych, w tym z zakresu prawa energetycznego, konkurencji oraz pomocy państwa, można zakładać, że aspekt ten będzie obecny we wszystkich ww. postępowaniach, które będą toczyć się w odniesieniu do polskiego planu restrukturyzacji sektora energetycznego (nawet jeżeli ich główną wartością jest ochrona konkurencji).

W dalszej części skupiono się na zagadnieniach związanych z pomocą państwa.

7.2 POMOC PAŃSTWA NA RESTRUKTURYZACJĘ ENERGETYKI

Zgodnie z ogólną zasadą prawa UE, pomoc państwa jest zakazana. Pomoc taka może być wyjątkowo dopuszczona za zgodą KE (w formie decyzji), która posiada wyłączną kompetencję w zakresie akceptacji tego typu wsparcia. Ewentualna nowa pomoc dla sektora elektroenergetycznego nie może więc zostać udzielona wyłącznie na podstawie decyzji politycznej polskich władz.

Ze wskazanych powyżej zagadnień (wsparcie dla połączonych PGE, Enei i Taurona, wprowadzenie EDM i rezerwy strategicznej), szczegółowe przepisy dotyczące warunków dopuszczalności odnośnej pomocy państwa obowiązują wyłącznie w zakresie mechanizmów mocowych (czyli zwłaszcza rezerw strategicznych). Zagadnienie regulują: unijne rozporządzenie 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej⁹¹ oraz Wytyczne KE w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (tzw. Wytyczne EEAG)⁹².

Wytyczne EEAG, które w obecnej formie obowiązują do końca 2021 r., nie poruszają problematyki pomocy na zamykanie instalacji węglowych. Niewykluczone jednak, że w związku z koniecznością szybszego wyłączania elektrowni węglowych, kwestia ta zostanie objęta znowelizowanymi wytycznymi EEAG lub pojawią się nowe, specjalne wytyczne w tym zakresie⁹³. Nie ma jednak szans,

91 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=PL>.

92 [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=pl](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=pl); [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)R\(04\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)R(04)&from=EN).

93 Co do postulatów dotyczących konieczności przyjęcia takich wytycznych, zob. uwagi ClientEarth do rewizji Wytycznych EEAG: <https://www.clientearth.org/media/3v2aoddb/clientearth039s-response-to-the-targeted-consultation-for-the-evaluation-of-the-guidelines-on-state-aid-for-environmental-protection-and-energy-2014-2020-ce-en.pdf>, s. 23.

żeby taki dokument powstał przed opracowaniem przez polskie władze nowego projektu restrukturyzacji krajowej energetyki⁹⁴.

W związku z tym, dopuszczalność pomocy państwa w zakresie pozostałych elementów planu restrukturyzacji musiałaby być badana przez KE na podstawie ogólnej normy traktatowej (art. 107 Traktatu o funkcjonowaniu UE, dalej: „TFUE”)⁹⁵. Na tej podstawie, w 2020 r. Komisja zgodziła się już, po raz pierwszy, na przyznanie przez władze Holandii pomocy w formie odszkodowania, w zamian za szybsze zamknięcie elektrowni węglowej Hemweg⁹⁶. Sprawa akceptacji tej pomocy, od momentu pierwszego kontaktu władz Holandii z KE, trwała niecały rok.

Otwarta w połowie lat 90-tych elektrownia została zamknięta z początkiem 2020 r., na długo przed pierwotnie planowanym zakończeniem eksploatacji. Jej operator otrzymał za to 50 mln euro rekompensaty. W ocenie KE, korzyści klimatyczne przeważyły tutaj nad kosztami pieniężnymi. Elektrownia emitowała około 3,5 mln ton CO₂ rocznie. Istotną okolicznością w świetle pozytywnej decyzji KE było też przyjęcie w 2019 r. przez Holandię ustawy, na mocy której kraj ten całkowicie odejdzie od energetyki węglowej, najpóźniej do 2030 r. Trzeba zaznaczyć, że decyzja KE odwoływała się do Europejskiego Zielonego Ładu, tj. planowanej dopiero inicjatywy legislacyjnej, mającej na celu osiągnięcie przez Unię neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r.⁹⁷

Brak konkretnych wytycznych komplikuje proces zatwierdzania pomocy. Mechanizmy rekompensat przewidziane w ww. niemieckiej ustawie o zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z węgla (aukcje dla bloków na węgiel kamienny, indywidualne umowy z operatorami instalacji wykorzystującymi węgiel brunatny) są jeszcze przedmiotem badania przez KE, na razie w trybie nieformalnej procedury prenotyfikacji. Oficjalnie, władze Niemiec nie zgłosiły jeszcze ww. mechanizmów Komisji. Przeciagające się negocjacje z KE potwierdzają wątpliwości związane z przyznaniem nowej pomocy państwa w odniesieniu do instalacji węglowych⁹⁸.

W warunkach zaostrzającej się polityki klimatyczno-energetycznej UE, szczególnie trudno będzie o zatwierdzenie pomocy w formie wsparcia udzielanego przez polskie państwo instalacjom wykorzystującym węgiel. Przedstawione w planie restrukturyzacji, potencjalne źródła finansowania (przychody z EU ETS, Fundusz Sprawiedliwej Transformacji) są bardzo wątpliwe.

Obecne brzmienie unijnej dyrektywy 2003/87/WE ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych („dyrektywa ETS”)⁹⁹ bardzo ogranicza możliwość przyznawania środków w odniesieniu do instalacji węglowych¹⁰⁰. Podobnie, ostatni projekt unijnego rozporządzenia ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji¹⁰¹ przewiduje, że podmioty gospodarcze inne niż małe lub średnie przedsiębiorstwa (a więc takie, jak planowane NABE) mogą być

94 Zgodnie z doniesieniami medialnymi, planowane na przełom 2020 i 2021 r. Zob. np. <https://www.wnp.pl/energetyka/wydzialenie-aktywow-weglowych-z-energetyki-resort-kresli-terminarz,426376.html>.

95 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=PL>.

96 Zob. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_863; https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202025/284556_2165085_151_2.pdf

97 Zob. więcej: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl.

98 Główne zarzuty prawne wobec mechanizmów wsparcia przewidzianych w niemieckiej ustawie obejmują niezgodność z rynkiem wewnętrznym UE, z uwagi na:

- dopuszczanie do możliwości uzyskania rekompensat w przypadku bloków mających więcej niż 25 lat, które już dzisiaj nie mają wartości rynkowej, i, w związku z tym, sztuczne przedłużanie ich okresu eksploatacji;
- nadmierne rekompensaty dla ww. bloków (każde euro stanowi w tym przypadku windfall profit);
- faworyzowanie modernizacji instalacji węglowych w stronę instalacji kogeneracyjnych zamiast ich szybszego wyłączenia;
- nietransparentny proces negocjowania rekompensat z operatorami instalacji wykorzystujących węgiel brunatny;
- okoliczność, że wysokość rekompensat nie jest odnoszona (przeliczana) w odniesieniu do faktycznych dat zamknięcia poszczególnych instalacji; oraz
- niezgodność z zasadą unijnego prawa ochrony środowiska – „zanieczyszczający płaci”.

Opracowano na podstawie: <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/the-german-coal-exit-law-grounds-of-incompatibility-of-the-compensations-for-hard-coal-plants-with-state-aid-law/>; <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/the-german-lignite-phase-out-contract-and-investment-arbitration-briefing/>; <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/letter-to-dg-competition-legality-of-state-aid-to-german-lignite-operators/>; oraz <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/funding-for-chp-in-germanys-coal-phase-out-law/>.

99 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:02003L0087-20200101&from=PL>.

100 Zob. <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2018-05-20-reforma-eu-ets-jak-nie-zmarnowac-kolejnej-szansy-na-dekarbonizacje-polskiej-gospodarki-coll-pl.pdf>, s. 7.

101 Zob. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/HIS/?uri=CELEX:52020PC0022>. Według ostatniej propozycji, Polska z funduszu miałaby przyspaść około 3,5 mld euro.



wspierane zupełnie wyjątkowo, a pomoc nie może dotyczyć inwestycji w zakresie spalania węgla¹⁰².

Polskie władze grają więc „*va banque*”, stawiając na przyszłość, niewynegocjowane jeszcze ramy prawa UE, licząc że ostateczne brzmienie nowelizowanych lub przyjmowanych właśnie regulacji unijnych będzie przychylne dla dofinansowywania energetyki węglowej¹⁰³. Będzie to trudne, ponieważ przyznawana dotychczas przez polskie władze pomoc państwa dla sektora energetycznego przyczyniała się raczej do petryfikacji struktury mocy zainstalowanej i krajowego miksu energetycznego¹⁰⁴. Ponadto, w toku postępowania w sprawie pomocy państwa w formie bezpłatnych uprawnień EU ETS dla krajowych elektrowni na lata 2013-2019, polskie władze zobowiązały się do dekoncentracji polskiego sektora energetycznego, podczas gdy od tego czasu mamy do czynienia z jego postępującą konsolidacją¹⁰⁵.

W tej sytuacji niewykluczone, że koszty wynikające z planu restrukturyzacji energetyki (tj. zwłaszcza koszty funkcjonowania EDM) będą, po raz kolejny, pokrywane za pośrednictwem nowej, dedykowanej opłaty, będącej jedną z pozycji na rachunku za energię elektryczną każdego odbiorcy energii w Polsce (podobnie jak ma to miejsce w przypadku opłaty przejściowej oraz, wprowadzanej od 1 stycznia 2021 r., nowej opłaty mocowej).

102 Zob. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020PC0022&from=EN>, art. 4 ust. 2 oraz art. 5.

103 Polska zawnioskowała ostatnio o zmiany w dyrektywie ETS. Zob. <https://www.reuters.com/article/eu-carbontrading-poland/poland-seeks-extra-carbon-market-cash-for-green-shift-idUKL4N2HB2QN>.

104 Zob. szerzej: <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/subsydia-motor-czy-hamulec-polskiej-transformacji-energetycznej/> oraz <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2018-05-20-reforma-eu-ets-jak-nie-zmarnowac-kolejnej-szansy-na-dekarbonizacje-polskiej-gospodarki-coll-pl.pdf>.

105 Zob. https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249823/249823_1531411_93_2.pdf, pkt 37 na s. 12-13. Szerzej na ten temat zob. <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2018-05-20-reforma-eu-ets-jak-nie-zmarnowac-kolejnej-szansy-na-dekarbonizacje-polskiej-gospodarki-coll-pl.pdf>, s. 18-19.

Te same problemy można odnieść do przygotowywanego przez rząd, odrębnego planu restrukturyzacji aktywów w sektorze wydobycia węgla kamiennego, skupionych w Polskiej Grupie Górniczej. Przyznawanie nowej pomocy operacyjnej w odniesieniu do wydobycia węgla kamiennego jest w UE zakazane od końca 2018 r. W związku z tym, także ten plan zakłada przychyłność KE i zmiany w unijnym prawie o pomocy państwa. Scenariusz zgody na nowy program pomocy dla polskiego sektora górnictwa kamiennego należy ocenić jako mało prawdopodobny. W tym kontekście wątpliwe są też elementy planu restrukturyzacji elektroenergetyki obejmujące kopalnie węgla kamiennego (np. przeniesienie należącej do grupy Enea, LW Bogdanka do NABE).

7.3. CZY RESTRUKTURYZACJA STANOWI POMOC PAŃSTWA?

Pomimo że plan restrukturyzacji polskiej elektroenergetyki stanowi powiązaną całość, jego poszczególne elementy wpadają w różne reżimy prawne i najprawdopodobniej będą przedmiotem kilku różnych postępowań. W szczególności, mimo że wstępna wersja planu wiąże ze sobą mechanizmy EDM oraz rezerwy strategicznej, nie można wykluczyć, że udzielona pomoc będzie przedmiotem dwóch odrębnych postępowań (podobnie jak miało to miejsce w przypadku wprowadzanych jedną ustawą: rynku mocy oraz mechanizmu ulg w opłacie mocowej dla odbiorców przemysłowych).

Aby dany mechanizm mógł zostać uznany za pomoc państwa, musi spełniać łącznie wszystkie przesłanki wynikające z art. 107 ust. 1 TFUE, tj.:

- być przyznawany przedsiębiorcom;
- być przyznawany przez państwo oraz przy użyciu zasobów państwowych, przy czym nie ma znaczenia forma prawna wsparcia („w jakiegokolwiek formie”);
- przyznawać selektywną korzyść;
- zakłócać konkurencję lub przynajmniej grozić zakłóceniem konkurencji; oraz
- wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE.

Nie ulega większej wątpliwości, że pomoc państwa będzie stanowić planowany mechanizm EDM/rezerwy strategicznej. KE uznała już za pomoc państwa (zgodną z rynkiem wewnętrznym) rekompensatę o zbliżonym charakterze dla ww. elektrowni Hemweg w Holandii, a w toku znajduje się sprawa notyfikacji wsparcia w formie aukcji i indywidualnych umów dotyczących zamykania, odpowiednio, elektrowni na węgiel kamienny i brunatny w Niemczech.

Komisja uznawała też za pomoc państwa (zgodną z rynkiem wewnętrznym) szereg rezerw strategicznych w różnych państwach UE, w tym w Niemczech¹⁰⁶ oraz w Belgii¹⁰⁷. Dotychczasowa polska rezerwa strategiczna w postaci Interwencyjnej Rezerwy Zimnej nie była przedmiotem badania przez KE, pomimo że, w ocenie ClientEarth, mechanizm ten spełnia wszystkie kryteria do uznania go za pomoc państwa¹⁰⁸. Mechanizmy mocowe stanowią coraz szerszy przedmiot zainteresowania KE, a ostatnio za pomoc państwa został uznany m.in. polski rynek mocy.

Poniżej przeanalizowano, kolejno, poszczególne elementy planu restrukturyzacji z perspektywy unijnego prawa o pomocy państwa.

106 Zob. https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/269083/269083_1983030_171_2.pdf.

107 Zob. https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272020/272020_1964726_118_2.pdf.

108 Zob. szerzej: <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/subsytia-motor-czy-hamulec-polskiej-transformacji-energetycznej/>, s. 38-43.

Planowany EDM będzie stanowił pomoc państwa, ponieważ przewidziane nim płatności:

- mają być przyznawane przedsiębiorstwom energetycznym, niezależnie od tego, jaką formę prawną przybiorą ostatecznie NABE lub EDM (spółki, agencji albo innej);
- mają być przyznawane przez państwo i przy użyciu zasobów państwowych, ponieważ przyjęcie tego mechanizmu będzie decyzją państwa, a środki na pokrycie jego działalności będą pozostawać pod kontrolą państwa (niezależnie, czy ostatecznie będą to środki z EU ETS, z innego unijnego mechanizmu, czy też z nowej, dedykowanej opłaty energetycznej);
- będą przyznawać selektywną korzyść, w szczególności z uwagi na bardzo ograniczony katalog potencjalnych beneficjentów, sprowadzający się do operatorów (albo nawet jednego operatora) istniejących bloków węglowych;
- grożą zakłóceniem konkurencji, ponieważ rekompensaty ma otrzymać jedynie część albo nawet tylko jeden uczestnik rynku (NABE), a nie otrzymają ich pozostali konkurenci na rynku energii elektrycznej;
- będą wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE, ponieważ energia elektryczna jest przedmiotem obrotu na rynku wewnętrznym.

Podobnie, każda nowa rezerwa strategiczna będzie stanowił pomoc państwa, ponieważ wsparcie:

- będzie przyznawane przedsiębiorstwom energetycznym, niezależnie od tego, jaką formę prawną przybiorą ostatecznie NABE lub EDM;
- będzie przyznawane przez państwo i przy użyciu zasobów państwowych, ponieważ środki na pokrycie kosztów stałych deficytowych elektrowni węglowych, pozostających w dyspozycji operatora systemu energetycznego, będą pozostawać pod kontrolą państwa;
- będzie przyznawać selektywną korzyść, w szczególności z uwagi na bardzo ograniczony katalog potencjalnych beneficjentów, sprowadzający się do operatorów (albo nawet jednego operatora) istniejących bloków węglowych;
- grozi zakłóceniem konkurencji, ponieważ taka rezerwa nie stanowi naturalnego elementu rynku energii elektrycznej, a ewentualne wynagrodzenie za realizację takiej usługi otrzymuje jedynie część konkurentów obecnych na tym rynku; oraz
- wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE, ponieważ energia elektryczna jest przedmiotem obrotu na rynku wewnętrznym.

Należy przy tym pamiętać, że zgodnie z unijnym rozporządzeniem 2019/943, w mechanizmach mocowych, w tym w rezerwach strategicznych, nie mogą już uczestniczyć bloki energetyczne emitujące powyżej 550 gramów CO₂ na kWh wytwarzanej energii lub 350 kg CO₂ na kW mocy zainstalowanej (ten drugi próg otwiera możliwość dla utworzenia nowej rezerwy). Mając na uwadze przeciętną sprawność polskich bloków węglowych, średnioroczny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni pozostających w takiej rezerwie mógłby wynosić jedynie około 4 proc. Ich aktywność będzie więc musiała być bardzo ograniczona.

O ile wdrożenie mechanizmu EDM/rezerwy strategicznej nie budzi wątpliwości co do istnienia pomocy państwa (unijne prawo konkurencji zna podobne przypadki), to w pozostałym zakresie planu restrukturyzacji mamy do czynienia z rozstrzygnięciami o precedensowym charakterze. Można jednak dowodzić, że już sama okoliczność wyodrębnienia aktywów węglowych, a co za tym idzie – podniesienia wartości księgowej pozostałych grup energetycznych, musi być przedmiotem badania nie tylko z perspektywy prawa fuzji i przejęć, ale także prawa o pomocy państwa.

Elementy planu restrukturyzacji polskiego sektora elektroenergetycznego, obejmujące wyodrębnienie aktywów węglowych oraz przekazanie ich do nowego, państwowego podmiotu (NABE), mogą stanowić pomoc państwa, ponieważ taka restrukturyzacja:

- wspiera przedsiębiorstwa energetyczne: PGE, Eneę i Taurona;
- przewiduje wsparcie przyznawane przez państwo (państwowa NABE przejmuje trwa-

le nierentowne aktywa węglowe; zob. też wypowiedzi przedstawicieli rządu, że forma i ostateczny kształt restrukturyzacji będą decyzją państwa¹⁰⁹) oraz przy użyciu zasobów państwowych (w wyniku restrukturyzacji giełdowe spółki uzyskują korzyść, a państwo stratę; państwo może przejąć część długów spółek energetycznych);

- przyznaje selektywną korzyść, ponieważ **plan wspiera wybrane państwowe przedsiębiorstwa, a nie wszystkich konkurentów na rynku energii** (dla porównania, prywatny ZE PAK ma wygasić wszystkie swoje aktywa węglowe do 2030 r., we własnym imieniu i na własny koszt¹¹⁰);
- grozi zakłóceniem konkurencji na rynku energii elektrycznej, ponieważ może m.in.:
 - stwarzać korzyść dla nowego podmiotu (połączone PGE, Enea i Tauron), która jest niemożliwa do uzyskania na wolnym rynku (prywatni inwestorzy pozbywają się dzisiaj aktywów węglowych, a nie je skupują),
 - stwarzać ryzyko sztucznego przedłużania życia aktywów węglowych w nowych warunkach regulacyjnych (zwłaszcza w kontekście podniesienia unijnego celu redukcji emisji CO₂ o dalsze, co najmniej, 15 pkt. proc. do 2030 r.), oraz
 - odbiorcom energii prawo do wyboru sprzedawcy;
- wpływa na wymianę handlową pomiędzy państwami członkowskimi, ponieważ energia elektryczna jest przedmiotem obrotu na rynku wewnętrznym UE, a połączone PGE, Enea i Tauron, posiadające zwiększoną wartość księgową, będą mogły realizować duże inwestycje w nowe źródła wytwórcza wpływające na saldo wymiany energii elektrycznej pomiędzy Polską a połączonymi z nią systemami energetycznymi, a ponadto NABE stanie się największą węglową spółką elektroenergetyczną w UE.

W takiej sytuacji (państwo przejmuje trwale deficytową działalność gospodarczą, a nawet początkowa wartość NABE jest ujemna) trudno mówić o możliwości spełnienia przez restrukturyzację tzw. testu inwestora prywatnego (tj. sytuacji, kiedy interwencja państwa przyznaje taką korzyść gospodarczą, którą można otrzymać w normalnych warunkach gospodarki rynkowej)¹¹¹.

Już sama restrukturyzacja polskiego sektora energetycznego może więc przewidywać subsydiowanie giełdowych spółek przez państwo, a co za tym idzie – stanowić pomoc państwa. Wyjątkowo kontrowersyjną kwestią jest potencjalny wykup przez państwo długów związanych z węglowymi aktywami obecnych grup energetycznych¹¹². Jak dotychczas, KE bardzo rzadko zgadzała się na przejmowanie prywatnych długów przez instytucje państwowe¹¹³, a historia unijnego prawa o pomocy państwa nie zna podobnego zestawu mechanizmów finansowych do tej, którą przewiduje wstępny plan restrukturyzacji polskiego sektora elektroenergetycznego¹¹⁴.

Żaden z elementów planu nie spełnia też przesłanek do możliwości uznania go za tzw. usługę w ogólnym interesie gospodarczym („UOIG”), które stanowią jeden z wyjątków od ogólnych zasad prawa o pomocy państwa¹¹⁵. Należy przy tym pamiętać, że ocena zgodności wprowadzanych przez państwa członkowskie UOIG z unijnym prawem konkurencji także należy do KE¹¹⁶.

Polskie władze powinny więc jak najszybciej notyfikować KE całość planu restrukturyzacji (niezależnie od tego, że jego poszczególne elementy mogą i najpewniej będą później przedmio-

109 Zob. np. <https://www.wnp.pl/energetyka/wydzialenie-aktywow-weglowych-z-energetyki-resort-kresli-terminarz,426376.html>.

110 Zob. <https://ri.zepak.com.pl/pl/raporty/raporty-okresowe/1466-rozszerzony-skonsolidowany-raport-polroczny-za-i-polrocze-2020-roku.html>.

111 Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych w prawie Unii Europejskiej*, Warszawa 2011, s. 195.

112 Zob. <https://wysokienapiecie.pl/33246-pge-chce-zeby-rzad-odcial-jej-weglowy-ogon-rzad-na-razie-tylko-wymachuje-nozem/>.

113 Zob. https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/267849/267849_1911676_95_2.pdf; https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/222342/222342_736762_3_1.pdf.

114 Na bazie: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/register/.

115 Zob. art. 106 ust.2 TFUE. Art. 9 ust. 2 nowej unijnej dyrektywy 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=PL>) precyzuje, że wszystkie UOIG w sektorze energetycznym muszą być: jasno określone, przejrzyste, niedyskryminacyjne, weryfikowalne i gwarantować równość dostępu do konsumentów krajowych.

116 Zob. art. 106 ust. 3 TFUE.

tem odrębnych podstępowań). Na bazie dotychczasowych precedensów (zwłaszcza ww. sprawy Holandii) można przyjąć, że Komisja będzie skłonna zaakceptować pomoc w odniesieniu do wygaszania energetyki węglowej w Polsce, o ile korzyści środowiskowe (klimatyczne) będą znacznie przewyższały koszty ponoszone przez państwo¹¹⁷ oraz będą przeważały nad negatywnym wpływem restrukturyzacji na konkurencję na rynku energii.

Oznacza to w praktyce konieczność przyjęcia bardzo ambitnego harmonogramu wyłączeń elektrowni węglowych, co stoi w kontrze z wypowiedziami przedstawicieli rządu, mówiącymi, że separacja aktywów węglowych ma umożliwić zmianę polskiego miks energetycznego dopiero „w perspektywie najbliższych dekad”¹¹⁸.

Pomoc państwa nie może zacząć być przyznawana przed zatwierdzeniem przez KE.

7.4 WNIOSKI I REKOMENDACJE

Ogólna analiza wstępnego planu restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego prowadzi do następujących wniosków:

- Konieczna jest niezwłoczna notyfikacja całości planu KE.
- Procedura badania planu restrukturyzacji będzie długotrwała i nie należy spodziewać się w tym zakresie szybkich rozstrzygnięć (na bazie dotychczasowych doświadczeń, precedensowego charakteru oraz stopnia skomplikowania sprawy można szacować, że ocena planu będzie trwała przynajmniej rok).
- KE jest skłonna akceptować pomoc państwa związaną z zamykaniem elektrowni węglowych, ale w zamian będzie wymagać spełnienia ścisłych oraz progresywnych warunków klimatycznych (zob. poniżej).
- Trudniej będzie uzyskać odpowiednie zgody UOKiK. Warto pamiętać, że w 2011 r. UOKiK nie wydał zgody na koncentrację aktywów zaledwie dwóch krajowych grup z sektora elektroenergetycznego – PGE i Energi¹¹⁹, a od tego czasu odpowiednie przepisy nie uległy istotnym zmianom.
- W świetle zastrzegających się regulacji klimatyczno-energetycznych UE, ewentualne pozytywne decyzje UOKiK w obszarze energetyki węglowej także wymagać będą nałożenia odpowiednich warunków klimatycznych¹²⁰.
- Ze względu na skalę planowanej ingerencji w procesy gospodarcze oraz wagę sprawy dla ochrony klimatu wskazane byłoby, żeby założenia restrukturyzacji przybrały formę specjalnej ustawy (podobnie jak miało to miejsce w Niemczech oraz Holandii).

Mając na uwadze powyższe, wydaje się, że Komisja Europejska byłaby w stanie zaakceptować plan restrukturyzacji pod następującymi warunkami, mającymi na celu ochronę klimatu:

- **EDM wspiera tylko te bloki energetyczne, które fizycznie zakończą działalność najpóźniej do 2030 r.** Bloki, które zostaną zamknięte po 2030 r. nie są uprawnione do ubiegania się o pomoc państwa (podobna degresja ma miejsce w przypadku niemieckiej ustawy o zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z węgla).

117 Należy przy tym pamiętać, że naczelną zasadą unijnego prawa ochrony środowiska jest tzw. zasada „zanieczyszczający płaci” (zob. art. 191 ust. 2 TFUE), oznaczająca w szczególności, że za dokonane szkody środowiskowe odpowiada operator instalacji, a nie państwo.

118 Zob. <https://www.wnp.pl/energetyka/wydzialenie-aktywow-weglowych-z-energetyki-resort-kresli-terminarz,426376.html>.

119 Zob. https://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news_id=2423.

120 Na bazie: Zajdler Energy Lawyers & Consultants, Legal and regulatory analysis of merger control considerations for Polish coal concentration, niepublikowane.

- **Pomoc państwa w ramach EDM jest ograniczona wyłącznie do dodatkowych kosztów związanych z wcześniejszym zamknięciem instalacji węglowych oraz kosztów społecznych**, związanych ze zwalnianiem / przekwalifikowaniem pracowników. EDM może też pokrywać część kosztów środowiskowych ponoszonych po zamknięciu instalacji (np. kosztów rekultywacji terenu)¹²¹. **EDM nie przewiduje pomocy operacyjnej dla funkcjonujących bloków węglowych.**
- Po 2030 r. w systemie energetycznym pozostają tylko najbardziej sprawne bloki węglowe, które zostały oddane do eksploatacji po 2010 r. (tj. najnowsze bloki w elektrowniach: Bełchatów, Kozienice, Opole, Jaworzno oraz Turów).
- **Wszystkie bloki węglowe w kraju zostają wyłączone najpóźniej do końca 2035 r.** Nie ma wówczas problemu z ewentualną odpowiedzialnością odszkodowawczą państwa za wcześniejsze rozwiązanie umów mocowych (tak jak miało to miejsce w przypadku mechanizmu rekompensat za rozwiązanie tzw. kontraktów długoterminowych, KDT) – ostatnie umowy z jednostkami węglowymi w ramach rynku mocy wygasają z końcem 2035 r.
- **Plan zawiera zobowiązanie polskich władz, aby w 2030 r. z węgla było wytwarzane nie więcej niż 15-20 TWh energii elektrycznej, co pozostaje w zgodzie z wartościami wynikającymi z nowego, podwyższonego celu redukcji emisji CO₂ w UE**, wynoszącego -55 proc. w 2030 r. (w odniesieniu do wartości z 1990 r.). Podobne, kierunkowe zobowiązania polskich władz znajdowały się już w przeszłości w decyzjach KE z zakresu pomocy publicznej¹²².

121 Budzi to jednak wątpliwości z punktu widzenia zasady „zanieczyszczający płaci”.

122 Zob. pkt 37 ww. decyzji KE ws. bezpłatnych uprawnień EU ETS dla polskiej elektroenergetyki: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249823/249823_1531411_93_2.pdf.

ZAŁĄCZNIK 1.

Tab. Z.1. Narzędzia regulacyjne wspierające odejście od węgla w energetyce

Narzędzia	Opis	Argumenty za	Argumenty przeciw
Podatek węglowy i system handlu emisjami (EU ETS)	<p>Mimo, że podatek węglowy i system handlu emisjami (EU ETS) są często przedstawiane jako alternatywy, w praktyce wiele krajów europejskich – np. Szwecja i Wielka Brytania, stosuje je łącznie.¹²³¹²⁴</p> <p>System handlu emisjami (EU ETS) EU ETS obowiązuje we wszystkich krajach UE.</p> <p>Od jego ustanowienia w 2005 r., EU ETS zapewnił polskiemu budżetowi ok. 20 mld zł dochodu.</p> <p>Podatek węglowy Wiele krajów europejskich stosuje obok ETS także podatek węglowy.</p> <p>W Polsce podatek węglowy nie obowiązuje, lecz od 1993 r. funkcjonuje akcyza ekologiczna na wyroby energetyczne i energię elektryczną, która jest klasyfikowana jako podatek węglowy przez np. Bank Światowy. Jej poziom jest jednak niezwykle niski w porównaniu z podatkiem węglowym w innych krajach.¹²⁵</p>	<p>Dochód budżetowy z podatku węglowego mógłby zostać zainwestowany w programy wspierające rozwój technologii OZE czy redukcję ubóstwa energetycznego.</p> <p>W Polsce, podwyższony podatek węglowy (obok EU ETS) mógłby doprowadzić do dalszego obniżenia konkurencyjności wytwarzania energii elektrycznej z węgla i szybszego wycofywania aktywów węglowych.</p>	<p>Brak pewności co do tempa zmian czy dokładnej daty odejścia od węgla.</p> <p>Jeżeli zmiany nie zajdą wystarczająco szybko, nałożenie wysokiego podatku węglowego może spowodować znaczny wzrost cen energii elektrycznej dla konsumentów.</p> <p>Środki z EU ETS mogą być wykorzystywane niezgodnie z przeznaczeniem – np. do finansowania Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny.</p>
Wsparcie dla OZE	<p>Jest stosowane w celu obniżenia kosztów produkcji energii z odnawialnych źródeł energii, szczególnie w początkowej fazie ich wdrażania.</p> <p>Pomoc ta może przyjąć różne formy, takie jak: bezpośredni transfer środków na inwestycje w technologie OZE lub ulgi podatkowe dla organizacji inwestujących w adaptację tych technologii.</p>	<p>Zwiększa możliwości finansowe producentów energii na wdrożenie technologii OZE w procesie wytwarzania energii elektrycznej.</p> <p>Wyższy poziom wsparcia dla OZE (w formie aukcji OZE lub nowych programów) mógłby pozwolić na uniknięcie restrukturyzacji rynku energetycznego, spółki energetyczne miałyby bowiem więcej środków na inwestycje.</p> <p>Aby osiągnąć najlepszą efektywność tych programów wsparcia, ważne jest, żeby nie działały one w połączeniu z pomocą publiczną dla energetyki konwencjonalnej, lecz zamiast niej.¹²⁶</p> <p>Mimo tego, że redukcja emisji drogą pomocy dla OZE może się wiązać z większymi kosztami niż np. wprowadzenie podatku węglowego, doświadczenie z krajów europejskich i Polski wykazało, że są one efektywnym środkiem na obniżenie cen energii OZE i zwiększenie udziału tej energii w miksie energetycznym.¹²⁷</p>	<p>Niepewność co do tempa i skuteczności transformacji energetycznej.</p> <p>Nie daje gwarancji, że technologie OZE zostaną zaadaptowane przez sektor energetyczny w stopniu pozwalającym na utrzymanie ciągłości energetycznej w kraju.</p> <p>Jeżeli transformacja nie nastąpi względnie szybko, pomoc ta może być bardzo kosztowna dla państwa, przy niskich korzyściach społecznych środowiskowych.</p>

123 Haïtes (2018). Carbon taxes and greenhouse gas emissions trading systems: what have we learned?: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/14693062.2018.1492897>.

124 Bank Światowy (2020). Carbon Pricing Dashboard: https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data.

125 World Bank (2016). State and Trends of Carbon Pricing 2016: https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25160?cid=EXTIK_Tokyo_eNews_P_EXT&locale-attribute=es.

126 W latach 2013-18 Polska przeznaczyła dwukrotnie więcej środków na pomoc energetyce konwencjonalnej niż odnawialnej, co doprowadziło do wzajemnego znoszenia się efektów pomocy i wolnej adaptacji technologii niskoemisyjnych.

127 Catapult (n.a.) Netherlands Renewable Energy Support Schemes: <https://es.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2018/10/Netherlands-RES-Support-Case-Study-FINAL.pdf>.

Narzędzia	Opis	Argumenty za	Argumenty przeciw
Standardy emisji	<p>Są to ograniczenia emisyjne nakładane na elektrownie stosowane w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.</p> <p>Jednostki produkcyjne, które nie spełniają tych wymogów, zostają wykluczone z możliwości dostarczania energii.</p>	<p>Standardy emisji mają na celu zachęcenie elektrowni do modernizacji i adaptacji technologii umożliwiających im kontynuację wytwarzania energii elektrycznej przy obniżonych emisjach.</p> <p>Jest to również efektywny sposób na zamknięcie elektrowni węglowych, które nie spełniają warunków emisyjnych.</p>	<p>W przypadku Polski, która wciąż w dużej mierze polega na wytwarzaniu energii elektrycznej z węgla, nałożenie bardziej restrykcyjnych limitów emisji (czyt. brak derogacji) i raptowne zamknięcie wielu elektrowni węglowych mogłoby doprowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego.</p>
Wsparcie sprawiedliwej transformacji	<p>Jest to społeczno-ekonomiczny program pomocy państwa dla regionów dotkniętych odchodzeniem od węgla, obejmujący np. przekwalifikowanie zawodowe czy pomoc w znalezieniu alternatywnego zatrudnienia.</p> <p>Środki te w dużej mierze pochodzą z funduszu unijnego.</p>	<p>Tego typu programy stanowią kluczowe wsparcie dla regionów dotkniętych odchodzeniem od węgla a ich brak może doprowadzić do poważnych szkód społecznych i ekonomicznych.</p> <p>W UE rolę tego typu wsparcia ma pełnić Fundusz Sprawiedliwej Transformacji i pochodne mechanizmy finansowania w ramach Europejskiego Zielonego Ładu.¹²⁸</p>	<p>Programy te mogą być kosztowne, a ich efektywność zależy od dobrego planowania i zaangażowania szeregu interesariuszy na poziomie lokalnym, regionalnym, krajowym i unijnym.</p>
Kompensacja za rzekomo utracone zyski	<p>Operatorzy elektrowni węglowych sprzeciwiają się wyłączeniu ich przed technicznym terminem końca eksploatacji (nawet 60 lat i więcej) twierdząc, że pozbawia ich to możliwości uzyskania zwrotu z już dokonanej inwestycji. W zamian za wcześniejsze wyłączenie elektrowni, domagają się rekompensat za potencjalnie utracone zyski.</p> <p>Taki program o wartości nawet 40 mld euro planowany jest w Niemczech.</p> <p>Odszkodowania dla operatorów elektrowni węglowych są o tyle kontrowersyjne, że wiele z elektrowni już teraz balansuje na krawędzi rentowności¹²⁹ i w przyszłości przynosić będą raczej straty niż zyski. Zasadniczym pytaniem jest więc czy tego rodzaju program ma rację bytu w Polsce.</p>	<p>Dodatkowa motywacja finansowa dla operatorów elektrowni węglowych, którzy zdecydowali się je wyłączyć przed nominalnym terminem.</p>	<p>Obciążenie Skarbu Państwa dodatkowymi kosztami, które zamiast być przeznaczane na nowe niskoemisyjne technologie wytwórcze, przedłużają czas działania aktywów węglowych.</p> <p>Jest to także pomoc publiczna, która nie musi zostać zaakceptowana przez Komisję Europejską.</p> <p>Transfer środków nie musi być gwarantem szybszego odchodzenia od węgla. W Niemczech, mimo programu kompensat, tempo odchodzenia od węgla nie jest wystarczająco szybkie (do 2038 r.). Jest to również niezgodne z unijnymi zasadami "zanieczyszczający płaci" (ang. <i>polluter pays principle</i>).</p>

128 Czyżak et al. (2020). Zielone miejsca pracy. Przypadek regionu bełchatowskiego. In: Instrat Policy Paper 04/2020: <http://instrat.pl/wp-content/uploads/2020/08/Instrat-Policy-Paper-04-2020.pdf>.

129 Carbon Tracker (2018). Powering down coal: Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power: <https://carbontracker.org/reports/coal-portal/>.

Narzędzia	Opis	Argumenty za	Argumenty przeciw
Mechanizmy mocowe	<p>Zapewniają stabilność dostaw energii elektrycznej.</p> <p>W Polsce była to dotychczas operacyjna rezerwa mocy (ORM), od 2021 r. jej rolę przejmie rynek mocy.</p> <p>Unijne rozporządzenie obliuguje Polskę do zaprzestania wspierania w ramach rynku mocy wysokoemisyjnych (powyżej 550g/kWh) bloków węglowych od połowy 2025 roku.</p>	<p>Rynek mocy zapewnia stabilność dostaw energii energetycznej w kraju, gdy energia z odnawialnych źródeł energii nie jest dostępna lub wystarczająca do pokrycia zapotrzebowania energetycznego.</p> <p>Dzięki długoterminowym umowom i wsparciu finansowemu z nich wynikającemu, rynek mocy ma za zadanie promować inwestycje w nowe moce wytwórcze.</p>	<p>W obliczu regulacji europejskich nakazujących wycofanie wsparcia dla elektrowni węglowych emitujących powyżej 550g/kWh rynek mocy prawdopodobnie straci rację bytu (ewentualnie w aukcjach mocy startowały będą elektrownie gazowe).</p> <p>Otwartą kwestią pozostaje zapewnienie dostępności mocy w KSE przy malejącej roli rynku mocy - być może jego kształt powinien być zmieniony, aby promować np. magazyny energii, lub rynek mocy powinien zostać w całości zlikwidowany i zastąpiony jakąś formą strategicznej rezerwy mocy.</p>

ZAŁĄCZNIK 2.

Tab. Z.2. Scenariusze wyłączeń poszczególnych bloków węglowych

Spółka	Elektrownia	Blok	Paliwo	Moc zainstalowana (MW)	Rok wyłączenia (NABE/EDM)	Rok wyłączenia (PP)	Rok wyłączenia (rentowność)
Enea	Kozienice	Kozienice B1	Węgiel kamienny	215	2020		-
PGE	Rybnik	Rybnik B1	Węgiel kamienny	225	2020	2018	2020
PGE	Rybnik	Rybnik B2	Węgiel kamienny	225	2020	2018	2020
PGE	Rybnik	Rybnik B3	Węgiel kamienny	225	2020	2019	2020
PGE	Rybnik	Rybnik B4	Węgiel kamienny	225	2020	2018	2020
PGE	Dolna Odra	Dolna Odra B5	Węgiel kamienny	222	2025	2019	2020
PGE	Dolna Odra	Dolna Odra B6	Węgiel kamienny	222	2025	2019	2020
PGE	Dolna Odra	Dolna Odra B7	Węgiel kamienny	232	2025	2018	2020
PGE	Dolna Odra	Dolna Odra B8	Węgiel kamienny	232	2025	2018	2020
Enea	Kozienice	Kozienice B2	Węgiel kamienny	225	2025	2024	2020
PGE	Opole	Opole B1	Węgiel kamienny	386	2025	2020	2020
PGE	Opole	Opole B2	Węgiel kamienny	383	2025	2020	2020
Energa	Ostrołęka B	Ostrołęka B B1	Węgiel kamienny	221	2025	2019	2020
Energa	Ostrołęka B	Ostrołęka B B2	Węgiel kamienny	200	2025	2018	2020
Energa	Ostrołęka B	Ostrołęka B B3	Węgiel kamienny	226	2025	2018	2020
PGE	Rybnik	Rybnik B5	Węgiel kamienny	215	2025	2019	2020
PGE	Rybnik	Rybnik B6	Węgiel kamienny	215	2025	2019	2020
PGE	Rybnik	Rybnik B7	Węgiel kamienny	220	2025	2021	2020
PGE	Rybnik	Rybnik B8	Węgiel kamienny	225	2025	2021	2020
Tauron	Jaworzno 3	Jaworzno 3 B1	Węgiel kamienny	225	2027	2018	2020
Tauron	Jaworzno 3	Jaworzno 3 B3	Węgiel kamienny	225	2027	2019	2020
Tauron	Jaworzno 3	Jaworzno 3 B5	Węgiel kamienny	220	2027	2018	2020
Tauron	Jaworzno 3	Jaworzno 3 B6	Węgiel kamienny	225	2027	2018	2020
Enea	Kozienice	Kozienice B3	Węgiel kamienny	225	2027	2024	2020
Enea	Kozienice	Kozienice B4	Węgiel kamienny	228	2027	2024	2020
Tauron	Łaziska 3	Łaziska B12	Węgiel kamienny	225	2027	2019	2020
Enea	Połaniec	Połaniec B2	Węgiel kamienny	242	2027	2019	2020
Enea	Połaniec	Połaniec B3	Węgiel kamienny	242	2027	2019	2020
PGE	Turów	Turów B1	Węgiel brunatny	235	2027	2029	2020
PGE	Turów	Turów B2	Węgiel brunatny	235	2027	2018	2023
PGE	Turów	Turów B3	Węgiel brunatny	235	2027	2029	2020
Tauron	Łaziska 3	Łaziska B11	Węgiel kamienny	225	2028	2022	2020
Enea	Połaniec	Połaniec B4	Węgiel kamienny	242	2029	2019	2020
Enea	Połaniec	Połaniec B5	Węgiel kamienny	225	2029	2019	2020
Tauron	Siersza	Siersza B1	Węgiel kamienny	153	2029	2025	2020
Tauron	Siersza	Siersza B2	Węgiel kamienny	153	2029	2024	2020
PGE	Turów	Turów B4	Węgiel brunatny	261	2029	2025	2024
PGE	Turów	Turów B5	Węgiel brunatny	261	2029	2030	2024
PGE	Turów	Turów B6	Węgiel brunatny	261	2029	2025	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów B2	Węgiel brunatny	358	2031	2026	2020
PGE	Bełchatów	Bełchatów B3	Węgiel brunatny	380	2031	2026	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów B4	Węgiel brunatny	380	2031	2025	2024
Tauron	Jaworzno 3	Jaworzno 3 B2	Węgiel kamienny	225	2031	2018	2020
Tauron	Jaworzno 3	Jaworzno 3 B4	Węgiel kamienny	225	2031	2019	2020

Spółka	Elektrownia	Blok	Paliwo	Moc zainstalowana (MW)	Rok wyłączenia (NABE/EDM)	Rok wyłączenia (PP)	Rok wyłączenia (rentowność)
Enea	Kozienice	Kozienice B8	Węgiel kamienny	228	2031	2023	2020
Tauron	Łagisza	Łagisza B10	Węgiel kamienny	460	2031	2024	2020
PGE	Opole	Opole B3	Węgiel kamienny	383	2031	2020	2020
PGE	Opole	Opole B4	Węgiel kamienny	380	2031	2022	2020
PGE	Bełchatów	Bełchatów B5	Węgiel brunatny	380	2033	2026	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów B6	Węgiel brunatny	394	2033	2027	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów B7	Węgiel brunatny	390	2033	2025	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów B8	Węgiel brunatny	390	2033	2027	2024
Enea	Kozienice	Kozienice B5	Węgiel kamienny	225	2033	2024	2020
Enea	Kozienice	Kozienice B6	Węgiel kamienny	228	2033	2024	2020
Enea	Kozienice	Kozienice B7	Węgiel kamienny	225	2033	2024	2020
Enea	Połaniec	Połaniec B6	Węgiel kamienny	242	2033	2020	2020
Enea	Połaniec	Połaniec B7	Węgiel kamienny	239	2033	2020	2020
Tauron	Łaziska 3	Łaziska B9	Węgiel kamienny	230	2035	2021	2020
Tauron	Łaziska 3	Łaziska B10	Węgiel kamienny	225	2035	2022	2020
PGE	Turów	Turów B11	Węgiel brunatny	460	2035	2030	2027
PGE	Bełchatów	Bełchatów B9	Węgiel brunatny	370	2036	2027	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów B10	Węgiel brunatny	370	2036	2028	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów B11	Węgiel brunatny	390	2036	2028	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów B12	Węgiel brunatny	370	2036	2028	2024
PGE	Bełchatów	Bełchatów II B14	Węgiel brunatny	858	2036	2029	2036
Enea	Kozienice	Kozienice B9	Węgiel kamienny	560	2036	2023	2020
Enea	Kozienice	Kozienice B10	Węgiel kamienny	560	2036	2023	2020
PGE	Opole	Opole B5	Węgiel kamienny	900	2036	2021	2020
Tauron	Jaworzno 3	Jaworzno 3 B7	Węgiel kamienny	910	2037	2020	2020
Enea	Kozienice	Kozienice B11	Węgiel kamienny	1 075	2037	2023	2024
PGE	Opole	Opole B6	Węgiel kamienny	900	2037	2021	2036

Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń własnych oraz: *Koncepcja transformacji polskiego podsektora elektroenergetycznego (niepublikowane); Carbon Tracker (2018)*¹³⁰

130 Carbon Tracker (2018). Powering down coal: Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power: <https://carbontracker.org/reports/coal-portal/>.

ZAŁĄCZNIK 3.

Tab. Z.3. Lista aktywów spółek łączonych w ramach planu restrukturyzacji¹³¹

Spółka	Segment	Aktywo	Moc zainstalowana (MWe)	Moc zainstalowana (MWt)
PGE	GiEK	Elektrownia Bełchatów	4928	
PGE	GiEK	Elektrownia Turów	1499	
PGE	GiEK	Elektrownia Opole	3408	
PGE	GiEK	Zespół Elektrowni Dolna Odra	1572	
PGE	GiEK	Elektrownia Rybnik	1840	
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Lublin Wrotków	247	592
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Rzeszów	141	528
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Gorzów	237	368
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Bydgoszcz	177	564
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Zgierz	44	111
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Kielce	18	315
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownie Wybrzeże	331	1154
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Kraków	480	1118
PGE	Energia Ciepła	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja	365	1080
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Zielona Góra	198	303
PGE	Energia Ciepła	Elektrociepłownia Toruń	107	363
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Myczkowce	8,3	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Rakowice	1,9	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Dobrzeń	1,6	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Porąbka	12,5	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Tresna	21	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Raduszec Stary	2,6	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Gorzupia I	0,7	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Gorzupia II	1,7	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Grajówka	2,4	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Żagań I	0,9	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Żagań II	1,2	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Małomice	0,8	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Szprotawa	0,8	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Kliczków	0,6	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Gubin	1,1	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Zasieki	1,3	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Zielisko	1,4	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Żarki Wielkie	0,6	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Przysieka	1,3	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Bukówka	0,8	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Sobolice	0,8	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	MEW Myczkowce	0,2	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Januszkowice	1,4	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Krępna	1,3	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Krapkowice	1,3	

131 Pominięto aktywa na moment publikacji nie generujące przychodów - np. PGE EJ1, Baltica

Spółka	Segment	Aktywo	Moc zainstalowana (MWe)	Moc zainstalowana (MWt)
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Oława	3,2	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Zielisko - jaz	0	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Dębe	20	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Smardzewice	3,6	
PGE	Energia Odnawialna - Woda	Nielisz	0,4	
PGE	Energia Odnawialna - Szczytowo-pompowe	Elektrownia Wodna Żarnowiec	716	
PGE	Energia Odnawialna - Szczytowo-pompowe	Elektrownia Wodna Porąbka-Żar	540	
PGE	Energia Odnawialna - Szczytowo-pompowe	Elektrownia Wodna Solina	198,7	
PGE	Energia Odnawialna - Szczytowo-pompowe	Elektrownia Wodna Dychów	88	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Kamieński	31,2	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Pelplin	49	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Żuromin	61,2	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Resko I	14,3	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Resko II	76	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Wojciechowo	28,3	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Lotnisko	94,5	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Malbork	18,2	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Ksielice	41,2	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Galicja	12,2	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Lake Ostrowo	34,2	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Karnice 1	31,2	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Karwice	46	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Ksielice II	12,4	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Karnice II	0	
PGE	Energia Odnawialna - Wiatr	FW Rybice/Starza	0	
PGE	Energia Odnawialna - Słońce	Elektrownia Fotowoltaiczna Żar	0,7	
PGE	Dystrybucja	Wolumen dystrybucji - 36 402 GWh w 2019 r.		
PGE	Obrót	Wolumen obrotu - 44 010 GWh w 2019 r.		
Tauron	Wytwarzanie	Jaworzno 3	2445	390,2
Tauron	Wytwarzanie	Łaziska 3	1155	196
Tauron	Wytwarzanie	Siersza	546	36,5
Tauron	Wytwarzanie	Łagisza	700	301,2
Tauron	Wytwarzanie	Stalowa Wola	355	335
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Lipniki	30,75	
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Zagórze	30	
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Wicko	40	
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Marszewo	100	
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Gołdap	48	
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Dobrzyń	34	
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Mogilno	34	
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Inowrocław	32	
Tauron	Ekoenergia - Wiatr	Farma wiatrowa Śniatowo	32	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Bobrowice I	2,422	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Bobrowice II	0,312	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Bobrowice IV	1	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Bystrzyca	0,465	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Kraszewice	0,96	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Leśna	2,61	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Lubachów	1,25	

Spółka	Segment	Aktywo	Moc zainstalowana (MWe)	Moc zainstalowana (MWt)
Tauron	Ekoenergia - Woda	Ławica	0,25	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Olszna	1,95	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Opolnica	0,41	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Pilchowice I	7,585	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Pilchowice II	0,824	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Szklarska Poręba I	0,736	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Szklarska Poręba II	0,156	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Włodzice	1,008	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Wrzeszczyn	4,71	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Złotniki	4,42	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Czchów	9	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Dąbie	2,94	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Kuźnice	0,27	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Olcza	0,33	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Przewóz	4	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Rożnów	56	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Brzeg	0,4	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Głębinów	3,04	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Kopin	0,92	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Nysa	0,76	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Otmuchów	4,8	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Turawa	1,8	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Janowice	1,52	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Marszowice	0,385	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Wały Śląskie	9,72	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Wrocław I	4,83	
Tauron	Ekoenergia - Woda	Wrocław II	1	
Tauron	Ciepło	Bielsko-Biała EC1	50,82	182,4
Tauron	Ciepło	Bielsko-Biała EC2	55	201,4
Tauron	Ciepło	Lokalne		146
Tauron	Ciepło	Tychy	105	336
Tauron	Ciepło	Katowice	135	294
Tauron	Wydobycie	Wydobycie węgla - 3,78 mln t w 2019 r.		
Tauron	Dystrybucja	Wolumen dystrybucji - 49 902 GWh w 2019 r.		
Tauron	Obrót	Wolumen obrotu - 33 730 GWh w 2019 r.		
Enea	Wytwarzanie	Kozienice	4071	125,4
Enea	Wytwarzanie	Połaniec	1837	130
Enea	Nowa Energia - Wiatr	Bardy	50	
Enea	Nowa Energia - Wiatr	Darżyno	6	
Enea	Nowa Energia - Wiatr	Baczyna / Lubno	14,1	
Enea	Nowa Energia - Biogaz	Biogazownie	3,8	3,1
Enea	Nowa Energia - Woda	Elektrownie wodne	60,4	
Enea	Ciepło	Oborniki		27,4
Enea	Ciepło	Piła	10	135,3
Enea	Ciepło	Białystok	167	520
Enea	Dystrybucja	Wolumen dystrybucji - 19 764 GWh w 2019 r.		
Enea	Obrót	Wolumen obrotu - 20 339 GWh w 2019 r.		
Enea	Wydobycie	LW Bogdanka, Wydobycie węgla - 9,421 mln t w 2019 r.		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Skonsolidowane sprawozdania finansowe GK PGE, Tauron i Enea za 2019 r.

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

Jesteśmy prawnikami / prawniczkami zajmującymi się ochroną środowiska.

Łącząc prawo, naukę i politykę publiczną tworzymy strategie i narzędzia, które pomagają mierzyć się z największymi problemami środowiska naturalnego.

Instrat – Fundacja Inicjatyw Strategicznych

Fundacja Instrat to progresywny think-tank zajmujący się doradztwem w zakresie polityk publicznych. Programy badawcze Fundacji obejmują zagadnienia gospodarki cyfrowej, energii i środowiska, zrównoważonych finansów oraz rynku pracy i nierówności. Instrat jest zaangażowany na rzecz zmian zgodnych z interesem publicznym, zaś w pracy tworzy i promuje narzędzia w otwartym dostępie (open source).