



Prognozy cen Energii w Polsce w horyzoncie
2030 roku w kontekście transformacji
energetycznej w Unii Europejskiej

Forecast of electricity prices in Poland in the context of the
energy transformation in the EU in the 2030 horizon

Spis treści

| | |
|--|----|
| 1. Skróc managerski oraz wnioski z przeprowadzonych analiz..... | 3 |
| 2. Metodyka budowy ścieżek cenowych | 4 |
| 3. Założenia rynkowe przyjęte do modelowania i budowy scenariuszy | 6 |
| 4. Charakterystyka wyników modelowania scenariuszy przyjętych do analizy szczegółowej..... | 22 |

Użyte ważniejsze skróty

PEP2040 - Polityka energetyczna Polski do 2040

UE - Unia Europejska

PSE - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

EU ETS - Europejski System Handlu Emisjami

EUA - uprawnienie do emisji CO₂

CAP - górny poziom

OZE - odnawialne źródła energii

LCOE - Levelized Cost of Electricity

LCOS - Levelized Cost of Storage

LCOH - Levelized Cost of Hydrogen

KSE - Krajowy System Elektroenergetyczny

PV - fotowoltaika

ESP - elektrownie szczytowo pompowe

BASE, PEAK - produkty notowane na rynku hurtowym energii elektrycznej (pasmowy, szczytowy)

SMR - Small Modular Reactor

rdr - porównanie rok do roku

RDF (*Refuse Derived Fuel*) - paliwo z odpadów komunalnych

nJWCD - jednostki nie będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi

MSR (*Market Stability Reserve*) - Rezerwa Stabilności Rynkowej

Repowering - budowa nowych, bardziej wydajnych źródeł wytwórczych w dotychczasowej lokalizacji

PPA (*Power Purchase Agreement*) - długoterminowa umowa dostawy energii elektrycznej

Scenariusz bazowy - ścieżka danej zmiennej rynkowej zastosowana do modelowania we wszystkich scenariuszach

Missing money - zjawisko niskich cen skutkujących brakiem bodźców do inwestycji

Missing capacity - efekt braku mocy wytwórczych na skutek zjawiska *missing money*

1. Skrót managerski oraz wnioski z przeprowadzonych analiz

Celem opracowania była realizacja i prezentacja wyników prognoz długoterminowych cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce w kontekście procesów transformacji energetycznej wynikającej z procesów dostosowawczych do wymagań UE. Prognozy cenowe zostały przygotowane w dedykowanym narzędziu analitycznym oraz w oparciu o szereg założeń metodycznych i bazodanowych.

W rozdziale 2, scharakteryzowana została metodyka realizacji prognoz wraz z opisem narzędzia.

W rozdziale 3, przedstawione zostały szczegółowe założenia najistotniejszych zmiennych zasilającym model prognostyczny, w tym: zapotrzebowania na energię elektryczną, wymiana międzysystemowa, moce w źródłach OZE (lądowe farmy wiatrowe, morskie farmy wiatrowe, fotowoltaika, źródła biomasowe, źródła biogazowe, hydroelektrownie), moce w źródłach konwencjonalnych (jednostki centralnie dysponowane na węgiel kamienny, węgiel brunatny i gaz), moce w źródłach nie sterowanych centralnie (RDF, elektrociepłownie na węgiel i gaz), moce w usługach redukcji DSR, moce i pojemności magazynów energii, a także grupa założeń cenowych: ceny uprawnień do emisji CO₂, węgla oraz gazu.

W rozdziale 4 dokonano prezentacji wyników modelowania w tym w szczególności prognozowanych średniorocznych cen bieżących rynku hurtowego w podziale na produkt pasmowy (BASE) oraz szczytowy (PEAK), poziom jednostkowych kosztów zmiennych (JKZ), poziomów kosztów LCOE i LCOS, uśrednionych rocznych profili cenowych w ujęciu dobowo-godzinowym, a także struktury wytwórczej obejmującej moce i produkcje energii w ujęciu rocznym w podziale na typy źródeł wytwórczych.

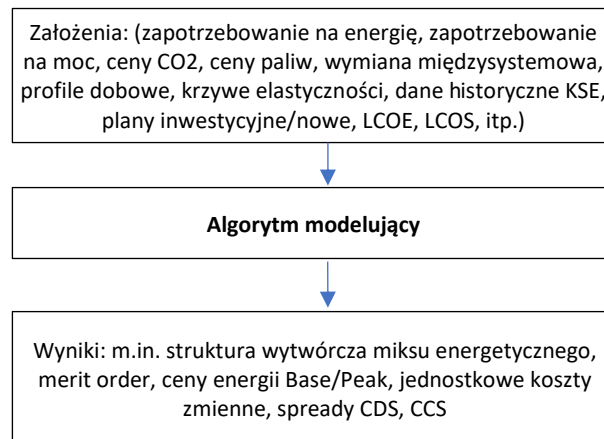
Na podstawie przeprowadzonych analiz można wskazać następujące podstawowe wnioski:

- Zbilansowanie systemu elektroenergetycznego wymaga intensywnej budowy mocy wytwórczych w źródłach OZE, w szczególności morskie i lądowe farmy wiatrowe oraz fotowoltaika.
- Modele i przyjęte założenia dla każdego z analizowanych scenariuszy uwzględniają predykcje rozwoju każdej z użytych technologii, w tym w szczególności strukturę kosztową LCOE, LCOS, a także predykcje sprawności generacji.
- Koszt dekarbonizacji energetyki zawodowej w okresie lat 2022-2050 wpływa na ogromną potrzebę inwestycyjną w moce wytwórcze, elektrolizery i magazyny energii stąd potrzeby inwestycyjne powinny być realizowane sukcesywnie już od 2022 roku.
- Prognozowany, maksymalny poziom cen wystąpi w roku 2023 i wyniesie ok. 410 zł/MWh (średnia roczna cena notowana na rynku hurtowym, która nie uwzględnia anomalii rynkowych związanych z pandemią, kryzysami gospodarczymi i innymi wydarzeniami implikującymi na chwilowy wzrost cen). W perspektywie kolejnych lat widoczny będzie trend spadkowy.
- Transformacja energetyki zawodowej koncentrująca się na dominacji źródeł OZE, w tym bardzo dużym udziale źródeł fotowoltaicznych wpłynie na trwałą zmianę profilu cen hurtowych na rynku energii. Ceny energii w godzinach dotychczasowego szczytu zapotrzebowania na moc będą niższe niż ceny w pozostałych godzinach. Produkt szczytowy - PEAK będzie docelowo niżej wyceniany niż produkt pasmowy - BASE. W dobowo-godzinowym profilu cenowym wartości maksymalne będą najczęściej notowane w godzinach 7:00, 8:00 oraz 20:00 i 21:00.

2. Metodyka budowy ścieżek cenowych

Celem symulacji było zaprojektowanie racjonalnej struktury tzw. Energy-mix w horyzoncie 2030 roku, wpisującego się w scenariusz budowy zeroemisyjności Polski do 2050 roku i gwarantującego jednocześnie zbilansowanie systemu elektroenergetycznego w granulacji godzinowej dla całego okresu analiz.

Schemat blokowy modelu prognoz długoterminowych przedstawiono na poniższym rysunku.



Rys 1. Schemat modelu symulacyjnego

Opracowany model symulacyjny uwzględnia uwarunkowania regulacyjne i kierunki rozwoju energetyki w perspektywie średnioterminowej 2022-2030 r. oraz megatrendy 2031-2050 r., bazując na rzeczywistej historii cen energii elektrycznej i modelowej pracy systemu elektroenergetycznego w okresie 2015-2021 r. z uwzględnieniem rzeczywistych, dobowo-godzinowych profili pracy wszystkich źródeł nJWCD (w tym ze szczególnym uwzględnieniem rzeczywistej pracy źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych bazując na profilach produkcji tych źródeł) oraz jednostek JWCD.

Mechanizm wyznaczania poziomu cen obliczany jest na podstawie dobowo-godzinowego przecięcia krzywych podaży energii elektrycznej z wyznaczoną krzywą popytu. Krzywe podaży kalkulowane są w oparciu o założone powyżej scenariusze cenowe oraz mocowe zgodnie z zasadą uporządkowanego stosu *merit order*¹. Krzywa popytu, wyznaczana jest jako pozostała do pokrycia zapotrzebowania moc uwzględniająca modelowaną pracę źródeł niesterowalnych, która pokrywana jest przez źródła sterowalne (JWCD). Jednostki sterowalne układane są w stos jednostek wytwórczych, ułożony zgodnie z jednostkowymi kosztami zmiennymi (JKZ) wytwarzania oraz kosztami uruchomień jednostek². Koszty wytwarzania obliczane są w oparciu o założone w scenariuszach ceny surowców i uprawnień do emisji CO₂, co pozwala wyznaczyć modelowe, jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej we wszystkich jednostkach JWCD w Polsce. Dyspozycyjność jednostek została opracowana w oparciu o historyczną pracę typów źródeł konwencjonalnych.

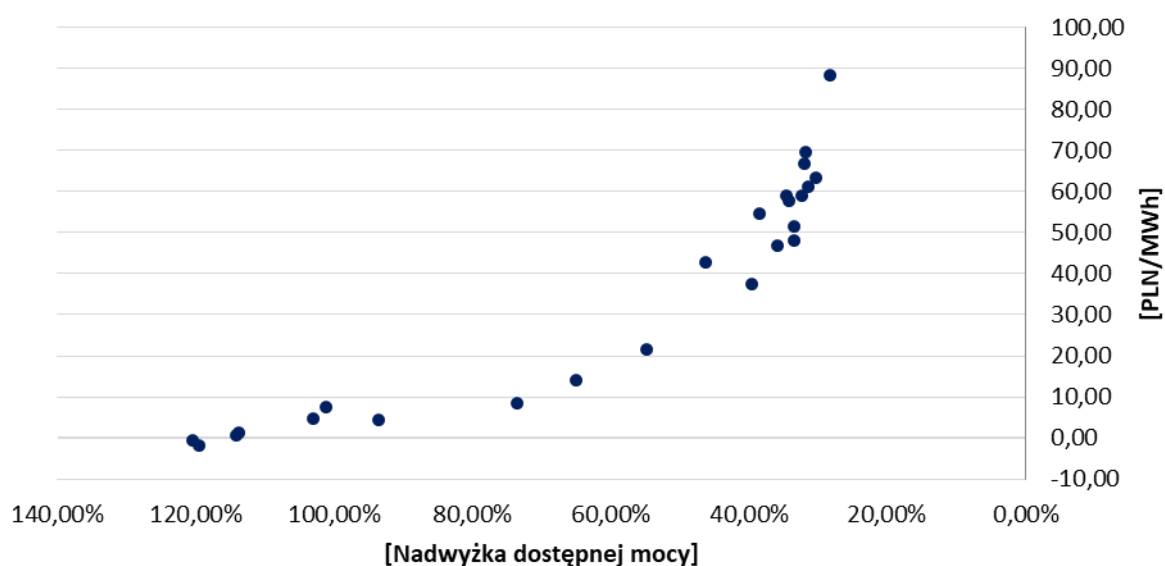
Analizując rzeczywiste historyczne oraz prognozowane zapotrzebowanie, a także rzeczywistą pracę źródeł nJWCD: elektrociepłownie, źródła wiatrowe, źródła PV oraz JWCD z uwzględnieniem sezonowości oraz specyfiki poszczególnych typów dni (dni roboczych, sobót, niedziel oraz dni

¹ <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect>

² <https://raportzintegrowany2017.gkpge.pl/wyzwania-dla-energetyki/megatrendy-i-otoczenie.html>

świętecznych z uwzględnieniem rzeczywistego kalendarza do 2050 r.), wyznaczony został modelowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w układzie dobowo-godzinowym. Koszt ten zmienia się w zależności od poziomów kosztów zmiennych wytwarzania oraz wielkości mocy potrzebnej do pokrycia zapotrzebowania. Dodatkowo w zależności od nadwyżki dostępnej mocy na jednostkowe koszty zmienne wytwarzania nakładany jest dodatek cenowy wyrażany w funkcji nadwyżki dostępnej mocy w danej godzinie. Funkcja ta została obliczona na podstawie modelowej pracy systemu i rzeczywistych cen energii w okresie 2015-2021 r.

Przykładowa pojedyncza funkcja dla jednej doby została przedstawiona na poniższym rysunku. Na jej podstawie można wnioskować, że poziom dodatku do cen energii, który można utożsamiać z realizacją marży przez wytwórców jest funkcją nieliniową o dynamicznym dodatnim przyroście dla sytuacji związanej z chwilowym deficytem nadwyżki dostępnej mocy.



Rys 2. Kalkulacja dodatku do cen energii elektrycznej. Źródło: opracowanie własne.

Algorytm modelujący umożliwia wyznaczenie następujących elementów:

- struktura typów jednostek wytwórczych wraz z poziomem zainstalowanej, skumulowanej mocy,
- struktura produkcji energii elektrycznej w podziale na typ źródła wytwórczego,
- projekcja średnich rocznych poziomów cen rynku hurtowego dla kontraktów BASE-Y, PEAK-Y,
- projekcja kosztów wytworzenia energii elektrycznej w podziale na typy źródeł wytwórczych,

Źródła OZE rozwijają się w niemal podobnej skali jak w „scenariuszu ekologicznym A”. Paliwem dla tych jednostek w początkowym okresie ich eksploatacji będzie gaz ziemny, który sukcesywnie będzie zastępowany wodorem.

3. Założenia rynkowe przyjęte do modelowania i budowy scenariuszy

W dniu 2 lutego 2021 r. Rada Ministrów zatwierdziła „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.”³ (PEP 2040) - dokument o charakterze strategicznym wyznaczającym kierunki rozwoju całego sektora paliwowo-energetycznego. Istotny wpływ na kształt zaktualizowanego dokumentu PEP 2040, bezsprzecznie ma polityka klimatyczna i energetyczna UE oraz nowe zaktualizowane cele klimatyczne. PEP 2040 jest dokumentem ważnym, gdyż kierunkowo wyznacza ramy transformacji energetycznej, stanowiąc wizję dla Polski w zakresie koniecznych zmian w sektorze elektroenergetyki.

PEP 2040 opiera się na trzech podstawowych filarach oraz kilku kluczowych elementach istotnych z perspektywy budowy długoterminowych ścieżek cenowych:

- sprawiedliwa transformacja,
- zeroemisyjny system energetyczny,
- dobra jakość powietrza.
- transformacja energetyczna z uwzględnieniem samowystarczalności energetycznej,
- wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach (w 2030 r. założono nie mniej niż 32% OZE w zużyciu energii brutto w elektroenergetyce),
- udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej nie będzie przekraczać 56% w 2030 r.,
- gaz ziemny będzie paliwem pomostowym.

W załączniku nr. 2 do PEP 2040 zawarto dwa scenariusze rozwoju sektora paliwowo-energetycznego w horyzoncie 20-letnim w zależności od prognozowanego rozwoju cen CO₂:

- Scenariusz 1, przedstawiony w cenach realnych 2016 r. zakłada zrównoważony wzrost cen CO₂ zgodny z prognozami Międzynarodowej Agencji Energii. Do analiz przyjęto ścieżki cenowe zbieżne z dokumentem WEO2017⁴, scenariusz „New Policies”. Założone ceny są kierunkowo zbieżne z założeniami KE i pomimo ich wzrostu w 2018 r. KE nie wskazała w kolejnym roku nowych (wyższych) ścieżek CO₂ do wykorzystania w ramach prac analitycznych.
- Scenariusz 2, przedstawiony w cenach realnych 2018 r. zakłada wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂. Potrzeba przygotowania tego scenariusza wynikała z dynamicznie zmieniającego się otoczenia regulacyjnego. Autorem prognozy wyższych cen CO₂ jest renomowana instytucja: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE). Projekcja bazuje na ambitniejszych celach polityki klimatyczno-energetycznej UE.

PEP 2040 stanowi zatem ważną bazę założeń wykorzystaną do przygotowania projekcji cenowych. Nie mniej opracowane zostały w większości autorskie projekcje cen i parametrów wejściowych do modelu prognostycznego, które zaprezentowane zostały w dalszej części rozdziału.

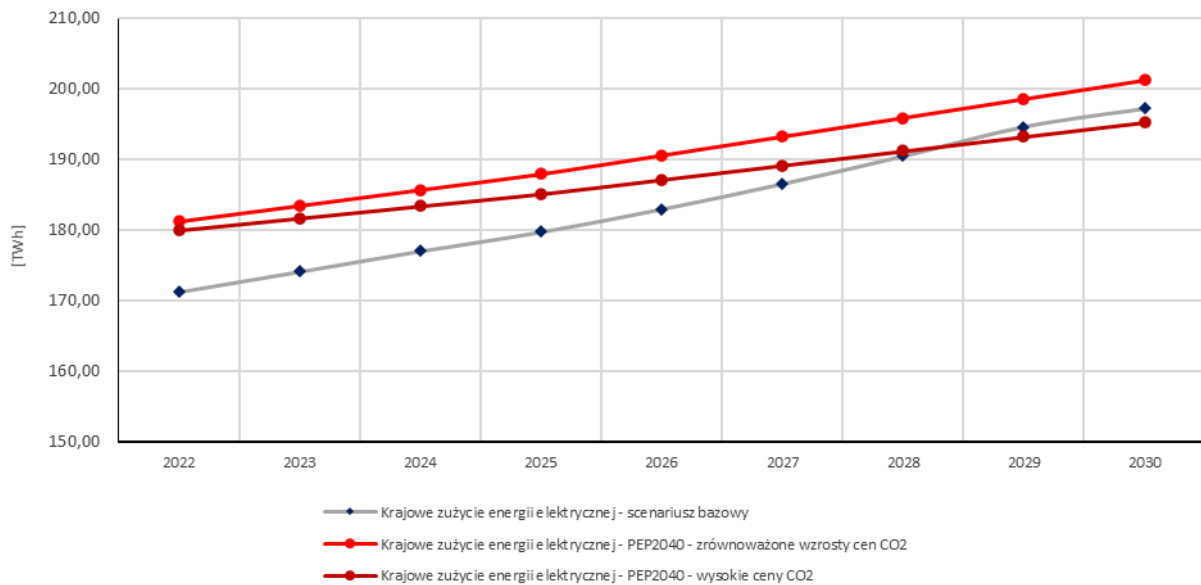
3.1 Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Przyjęte do modelowania założenia dotyczące prognozy zapotrzebowania na energię do 2030 roku bazują na modelu *bottom up*, w którym poziom globalnego zapotrzebowania jest superpozycją poszczególnych, cząstkowych prognoz obejmujących w szczególności: gospodarstwa domowe, odbiorców przemysłowych, sektor wydobywania węgla, pompy ciepła, elektromobilność, elektryfikację źródeł ciepła (odbiorcy indywidualni, ciepło systemowe). Prognoza (scenariusz bazowy)

³ <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-przyjeta-przez-rade-ministrow>

⁴ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017>

zapotrzebowania na energię elektryczną wraz z prognozami przedstawionymi w dokumencie PEP 2040 zostały zilustrowane na rysunku 3.



Rys 3. Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną brutto. Źródło: opracowanie własne.

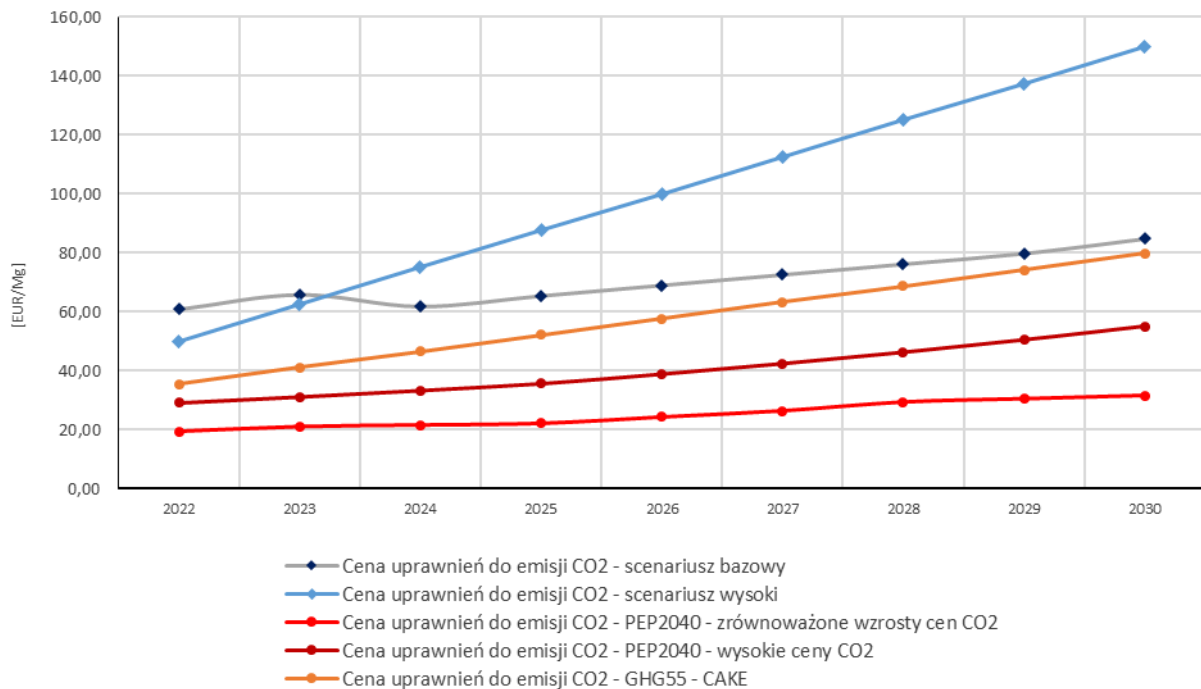
Prognozy PEP2040 charakteryzują się relatywnie wysokim punktem startu w latach 2020-2021, co jest najprawdopodobniej pochodną opracowania powyższych ścieżek przed okresem pandemii COVID-19, która sprawiła, że zapotrzebowanie brutto na energię elektryczną spadło w 2020 r. o ok. 2,3% w stosunku do 2019 r. Oba rządowe scenariusze charakteryzują się jednak liniowym wzrostem zapotrzebowania, a średnioroczne tempo jego wzrostu jest podobne i wynosi w obu scenariuszach ok. 1,2% rdr.

3.2 Ceny uprawnień do emisji CO2

W rekomendowanej prognozie cen uprawnień do emisji CO2 wykorzystanej na potrzeby modelowania i przedstawionej na poniższym rysunku, założono intensywny wzrost cen EUA w latach 2020-2023. Zgodnie z modelem bilansu systemu EU ETS mechanizm MSR skutecznie redukuje nadpodaż jednostek, nadwyżka uprawnień znajduje się w kanale równowagi – sprawia to, że średnioroczna cena jednostki EUA rośnie do 60 EUR/t w cenach stałych i znajduje się na tym poziomie do ok. 2025 r. Ponadto założono kolejną trzecią zmianę systemu EU ETS która będzie polegała na zwiększeniu wskaźnika LRF (z 2,2% do 4,2%) co pokrywa się z analizą CAKE oraz założeniami pakietu „fit for 55”. Po 2025 r. przyjęto poziomy cenowe umożliwiające dalszą dekarbonizację oraz uwzględniono założenie, że UE będzie dążyć do zero-emisyjnej gospodarki do 2050 r. Średni poziom cen bieżących uprawnień do emisji CO2 w 2030 r. osiąga poziom ok. 80 EUR/t. Cena uprawnień do emisji CO2 w scenariuszu wysokim została przedstawiona jako poziom cen maksymalny – nie wynika on z bilansu mocy systemu EU ETS tylko został przedstawiony jako całościowy koszt emisji CO2 na całą gospodarkę zgodnie z dokumentami Komisji Europejskiej^{5 6}.

⁵ https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/adaptation/what/docs/climate_proofing_guidance_en.pdf

⁶ https://ec.europa.eu/regional_policy/en/newsroom/news/2021/07/29-07-2021-commission-adopts-new-guidance-on-how-to-climate-proof-future-infrastructure-projects



Rys 4. Prognoza średniej rocznej ceny uprawnień do emisji (EUA), EUR/Mg. Źródło: opracowanie własne.

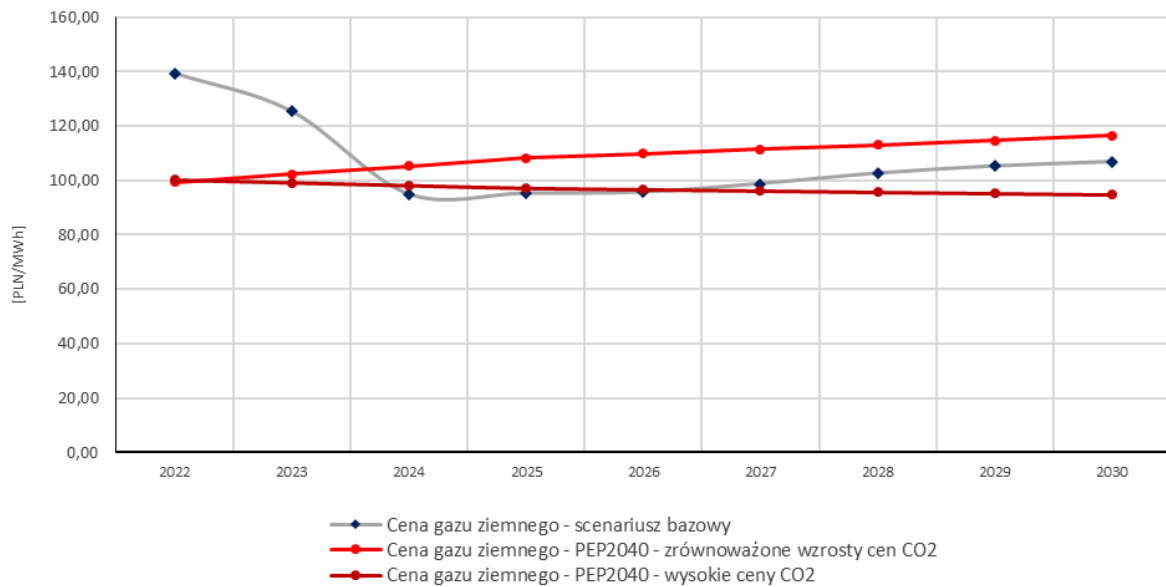
3.3 Ceny gazu ziemnego

W 2020 r. wpływ na niskie ceny gazu miało zmaganie się z pandemią SARS-CoV-2, mniejsze zapotrzebowanie oraz nadpodaż wszystkich surowców w tym gazu. W okresie 2021-2025 r. założono duży wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce⁷ (z ok 19 mld m3 do 25 mld m3 i docelowo 32 mld m3 w 2030 r.), co zostało zilustrowane na rysunku 5.

Wysokie ceny w roku 2021 r. wynikają z bieżących uwarunkowań rynkowych (skokowy wzrost popytu, odbudowa gospodarek po pandemii, ograniczenie sprzedaży gazu z Rosji, aby wymusić certyfikację Nord Stream 2 oraz podobnie jak w przypadku cen CO2 niska generacja z OZE). Analizując kontrakty terminowe na świecie można zauważyć wyraźną tendencję spadkową cen gazu, dlatego założono powrót do średniorocznych cen bliskich 100 PLN/MWh wyrażonych w cenach stałych. Zgodnie z analizami podaży gazu w Europie spada produkcja tego surowca natomiast stabilnie rośnie jego konsumpcja co będzie wpływać na utrzymywanie się stałego popytu – Europa będzie importowała gaz LNG dywersyfikując dostawy. W najbliższych latach oddany do użytku będzie gazociąg Baltic Pipe umożliwiający import norweskiego gazu do Polski, nastąpi rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu do zdolności 10 mld m3 rocznie oraz powstanie drugi terminal LNG w Zatoce Gdańskiej⁸. Główne źródło popytu na gaz w Polsce to oprócz istniejących jednostek także bloki gazowe w Dolnej Odrze oraz niezbędne bloki kogeneracyjne. Wiąże się to z przyjętym założeniem zastąpienia elektrociepłowni węglowych poprzez elektrociepłownie gazowe, a docelowo wodorowe.

⁷ https://www.gaz-system.pl/fileadmin/centrum_prasowe/Aktualnosci/20210413_KDPR_2022_2031_wyciag_do_konsultacji.pdf

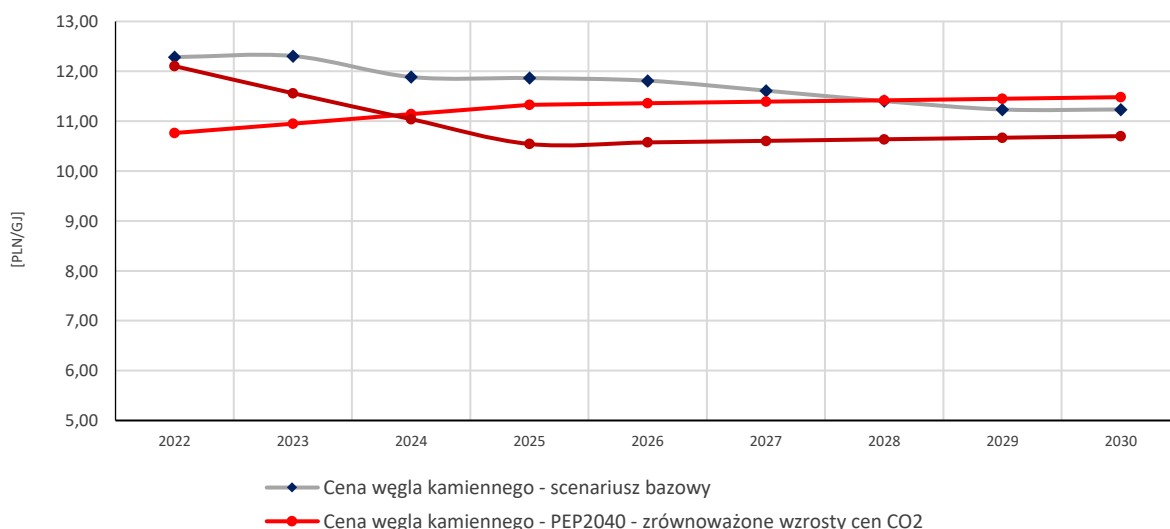
⁸ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/program-fsrw/>



Rys 5. Prognoza średniej ceny gazu ziemnego, PLN/MWh. Źródło: opracowanie własne.

3.4 Ceny węgla kamiennego

W pierwszych latach ceny węgla kamiennego przyjęte do analiz i modelowania wynikają z cen indeksu PSCMI1, który jest opóźniony w stosunku do cen światowych ARA z uwagi na długoterminowy charakter kontraktów węglowych. Ceny ARA są na poziomie ok. 160 USD/t (końcówka roku 2021), a nadpodaż węgla kamiennego w Polsce powinna ulec gwałtownej obniżce. W związku z długoterminowym charakterem kontraktów węglowych w Polsce, obserwowany wzrost cen będzie miał przełożenie na ceny węgla aż do 2023 r., co zostało przedstawione na rysunku 6.

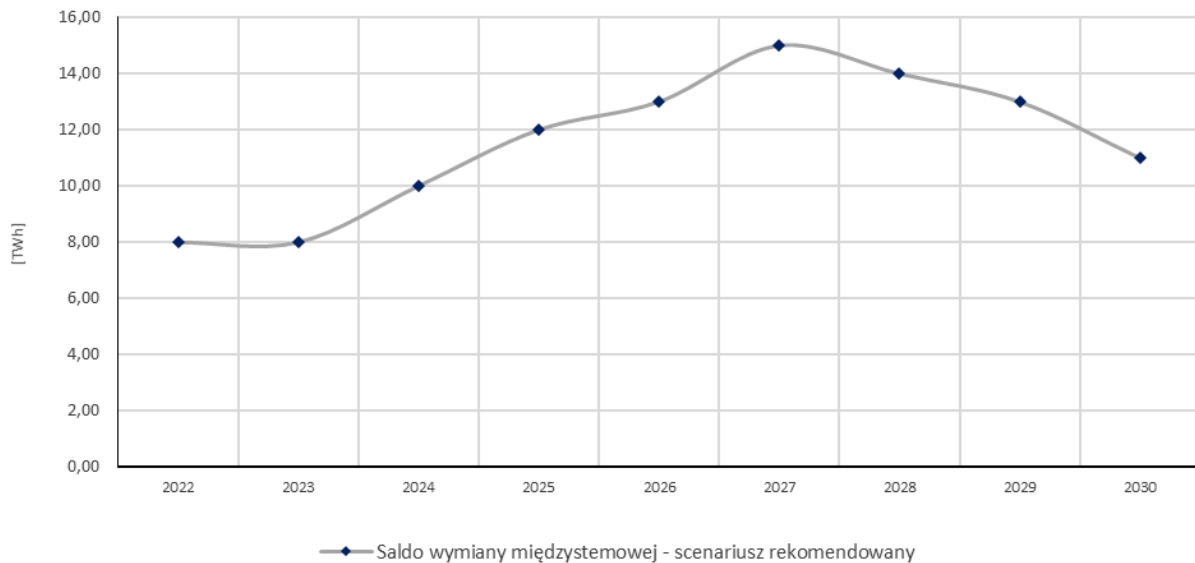


Rys 6. Prognoza średniej ceny węgla kamiennego, PLN/GJ. Źródło: opracowanie własne.

W kolejnych latach ścieżka cen węgla sukcesywnie spada do poziomu kosztu wydobycia w cenach stałych dla najbardziej efektywnych kopalni – założono systematyczne wyłączenie najmniej efektywnych kopalni węgla kamiennego.

3.5 Saldo wymiany międzysystemowej

Do analiz i modelowania założono spadek importu po 2020 r. w związku z wyższymi cenami w Europie (zjawisko obserwowane). Z uwagi na fundamentalne różnice w strukturze mocy zainstalowanej w Polsce i krajach sąsiadujących, skutkujące bardziej emisyjną produkcją energii w kraju oraz wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ założono, że Polska będzie importerm netto energii elektrycznej. Założono, że trwały rozwój OZE oraz sukcesywne wyłączenie jednostek konwencjonalnych doprowadzi do wyrównania się cen na rynkach międzynarodowych, co powodować będzie pogłębienie się spadku importu.



Rys 7. Prognoza salda wymiany międzysystemowej, TWh. Źródło: opracowanie własne.

Wzrost w latach 2022-2027 wynika z założenia wyższych cen energii elektrycznej w Polsce niż w krajach sąsiadujących. Po 2027 r. na ceny energii elektrycznej istotnie wpływają oddane do użytku pierwsze morskie farmy wiatrowe oraz wyłączenie najmniej efektywnych bloków węglowych.

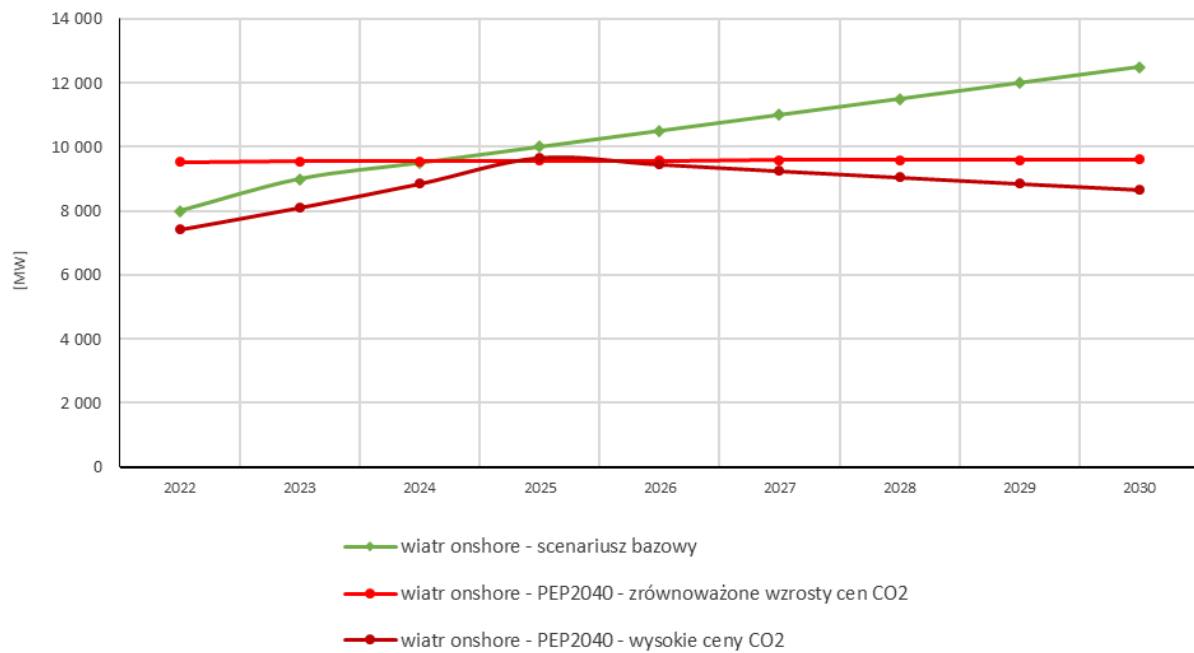
3.6 Moc zainstalowana w lądowych farmach wiatrowych

Na potrzeby modelowania założono dynamiczny rozwój farm wiatrowych na lądzie uwzględniający obecne moce zainstalowane oraz realizację obowiązku wzrostu mocy zainstalowanej wynikającego z rozstrzygniętych aukcji OZE⁹. W związku z ambitnymi celami klimatycznymi UE, dojrzałą technologią, spadkiem LCOE założono stabilny rozwój źródeł wiatrowych na lądzie, co zilustrowano na rysunku 8. Po 2024 r. założono repowering oraz stabilny wzrost mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych onshore z większą dynamiką niż w obu scenariuszach PEP 2040. Założono również wzrost współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej¹⁰ (repowering dla lepszych parametrów turbin). Początkowy, średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej dla Polski wynosi ok. 27% ze ścieżką dochodzenia do ok. 35% w 2050 r.

⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze>

¹⁰

https://www.cire.pl/pliki/13/2017/wspolczynnik_wykorzystania_mocy_i_produktywnosc_roznych_modeli_turbin_wiatrowych_dostepnych_na_polskim_ryнку.pdf



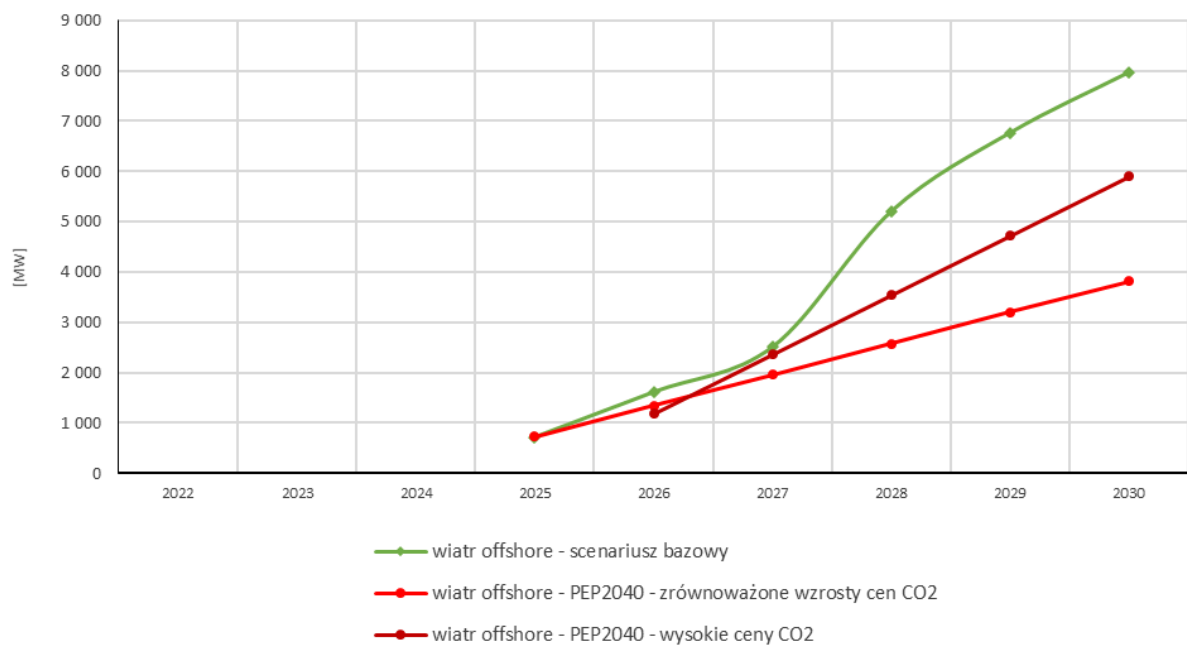
Rys 8. Prognoza poziomu mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych na lądzie, MW. Źródło: opracowanie własne.

3.7 Moc zainstalowana w morskich farmach wiatrowych

Zgodnie z założeniami PEP 2040 pierwsze morskie farmy wiatrowe rozpoczną działalność w 2025 r., co jest pochodną wyższych cen CO₂ i ambitnych celów w zakresie koniecznego udziału OZE. Potencjał mocy offshore na morzu wynosi nawet 25 000-30 000 MW^{11 12} (zakładając źródła pływające).

¹¹ https://pism.pl/publikacje/Rozwoj_morskiej_energetyki_wiatrowej_na_Morzu_Baltyckim

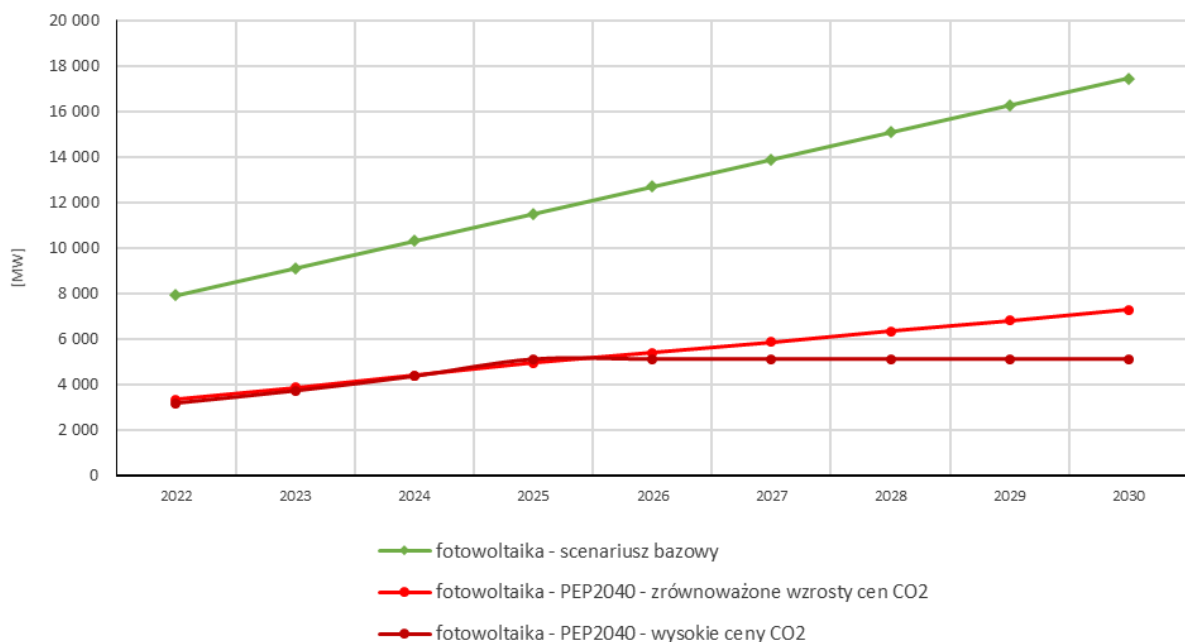
¹² <https://drg.pomorskie.eu/wp-content/uploads/2021/07/WIZJA-DLA-BALTYKU.-WIZJA-DLA-POLSKI.-ROZWOJ-MORSKIEJ-ENERGETYKI-WIATROWEJ.pdf>



Rys 9. Prognoza rozwoju mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych na morzu, MW. Źródło: opracowanie własne.

3.8 Moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych

W związku z prognozami wyraźnego spadku kosztu LCOE dla elektrowni fotowoltaicznych założono, że źródła te będą rozwijały się w tempie wyższym od źródeł wiatrowych. Moc zainstalowana w tych źródłach będzie przyrastać istotnie szybciej niż założono w dokumentach rządowych PEP 2040, co przedstawiono na poniższym rysunku.



Rys 10. Prognoza rozwoju mocy zainstalowanej w fotowoltaice, MW. Źródło: opracowanie własne.

Do modelowania założono, że średnia moc instalacji prosumenckiej w systemie elektroenergetycznym wynosi 7 kW. Dodatkowo przyjęto liniowy wzrost źródeł na dachach domów jednorodzinnych, których liczbę w perspektywie lat 2022-2030 założono na stałym poziomie ok. 5 mln¹³. Ponadto założono, że w 2030 r. ok. 31% domów jednorodzinnych będzie posiadało instalację fotowoltaiczną. Takie założenia dadzą blisko 11 GW mocy z PV prosumentów.

Opracowano również prognozę przyrostu mocy z PV w instalacjach przemysłowych, założono, że jej rozwój będzie zależny od mocy PV prosumentów. Założono, że w początkowym okresie przemysłowe instalacje fotowoltaiczne będą stanowiły około 30% mocy zainstalowanej wszystkich źródeł PV. Założono, że dynamiczny rozwój kontraktów typu PPA oraz potrzeba częściowego ograniczenia opłat za energię elektryczną systematycznie zwiększać będzie udział w rynku do 40% w 2050 r.

Tabela 1

Prognoza rozwoju źródeł fotowoltaicznych, w podziale na prosumentów i instalacje przemysłowe,
MW Źródło: opracowanie własne.

| | 2022 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------|-------|-------|--------|
| fotowoltaika - prosumenci | 5 250 | 7 350 | 10 850 |
| fotowoltaika - duże instalacje | 2 680 | 4 145 | 6 595 |

Scenariusz w perspektywie do 2025 r. zakłada mniejszy rozwój mocy niż aktualizacja prognozy rozwoju krajowego rynku fotowoltaiki do 2025 r. opracowana przez Instytut Energetyki Odnawialnej¹⁴. Należy podkreślić, że dobowo-godzinowy profil produkcji źródeł fotowoltaicznych w połączeniu z rozwojem mocy zainstalowanej wyraźnie (i wielokrotnie) przekracza zapotrzebowanie na energię elektryczną. Dzieje się tak z uwagi na to, że rozwój źródeł fotowoltaicznych postępuje nie tylko w Polsce^{15,16} – okresy ze zwiększoną generacją z tych źródeł będą się nakładały, istotnie ograniczając możliwości interwencyjnego eksportu chwilowych nadwyżek. Konieczna stanie się budowa bateryjnych magazynów energii, które będą w stanie przejąć część nadwyżek i rozładować się stabilnie w momencie spadku generacji poniżej 5% mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych.

3.9 Moc bateryjnych magazynów energii

Przyjęto założenie, że moc magazynów przemysłowych w początkowym okresie (do 2025 r.) przyrastać będzie w tempie szybszym niż moc magazynów domowych instalowanych przez prosumentów w połączeniu z instalacją fotowoltaiczną. Po 2025 r. założono dynamiczny rozwój mikro magazynów energii z uwagi na utrzymujące się wysokie ceny energii dla odbiorców końcowych oraz większą dojrzałość technologii i obserwowane trendy rynkowe¹⁷. W analizach przyjęto założenie, że ładowanie magazynu następuje relatywnie równomiernie w ciągu doby, zgodnie z profilem produkcji źródeł fotowoltaicznych. Do około 2030 r. niemal w każdej dobie roku nadwyżka ze źródeł fotowoltaicznych wystarcza na pełne naładowanie magazynu (model traktuje rynek zgodnie z obowiązującą zasadą

¹³ <https://instalreporter.pl/ogolna/w-bloku-czy-domy-jednorodzinny-gdzie-mieszka-wiecej-polakow/>

¹⁴ <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1525-aktualizacja-prognozy-rozwoju-krajowego-ryнку-fotowoltaiki-do-2025-roku>

¹⁵ <https://www.argusmedia.com/en/news/2169997-germany-targets-100gw-solar-71gw-onshore-wind-in-2030>

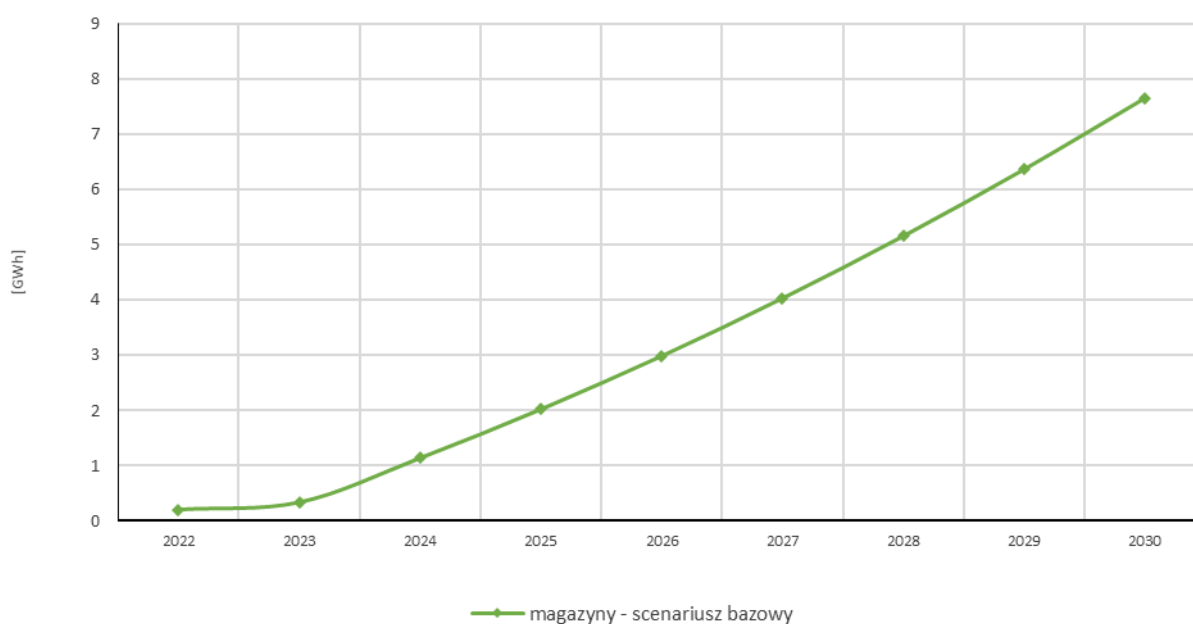
¹⁶ <https://www.pv-magazine.com/2020/09/21/germany-could-add-140-gw-of-small-solar-by-2030/>

¹⁷ <https://www.energy-storage.news/more-than-300000-battery-storage-systems-installed-in-german-households/>

„miedzianej płyty¹⁸”). W przypadku pojedynczych dni, w których z uwagi na niekorzystne uwarunkowania meteorologiczne generacja ze źródeł fotowoltaicznych nie pozwala na pełne naładowanie magazynów – założono, że energia ze źródeł wiatrowych pokryje część niedoborów z uwagi na sezonowy charakter produkcji źródeł wiatrowych zgodnie z ich profilem pracy (większa generacja z wiatru w okresie jesienno-zimowym). Dodatkowo dokonano założenia, że średnio 80% energii z wszystkich źródeł fotowoltaicznych będzie dostępna dla ładowania energii do bateryjnych magazynów energii.

Dla magazynów przemysłowych założono, że w 2023 r.¹⁹ moc wyniesie 100 MW co uwzględni obecne plany inwestycyjne koncernów energetycznych. Założono wzrost mocy do 1500 MW w 2030 r. Przyjęto, że pojemność magazynów przemysłowych jest mniejsza w stosunku do pojemności magazynów prosumentów w odniesieniu do mocy. Obecnie instalowane przemysłowe magazyny energii magazynują około dwukrotnie więcej energii w stosunku do mocy dyspozycyjnej. W związku z brakiem przesłanek do zmiany takiego założenia, przyjęto, że w całej perspektywie pojemność magazynów przemysłowych będzie dwukrotnością mocy zainstalowanej.

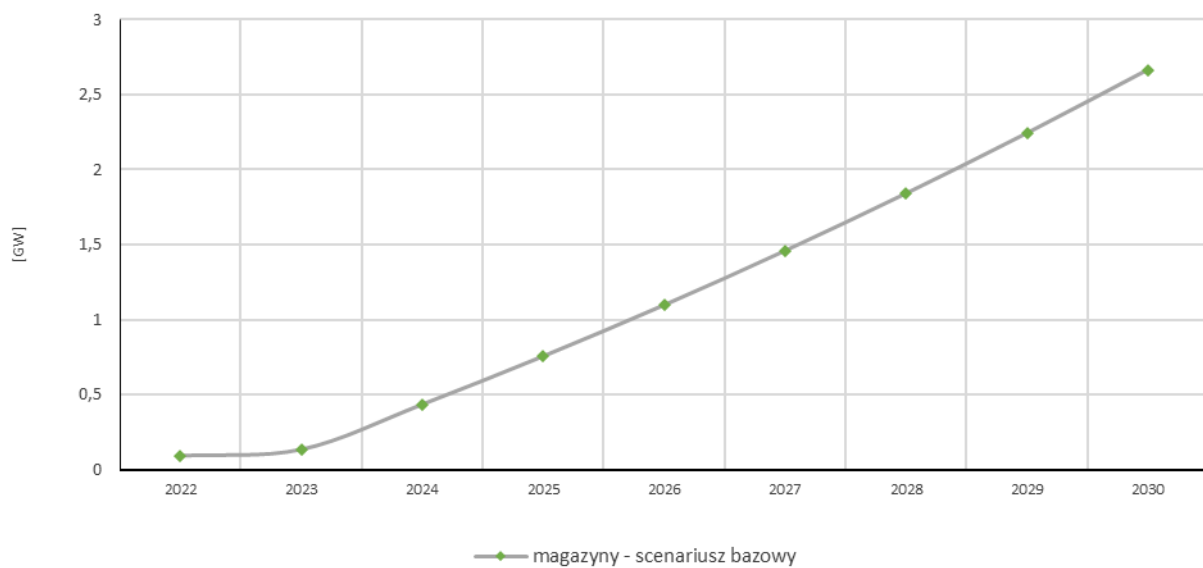
Rozwój pojemności oraz mocy bateryjnych magazynów energii, zostały przedstawione na poniższych rysunkach.



Rys 11. Bateryjne magazyny energii – pojemność łączna, GWh. Źródło: opracowanie własne.

¹⁸ koncepcja wg. której można energię przesłać dowolnie z jednego miejsca w drugie, bez uwzględniania ograniczeń i z uwzględnieniem uśrednionego kosztu przesyłu

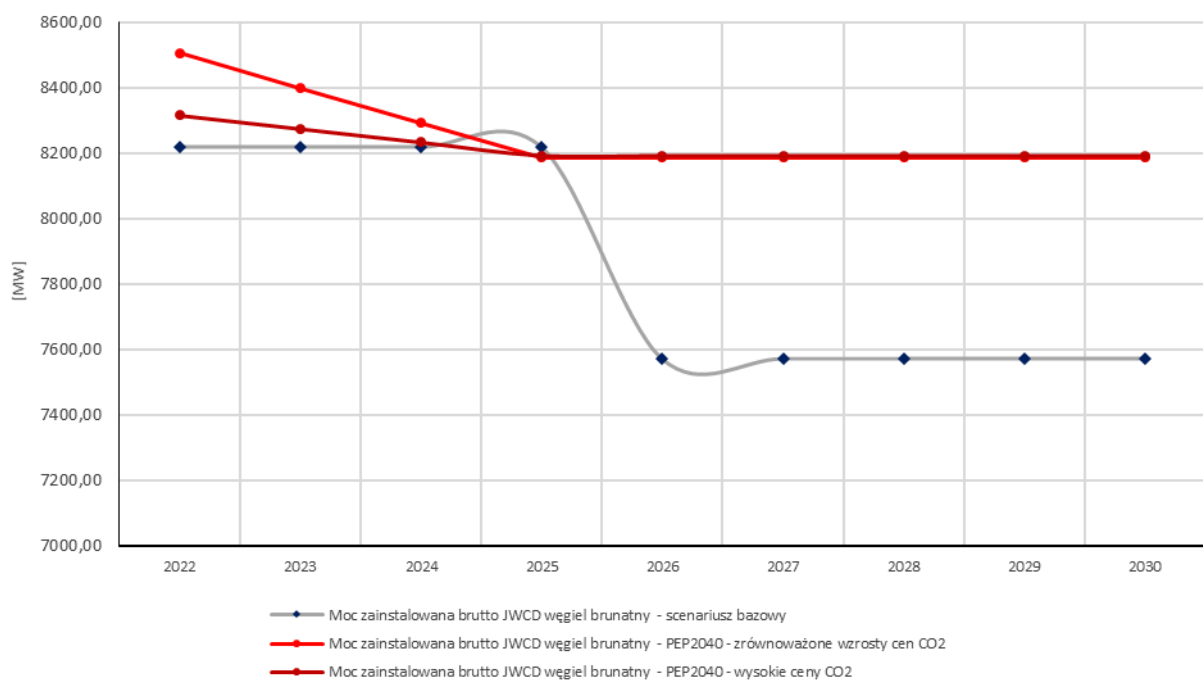
¹⁹ <https://wysokienapiecie.pl/39276-ruszyly-inwestycje-w-polskie-magazyny-energii/>



Rys 12. Bateriajne magazyny energii – moc łączna, GW. Źródło: opracowanie własne.

3.10 Moc zainstalowana w elektrowniach JWCD na węglu brunatnym

Scenariusz rządowy PEP 2040 nie zakłada wyłączeń jednostek na węglu brunatnym do 2030 r. Prawdopodobnie w związku z niskim kosztem wytwarzania moce zainstalowane na węglu brunatnym mają stanowić stabilną podstawę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) z uwagi na prognozowane w PEP 2040 r. relatywnie niskie ceny uprawnień do emisji CO₂, co przedstawiono na poniższym rysunku.

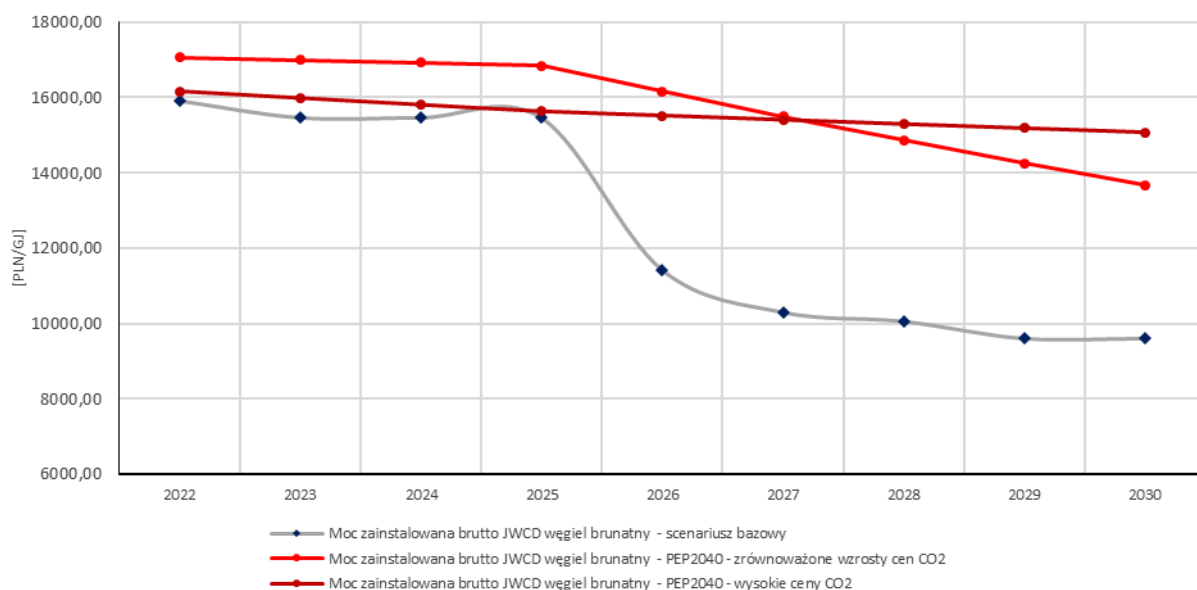


Rys 13. Scenariusz wyłączeń mocy w elektrowniach na węglu brunatnym, MW. Źródło: opracowanie własne.

Istnieje jednak szereg opracowań, które zakładają zdecydowanie szybsze odejście od paliw kopalnych^{20, 21}. Ze względu na uwarunkowania techniczne, rozkład generacji ze źródeł OZE oraz brak dostatecznie rozwiniętej technologii magazynowania, zakończenie produkcji energii do 2030 r. ze źródeł węglowych jest technicznie możliwe, ale jest niezwykle ryzykowne. W wielu krytycznych momentach bezpieczeństwo energetyczne Polski opierałoby się na imporcie energii elektrycznej, a dodatkowo należałoby wybudować w szybkim tempie wiele jednostek gazowych, które nie będą wykorzystywane w przyszłości przez dalszy wzrost generacji ze źródeł odnawialnych. Szczegółowe plany wyłączeń jednostek konwencjonalnych nie są dostępne. W niektórych przypadkach dostępne są jednak częściowe informacje bądź materiały przedstawiane przy okazji omawiania innych analiz²². Na potrzeby modelowania przyjęto założenie, że po 2025 r. nastąpi systematyczne wyłączanie z eksploatacji jednostek w Elektrowni Pątnów. Należy podkreślić, że technicznie jest możliwe przedłużenie eksploatacji jednostek węglowych, nie będzie to jednak możliwe na zasadach rynkowych i będzie wymagało wykorzystania mechanizmów wsparcia.

3.11 Moc zainstalowana w elektrowniach JWCD na węglu kamiennym

Od 2022 r. nie założono żadnych nowych inwestycji w konwencjonalne bloki na węglu kamiennym. Blok w Elektrowni Jaworzno o mocy 910 MW był ostatnim budowanym blokiem węglowym, bowiem dla bloku Ostrołęka C założono zastąpienie węgla gazem. Najprawdopodobniej po 2025 r. w związku z zakończeniem wsparcia z Rynku Mocy nastąpi znaczna redukcja ilości najmniej efektywnych jednostek węglowych klasy 200 MW, co zostało przedstawione na poniższym rysunku.



Rys 14. Scenariusz wyłączeń mocy w elektrowniach na węglu kamiennym, MW. Źródło: opracowanie własne.

²⁰ <https://instrat.pl/odejscie-od-wegla/>

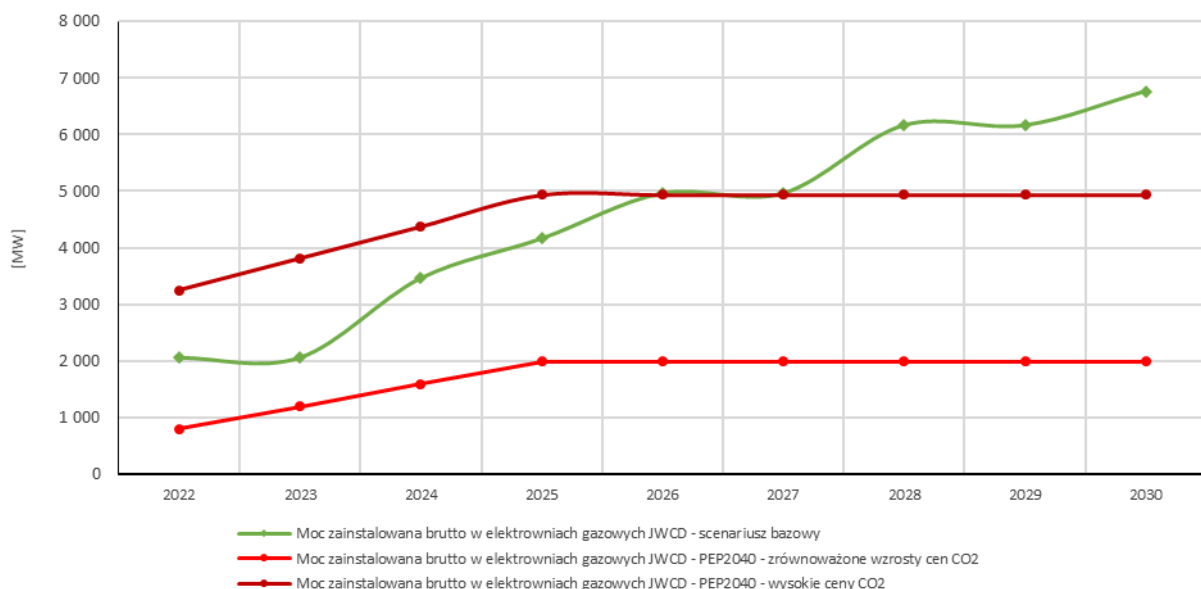
²¹ https://www.euractiv.pl/section/energia-i-srodowisko/press_release/trzy-czwarte-wyborcow-chce-polski-bez-wegla-w-2030-roku/

²² <https://businessinsider.com.pl/gielda/wiadomosci/elektrownia-weglowa-belchatow-pge-podalo-daty-wylaczenia-blokow/k4h52d5>

Dodatkowo brak możliwości dalszego finansowania nieefektywnych źródeł węglowych oraz prognozy braku możliwości pokrycia funkcjonowania jednostek bezpośrednio z rynku energii doprowadzą do systematycznego wyłączenia pozostałych jednostek klasy 200 MW. W związku z zbliżonymi parametrami jednostek klasy 200 MW wyłączone zostają bloki w Elektrowni: Ostrołęka, Łaziska, Jaworzno, Rybnik, Połaniec. Analizy PSE S.A. oraz URE wskazują na duże prawdopodobieństwo realizacji takiego scenariusza^{23 24}.

3.12 Moc zainstalowana w elektrowniach JWCD na gaz ziemny

Prognozowany rozwój mocy elektrowni JWCD gazowych do 2030 r. jest tożsamy dla wszystkich trzech scenariuszy. Rozwój mocy opiera się na istniejących oraz planowanych do oddania blokach opalanych gazem ziemnym. W 2024 r. zakłada się oddanie do eksploatacji 2x700 MW w Elektrowni Dolna Odra²⁵. W 2025 r. zakłada się oddanie do eksploatacji bloku w Elektrowni Ostrołęka²⁶. Na chwilę obecną pozostałe inwestycje mają status „planowanych”. Rozważa się budowę bloków gazowych w Gdańsku, Grudziądzu, Adamowie, Koźmierzycach, Rybniku. Projekcję zainstalowanych mocy w elektrowniach gazowych JWCD przedstawiono na poniższym rysunku.



Rys 15. Scenariusze rozwoju mocy w elektrowniach JWCD gazowych, MW. Źródło: opracowanie własne.

3.13 Moc dyspozycyjna usług demand side response (DSR)

W PEP 2040 przedstawiona została projekcja rozwoju usług DSR. W 2030 r. zdolności redukcyjne osiągają ok. 2000 MW. Analizując doświadczenia Wielkiej Brytanii i innych krajów, w których usługi DSR są wykorzystywane, należy zauważyć, że nawet w momencie niezwykle wysokich cen energii

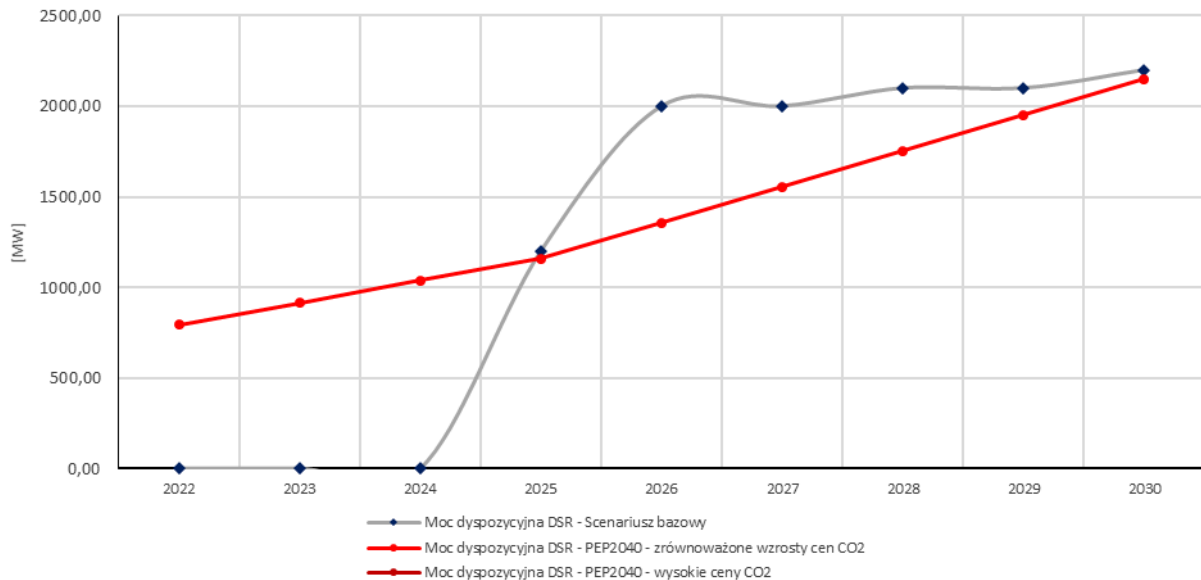
²³ <https://www.pse.pl/-/plan-rozwoju-systemu-przesylowego-do-2030-roku-zatwierdzony-przez-ure>

²⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbędne-bedzie-zabezpieczenie.html>

²⁵ <https://biznesalert.pl/bloki-gazowe-w-elektrowni-dolna-odra-otrzymaly-umowe-mocowa/>

²⁶ <https://nettg.pl/gornictwo/178585/pkn-orlen-do-2025-roku-wybuduje-blok-gazowy-w-ostrolece>

elektrycznej wielkoskalowe usługi DSR nie były wykorzystywane. Na potrzeby modelowania przyjęto zasadę, że zdolności redukcji zapotrzebowania wyniosą ok. 10% średniej mocy w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Docelowo DSR może być znacznie bardziej powszechny, np. poprzez całościowe objęcie nim zarządzania infrastrukturą samochodów elektrycznych, bateryjnych magazynów energii i innych urządzeń energochłonnych w całym kraju. Ścieżki rządowe oraz uwzględnione w modelowaniu przedstawiono na poniższym rysunku.



Rys 16. Scenariusze rozwoju mocy dyspozycyjnej DSR, MW. Źródło: opracowanie własne.

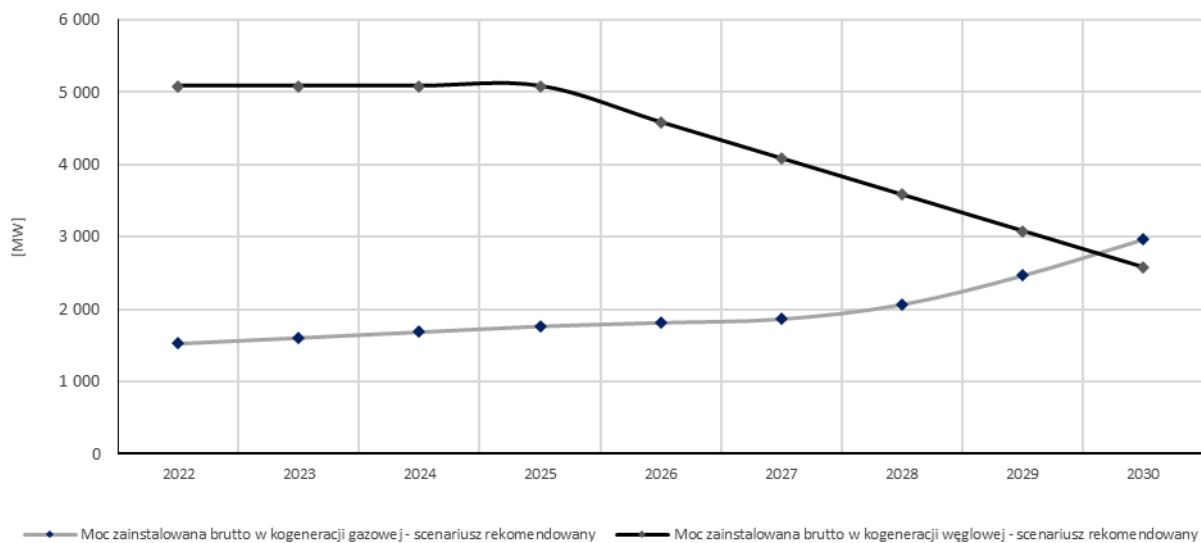
3.14 Moc zainstalowana: kogeneracja węglowa, gazowa

Transformacja sektora ciepłownictwa w Polsce w kontekście celów redukcyjnych do 2030 r. oraz w perspektywie neutralności klimatycznej będzie ogromnym wyzwaniem regulacyjnym, technologicznym oraz finansowym. Założono, że obecna moc elektrociepłowni opartych na węglu kamiennym będzie systematycznie zastępowana jednostkami gazowymi^{27,28}. Produkcja wodoru oraz możliwości technologiczne pozwolą na sukcesywną zamianę kogeneracji gazowej na ogniwa paliwowe oraz częściowe i całkowite spalanie wodoru bezpośrednio w elektrociepłowniach dopiero po 2035 r. kiedy to będą dostępne odpowiednie nadwyżki zielonego wodoru generowanego w procesie elektrolizy z nadwyżek energii z OZE. Dodatkowym założeniem, jest nieznaczny wzrost łącznej mocy w elektrociepłowniach z uwagi na rosnące zapotrzebowanie na ciepło w miastach i w przemyśle.

Projekcję „zastępowania” mocy przedstawiono na poniższym rysunku.

²⁷ <https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/180702-kogeneracja-gazowa-przejsciuwo-zastapi-wegiel>

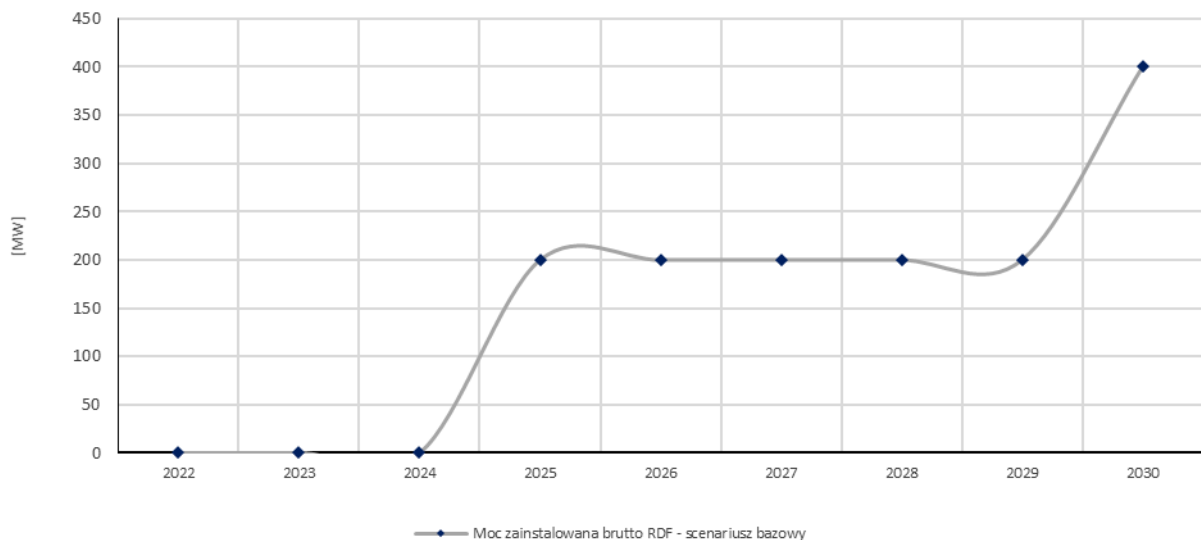
²⁸ <https://biznesalert.pl/polenergia-i-siemens-chca-razem-inwestowac-w-kogeneracje-gazowa-i-wodor/>



Rys 17. Scenariusz zmiany struktury mocy zainstalowanej w źródłach ciepłowniczych w Polsce, MW. Źródło: opracowanie własne.

3.15 Moc zainstalowana: źródła spalające RDF

Kolejnym z założeń modelowania, jest uwzględnienie rozwinięcia się technologii wykorzystywania paliw alternatywnych, w tym głównie RDF. Zakłada się, że będą one pełniły istotną rolę wśród źródeł nJWCD pracujących w podstawie KSE^{29,30}, a prognozowana ekspercka ścieżka przyrostu mocy przedstawiona została na poniższym rysunku.



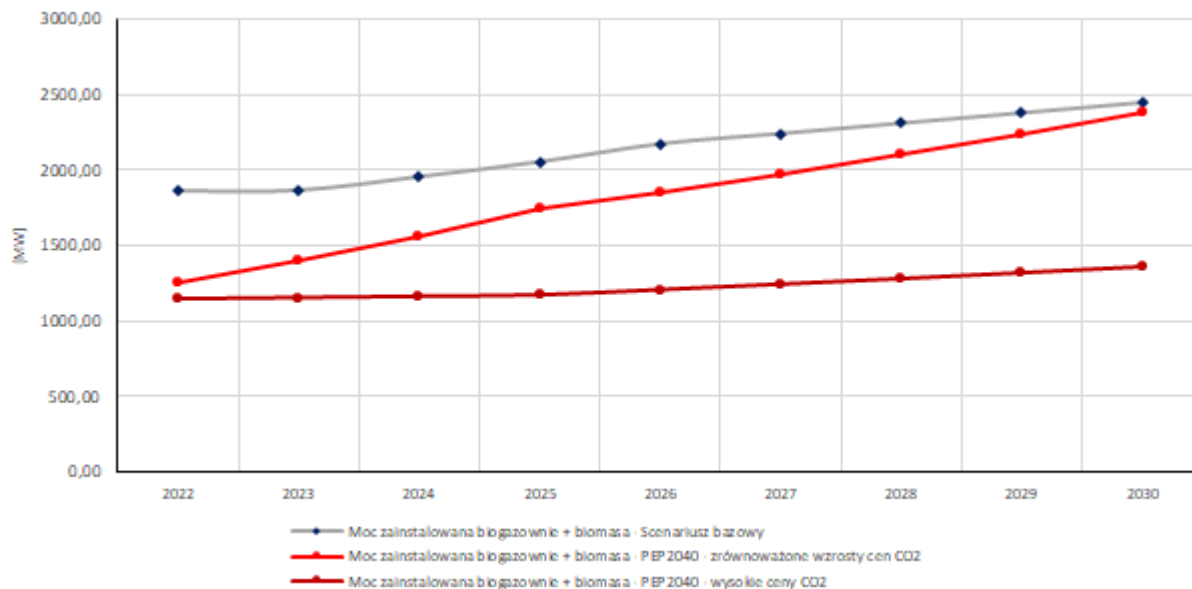
Rys 18. Scenariusze rozwoju mocy zainstalowanej w źródłach RDF, MW. Źródło: opracowanie własne.

²⁹ https://www.cire.pl/pliki/2/2019/spalarnie_odpadow_komunalnych_w_polsce.pdf

³⁰ <https://www.portalsamorzadowy.pl/gospodarka-komunalna/spalarnie-w-polsce-gdzie-dzialaja-kto-buduje-a-kto-ma-je-w-planie,253488.html>

3.16 Moc zainstalowana: źródła biogazowe i biomasowe

Podobnie jak instalacje wykorzystujące paliwa alternatywne, biogazownie oraz elektrownie spalające biomasę powinny stanowić w przyszłości element stabilnego źródła pracującego w podstawie KSE. Doświadczenia niemieckie wskazują, że ten typ źródeł pełni znakomitą rolę pracując w podstawie. W perspektywie roku 2030 nie planuje się jednak istotnego wzrostu mocy w tych technologiach wytwórczych.

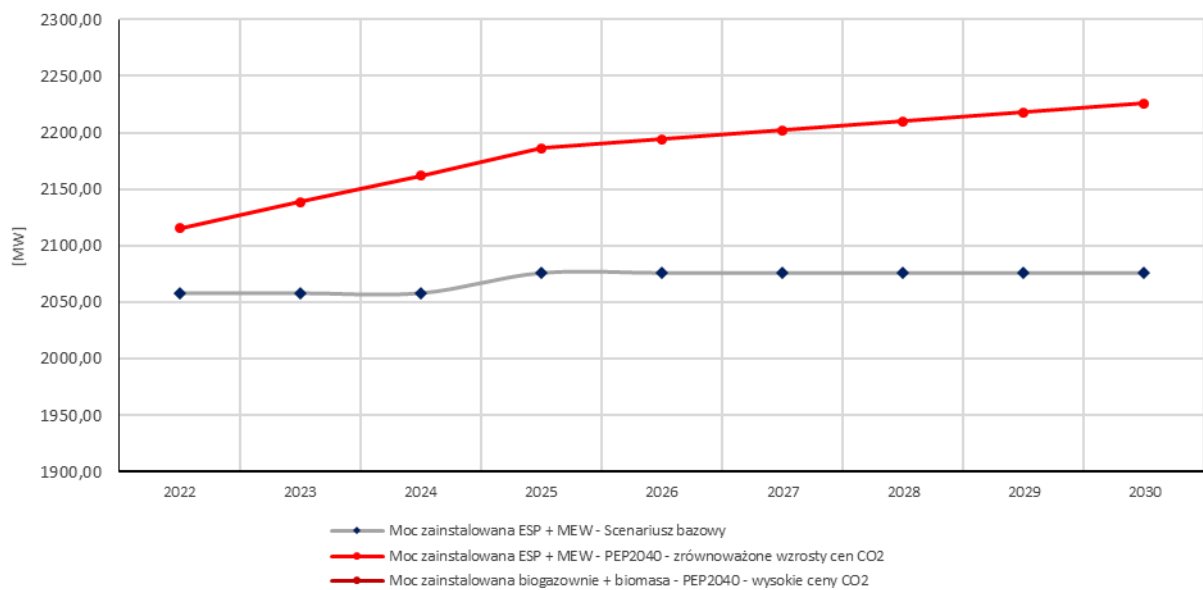


Rys 19. Scenariusze rozwoju mocy zainstalowanej w biogazowniach i elektrowniach spalających biomasę, MW. Źródło: opracowanie własne.

3.17 Moc zainstalowana w elektrowniach wodnych i szczytowo-pompowych (ESP)

W zakresie rozwoju małych elektrowni wodnych oraz elektrowni szczytowo-pompowych istnieje częściowo niewykorzystany potencjał³¹, jednak z uwagi na relatywnie wysoki koszt LCOE oraz dynamiczny rozwój innych źródeł OZE, prognoza przyjęta na potrzeby analiz i modelowania zakłada utrzymanie się tych mocy na stałym poziomie. Projekcja scenariusza PEP 2040 i wariantu przyjętego do dalszych analiz przedstawiona została na poniższym rysunku.

³¹ <https://globenergia.pl/niewykorzystany-potencjal-mala-elektrownia-wodna-mew-oze-energetyka/>



Rys 20. Scenariusze rozwoju mocy zainstalowanej elektrowniach wodnych oraz elektrowniach szczytowo-pompowych, MW. Źródło: opracowanie własne.

4. Charakterystyka wyników modelowania scenariuszy przyjętych do analizy szczegółowej

Aktualnie w Polsce funkcjonuje rynek dwutowarowy na którym przedmiotem handlu jest energia elektryczna oraz moc. Wprowadzenie takiego rozwiązania było konieczne z uwagi na występujące przed jego wprowadzeniem efekty *missing money* i *missing capacity*. Wprowadzenie mechanizmów aukcyjnych na budowę nowych i modernizację istniejących jednostek wytwórczych i tym samym pojawienie się opłat mocowych, miało stać się podstawowym bodźcem inwestycyjnym. Modelowanie do 2030 roku, zakłada kontynuację tego podejścia. Dla rosnącego nasycenia bazy aktywów wytwórczych jednostkami OZE, które charakteryzują się niskim kosztem zmiennym brak mechanizmu mocowego powodowałby pogłębianie się efektu *missing money* i brak istnienia bodźców inwestycyjnych.

Przedstawione w dalszej części opracowania wyniki analiz koncentrują się jednak wyłącznie na aspekcie cen energii elektrycznej jako towaru. Kontynuacja mechanizmu mocowego i koszty z tym związane przenoszone na odbiorców nie zostały objęte analizami.

4.1 Ceny rynku hurtowego BASE i PEAK

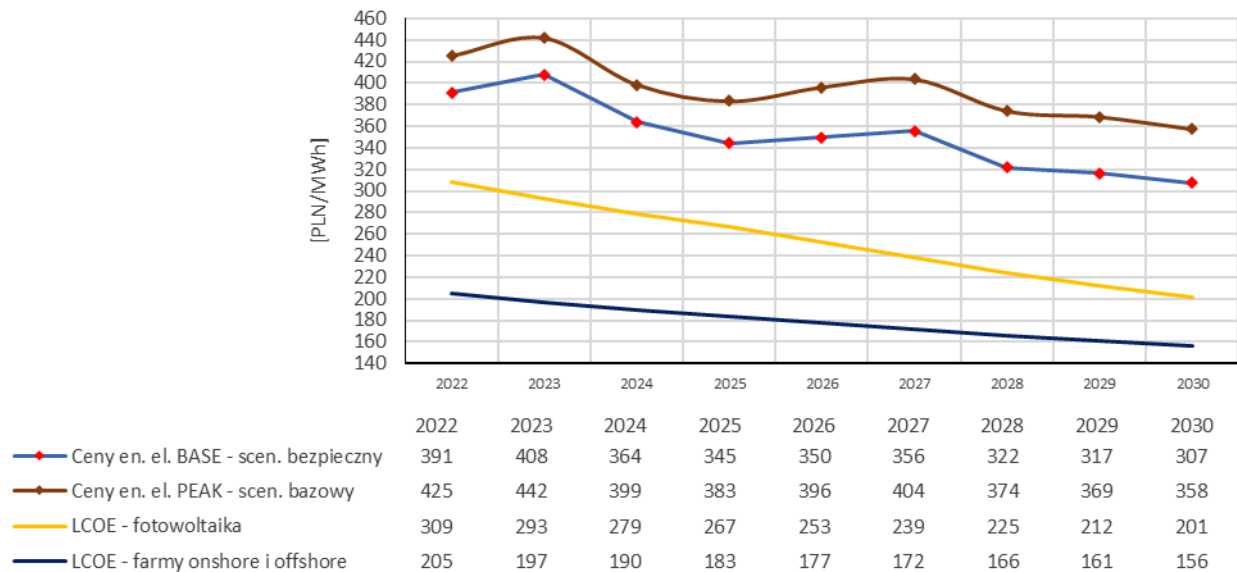
Pierwszym z wyników predykcji jest prognoza cen energii jako towaru, które ukształtują się w poszczególnych latach.

W modelowaniu uwzględniono zatem domykanie stosu wytwórczego w oparciu o jednostkowy koszt zmienny (JKZ), jak również w oparciu o LCOE, które jest funkcją technologii i czasu.

Ceny energii elektrycznej dla poszczególnych scenariuszy wyrażone w cenach stałych rosną do 2023 r. i z uwagi na niewielkie różnice w bilansie mocy są do siebie zbliżone. Początkowy wzrost wynika z dynamicznego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, wyższych cen gazu, węgla oraz relatywnie niewielkiego udziału źródeł OZE i źródeł gazowych. Mimo wzrostu cen CO₂, w okresie od 2023 do 2025 roku ceny energii uzyskane z modelu nieznacznie spadają, co jest pochodną przyrostu mocy OZE i większego udziału źródeł gazowych. Po 2025 r. z uwagi na prognozowane wyłączenia jednostek wytwórczych³² oraz skutkujące potencjalnym spadkiem dostępnej mocy w systemie, ceny energii wzrastają co utrzymywać się będzie około dwa lata. Dalszy rozwój źródeł OZE, szczególnie fotowoltaiki oraz morskich farm wiatrowych trwale zmieni strukturę wytwórczą polskiego systemu elektroenergetycznego powodując zbliżanie się cen energii elektrycznej do poziomu kosztu LCOE źródeł OZE. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez utrzymanie jednostek konwencjonalnych, których współczynnik wykorzystania mocy będzie spadał będzie wymagało dodatkowych mechanizmów wsparcia. Mechanizmy takie będą również wymagane w przypadku zachęt do inwestycji w bateryjne magazyny energii oraz w perspektywie wykraczającej poza rok 2030 rozwój elektrolizerów i ogni w paliwowych – tak jak ma to miejsce np. w przypadku morskich farm wiatrowych³³.

³² <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbedne-bedzie-zabezpieczenie.html>

³³ <http://psew.pl/przewodnik-po-systemie-wsparcia-dla-farm-wiatrowych-na-ladzie-i-na-morzu/>

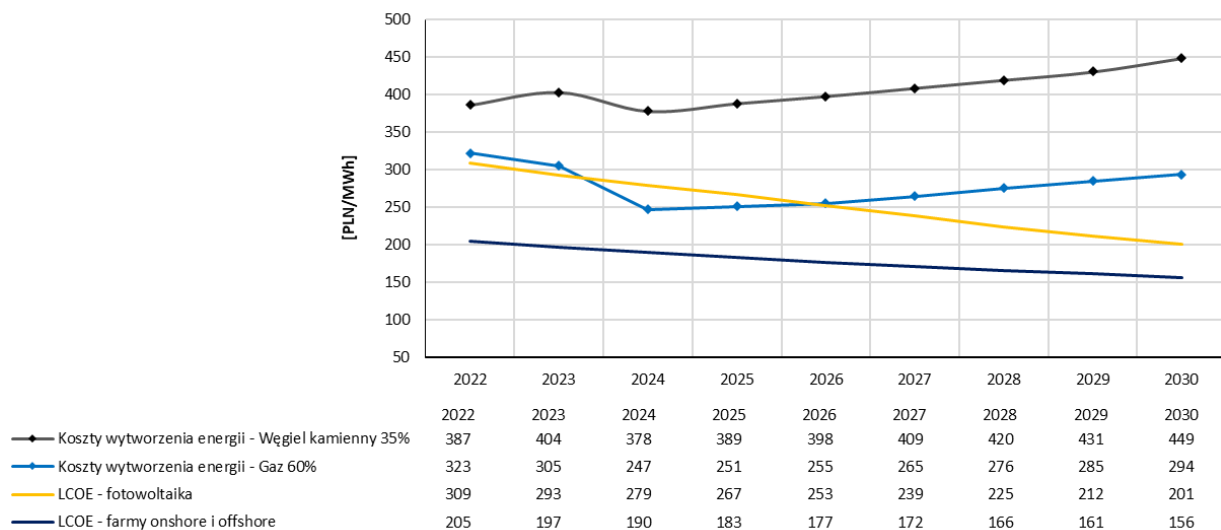


Rys 21. Średnioroczne ceny bieżące rynku hurtowego. Źródło: opracowanie własne.

4.2 Koszt wytworzenia energii elektrycznej

Na podstawie założonych we wszystkich scenariuszach cen węgla kamiennego, gazu oraz uprawnień do emisji CO₂ z uwzględnieniem typowej sprawności wytwarzania oraz emisyjności, na poniższym rysunku przedstawiono prognozowany przebieg jednostkowych kosztów zmiennych wytwarzania bez uwzględnienia kosztów pozapaliwowych, transportu oraz kosztów inwestycyjnych.

Koszt wytworzenia w oparciu o paliwa konwencjonalne jest wyższy od uśrednionego kosztu LCOE źródeł OZE w perspektywie całego okresu analizy. Bazując na prognozowanych cenach węgla, gazu oraz CO₂ uzyskuje się zdecydowanie wyższy koszt wytwarzania w konwencjonalnych jednostkach węglowych.

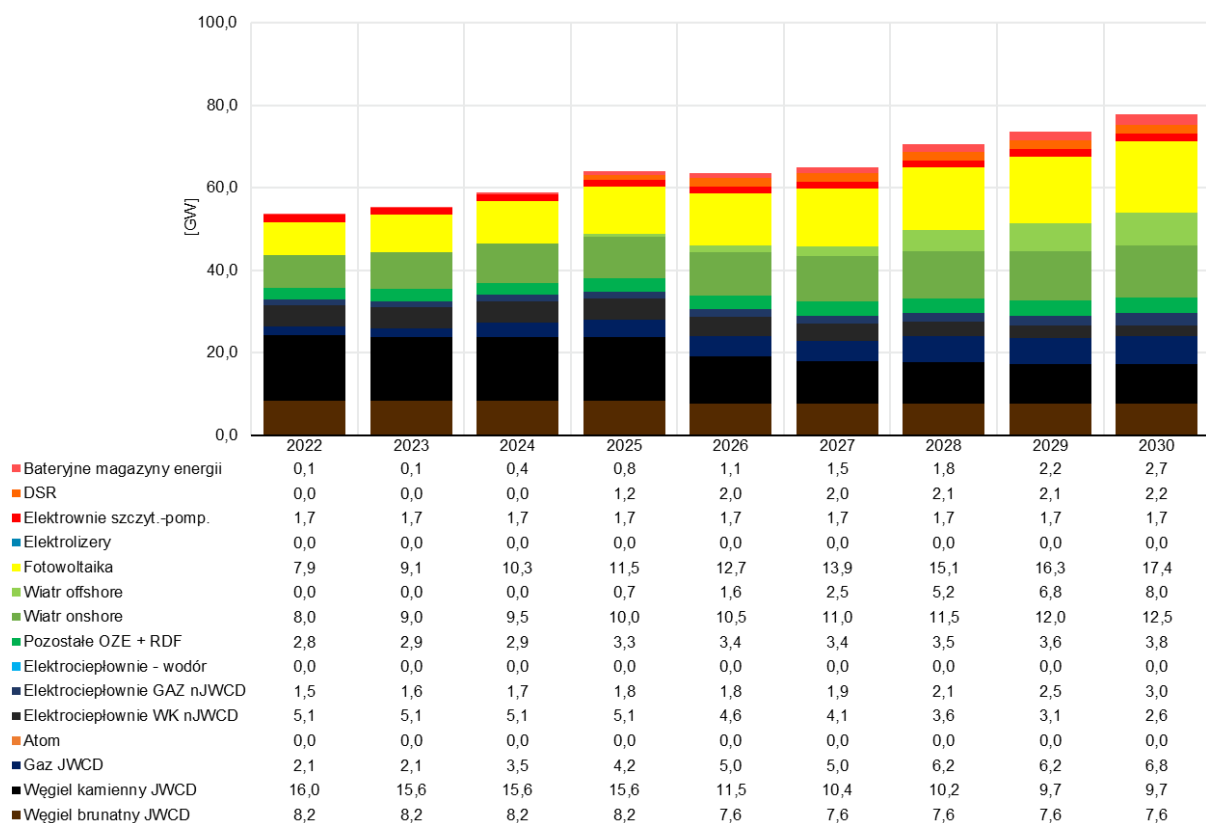


Rys 22. Koszty wytworzenia energii elektrycznej w zależności od typu źródła. MW. Źródło: opracowanie własne.

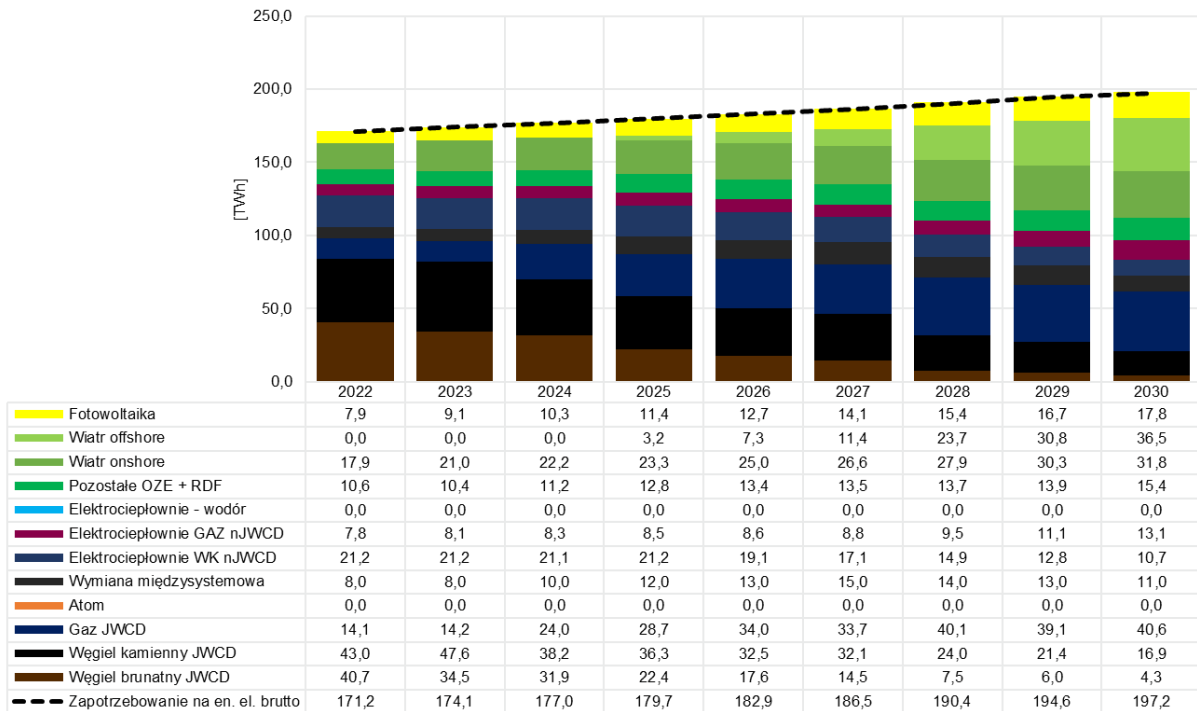
4.3 Struktura mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej

Na poniższych rysunkach przedstawiono łącznie prognozowaną moc w poszczególnych technologiach niezbędną do zbilansowania systemu i wpisującą się w ścieżkę dojścia do neutralności klimatycznej do 2050 roku.

W horyzoncie roku 2030, wart podkreślenia jest wyraźny wzrost mocy w źródłach fotowoltaicznych oraz wiatrowych, a także spadek mocy w jednostkach bazujących na węglu kamiennym i niewielki spadek elektrowni na węgiel brunatny. W analizowanym scenariuszu następuje jednak dość dynamiczny spadek wolumenu produkowanej energii w blokach JWCD opartych o węgiel kamienny i brunatny – jest to efekt działania systemu *merit order*, który z uwagi na prognozowane wysokie ceny CO₂ oraz docelowy spadek cen gazu preferuje wytwarzanie energii w oparciu o bloki JWCD gazowe – nawet 41 TWh w 2030 r. Pomiędzy 2025 a 2030 r. następuje dynamiczny wzrost generacji w źródłach odnawialnych, w szczególności w morskich farmach wiatrowych, co dodatkowo wypiera z rynku bloki konwencjonalne. W analizowanym okresie nie zakłada się istotnego udziału wodoru w wytwarzaniu energii elektrycznej z uwagi na brak wystarczających nadwyżek energii z OZE. Jednoczesne wyłączenie dyspozycyjnych mocy węglowych, budowa bloków gazowych oraz oparcie sektora ciepłowniczego na paliwie gazowym sprawia, że system będzie w znacznej mierze bazował na paliwie gazowym jako podstawie wytwarzania i bezpieczeństwa energetycznego.



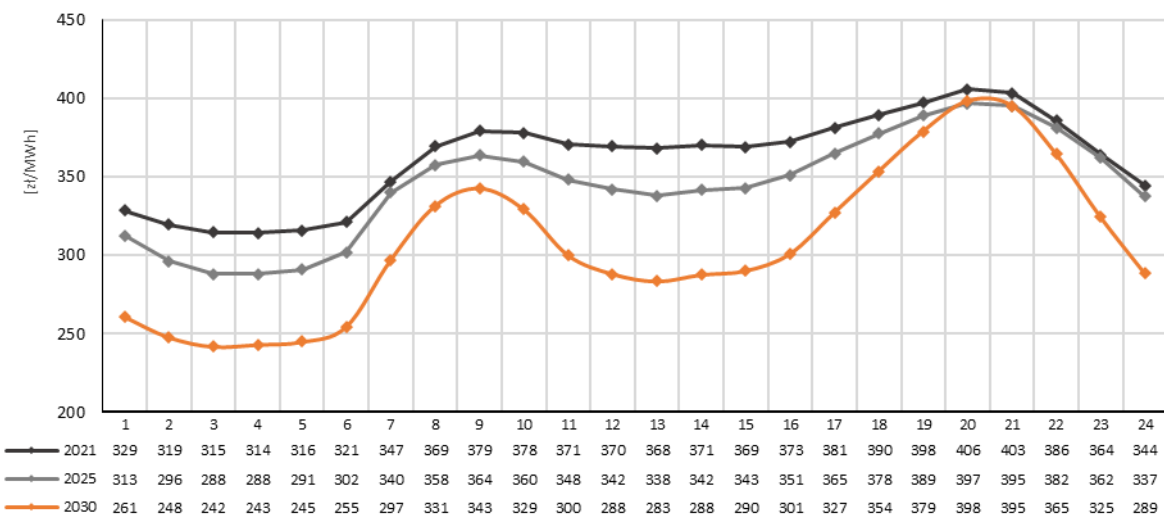
Rys 23. Struktura mocy zainstalowanej, GW. Źródło: opracowanie własne.



Rys 24. Struktura produkcji energii elektrycznej, TWh. Źródło: opracowanie własne.

4.4 Profile dobowo-godzinowe cen

Zmiana struktury wytwórczej skutkować będzie zmianą profili cenowych na rynku hurtowym. W 2021 roku można było wyróżnić pierwszy szczyt poranny oraz drugi szczyt wieczorny, gdzie ceny były najczęściej efektem wysokiego kosztu produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych oraz dodatku cenowego (siły rynku). W kolejnych latach następować będzie obniżanie się średniego poziomu cen, jednak z występującą dużą zmiennością w poszczególnych godzinach. Będzie to następstwo pojawienia się w systemie elektroenergetycznym źródeł fotowoltaicznych o bardzo niskim koszcie zmiennym, co skutkować będzie obniżeniem się cen.



Rys 25. Zestawienie prognozowanych średniodobowych profili cenowych, PLN/MWh. Źródło: opracowanie własne.

Instytut Projektów i Analiz Sp. z o.o.

44-100 Gliwice, ul. Okrężna 8

NIP: 6312663251

Tel. 723 600 831



www.ipa-instytut.pl