Fundusze Europejskie dla Rozwoju Społecznego | Rzeczpospolita Polska | Dofinansowane przez Unię Europejską

Rola jednostek konwencjonalnych oraz rynku mocy w zapewnieniu bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Opracowanie przygotowane na zlecenie

Ogólnokrajowego Zrzeszenia Związków Zawodowych Pracowników Ruchu Ciągłego

Autor: Marcin Izdebski

Warszawa, wrzesień 2026

Projekt „Wzmocnienie potencjału OZZZPRC”
FERS.04.03-IP.06-0015/25
Program Fundusze Europejskie dla Rozwoju Społecznego

OZZZPRC

Spis treści

Słowniczek skrótów i pojęć użytych w raporcie **4**
Skróty i oznaczenia 4
Pojęcia wymagające objaśnienia 5
Wnioski **6**
Rekomendacje **7**
1. Wstęp **8**
1.1. Zakres i metoda analizy 8
2. Kontekst regulacyjno-prawny **9**
2.1. Unijne ramy polityki energetycznej 9
2.1.1. System handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) 9
2.1.2. Mechanizmy mocowe w regulacjach Unii Europejskiej (UE) 10
2.1.3. Taksonomia 11
2.2. Polska polityka energetyczna 12
2.2.1. Polityka Energetyczna Polski 2040 12
2.2.2. Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu 12
2.2.3. Rynek mocy 13
3. Charakterystyka Krajowego Systemu Elektroenergetycznego **14**
3.1. Struktura mocy zainstalowanej 2020–2025 14
3.2. Struktura produkcji energii elektrycznej 15
3.3. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej 17
3.4. Rola jednostek konwencjonalnych w regulacji systemu 18
4. Technologie sterowalne **19**
4.1. Węgiel kamienny i brunatny 19
4.2. Gaz ziemny 21
4.3. Energetyka jądrowa 22
4.4. Biomasa i biogaz 23
5. Zapotrzebowanie na energię i moc **23**
5.1. Zapotrzebowanie na energię w latach 2020–2025 23
5.2. Zapotrzebowanie na moc i wystarczalność zasobów w latach 2020–2025 24
5.3. Wpływ temperatury na zapotrzebowanie szczytowe 29
5.4. Prognozy zapotrzebowania 30
5.4.1. Prognozy zużycia energii 30
5.4.2. Prognozowana moc szczytowa 32

6. Wkład źródeł pogodozależnych w pokrycie zapotrzebowania ... 32
6.1. Wykorzystanie mocy źródeł pogodozależnych ... 33
6.2. Skuteczność prognozy generacji OZE ... 35
6.3. Pokrycie zapotrzebowania w godzinach szczytowych ... 36
6.4. Zapotrzebowanie rezydualne w latach 2020–2025 ... 37
6.5. Długotrwałe okresy niskiej generacji źródeł pogodozależnych ... 38
6.6. Wpływ wzrostu mocy źródeł pogodozależnych na zapotrzebowanie rezydualne ... 40
7. Magazyny energii ... 41
7.1. Elektrownie szczytowo-pompowe: profil pracy i ograniczenia ... 43
7.2. Rola BESS w pokrywaniu szczytowego zapotrzebowania podczas Dunkelflaute ... 46
8. Rynek mocy ... 48
8.1. Ocena funkcjonowania rynku mocy ... 48
8.2. Kontraktacja mocy na lata dostaw 2029 i 2030 ... 49
9. Ryzyko terminowej realizacji nowych mocy dyspozycyjnych ... 50
9.1. Energetyka gazowa ... 50
9.2. Energetyka jądrowa ... 51
9.3. Działania w okresie przejściowym ... 52
10. Ryzyko niedostępności nowych bloków po uruchomieniu ... 53
11. Bilans mocy w Polsce i UE ... 54
11.1. Europejska ocena wystarczalności zasobów (ERAA) 2025: wyniki dla Polski i sąsiadów ... 54
11.2. Krajowe oceny PSE ... 56
11.3. Ekonomiczny koszt niedoboru energii ... 56
12. Ryzyka paliwowe ... 58
13. Ciepłownictwo systemowe a tempo odstawiania jednostek konwencjonalnych ... 59
13.1. Skala sektora i znaczenie kogeneracji ... 59
13.2. Ograniczenia technologiczne i paliwowe ... 59
13.3. Elektryfikacja i zdolność inwestycyjna ... 60

Słowniczek skrótów i pojęć użytych w raporcie

Skróty i oznaczenia

ACER — Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

ARE — Agencja Rynku Energii.

BESS — Battery Energy Storage System — bateryjny magazyn energii.

CCGT — Combined Cycle Gas Turbine — blok gazowo-parowy.

CO_2eq — Ekwiwalent dwutlenku węgla — wspólna miara emisji różnych gazów cieplarnianych.

DSR — Demand Side Response — czasowa zmiana poboru energii przez odbiorców w odpowiedzi na potrzeby systemu.

EENS — Expected Energy Not Supplied — oczekiwana ilość energii, której system nie będzie w stanie dostarczyć odbiorcom.

ENTSO-E — Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej.

ENTSOG — Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu.

EPC — Engineering, Procurement and Construction — formuła kompleksowej realizacji inwestycji obejmująca projektowanie, dostawy i budowę.

ERAA — European Resource Adequacy Assessment — europejska ocena wystarczalności zasobów elektroenergetycznych.

ESP — Elektrownia szczytowo-pompowa.

EU ETS — European Union Emissions Trading System — unijny system handlu uprawnieniami do emisji.

EUA — European Union Allowance — uprawnienie do emisji w systemie EU ETS. Jedno uprawnienie odpowiada emisji jednej tony ekwiwalentu CO_2eq.

IMGW-PIB — Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej — Państwowy Instytut Badawczy.

JWCD — Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana — jednostka, której pracą operator systemu przesyłowego może sterować bezpośrednio.

KOBiZE — Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.

KPEiK — Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu.

KSE — Krajowy System Elektroenergetyczny.

LOLE — Loss of Load Expectation — oczekiwana liczba godzin w roku, w których dostępne zasoby mogą nie wystarczyć do pokrycia zapotrzebowania.

MAE — Międzynarodowa Agencja Energii.

NFOŚiGW — Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

nJWCD — Jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi. Ta kategoria nie oznacza, że żadną z należących do niej jednostek nie można sterować.

NRAA — National Resource Adequacy Assessment — krajowa ocena wystarczalności zasobów elektroenergetycznych.

OCGT — Open Cycle Gas Turbine — turbina gazowa pracująca w układzie otwartym.

OZE — Odnawialne źródła energii.

PEP2040 — „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.”

PMG — Podziemny magazyn gazu.

PSE — Polskie Sieci Elektroenergetyczne — operator krajowego systemu przesyłowego energii elektrycznej.

PTEZ — Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych.

PV — Photovoltaics — fotowoltaika.

URE — Urząd Regulacji Energetyki.

VOLL — Value of Lost Load — ekonomiczna wartość energii niedostarczonej odbiorcom, wyrażana w zł/MWh. Nie jest ceną energii ani automatycznie należnym odszkodowaniem.

WAM — Scenariusz dodatkowych polityk i środków w KPEiK.

WEM — Scenariusz istniejących polityk i środków w KPEiK.

Pojęcia wymagające objaśnienia

Dunkelflaute — Długotrwały okres niskiej produkcji energii z wiatru i fotowoltaiki. Na potrzeby tego raportu za taki epizod przyjęto co najmniej 24 kolejne godziny, w których łączny współczynnik wykorzystania mocy obu technologii pozostaje w każdej godzinie poniżej 10 proc.

Jednostka sterowalna — Źródło, którego produkcję można celowo zwiększać, zmniejszać, uruchamiać lub zatrzymywać w granicach jego możliwości technicznych. Sterowalność nie oznacza, że jednostka jest dostępna w każdej chwili.

Obowiązek mocowy — Zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w gotowości i dostarczenia zakontraktowanej mocy w warunkach przewidzianych przez rynek mocy. Jego wielkość może być niższa od mocy osiągalnej jednostki.

Redysponowanie nierynkowe — Zmiana produkcji źródła na polecenie operatora ze względu na bezpieczną pracę systemu, a nie na wynik zwykłego obrotu rynkowego.

Taksonomia UE — Unijny system klasyfikacji działalności gospodarczych pod kątem ich zgodności z celami środowiskowymi.

Zapotrzebowanie rezydualne — Zapotrzebowanie systemu pomniejszone o rzeczywistą generację fotowoltaiki i energetyki wiatrowej w danej godzinie. W raporcie nie odejmuje się w tej definicji produkcji wszystkich OZE.

Źródła pogodozależne — Używane w raporcie wspólne określenie fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, których bieżąca produkcja zależy od nasłonecznienia lub wiatru.

Wnioski

1. **Wzrost mocy zainstalowanej nie oznacza automatycznie wzrostu bezpieczeństwa dostaw.** W latach 2020–2025 moc KSE zwiększyła się o 28,1 GW, lecz 95,7% przyrostu przypadło na kategorię obejmującą źródła wiatrowe i fotowoltaikę, a moc JWCD zmalała o 1,3 GW. O wystarczalności rozstrzyga dostępność zasobów w godzinach krytycznych, a nie suma ich mocy znamionowych. Zależność tę pokazują analizy z rozdziałów 3 i 5.
2. **Źródła pogodozależne ograniczają produkcję energii z paliw, ale tylko w niewielkim stopniu redukują zapotrzebowanie na moc w krytycznych godzinach roku.** Mimo wzrostu mocy fotowoltaiki i wiatru do około 35 GW maksymalne zapotrzebowanie rezydualne w latach 2020–2025 utrzymywało się w pobliżu 24–25 GW. W każdym roku występowały wielodobowe okresy niskiej generacji pogodozależnej, a najdłuższy trwał 185 godzin. Wyniki rozdziału 6 wskazują, że roczny udział OZE nie jest miarą ich wkładu w wystarczalność mocy.
3. **Jednostki konwencjonalne dostarczają systemowi nie tylko energię i moc.** Maszyny synchroniczne zapewniają inercję, udział w mocy zwarciowej oraz lokalną regulację napięcia i mocy biernej. Funkcje te mogą być częściowo przejmowane przez kompensatory synchroniczne i odpowiednio zaprojektowane przekształtniki, lecz wymaga to odrębnych inwestycji i zachęt finansowych dla inwestorów lub wymogów regulacyjnych.
4. **Magazyny energii są niezbędnym uzupełnieniem systemu, ale nie stanowią zamiennika źródeł konwencjonalnych zdolnych do długotrwałej pracy.** BESS skutecznie ograniczają krótkie deficyty mocy i przesuwają południowe nadwyżki energii z fotowoltaiki na wieczór. W epizodach trwających wiele dób ich skuteczność jest ograniczona pojemnością oraz możliwością ponownego ładowania. Moc znamionowa magazynu nie jest więc równoważna takiej samej mocy jednostki zdolnej pracować przez cały okres napięcia bilansowego, co przedstawiono w rozdziale 7.
5. **Problem luki finansowej (missing money) ma charakter strukturalny i będzie narastał.** Rozwój źródeł pogodozależnych obniża liczbę godzin pracy jednostek konwencjonalnych, lecz nie znosi potrzeby utrzymywania ich gotowości. Rynek energii coraz rzadziej pozwala pokryć koszty stałe zasobów potrzebnych głównie w szczycie lub rezerwie. Dotychczasowy rynek mocy poprawił wystarczalność KSE i umożliwił zarówno utrzymanie istniejących jednostek, jak i budowę nowych źródeł gazowych, magazynów oraz rozwój DSR.
6. **Największe ryzyko powstaje w okresie przejściowym pomiędzy wycofaniem starych a stabilną pracą nowych jednostek.** Po 2028 r. wygasa obecna możliwość płatności mocowych dla floty węglowej, a zasady funkcjonowania rynku mocy po 2030 r. pozostają nierozstrzygnięte. Jednocześnie wielkoskalowe projekty gazowe są podatne na opóźnienia, a nowe bloki w pierwszych miesiącach eksploatacji nie zawsze osiągają pełną dyspozycyjność.
7. **Import nie stanowi pewnej rezerwy na wypadek krajowego niedoboru.** Połączenia transgraniczne są ważnym elementem bieżącej optymalizacji europejskiego rynku energii i mogą zwiększać margines bezpieczeństwa, ale oceny ERAA pokazują jednak wysokie prawdopodobieństwo jednoczesnego występowania niedoborów w Polsce i państwach sąsiednich. Co zostało omówione w rozdziale 11.
8. **Rozbudowa energetyki gazowej zmniejsza emisyjność, lecz przenosi część ryzyka do systemu gazowego.** Krajowe magazyny gazu mają relatywnie niewielką pojemność wobec skali rynku, a ich maksymalna moc odbioru nie pokrywa dobowego zapotrzebowania szczytowego. Równoczesny zimowy szczyt poboru gazu i energii elektrycznej sprawia, że nowe bloki muszą być planowane łącznie z rozbudową pojemności magazynowych, mocy odbioru oraz infrastruktury dostaw.

9. **Skala ciepłownictwa w Polsce ogranicza możliwość szybkiego odstawiania jednostek konwencjonalnych.** Ciepłownictwo systemowe obsługuje około 15 mln odbiorców, a 65% ciepła jest wytwarzane w kogeneracji. W dużych systemach miejskich alternatywne technologie wymagają wielu urządzeń, nowych przyłączy, przebudowy sieci i niezależnej rezerwy szczytowej. Pochopne wyłączenie elektrociepłowni może jednocześnie zmniejszyć podaż ciepła i energii elektrycznej w okresach krytycznych dla pracy KSE.
10. **Koszt niedoboru uzasadnia ponoszenie kosztu racjonalnej rezerwy.** Przy wartości VOLL ustalonej przez Prezesa URE na 80,6 tys. zł/MWh już niewielki wolumen niedostarczonej energii może oznaczać straty liczone w miliardach złotych. Ocena opłacalności mechanizmów mocowych i utrzymania rezerwy powinna uwzględniać wartość uniknietych przerw w dostawach, a nie wyłącznie ich bieżący koszt.

Rekomendacje

1. **Rząd powinien pilnie określić zasady rynku mocy po 2030 r. i przeprowadzić aukcję dla roku dostaw 2031.** Brak regulacji skraca czas dostępny na finansowanie, zamówienie urządzeń i budowę nowych źródeł. Mechanizm powinien pozostać trwałym elementem rynku, ponieważ potrzeba wynagradzania gotowości nie zniknie wraz ze wzrostem udziału źródeł pogodozależnych.
2. **Należy zapewnić możliwość utrzymania w rynku mocy części floty węglowej, która ze względów regulacyjnych jest wykluczona z aukcji obejmujących okresy dostaw po 2028 roku.** Polska powinna uzgodnić z Komisją Europejską rozwiązanie przejściowe, a w razie potrzeby dążyć do zmiany regulacji unijnych. Mechanizm powinien zapewnić utrzymanie w KSE jednostek potrzebnych dla zachowania bilansu mocy.
3. **Należy powiązać trwałe odstawienie jednostki z faktyczną dostępnością mocy zastępczej.** Pierwsza synchronizacja, formalne przekazanie do eksploatacji ani rozpoczęcie obowiązku mocowego nie powinny samodzielnie przesądzać o wyłączeniu istniejącego bloku. Proces powinien być etapowy i oparty na dostępności nowej jednostki potwierdzonej w rzeczywistej eksploatacji. Czasowe nakładanie się starej i nowej floty należy traktować jako ubezpieczenie pracy systemu.
4. **W aukcji mocy należy wycenić zasoby według ich rzeczywistego wkładu w bezpieczeństwo dostaw.** Parametry aukcji i analiz wystarczalności powinny uwzględniać dyspozycyjność oraz czas nieprzerwanej pracy poszczególnych jednostek. Neutralność technologiczna nie może oznaczać uznawania każdego megawata mocy znamionowej za równoważny. Magazyny, DSR i jednostki wytwórcze powinny być wynagradzane stosownie do rodzaju deficytu, który potrafią pokryć.
5. **Należy skoordynować program rozbudowy elektrowni gazowych z bezpieczeństwem paliwowym.** Należy zwiększać pojemność i moc odbioru krajowych magazynów gazu, ze szczególnym uwzględnieniem elastycznych magazynów kawernowych, oraz analizować zdolność infrastruktury do jednoczesnego pokrycia potrzeb energetyki, ciepłownictwa i pozostałych odbiorców podczas ujemnych temperatur. Rozwój źródeł gazowych bez równoległego zabezpieczenia paliwa tworzy nowy rodzaj ryzyka systemowego.
6. **Planować transformację elektroenergetyki i ciepłownictwa jako jeden proces.** Harmonogramy odstawień elektrociepłowni powinny uwzględniać jednocześnie ich rolę w dostawach ciepła i w bilansie KSE. Ścieżki modernizacji trzeba różnicować według skali systemu ciepłowniczego, dostępności paliwa, parametrów sieci i możliwości elektryfikacji. Nowe źródło ciepła oraz wymagana rezerwa powinny powstać przed wycofaniem jednostki konwencjonalnej.

1. Wstęp

Niniejsze opracowanie powstało na zlecenie Ogólnokrajowego Zrzeszenia Związków Zawodowych Pracowników Ruchu Ciągłego. Jego przedmiot wyznacza zakres zleconej ekspertyzy dotyczącej roli jednostek konwencjonalnych oraz rynku mocy w zapewnieniu bezpieczeństwa pracy KSE. Kluczowe pytanie dotyczy wpływu jednostek konwencjonalnych na pokrycie zapotrzebowania w krytycznych godzinach roku — a nie na bilans roczny. To z kolei wymaga wcześniejszego zidentyfikowania, kiedy okresy krytyczne występują, jaki mają charakter i jakie narzędzia — po stronie wytwarzania, magazynowania i wymiany transgranicznej — pozwalają zaadresować związane z nimi wyzwania.

Zakresem analizy objęto stan wyjściowy, w jakim funkcjonuje KSE, oraz kierunek jego zmian na przestrzeni ostatnich lat: strukturę wytwarzania, otoczenie regulacyjno-prawne krajowe i unijne, warunki ekonomiczne pracy poszczególnych technologii oraz historyczne i prognozowane zapotrzebowanie na energię i moc. **Zestawienie tych elementów pokazuje narastające rozejście się dwóch porządków — ekonomicznych warunków pracy źródeł konwencjonalnych i ich znaczenia dla bezpieczeństwa pracy systemu**.

Druga oś analizy dotyczy wkładu źródeł pogodozależnych i magazynów energii w pokrywanie zapotrzebowania. Analiza w rozdzielczości godzinowej pozwala oddzielić ich rosnące i niekwestionowane znaczenie dla rocznego bilansu energii oraz krótkotrwałej elastyczności od ograniczonej zdolności do zabezpieczenia deficytu utrzymującego się przez wiele dób.

Trzecia oś to realność zastąpienia. Obejmuje ona rynek mocy oraz ryzyko, że zakontraktowane inwestycje zostaną uruchomione później, niż zakładano, albo w pierwszym okresie eksploatacji nie osiągną stabilnej dostępności. Pozwala to ocenić, kiedy nową moc można uznać za rzeczywisty, a nie jedynie kontraktowy zamiennik istniejącej jednostki. Analiza obejmuje także krajowe i europejskie oceny wystarczalności, ekonomiczny koszt niedoboru energii, ryzyka paliwowe związane z rozbudową energetyki gazowej oraz ograniczenia tempa transformacji ciepłownictwa systemowego. Wnioski z tych obszarów tworzą wspólną podstawę rekomendacji przedstawionych w rozdziale zamykającym.

Celem raportu jest wskazanie działań, które pozwolą uniknąć powstania luki pomiędzy wycofaniem dotychczasowych źródeł a osiągnięciem pełnej zdolności przez nowe zasoby. Bezpieczeństwo energetyczne nie wymaga utrzymywania każdej jednostki bezterminowo. Wymaga jednak zachowania tych mocy, których funkcja systemowa nie została jeszcze faktycznie zastąpiona, oraz uczciwego uwzględnienia kosztu rezerwy w porównaniu z gospodarczymi skutkami niedostarczenia energii. W tym sensie postawiona w tytule hipoteza jest przedmiotem opracowania, a nie jego założeniem.

1.1. Zakres i metoda analizy

Analiza obejmuje przede wszystkim dane rynkowe z lat 2020–2025 oraz wybrane zdarzenia regulacyjne, rynkowe i inwestycyjne z 2026 r. Wykorzystano informacje udostępniane publicznie przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), Europejską Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E)[1], Agencję Rynku Energii (ARE), Urząd Regulacji Energetyki (URE) a także dane pochodzące z dokumentów rządowych i unijnych, a także komunikatów inwestorów. Zasadniczą część analiz oparto na danych,

[1] Stowarzyszenie zrzeszające europejskich operatorów systemów przesyłowych m.in. PSE

operacyjnych pracy KSE o rozdzielczości godzinowej i 15-minutowej[2] (łącznie na potrzeby analizy określanych jako danych godzinowych), udostępnianych przez PSE i ENTSO-E, ponieważ wartości zagregowane nie pokazują warunków występujących podczas szczytu zapotrzebowania, wieczornego spadku generacji fotowoltaicznej ani wielodobowych okresów niskiej produkcji wiatrowej i słonecznej.

Kluczowym miernikiem jest zapotrzebowanie rezydualne, czyli zapotrzebowanie systemu pomniejszone o generację ze źródeł pogodozależnych. Taka perspektywa pozwala ustalić, jaką część zapotrzebowania muszą w danej godzinie pokryć pozostałe źródła krajowe, magazyny energii, wymiana transgraniczna lub czasowa redukcję poboru energii (ang. Demand Side Response - DSR).

Raport łączy analizę historyczną z prostymi scenariuszami technicznymi. Zbadano między innymi skutki zwielokrotnienia mocy źródeł pogodozależnych, pracę magazynów podczas najdłuższych epizodów Dunkelflaute, dostępność nowych bloków w pierwszych dwóch latach eksploatacji oraz konsekwencje braku dalszych mechanizmów mocowych. Scenariusze te nie są prognozami pokazują jednak zależności fizyczne i skalę ryzyka przy jasno określonych założeniach.

2. Kontekst regulacyjno-prawny

Sektor energetyczny należy do najbardziej regulowanych obszarów gospodarki. W rezultacie zarówno decyzje inwestycyjne, jak i terminy zakończenia eksploatacji poszczególnych jednostek są w znacznej mierze pochodną uwarunkowań regulacyjnych. Ma to szczególne znaczenie dla energetyki konwencjonalnej, której udział w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej stopniowo maleje na rzecz odnawialnych źródeł energii (OZE).

Regulacje unijne nie nakładają wprost obowiązku odejścia od energetyki węglowej, lecz oddziałują na nią za pośrednictwem trzech podstawowych kanałów ekonomicznych. System handlu uprawnieniami do emisji zwiększa koszty zmienne, taksonomia[3] ogranicza dostęp do kapitału, a limity emisyjne ograniczają możliwość uzyskiwania przychodów z mechanizmów zdolności wytwórczych. **Łączne oddziaływanie tych instrumentów może prowadzić do ekonomicznie wymuszonego wycofywania jednostek, zanim przestaną być potrzebne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego.**

2.1. Unijne ramy polityki energetycznej

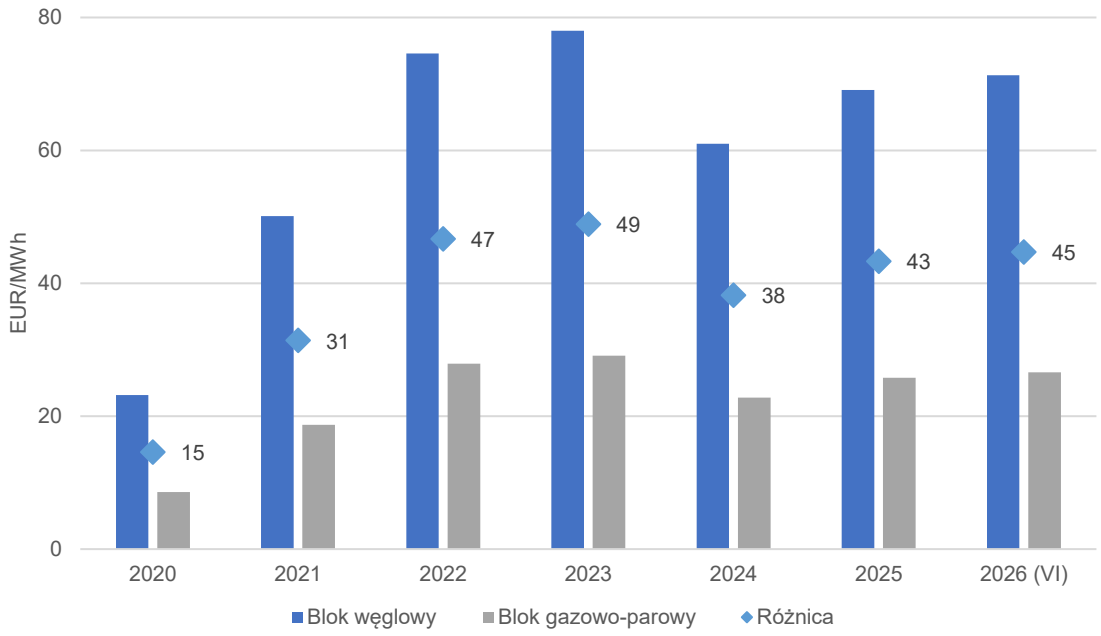
2.1.1. System handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS)

System handlu uprawnieniami do emisji wpływa na pozycję elektrowni w ekonomicznej kolejności uruchamiania jednostek (merit order), opartej na ich kosztach zmiennych. W polskim miksie znaczenie tego mechanizmu jest szczególnie duże, ponieważ każda tona CO_2 wyemitowana przez jednostkę wytwórczą musi zostać pokryta uprawnieniem do emisji Unii Europejskiej (European Union Allowance, EUA). Koszt zakupu uprawnień staje się więc bezpośrednim składnikiem kosztu produkcji energii.

[2] Do 14 czerwca 2024 PSE i ENTSO-E udostępniało dane operacyjne KSE tj. zapotrzebowanie, generacja, ceny rynkowe w granulacji godzinowej. Od tej dany zasadniczo dane operacyjne są podawane dla okresów 15-minutowych. W celu uzyskania porównywalności danych jako podstawową jednostkę analiz przyjęto okres godzinowy, który uzyskano poprzez obliczenie średniej arytmetycznej z wartości 15-minutowych.
[3] Unijny system klasyfikacji, który określa, które działania gospodarcze można uznać za zrównoważone dla środowiska

Wielkość tego obciążenia zależy od emisyjności danej technologii. Na potrzeby rynku mocy PSE przyjmuje referencyjny wskaźnik emisji wynoszący 0,936 t CO_2/MWh dla jednostki opalanej węglem kamiennym oraz 0,349 t CO_2/MWh dla jednostki gazowo-parowej[4]. Przy średniej ważonej cenie uprawnień w 2025 r. wynoszącej 73,64 EUR/EUA[5] koszt emisji wynosił około 68,9 EUR/MWh dla jednostki węglowej i 25,7 EUR/MWh dla jednostki gazowo-parowej. Różnica wynosząca około 43 EUR/MWh istotnie ograniczała liczbę godzin pracy jednostek węglowych. Rzeczywista sprawność poszczególnych jednostek odbiega od wartości referencyjnej. W przypadku mniej efektywnych jednostek oznacza to większe zużycie paliwa i wyższą emisję w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii, a w konsekwencji dalszy spadek ich konkurencyjności.

Wykres 1. Koszt uprawnień do emisji według technologii przy średnich cenach EUA z lat 2020–2026 [EUR/MWh]



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) oraz PSE.

Ograniczenie czasu pracy i przychodów uzyskiwanych na rynku energii zwiększa zależność finansowania kosztów stałych od mechanizmu mocowego. Powstaje w ten sposób luka finansowa (ang. missing money), analizowana w rozdziale 3. **Cena uprawnień przesądza zatem o konkurencyjności jednostki na rynku energii, natomiast warunki dostępu do mechanizmu mocowego decydują o możliwości jej dalszego utrzymania w systemie.** Z tego względu regulacje dotyczące rynku mocy mają dla przyszłości polskiej floty konwencjonalnej większe znaczenie niż sam poziom cen EUA.

2.1.2. Mechanizmy mocowe w regulacjach Unii Europejskiej (UE)

Rozporządzenie (UE) 2024/1747 oraz towarzysząca mu dyrektywa (UE) 2024/1711, przyjęte 13 czerwca 2024 r., zmieniły filozofię traktowania mechanizmów zdolności wytwórczych. W pierwotnej konstrukcji z 2019 r. mechanizm mocowy był środkiem nadzwyczajnym. Rozporządzenie zmieniające stwierdza wprost, że **mechanizmy mocowe nie**

[4] *PSE S.A., „Metodyka obliczeń wartości parametrów techniczno-ekonomicznych”*
[5] *KOBiZE, „Raport z rynku CO2” numer 165 (grudzień 2025)*

powinny być już uważane za środki stosowane w ostateczności, uznając je tym samym za stały element rynku energii w UE.

Zmiana ta bywa przedstawiana jako otwarcie drogi do trwałego utrzymania mocy konwencjonalnej. Taki wniosek jest przedwczesny. Zniesienie statusu środka ostatecznego dotyczy samego instrumentu, a nie tego, jakie jednostki mogą w nim uczestniczyć. O tym drugim rozstrzyga przepis omówiony niżej i to on wyznacza datę graniczną dla polskiej floty węglowej.

Zgodnie z art. 22 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943 jednostki, które rozpoczęły komercyjną produkcję przed 4 lipca 2019 r. i przekraczają dwa limity emisji — 550 g CO_2/kWh oraz średnio 350 kg CO_2 na 1 kW mocy zainstalowanej rocznie — od 1 lipca 2025 r. nie mogą podejmować zobowiązań mocowych ani otrzymywać płatności z tego tytułu. W praktyce przepis ten wyklucza jednostki węglowe z możliwości pozyskiwania kontraktów mocowych. W 2024 r. wprowadzono jednak możliwość czasowego odstępstwa od tych ograniczeń. Może ono obowiązywać najpóźniej do 31 grudnia 2028 r., pod warunkiem spełniania określonych przesłanek. Na tej podstawie Komisja Europejska wydała 11 sierpnia 2025 r. decyzję C(2025) 5575, przyznającą Polsce odstępstwo od art. 22 ust. 4 lit. b. Zakres odstępstwa jest jednak ograniczony. Obowiązuje ono od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2028 r. i może być wykorzystywane wyłącznie w aukcjach uzupełniających, organizowanych w przypadku, gdy wcześniejsze aukcje nie zapewnią wystarczających zdolności wytwórczych. Zawierane w tym trybie umowy mocowe mogą obowiązywać najwyżej przez rok.

Konstrukcja ta ma dwie zasadnicze konsekwencje. **Po pierwsze, wyznacza twardą datę graniczną: po 31 grudnia 2028 r., przy niezmienionym stanie prawnym, jednostki węglowe przekraczające limity nie będą mogły otrzymywać nowych płatności mocowych.** Po drugie, roczne umowy mogą zapewnić środki na pokrycie kosztów stałych w danym roku, lecz nie tworzą stabilnej podstawy dla inwestycji odtworzeniowych. O dalszym funkcjonowaniu jednostek objętych tym reżimem rozstrzygają zatem kolejne, coroczne aukcje oraz potencjalnie zmiany legislacyjne w prawie Unii Europejskiej.

2.1.3. Taksonomia

Taksonomia służy ukierunkowaniu kapitału na działalności uznawane za zgodne z unijnymi celami środowiskowymi. Nie zakazuje finansowania pozostałych przedsięwzięć, lecz zobowiązuje instytucje finansowe do raportowania udziału inwestycji zgodnych z taksonomią w ich portfelach. **W praktyce skłania je to do ograniczania finansowania aktywów niekwalifikowanych**, co utrudnia nie tylko budowę nowych jednostek węglowych, lecz także pozyskanie finansowania na modernizację istniejących jednostek.

Wytwarzanie energii elektrycznej z gazu może zostać uznane za zgodne z taksonomią, jeżeli emisyjność w całym cyklu życia nie przekracza 100 g CO_2eq/kWh. Przejściowo, dla inwestycji, które uzyskają pozwolenie do końca 2030 r., dopuszczono również próg 270 g CO_2eq/kWh lub średnio 550 kg CO_2eq na 1 kW mocy rocznie w okresie dwudziestu lat. Warunkiem jest m.in. zastąpienie bardziej emisyjnego źródła oraz przygotowanie instalacji do przejścia na paliwa odnawialne lub niskoemisyjne do końca 2035 r.

Energetyka węglowa nie otrzymała analogicznej ścieżki przejściowej i znalazła się poza katalogiem działalności kwalifikowanych, co zamyka jej dostęp do znacznej części finansowania zewnętrznego. Energetyka gazowa zachowała dostęp warunkowy i ograniczony czasowo. Kierunek ten wzmacnia polityka instytucji publicznych: Europejski Bank Inwestycyjny w polityce przyjętej w 2019 r. ustanowił standard emisyjny na poziomie 250 g CO_2/kWh,

a z końcem 2021 r. zakończył finansowanie projektów opartych na wykorzystaniu paliw kopalnych[6]. Taksonomia oddziałuje zatem przede wszystkim na możliwość modernizacji istniejących bloków oraz budowy mocy zastępujących wycofywane jednostki. Jej wpływ na bieżącą eksploatację jest mniejszy, ponieważ utrzymanie pracującego bloku odbywa się z bieżących przepływów pieniężnych.

2.2. Polska polityka energetyczna

2.2.1. Polityka Energetyczna Polski 2040

„Polityka energetyczna Polski do 2040 r." (PEP2040) została przyjęta przez Radę Ministrów 2 lutego 2021 r. Zakładała, że w 2030 r. udział węgla w produkcji energii elektrycznej nie przekroczy 56 proc., udział odnawialnych źródeł energii wyniesie co najmniej 32 proc., a pierwszy blok jądrowy o mocy 1–1,6 GW zostanie uruchomiony w 2033 r.

Mimo że prace nad zmianą PEP2040 prowadzono od 2022 r., do sierpnia 2026 r. dokument nie został ani formalnie zaktualizowany, ani uchylony. Jego założenia przestały jednak odpowiadać rzeczywistemu kierunkowi zmian w sektorze — zarówno pod względem tempa rozwoju OZE, jak i harmonogramu realizacji energetyki jądrowej.

Powstała w ten sposób rozbieżność między formalnie obowiązującą strategią a faktycznymi uwarunkowaniami rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. PEP2040 pozostaje dokumentem obowiązującym, lecz nie może być traktowana jako aktualna podstawa prognozowania struktury systemu. W niniejszym raporcie została opisana wyłącznie jako historyczny punkt odniesienia.

2.2.2. Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu

Aktualizacja Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK), przyjęta przez Radę Ministrów 8 czerwca 2026 r., przedstawia oczekiwany przez rząd kierunek przebudowy krajowego sektora elektroenergetycznego. Nie jest jednak planem inwestycyjnym ani prognozą. Dokument obejmuje dwa scenariusze: scenariusz istniejących polityk i środków (WEM) oraz scenariusz dodatkowych polityk i środków (WAM), zakładający przyspieszenie transformacji. W obu scenariuszach następuje bardzo duży wzrost mocy osiągalnej netto, wynikający przede wszystkim z rozbudowy fotowoltaiki i energetyki wiatrowej — źródeł charakteryzujących się relatywnie niskimi wskaźnikami wykorzystania mocy. W WAM całkowita moc rośnie z 74,6 GW w 2025 r. do 155,8 GW w 2040 r., natomiast w WEM — do 127,9 GW. Tak znaczny przyrost nie oznacza jednak proporcjonalnego zwiększenia zasobów, których produkcją można sterować niezależnie od warunków pogodowych.

Między 2025 a 2040 r. sterowalne moce wytwórcze zwiększają się w WAM jedynie o 3,8 GW z 35,6 do 39,3 GW. W WEM zmniejszają się natomiast o 0,7 GW z 34,5 do 33,8 GW. Następuje więc przede wszystkim zmiana ich struktury paliwowej: jednostki węglowe są stopniowo zastępowane przez źródła wykorzystujące gaz, a po 2035 r. również przez energetykę jądrową. W 2030 r. moc sterowalna wynosi w obu scenariuszach około 33,8 GW i jest niższa niż w 2025 r. W WAM jest to minimum w całym okresie analizy, natomiast w WEM dalszy spadek do 32,7 GW następuje w 2035 r.

---

[6] https://tvn24.pl/biznes/rynki/ebi-przestanie-finansowac-inwestycje-gazowe-z-koncem-2021-roku-ra985526-ls4509545

Przyrost mocy gazowych i biometanowych nie rekompensuje w pełni ubytku jednostek węglowych. W latach 2025–2030 w WAM ubywa 7,4 GW mocy węglowych, podczas gdy mocy opartych na gazie i biometanie przybywa 5,4 GW. W WEM wartości te wynoszą odpowiednio 6,7 i 5,6 GW. Powstającą różnicę model uzupełnia przede wszystkim magazynami energii oraz DSR. Część ciężaru bilansowania systemu zostaje tym samym przeniesiona z jednostek zdolnych do długotrwałej produkcji na zasoby o ograniczonym czasie działania lub dostępności. Szczególnie istotne jest założone tempo rozwoju magazynów: w WAM ich moc rośnie z 0,55 GW w 2025 r. do 5,9 GW w 2030 r. i 19,1 GW w 2040 r.

KPEiK przewiduje stopniowe ograniczanie roli węgla, ale jednocześnie potwierdza konieczność utrzymania części jednostek w systemie. W WAM moc węglowa spada z 25,5 GW w 2025 r. do 13,3 GW w 2035 r. i 4,6 GW w 2040 r. W WEM w 2040 r. pozostaje 8,9 GW. Produkcja energii z węgla maleje przy tym znacznie szybciej niż moc: między 2025 a 2035 r. w WAM spada o 85 proc., podczas gdy moc węglowa zmniejsza się o 47,9 proc. Jednostki węglowe pozostają zatem w systemie, lecz pracują coraz krócej, przechodząc stopniowo do roli rezerwowej, szczytowej i podszczytowej.

KPEiK stwierdza, że jednostki węglowe nie powinny być wycofywane do czasu pokrycia zapotrzebowania na moc przez inne źródła, niezależnie od przewidywanego czasu ich pracy i możliwości osiągnięcia rentowności na rynku energii[7]. Dokument rozpoznaje tym samym problem luki finansowej: spadek produkcji ogranicza przychody z rynku hurtowego, mimo że jednostki pozostają potrzebne z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu. Prowadzi to do wskazanej w KPEiK konieczności stworzenia mechanizmu finansowania źródeł węglowych w okresie transformacji, również po 2028 r.

2.2.3. Rynek mocy

Ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy ustanowiła mechanizm aukcyjny, w ramach którego dostawcy przyjmują obowiązek mocowy w zamian za wynagrodzenie finansowane z opłaty mocowej pobieranej od odbiorców energii. Konstrukcja rynku mocy była następnie wielokrotnie modyfikowana. Nowelizacja z 23 lipca 2021 r. wprowadziła do prawa krajowego unijny limit emisyjny, natomiast zmiany przyjęte w styczniu 2025 r. ustanowiły aukcje uzupełniające, umożliwiające udział jednostek przekraczających ten limit w zakresie objętym odstępstwem uzyskanym od Komisji Europejskiej.

„Ocena funkcjonowania rynku mocy w latach 2018–2024", przedłożona przez Ministra Klimatu i Środowiska i przyjęta przez Radę Ministrów 18 lutego 2025 r., pozytywnie ocenia działanie mechanizmu. Wskazuje na poprawę wystarczalności krajowych zasobów wytwórczych oraz brak konieczności wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu energii. Nie oznacza to jednak, że rola rynku mocy została wyczerpana. Przeciwnie, dokument jednoznacznie wskazuje na konieczność dalszego stosowania tego mechanizmu w celu utrzymania wystarczającego poziomu mocy dyspozycyjnych w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Decyzja o kontynuacji rynku mocy i jego przyszłym kształcie ma szczególne znaczenie ze względu na obowiązujące terminy. Z końcem 2028 r. wygasa odstępstwo od limitu emisyjnego, a tym samym możliwość otrzymywania płatności mocowych przez objęte nim jednostki węglowe. Brak nowych rozwiązań przed tą datą stwarza ryzyko jednoczesnego zgłaszania do wycofania znacznej części floty węglowej, niezależnie od jej znaczenia dla bilansu mocy.

[7] Załącznik 2. do aKPEiK – Scenariusz referencyjny WEM

Ostatnim okresem dostaw objętym dotychczas przeprowadzoną aukcją główną jest 2030 r. Aukcja ta odbyła się w grudniu 2025 r. i jest ostatnią przeprowadzoną na podstawie obecnie obowiązujących przepisów. Rozwiązania obowiązujące po 2030 r. mają zostać odrębnie uzgodnione z Komisją Europejską. Według stanu na koniec sierpienia 2026 r. nie opublikowano jednak urzędowego dokumentu określającego szczegółowy kształt mechanizmu po 2030 r. Ogólne deklaracje polityczne i zapowiedzi medialne nie zostały dotychczas przełożone na projekt regulacji, harmonogram jej wdrożenia ani formalne stanowisko rządu. **Szybkie rozstrzygnięcie przyszłości rynku mocy jest szczególnie istotne ze względu na czas potrzebny do przygotowania i budowy nowych źródeł wytwórczych, co szerzej omówiono w rozdziale 9.**

3. Charakterystyka Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

3.1. Struktura mocy zainstalowanej 2020–2025

Między końcem 2020 a końcem 2025 r. moc zainstalowana w KSE wzrosła o 28 093 MW. Aż 26 877 MW tego przyrostu, czyli 95,7 proc., przypadło na kategorię obejmującą elektrownie wiatrowe i pozostałe odnawialne źródła energii. Moc jednostek gazowych zwiększyła się o 3 564 MW — z 2 782 do 6 346 MW[8].

Tabela 1. Moc zainstalowana w KSE według PSE, stan na 31 grudnia [MW]

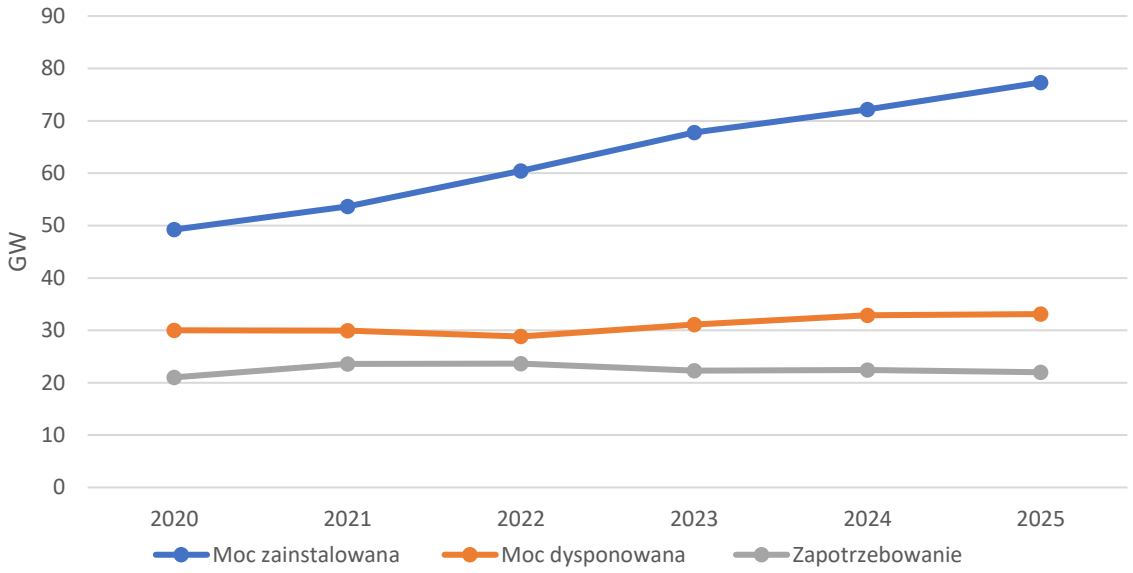
Kategoria	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ogółem KSE	49 238	53 656	60 446	67 770	72 188	77 331
Elektrownie zawodowe razem	36 364	38 570	38 867	40 552	40 365	40 225
w tym wodne	2 356	2 380	2 421	2 426	2 430	2 431
w tym na węglu kamiennym	22 747	24 611	24 897	25 111	23 711	23 097
w tym na węglu brunatnym	8 478	8 262	8 262	8 284	8 249	8 351
w tym gazowe	2 782	3 317	3 288	4 732	5 976	6 346
Wiatrowe i inne odnawialne	10 229	15 086	21 578	27 217	31 823	37 106
Elektrownie przemysłowe	2 645	—	—	—	—	—
Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD)	29 429	27 850	27 129	29 524	28 861	28 124
Jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi (nJWCD)	19 810	25 806	33 317	38 246	43 327	49 207

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych PSE z raportów rocznych dotyczących funkcjonowania KSE.

Zmianie uległa nie tylko wielkość, lecz przede wszystkim struktura mocy. Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), których pracą operator systemu przesyłowego może sterować bezpośrednio, zmniejszyły moc zainstalowaną z 29 429 MW na koniec 2020 r. do 28 124 MW na koniec 2025 r., a więc o 1 305 MW. W tym samym okresie moc pozostałych jednostek wzrosła z 19 810 do 49 207 MW[9]. Należy przy tym zaznaczyć, że status nJWCD nie oznacza całkowitego braku możliwości sterowania pracą źródła. Część tej grupy, w tym elektrociepłownie i biogazownie, może dostosowywać produkcję do potrzeb systemu, choć w węższym zakresie niż JWCD.

[8] PSE, Raporty roczne dotyczących funkcjonowania KSE za lata 2020-2025
[9] PSE, Raporty roczne dotyczących funkcjonowania KSE za lata 2020-2025

Wykres 2. Moc zainstalowana, średnioroczna moc dysponowana i średnioroczne zapotrzebowanie brutto KSE w latach 2020–2025 [GW]



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych PSE z raportów rocznych dotyczących funkcjonowania KSE.

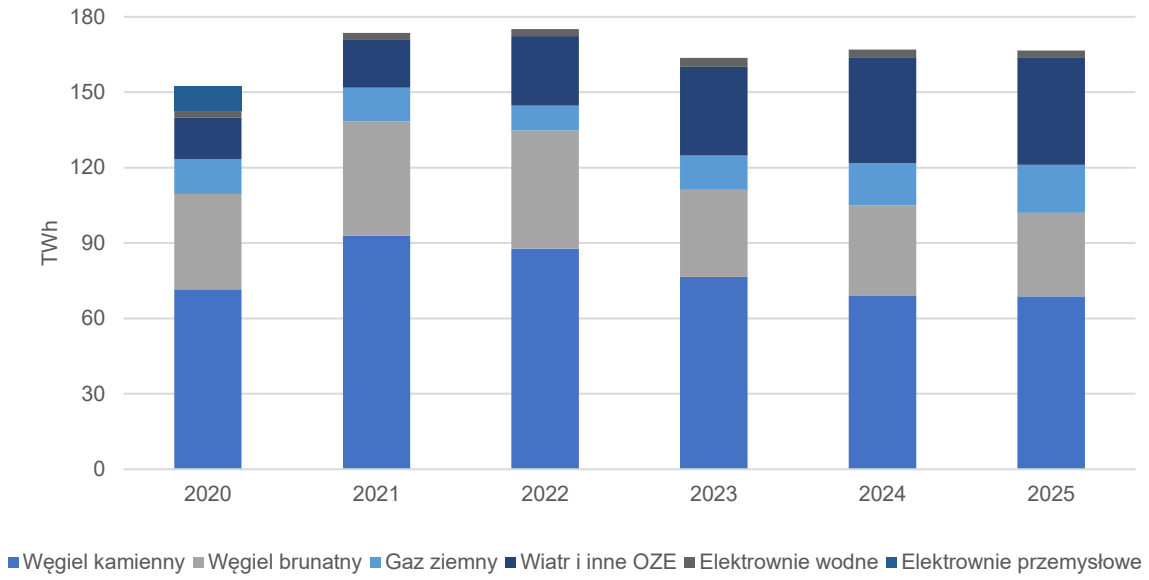
Przyrost mocy zainstalowanej tylko w ograniczonym stopniu przełożył się na wzrost przeciętnej mocy dostępnej dla operatora. Wynika to z dominującego udziału źródeł pogodozależnych w nowych mocach, których bieżąca produkcja zależy od warunków wiatrowych i nasłonecznienia. **Z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE kluczowe znaczenie ma jednak nie średni poziom dostępnej mocy, lecz jej rezerwa w godzinach krytycznych — zwłaszcza w okresach wysokiego zapotrzebowania, niskiej produkcji ze źródeł pogodozależnych oraz ograniczonego importu.**

3.2. Struktura produkcji energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce wzrosła z 152,3 TWh w 2020 r. do 166,5 TWh w 2025 r., przy czym jej przebieg nie był równomierny. Najwyższą wartość — 175,2 TWh — odnotowano w 2022 r[10]. Skala zmian produkcji była wyraźnie większa niż zmiana krajowego zapotrzebowania, co wynikało przede wszystkim ze znaczących zmian salda wymiany międzysystemowej. W 2020 r. Polska była znaczącym importerem energii netto, natomiast w 2022 r. stała się jej eksporterem.

[10] PSE, Raporty roczne dotyczących funkcjonowania KSE za lata 2020-2025

Wykres 3. Struktura produkcji energii elektrycznej brutto według technologii w latach 2020–2025 [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych PSE z raportów rocznych dotyczących funkcjonowania KSE.

W strukturze paliwowej następowało stopniowe ograniczanie roli węgla. Łączna produkcja z węgla kamiennego i brunatnego spadła ze 109,5 TWh w 2020 r. do 102,1 TWh w 2025 r., a jej udział w produkcji ogółem zmniejszył się z 71,9 do 61,3 proc. W tym samym okresie produkcja z gazu wzrosła z 13,9 do 19,1 TWh. Największa zmiana dotyczyła odnawialnych źródeł energii, których produkcja zwiększyła się z 16,4 do 42,7 TWh, a udział w krajowym miksie — z 10,8 do 25,7 proc[11].

Zmianom struktury produkcji towarzyszył spadek wykorzystania mocy jednostek konwencjonalnych. Współczynnik wykorzystania mocy elektrowni na węglu kamiennym wynosił 35,8 proc. w 2020 r., wzrósł do 43,2 proc. w 2021 r., a następnie obniżył się do 33,2 proc. w 2024 r. i 34,0 proc. w 2025 r. W przypadku elektrowni na węglu brunatnym spadł z 51,0 do 45,6 proc. Wzrost mocy gazowych również nie oznacza ich intensywnej pracy w podstawie systemu: współczynnik ich wykorzystania zmniejszył się z 57,0 do 34,4 proc[12]. Część tego spadku ma charakter statystyczny, ponieważ nowe bloki były oddawane do eksploatacji w trakcie roku i nie mogły pracować przez cały okres sprawozdawczy.

Tabela 2. Współczynnik wykorzystania mocy jednostek cieplnych w latach 2020-2025 [%]

Technologia	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Węgiel kamienny	35,8	43,2	40,2	34,8	33,2	34,0
Węgiel brunatny	51,0	62,7	64,9	47,6	49,5	45,6
Gaz	57,0	46,0	34,7	32,9	31,9	34,4

Źródło: Opracowanie własne na bazie ENTSO-E.

Im krócej pracuje elektrownia konwencjonalna, tym mniej energii sprzedaje, choć nadal ponosi niemal te same koszty stałe. Aby je pokryć, musi więc uzyskać wyższą marżę na każdej sprzedanej MWh. Jeśli przychody na to nie wystarczają, powstaje luka finansowa. W przypadku elektrowni węglowych problem pogłębia wzrost cen uprawnień do

[11] PSE, Raporty roczne dotyczących funkcjonowania KSE za lata 2020-2025
[12] Obliczenia własne na podstawie danych ENSTO-E

emisji CO_2. Podnosi on koszty produkcji, przez co jednostki te są rzadziej uruchamiane i mają jeszcze mniej okazji do pokrycia kosztów stałych na rynku energii.

Analiza źródeł literaturowych wskazuje, że jednostkowy koszt stały bloku węglowego mieści się w przedziale od 134 do 227 tys. zł na 1 MW rocznie, przy medianie wynoszącej 173 tys. zł. Dla bloku o mocy 200 MW oznacza to łączny koszt od około 27 do 45 mln zł rocznie, a dla jednostki o mocy 1 000 MW — od 134 do 227 mln zł.

Tabela 3. Koszty stałe i wymagana marża po kosztach zmiennych

Wariant	Koszt stały [tys. zł/MW/rok]	Blok 200 MW [mln zł/rok]	Blok 1000 MW [mln zł/rok]	Wymagana marża [zł/MWh]
Dolna granica przedziału	134	26,8	133,8	45
Mediana źródeł	173	34,5	172,7	58
Górna granica przedziału	227	45,5	227,3	76

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych Danish Energy Agency, US Energy Information Administration, Fraunhofer ISE, Międzynarodowej Agencji Energii, Lazard

Przy współczynniku wykorzystania mocy zbliżonym do 34 proc. jednostka pracuje przez około 3 000 godzin w roku. Aby pokryć koszty stałe, musi wówczas uzyskać na każdej wyprodukowanej megawatogodzinie marżę w wysokości od 45 do 76 zł ponad koszt paliwa, uprawnień do emisji i pozostałe koszty zmienne. Jest to rachunek ilustracyjny, ponieważ rzeczywiste koszty zależą m.in. od wieku i stanu technicznego jednostki, a także od charakteru jej pracy — liczby uruchomień i odstawień oraz tempa zmian obciążenia.

Obliczenie oparte na średnim współczynniku wykorzystania całej floty nie oddaje sytuacji jednostek pracujących najkrócej. W przypadku bloku wykorzystywanego przez 1 000 godzin w roku marża niezbędna wyłącznie do pokrycia kosztów stałych wzrasta do około 134–227 zł/MWh. Nie jest to przy tym scenariusz wyłącznie teoretyczny. W 2025 r. na 48 jednostek zasilanych węglem kamiennym podłączonych do KSE poniżej tego poziomu pracowało dziewięć, podczas gdy w 2022 r. były to tylko dwie jednostki. Liczba takich bloków systematycznie rośnie. Im krótszy jest czas pracy jednostki utrzymywanej na potrzeby bezpieczeństwa systemu, tym mniejsze są jej przychody z rynku energii i tym wyższej marży wymaga każda wyprodukowana megawatogodzina. **Wraz ze spadkiem liczby godzin pracy coraz bardziej realne jest ich trwałe odstawienie w przypadku braku mechanizmów wynagradzających gotowość do pracy.**

3.3. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej

W ujęciu rocznym Polska była importerem netto w pięciu z sześciu analizowanych lat. Przyjmując wartości dodatnie dla importu netto, saldo wymiany wyniosło kolejno: 13,10 TWh w 2020 r., 1,01 TWh w 2021 r., −1,10 TWh w 2022 r., 4,06 TWh w 2023 r., 2,48 TWh w 2024 r. oraz 1,02 TWh w 2025 r. Poza wyjątkowym 2020 r. wielkość rocznego salda pozostawała zatem ograniczona. Znacznie większe były przepływy brutto w obu kierunkach. W 2025 r. Polska zaimportowała 11,94 TWh i wyeksportowała 10,92 TWh energii[13]. Pokazuje to, że połączenia międzysystemowe służą przede wszystkim bieżącej wymianie handlowej i optymalizacji pracy połączonych rynków, a nie trwałemu pokrywaniu krajowego niedoboru energii.

Inny obraz wyłania się z analizy godzin najwyższego zapotrzebowania. W stu godzinach o największym zapotrzebowaniu w poszczególnych latach Polska była importerem netto w 85–

[13] Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych ENSTO-E

92 przypadkach. Wyjątkiem był 2022 r., kiedy import netto wystąpił w 46 ze 100 takich godzin. W zależności od roku import pokrywał w okresach szczytowych od 0,7 do 6,0 proc. zapotrzebowania, co odpowiadało mocy od 168 do 1 533 MW[14]. Wyniki te prowadzą do dwóch uzupełniających się wniosków. Po pierwsze, połączenia międzysystemowe nie zastępują krajowej floty wytwórczej. Nawet w godzinach najwyższego zapotrzebowania źródła krajowe pokrywały od 94 do ponad 99 proc. potrzeb systemu. Po drugie, KSE regularnie korzystał z importu właśnie w okresach największego zapotrzebowania. Moc rzędu 1–1,5 GW jest porównywalna z rezerwą utrzymywaną w części takich godzin.

Nie oznacza to jednak, że historyczna dostępność importu może być bezpośrednio przenoszona na zdarzenia skrajne. Możliwość pozyskania energii w godzinie krytycznej zależy od sytuacji bilansowej w państwach sąsiednich, a zimowe szczyty zapotrzebowania oraz okresy niskiej generacji OZE w Europie Środkowej występują w znacznym stopniu równocześnie. **Import może więc zwiększać elastyczność i bieżący margines bezpieczeństwa KSE, lecz nie stanowi pełnowartościowego substytutu krajowych mocy dyspozycyjnych.**

3.4. Rola jednostek konwencjonalnych w regulacji systemu

Moc wyrażona w megawatach opisuje zdolność źródła do dostarczania mocy w danej chwili. Nie obejmuje jednak wszystkich właściwości technicznych niezbędnych do stabilnej pracy systemu, w szczególności utrzymania częstotliwości i napięcia bezpośrednio po wystąpieniu zakłócenia. Dwie z nich — inercja oraz udział w mocy zwarciowej systemu — wynikają bezpośrednio z fizycznych właściwości maszyn synchronicznych. Ich wartość nie jest widoczna w cenie energii, a jednostki konwencjonalne aktualnie nie otrzymują odrębnego wynagrodzenia wyłącznie za ich dostarczanie.

Wirujący zespół turbina–generator gromadzi energię kinetyczną. W przypadku nagłego ubytku generacji część tej energii jest samoczynnie oddawana do sieci. Inercja nie zapobiega spadkowi częstotliwości, lecz ogranicza szybkość tego spadku, dając automatyce zabezpieczeniowej i regulacji częstotliwości czas na reakcję. Generator synchroniczny wnosi również prąd zwarciowy. Bezpośrednio po wystąpieniu zwarcia może on przez krótki czas dostarczać prąd wielokrotnie przekraczający wartość znamionową — zazwyczaj od pięciu do dziesięciu razy. Trzecią istotną funkcją jest regulacja napięcia i mocy biernej.

Elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne oddają moc do sieci za pośrednictwem inwerterów. Dominujące obecnie układy podążające za siecią wymagają zewnętrznego odniesienia napięcia i częstotliwości, aby zsynchronizować wprowadzany prąd. Nie wnoszą naturalnej inercji synchronicznej — w przypadku fotowoltaiki nie występuje masa wirująca, natomiast w turbinach wiatrowych jest ona oddzielona od sieci przez przekształtnik. Ograniczona jest również ich zdolność do dostarczania prądu zwarciowego. Układy tworzące sieć mogą syntetycznie odtworzyć część tych funkcji, w tym kształtować napięcie i częstotliwość oraz zapewniać szybką odpowiedź na zakłócenia. Wymaga to jednak odpowiedniego wyposażenia, algorytmów sterowania, rezerwy mocy oraz źródła energii dla odpowiedzi dynamicznej. Nie jest to właściwość automatycznie przypisana każdej instalacji OZE z chwilą jej przyłączenia do sieci.

System dynamicznie się zmienia, co wpływa na parametry pracy sieci. Skalę zachodzących zmian pokazuje liczba godzin, w których generacja niesynchroniczna przewyższała generację

[14] Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych ENSTO-E

synchroniczną. W 2020 i 2021 r. taka sytuacja nie wystąpiła ani razu. W 2022 r. odnotowano 6 takich godzin, w 2023 r. — 276, w 2024 r. — 662, a w 2025 r. już 1 016[15]. W ciągu trzech lat system przeszedł zatem od sporadycznej przewagi źródeł niesynchronicznych do stanu, w którym utrzymuje się ona przez ponad tysiąc godzin rocznie.

PSE nie publikuje danych o poziomie inercji całego KSE ani o mocy zwarciowej w poszczególnych węzłach sieci. Doświadczenia innych systemów pokazują, że nie jest to zagadnienie wyłącznie teoretyczne. Operator irlandzki określa minimalny poziom inercji systemowej, dopuszczalny udział generacji niesynchronicznej w danej chwili oraz minimalną liczbę jednostek konwencjonalnych pozostających w pracy niezależnie od wyniku rynku[16]. Część właściwości systemowych można zapewnić bez wytwarzania energii. Kompensator synchroniczny jest maszyną synchroniczną pracującą bez turbiny: wnosi inercję i moc zwarciową oraz reguluje moc bierną, nie produkując energii elektrycznej. Rozwiązanie to jest technicznie dostępne, ale wymaga odrębnych nakładów inwestycyjnych i wynagrodzenia za dostarczoną inercję.

Jednostki konwencjonalne wnoszą zatem do systemu dwie odrębne warstwy wartości. Pierwsza obejmuje produkcję energii oraz dostępność mocy w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Druga obejmuje właściwości niezbędne do stabilnej pracy sieci: inercję, moc zwarciową oraz lokalną regulację napięcia i mocy biernej. Pierwszą warstwę można zastępować innymi źródłami energii, magazynami lub redukcją zapotrzebowania. Zastąpienie drugiej wymaga pozostawienia maszyn synchronicznych albo budowy osobnych urządzeń i odpowiednio zaprojektowanych układów przekształtnikowych. **Koszt zapewnienia tych właściwości nie znika wraz z wycofaniem bloku konwencjonalnego. Zostaje jedynie przeniesiony z kosztu utrzymania istniejącej jednostki do kosztu nowych inwestycji i usług.**

4. Technologie sterowalne

Jednostka sterowalna to jednostka wytwórcza, której poziom produkcji może być celowo zmieniany — przez jej uruchomienie lub odstawienie, a także zwiększenie bądź zmniejszenie mocy — zgodnie z poleceniem operatora lub przyjętym harmonogramem pracy i w granicach parametrów technicznych. Sterowalność opisuje zatem techniczną zdolność do regulowania produkcji, nie zaś bieżącą dostępność jednostki. Jednostka może być sterowalna, a jednocześnie czasowo niedostępna z powodu awarii, remontu, braku paliwa lub innych ograniczeń.

4.1. Węgiel kamienny i brunatny

Trzon polskiej floty źródeł sterowalnych stanowią źródła węglowe. Największą część tego zasobu stanowią bloki klasy 200 MW. Według danych Agencji Rynku Energii (ARE) w 2024 r. były to 53 jednostki o łącznej mocy 12 247 MW[17], czyli około jednej szóstej mocy zainstalowanej w KSE. Ich sprawność mieści się w przedziale 31–38 proc.[18] Projektowano je do pracy w podstawie systemu, co jest główną przyczyną ich ograniczonej elastyczności.

[15] Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych ENSTO-E
[16] https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/20240717_EirGrid_and_SONI_System_Strengh_Stakeholder_Presentation_0.pdf
[17] ARE, „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2024”
[18] Forum Energii, „Bloki 200 MW — na emeryturę czy do pracy?”

Bloki zmodernizowane w ramach programu Bloki 200+, prowadzonego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, osiągają lepsze parametry elastyczności. W dwóch jednostkach pilotażowych — bloku nr 6 Elektrowni Jaworzno III oraz bloku nr 4 Elektrowni Połaniec — obniżono minimum techniczne z około 70 proc. do około 40 proc. mocy osiągalnej, zwiększono gradient zmiany mocy z około 1 do około 4 proc. na minutę oraz skrócono czas rozruchu: ze stanu zimnego z 7 godzin 15 minut do 4 godzin 13 minut, a ze stanu gorącego z 3 godzin 50 minut do 1 godziny 43 minut. Jednocześnie sprawność przy niskim obciążeniu wzrosła o 0,64 pkt proc.

Tabela 4. Parametry regulacyjne bloku klasy 200 MW przed modernizacją i po niej

Parametr	Przed modernizacją	Po modernizacji
Minimum techniczne	70% (140,8 MWe)	40% (ok. 90 MWe)
Gradient zmiany mocy	1,0%/min (1,9 MWe/min)	4,1%/min (9,2 MWe/min)
Rozruch ze stanu zimnego	7 h 15 min	4 h 13 min
Rozruch ze stanu ciepłego	5 h 30 min	2 h 25 min
Rozruch ze stanu gorącego	3 h 50 min	1 h 43 min
Sprawność przy niskim obciążeniu	33,61%	34,25%

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych programu Bloki 200+[19].

Ograniczenie programu do dwóch jednostek nie oznacza jednak, że wszystkie pozostałe bloki klasy 200 MW mają równie wysokie minima techniczne i równie niskie gradienty zmiany mocy jak jednostki zakwalifikowane do modernizacji. Analiza pracy poszczególnych bloków na podstawie danych godzinowych ENTSO-E pokazuje, że wiele z nich obniża moc do około 50 proc., a tempo zmiany ich obciążenia jest wyższe, choć nie osiąga poziomów uzyskanych w blokach zmodernizowanych w ramach programu Bloki 200+ pokazuje to, że stan techniczny poszczególnych jednostek klasy 200 MW jest zróżnicowany i jest pochodną przeprowadzanych w przeszłości modernizacji. Odczytywanie takich parametrów ze średnich godzinowych jest jednak obarczone błędem i może nie ukazywać pełnego zakresu elastyczności jednostek.

Tabela 5. Parametry pracy floty węglowej według klas mocy w latach w 2025

Klasa i paliwo	Liczba jednostek	Średnia moc maksymalna netto	Zaobserwowane minimum	Współczynnik wykorzystania mocy	Rozruchy
1000 MW, węgiel kamienny	4	882 MW	38,8%	47,8%	17,7
500 MW, węgiel kamienny	2	539 MW	48,4%	38,6%	31,9
400 MW, węgiel kamienny	5	381 MW	44,6%	24,6%	27,0
400 MW, węgiel brunatny	13	363 MW	49,9%	60,0%	27,2
200 MW, węgiel kamienny	39	210 MW	47,8%	32,2%	30,2
200 MW, węgiel brunatny	5	232 MW	38,4%	53,2%	22,8
700 MW, węgiel brunatny	1	799 MW	46,5%	58,1%	20,7

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Rocznik ARE nie podaje sprawności bezpośrednio, ale publikuje wskaźnik zużycia energii paliwa oraz produkcję energii elektrycznej. Zużycie uwzględnia rozruchy, pracę przy częściowym obciążeniu, w tym wynikającą z poleceń redysponowania, oraz postoje.

[19] https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2023/12/WEGIELWIATR_E_BOOK.pdf

Sprawność nominalna odnosi się natomiast do pracy z mocą znamionową w warunkach projektowych, dlatego jest wyższa od sprawności osiąganej w rzeczywistej eksploatacji. Średnioroczna sprawność eksploatacyjna w 2024 r. wyniosła 43,1 proc. dla bloków klasy 460–1 100 MW, 38,2 proc. dla bloków 360 MW, 38,0 proc. dla bloków 200 MW i 33,1 proc. dla bloków 120 MW[20]. Dla porównania nominalna sprawność bloku B11 w Kozienicach wynosi 45,6 proc[21].

Różnica między sprawnością nominalną a eksploatacyjną stanowi miarę kosztu pracy cyklicznej. Blok pracujący przez cały rok z mocą znamionową osiągałby sprawność zbliżoną do nominalnej. Jednostka odstawiana kilkanaście razy w roku i regularnie schodząca do minimum technicznego traci sprawność podczas rozruchów oraz pracy przy częściowym obciążeniu. Efekt ten jest widoczny w danych ARE, jednak ich zagregowany charakter nie pozwala wyodrębnić wpływu samych rozruchów ani parametrów poszczególnych jednostek.

Najwyższy wskaźnik dyspozycyjności czasowej osiągają bloki 360 MW — 85,6 proc. Dla bloków 200 MW wynosi on 82,6 proc., dla bloków klasy 460–1 100 MW — 81,1 proc., a dla bloków 120 MW — 68,4 proc[22].

Struktura wiekowa floty cieplnej[23] jest silnie przesunięta w kierunku jednostek wieloletnich. W 2024 r. ponad 30 lat miały jednostki odpowiadające za 65,00 proc. mocy kotłów energetycznych oraz 56,91 proc. mocy turbozespołów zawodowych elektrowni cieplnych. Jednostki mające nie więcej niż pięć lat odpowiadały zaledwie za 5,81 proc. wydajności kotłów i 11,80 proc. mocy turbozespołów[24]. Różnica między tymi udziałami wynika z przyrostu mocy nowych turbozespołów związanych z jednostkami gazowymi. **Zaawansowany wiek istniejących bloków węglowych będzie nieuchronnie wymuszał ich zastępowanie nowymi jednostkami lub co najmniej głębokie modernizacje.**

4.2. Gaz ziemny

Moc osiągalna źródeł gazowych wzrosła z 2 782 MW na koniec 2020 r. do 6 346 MW na koniec 2025 r[25]. Sześć największych bloków gazowo-parowych dysponuje łącznie mocą 3 511 MW, przy czym ponad jedna trzecia tej wartości przypada na jedną inwestycję — dwa bloki Elektrowni Dolna Odra oddane w 2024 r.

Tabela 6. Bloki gazowo-parowe w KSE

Jednostka	Moc	Uruchomienie
Włocławek	463 MW	2017
Płock	600 MW	2018
Stalowa Wola	450 MW	2020
Żerań	494 MW	2021
Dolna Odra (dwa bloki)	2 × 683 MW	2024

Źródło: Opracowanie własne na bazie komunikatów inwestorów.

W budowie pozostaje kilkanaście bloków gazowo-parowych, których realizację rozpoczęto po uzyskaniu kontraktów mocowych. Najbardziej zaawansowane są inwestycje w Grudziądzu, Ostrołęce i Koninie. Jednostki te uzyskały kontrakty mocowe zobowiązujące je do rozpoczęcia pracy na początku 2026 r., jednak według stanu na sierpień 2026 r. żadna z nich nie została

[20] ARE, „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2024"
[21] https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/enea-oddala-do-uzytku-blok-b11-o-mocy-1075-mw-w-kozienicach/
[22] ARE, „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2024"
[23] ARE uwzględnia w tej kategorii łącznie elektrownie zasilane węglem kamiennym, brunatnym i gazem
[24] ARE, „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2024"
[25] PSE S.A., raporty roczne z funkcjonowania KSE

jeszcze oddana do eksploatacji. W aukcji dogrywkowej na 2029 r. oraz aukcji głównej na 2030 r. zakontraktowano ponad 5 GW mocy gazowych, z których większość ma powstać w technologii gazowo-parowej[26].

Bloki gazowo-parowe mogą pracować z mniejszym obciążeniem niż bloki węglowe klasy 200 MW. Ich minimalne obciążenie wynosi 30–50 proc.[27], a według innych źródeł 30–40 proc.[28], co oznacza parametry zbliżone do nowoczesnych bloków nadkrytycznych. Wyższa jest natomiast ich zdolność do zmiany obciążenia: gradient, wyrażony jako procent mocy znamionowej na minutę, wynosi 4–8 proc[29]. Sprawność nowoczesnych układów gazowo-parowych może przekraczać 60 proc[30].

W aukcji na rok dostaw 2030 zakontraktowano pierwsze wielkoskalowe bloki w układzie otwartym. Mają one powstać w Dolnej Odrze i Rybniku w ramach inwestycji PGE[31] oraz w Jaworznie w ramach inwestycji Tauronu[32]. Turbiny gazowe w układzie otwartym należą do najbardziej elastycznych konwencjonalnych jednostek wytwórczych — zarówno pod względem gradientu zmiany mocy, jak i czasu rozruchu ze stanu zimnego. Dlatego w kolejnych latach należy spodziewać się dalszych decyzji inwestycyjnych dotyczących jednostek OCGT.

Przykładowo GE Vernova podaje, że turbina klasy H o mocy 448 MW osiąga gradient zmiany mocy 65 MW na minutę i może zostać uruchomiona ze stanu gorącego w 23 minuty[33]. Nominalna sprawność takiego układu w cyklu otwartym jest jednak znacznie niższa niż w przypadku nowoczesnych bloków gazowo-parowych i wynosi 42,9 proc. Jest więc także niższa niż sprawność nominalna nadkrytycznych bloków węglowych. Z tego względu jednostki OCGT są przeznaczone przede wszystkim do pracy szczytowej, częstych zmian obciążenia i licznych cykli pracy.

Podobne, a nawet lepsze parametry elastyczności i sprawności niż jednostki pracujące w cyklu otwartym mogą osiągać silniki tłokowe. Możliwość ich wykorzystania jako kluczowego elementu systemu stabilizującego pracę KSE jest jednak ograniczona niewielką mocą pojedynczego silnika, wynoszącą maksymalnie od kilku do kilkunastu megawatów, co nie wyklucza ich przydatności systemowej i wkładu jaki mogą wnosić w poprawę bezpieczeństwa.

4.3. Energetyka jądrowa

Elektrownie jądrowe osiągają najwyższy spośród wszystkich technologii współczynnik wykorzystania mocy. W 2024 r. wynosił on średnio 83 proc. na świecie, a w Stanach Zjednoczonych przekroczył 90 proc. Francja odstaje od tych wartości ze wskaźnikiem około 70 proc.[34]. Przyczyną nie jest jednak awaryjność, lecz regulacyjna praca części francuskich bloków, polegająca na dostosowywaniu obciążenia do chwilowego zapotrzebowania na energię w systemie.

---

[26] PSE S.A., Wyniki aukcji rynku mocy
[27] Chmielniak T. i inni, „Elastyczność cieplna bloków energetycznych dużej mocy. Możliwości jej wzrostu", Nowa Energia
[28] MAE, World Energy Outlook 2018
[29] MAE, World Energy Outlook 2018
[30] Chmielniak T. i inni, „Elastyczność cieplna bloków energetycznych dużej mocy. Możliwości jej wzrostu", Nowa Energia
[31] https://www.gkpge.pl/grupa-pge/dla-mediow/komunikaty-prasowe/korporacyjne/sukces-projektow-gazowych-pge-w-aukcji-rynku-mocy
[32] https://media.tauron.pl/pr/862141/tauron-wybuduje-jednostke-szczytowa-typu-ocgt-w-jaworznie-ze-wsparciem-z-rynku-mocy
[33] https://www.gevernova.com/gas-power/products/gas-turbines/9ha
[34] World Nuclear Association, „World Nuclear Performance Report 2025"

Rozróżnienie współczynnika wykorzystania mocy i dyspozycyjności technicznej jest tu kluczowe: pierwszy mierzy, ile energii jednostka rzeczywiście wyprodukowała, drugi — ile mogła wyprodukować. Wysoki współczynnik wykorzystania mocy elektrowni jądrowych wynika przede wszystkim z uwarunkowań ekonomicznych, a nie tylko technicznych. Wysokie nakłady inwestycyjne w połączeniu z niskimi kosztami zmiennymi sprawiają, że ograniczanie ich produkcji jest nieopłacalne. Dlatego bloki jądrowe najczęściej pracują z mocą znamionową. Znaczenie ma również specyfika gospodarki paliwowej i wieloletnich cykli paliwowych, która ogranicza ekonomiczne korzyści z redukowania produkcji.

Dla polskiego systemu oznacza to, że blok jądrowy będzie zasobem dyspozycyjnym w sensie technicznym, ale na rynku będzie zachowywał się jak jednostka pracująca w podstawie obciążenia. Odmienny model pracy wymagałby takiego ukształtowania mechanizmu wsparcia, aby świadczenie regulacji było ekonomicznie uzasadnione. Prowadziłoby to jednak do wzrostu jednostkowego kosztu wytwarzania energii.

Jednym z istotnych ograniczeń regulacyjnej pracy bloków jądrowych jest również długi czas rozruchu, wynoszący 15–20 godzin. Jednocześnie gradient zmiany mocy może sięgać około 5 proc. mocy znamionowej na minutę, a minimum techniczne jest relatywnie niskie i wynosi około 30 proc[35].

4.4. Biomasa i biogaz

Biomasa i biogaz stanowią w polskim systemie niewielki, lecz sterowalny zasób. W 2024 r. moc osiągalna źródeł wykorzystujących biomasę stałą wynosiła 0,9 GW, a biogaz — 0,3 GW, co łącznie odpowiadało 4,4 proc. maksymalnego zapotrzebowania w 2025 r.[36] Jedyną dużą jednostką opalaną wyłącznie biomasą jest blok nr 8 Elektrowni Połaniec o mocy 225 MW. Pozostałe źródła mają niewielką moc lub wykorzystują współspalanie. W drugim przypadku ich „moc biomasowa” stanowi część mocy bloku węglowego, a nie odrębny zasób.

Rozwój energetycznego wykorzystania biomasy ogranicza przede wszystkim dostępność surowca. W tym samym kierunku oddziałuje dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED III) wyłącza ze wsparcia publicznego energię wytworzoną z drewna przemysłowego.

Potencjał produkcji biometanu w Polsce jest szacowany nawet na 3,2 mld m³ rocznie[37], lecz jego wykorzystanie pozostaje niewielkie. Doświadczenia innych państw europejskich pokazują, że tylko nieznaczna część biometanu trafia do sektora elektroenergetycznego. W Polsce rynek ten dopiero się tworzy, a jego rozwój hamuje brak mechanizmów zapewniających inwestorom przewidywalne przychody i możliwość osiągnięcia rentowności.

5. Zapotrzebowanie na energię i moc

5.1. Zapotrzebowanie na energię w latach 2020–2025

Zapotrzebowanie na energię i zapotrzebowanie na moc opisują dwa odrębne, choć powiązane wymiary pracy systemu elektroenergetycznego. Pierwsze oznacza ilość energii zużytej w określonym czasie i jest wyrażane w MWh, GWh lub TWh. Pokazuje więc, jaki wolumen musi zostać wytworzony lub zaimportowany, aby pokryć zużycie odbiorców.

[35] Chmielniak T. i inni, „Elastyczność cieplna bloków energetycznych dużej mocy. Możliwości jej wzrostu”, Nowa Energia
[36] Forum Energii, „Transformacja energetyczna w Polsce”. Edycja 2025
[37] Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, Uruchomienie potencjału produkcji polskiego biometanu

Zapotrzebowanie na moc określa natomiast chwilowe tempo poboru energii, wyrażane w MW lub GW. Dla bezpieczeństwa systemu kluczowe jest jego roczne maksimum wraz z wymaganą rezerwą, ponieważ wyznacza poziom zdolności, które muszą być dostępne w konkretnej chwili.

Wysokie zużycie roczne nie musi oznaczać równie wysokiego szczytu i odwrotnie. Dlatego roczny bilans energii nie wystarcza do oceny bezpieczeństwa dostaw. Trzeba również ustalić, czy odpowiednia moc będzie dostępna podczas najwyższego zapotrzebowania, niskiej generacji ze źródeł pogodozależnych i nieplanowanych ubytków jednostek. **Rosnąca moc zainstalowana nie przekłada się bowiem automatycznie na wzrost mocy dyspozycyjnej ani mocy pewnej.**

Tabela 7. Zużycie energii brutto w latach 2020–2025 [TWh]

Rok	TWh
2020	165,5
2021	174,4
2022	173,5
2023	167,5
2024	169,0
2025	167,5

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych PSE z raportów rocznych dotyczących funkcjonowania KSE za lata 2020–2025.

W latach 2020–2025 krajowe zużycie energii elektrycznej brutto pozostawało względnie stabilne. Po pandemicznym 2020 r., gdy wyniosło 165,5 TWh, wzrosło w 2021 r. do rekordowych 174,4 TWh. W 2022 r. osiągnęło 173,5 TWh, w 2023 r. spadło do 167,5 TWh, a po przejściowym wzroście do 169,0 TWh w 2024 r. powróciło w 2025 r. do 167,5 TWh.

W całym okresie zużycie zwiększyło się zatem tylko o 2,0 TWh, czyli o 1,2 proc., a w 2025 r. było o 6,9 TWh, czyli o 4,0 proc., niższe niż w rekordowym 2021 r. Zmiany były mniejsze niż w przypadku krajowej produkcji energii, ponieważ wielkość generacji zależy również od salda wymiany międzysystemowej, omówionego w rozdziale 3.

Niska dynamika wynika częściowo ze sposobu agregowania danych PSE, które nie obejmują energii zużywanej bezpośrednio w miejscu wytworzenia, bez wprowadzania jej do sieci. Dotyczy to przede wszystkim autokonsumpcji z instalacji prosumenckich i innych źródeł pracujących „za licznikiem” u odbiorców końcowych. Wraz z rozwojem fotowoltaiki znaczenie tego zjawiska rośnie, dlatego statystyki PSE nie pokazują całego rzeczywistego zużycia energii w gospodarce ani pełnej dynamiki jego zmian.

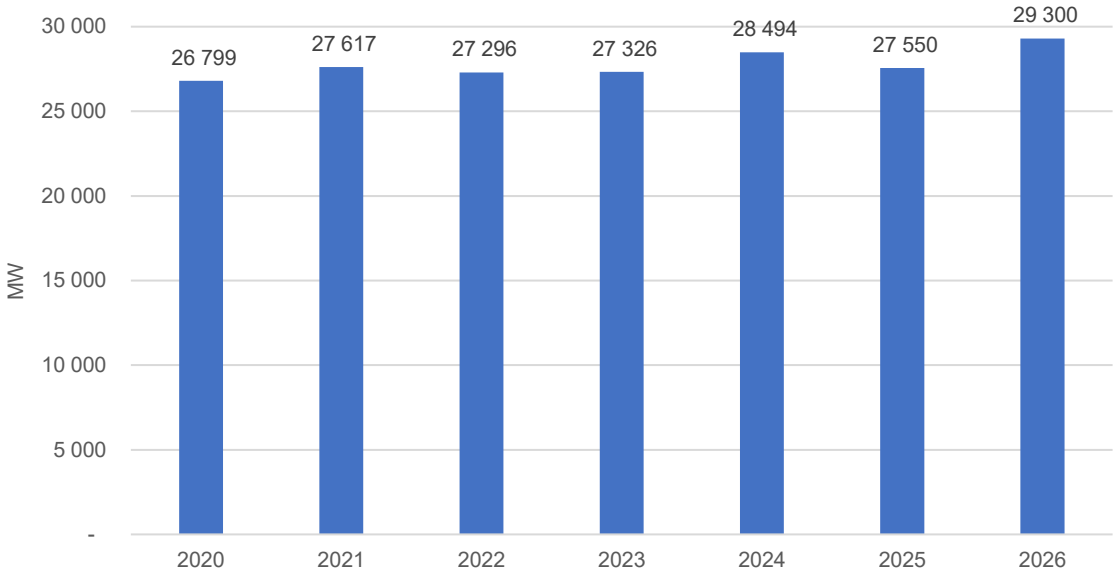
5.2. Zapotrzebowanie na moc i wystarczalność zasobów w latach 2020–2025

W sezonie zimowym 2025/2026 dwukrotnie ustanowiono rekord zapotrzebowania na moc. 9 stycznia 2026 r. osiągnęło ono 27,6 GW netto, czyli 29,2 GW brutto, a 3 lutego o godz. 9:30 wzrosło do 27,7 GW netto i 29,3 GW brutto. Tego samego dnia o godz. 11:45 padł również rekord generacji: 29,8 GW netto i 31,3 GW brutto, przy eksporcie około 2 GW. Poprzedni rekord generacji z 14 stycznia 2026 r. wynosił 28,9 GW netto. Wszystkie te zdarzenia przypadły na okres mrozów, gdy temperatura spadała do około −10°C.

Maksymalne roczne zapotrzebowanie brutto wynosiło kolejno 26 799 MW w 2020 r., 27 617 MW w 2021 r., 27 296 MW w 2022 r., 27 326 MW w 2023 r., 28 494 MW w 2024 r. i 27 550 MW w 2025 r., po czym na początku 2026 r. wzrosło do 29 300 MW. Oznacza to przyrost o 2,5 GW,

czyli 9,3 proc., względem 2020 r. Niższe maksimum z 2025 r. było związane z łagodniejszą zimą. Jego znaczenie po normalizacji temperaturowej przedstawiono w podrozdziale 5.3.

Wykres 4. Maksymalne roczne zapotrzebowanie brutto na moc w KSE [MW]

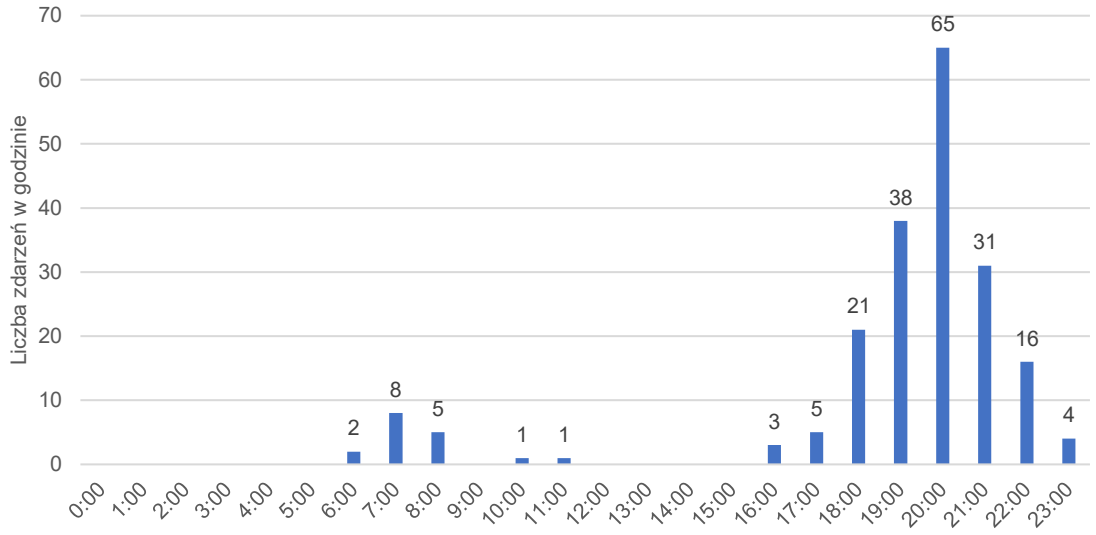


Źródło: Opracowanie własne na bazie komunikatów PSE.

Samo maksymalne zapotrzebowanie nie przesądza o bezpieczeństwie systemu. Równie ważna jest rezerwa, czyli nadwyżka dostępnych zdolności ponad prognozowane zapotrzebowanie. Z dobowych planów koordynacyjnych PSE wynika, że w 2025 r. jej minimum wyniosło 585 MW. Rezerwa pozostawała poniżej 1 000 MW przez 70 kwadransów, czyli 17,5 godziny, poniżej 1 500 MW przez 180 godzin, a poniżej 2 000 MW przez 905 godzin[38]. Ponieważ największy pojedynczy blok ma moc około 1 000 MW, rezerwa zbliżona do tej wartości oznacza niewielki margines wobec jego awaryjnego odstawienia.

[38] Opracowanie własne na bazie Planów koordynacji dobowej (PKD) PSE

Wykres 5. Rozkład według godzin rezerwy mocy w 200 kwadransach 2025 r. o najmniejszej rezerwie

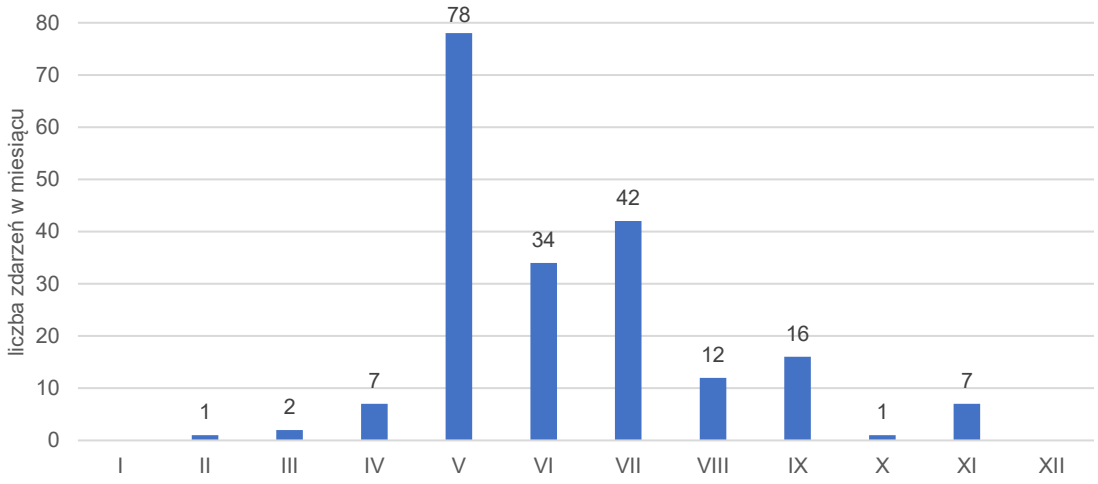


Źródło: Opracowanie własne na bazie dobowych planów koordynacyjnych PSE za 2025 r.

Najniższa rezerwa nie występowała podczas zimowego szczytu. Spośród 200 kwadransów o jej najmniejszej wartości w 2025 r. 78 przypadło na maj, 42 na lipiec, a 34 na czerwiec. Na styczeń i grudzień nie przypadł żaden. Aż 171 z tych kwadransów wystąpiło między godz. 18:00 a 22:00, najczęściej około godz. 20:00. Wiosną i latem wysoka dzienna produkcja OZE ogranicza pracę jednostek konwencjonalnych, a część floty przechodzi remonty. Po wieczornym spadku generacji słonecznej operator dysponuje więc mniejszym zasobem pracujących jednostek.

Taki kilkugodzinny niedobór dobrze odpowiada profilowi pracy magazynów energii, ładowanych w okresie wysokiej produkcji OZE i rozładowywanych podczas wieczornego szczytu. Nie oznacza to jednak, że mogą one zastąpić źródła zdolne do długotrwałej produkcji zimą lub podczas wielodniowej niskiej generacji OZE. Ograniczenia te omówiono szerzej w rozdziałach 6 i 7.

Wykres 6. Rozkład według miesiąca rezerwy mocy w 200 kwadransach 2025 r. o najmniejszej rezerwie



Źródło: Opracowanie własne na bazie dobowych planów koordynacyjnych PSE za 2025 r.

Rozbieżność między szczytem zapotrzebowania a minimum rezerwy potwierdzają dane. W 100 kwadransach o najwyższym zapotrzebowaniu rezerwa wynosiła średnio 2 174 MW, a jej minimum 1 426 MW. W 100 kwadransach o najniższej rezerwie średnie zapotrzebowanie sięgało tylko 18 340 MW, czyli było o ponad 7 GW niższe niż w godzinach szczytowych. **Wysoka rezerwa zimowa nie dowodzi jednak, że system poradziłby sobie bez jednostek dyspozycyjnych. Jest skutkiem ich utrzymywania w systemie i uruchamiania w okresach wysokiego zapotrzebowania, a nie obrazem wariantu, w którym te jednostki zostałyby wycofane.**

W latach 2020–2025 ani razu nie wprowadzono ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Poprzednio stopnie zasilania zastosowano 10 sierpnia 2015 r. Rynek mocy został natomiast przywołany 23 września 2022 r. na 2 godziny, 6 listopada 2024 r. na 3 godziny, 30 czerwca 2026 r. na 4 godziny, 4 sierpnia 2026 r. na 2 godziny i 6 sierpnia 2026 r. na 5 godzin. Łącznie było to pięć dób i 16 godzin[39]. Żadne zdarzenie nie przypadło na zimowy szczyt. W 2026 r. operator wskazywał jednocześnie wysokie zapotrzebowanie związane z upałami, niską prognozowaną generację wiatrową i niedostępność mocy konwencjonalnych. Zimowe rekordy 2025/2026 nie wymagały formalnego przywołania, ponieważ jednostki zakontraktowane w rynku mocy już pracowały. Biorąc pod uwagę wnioski z analizy luki finansowej przedstawionej w rozdziale 3, należy zauważyć, że było to możliwe dzięki utrzymaniu części jednostek konwencjonalnych w systemie. Prawdopodobnie nie byłoby to możliwe bez płatności z rynku mocy.

Sezonową zmianę wykorzystania zasobów pokazuje najwyższa godzinowa generacja jednostek cieplnych i szczytowo-pompowych zarejestrowana w poszczególnych miesiącach. W latach 2021–2025 miesięczne maksimum wynosiło 23 321 MW w styczniu i 23 298 MW w grudniu, lecz spadało do 18 282 MW w maju, 18 154 MW w czerwcu i 18 650 MW w lipcu. Wobec rocznego maksimum flota wytwarzała wtedy mniej odpowiednio o 5 491, 5 619 i 5 123 MW, podczas gdy różnica dla stycznia i grudnia wynosiła tylko 452 i 475 MW. Najniższe maksimum miesięczne z pięciu lat mieściło się od 16 148 MW w sierpniu do 22 761 MW w listopadzie, a maksimum zapotrzebowania rezydualnego — od 19 608 MW w maju do 24 434 MW w grudniu[40]. Dane pokazują zatem sezonowy spadek wykorzystania zasobów rzędu jednej czwartej floty, przypadający na miesiące, w których występowały okresy przywołania.

[39] PSE S.A., komunikaty o okresach przywołania na rynku mocy oraz komunikat o ograniczeniach w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
[40] Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych ENSTO-E

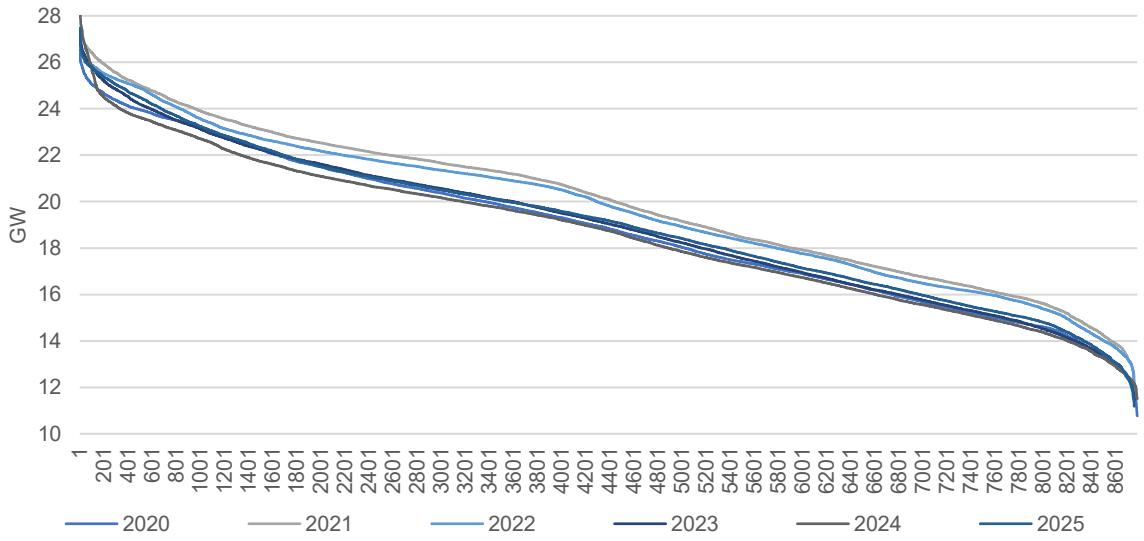
Tabela 8. Maksymalna generacja ze źródeł sterowalnych w poszczególnych miesiącach w latach 2021–2025

Miesiąc	Maksymalna generacja sterowalna [MW]	Najniższe maksimum średniomiesięczne z pięciu lat [MW]	Maksimum zapotrzebowania rezydualnego [MW]
styczeń	23 321	22 437	24 348
luty	22 503	20 702	23 652
marzec	21 308	20 161	22 768
kwiecień	19 813	17 256	21 286
maj	18 282	16 768	19 608
czerwiec	18 154	16 182	19 947
lipiec	18 650	17 677	19 785
sierpień	19 004	16 148	20 619
wrzesień	19 827	18 303	20 864
październik	20 529	19 431	21 841
listopad	23 138	22 761	23 891
grudzień	23 298	22 267	24 434

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Tabela 8 pokazuje również, że w każdym miesiącu maksymalne zapotrzebowanie rezydualne, czyli zapotrzebowanie pomniejszone o produkcję wiatrową i fotowoltaiczną[41], przewyższało najwyższą generację wykazaną przez zdefiniowaną flotę sterowalną. Różnicę pokrywały pozostałe źródła niewidoczne w przyjętym szeregu godzinowym, w tym część kogeneracji i biogazowni, oraz wymiana transgraniczna.

Wykres 7. Uporządkowana krzywa zapotrzebowania brutto w KSE w latach 2020–2025 [GW]



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

[41] Zapotrzebowanie pomniejszone o generację pogodozależnych OZE tj. wiatr i PV

Wzrost zapotrzebowania dotyczył przede wszystkim okresów o najwyższym zapotrzebowaniu. Wartość przekraczana w 1 proc. godzin z najwyższym popytem wzrosła z 25 128 MW w 2020 r. do 25 877 MW w 2025 r., a w 0,1 proc. godzin — z 25 992 do 26 629 MW. Liczba godzin z zapotrzebowaniem przekraczającym 25 000 MW wynosiła kolejno 116, 500, 450, 247, 258 i 337, co potwierdza jej silną zależność od warunków danego roku[42].

Sto godzin z najwyższym zapotrzebowaniem miało powtarzalny profil. We wszystkich sześciu latach przypadały one wyłącznie na dni robocze, głównie w grudniu, styczniu, listopadzie i lutym, między godz. 7:00 a 20:00, z dominantą w przedziale 11:00–16:00. Pochodziły zaledwie z 13–23 dób w roku. W 2024 r. aż 90 przypadło na styczeń i dotyczyło 13 dób[43]. Szczyt popytu jest więc zjawiskiem silnie skoncentrowanym.

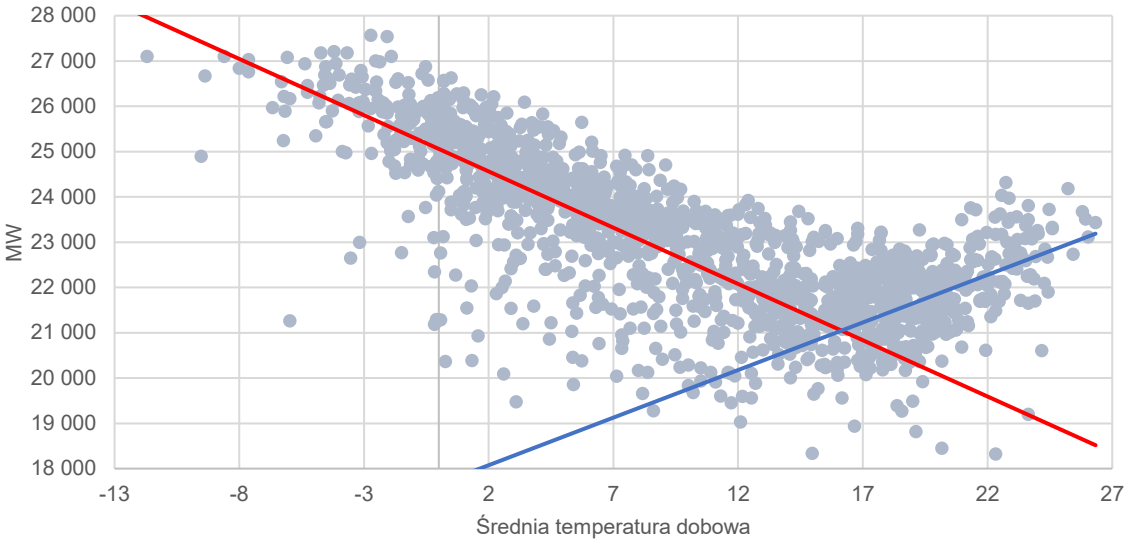
Inaczej rozkładało się sto godzin z najmniejszym zapasem mocy. Dominowały marzec i luty w 2021 r., czerwiec i lipiec w 2022 r., czerwiec i maj w 2023 r., styczeń, październik i czerwiec w 2024 r. oraz sierpień, maj i kwiecień w 2025 r. Najczęściej była to godz. 19:00 lub 20:00. W 2025 r. na godziny 19:00–21:00 przypadło 96 ze 100 przypadków. Zbiór obejmował 36–49 dób w roku, a więc był znacznie mniej skoncentrowany niż zbiór godzin szczytowych[44]. W 2025 r. oba zbiory nie miały ani jednej wspólnej godziny, a wcześniej część wspólna malała i wynosiła 13–29 godzin. **System ma zatem dwa różne rodzaje wąskich gardeł: zimowe przedpołudnie dnia roboczego przy niskiej temperaturze oraz wiosenny lub letni wieczór, gdy zanika fotowoltaika, a część floty konwencjonalnej jest wyłączona.** Pierwszy profil pokazuje znaczenie rynku mocy dla utrzymania dostępności jednostek w szczycie. Drugi wskazuje na przestrzeń dla magazynów energii przy niedoborach krótkotrwałych. Szczegółową ocenę roli i konstrukcji rynku mocy przedstawiono w rozdziale 8.

5.3. Wpływ temperatury na zapotrzebowanie szczytowe

Zależność zapotrzebowania od temperatury oszacowano na podstawie dobowych maksimów z dni roboczych w latach 2020–2025, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych**. Poniżej 12°C spadek temperatury o 1°C podnosił dobowe maksimum średnio o 248 MW. Powyżej 18°C wzrost temperatury o 1°C zwiększał je o 243 MW, lecz korelacja była słabsza, a próba mniejsza. Między 12 a 18°C zależność zanikała.** Wykres ma więc kształt litery V o zbliżonym nachyleniu obu ramion, przy znacznie silniejszym empirycznym potwierdzeniu zależności dla chłodu.

[42] Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych ENSTO-E
[43] Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych ENSTO-E
[44] Opracowanie własne na bazie dobowych planów koordynacyjnych PSE za 2025 r.

Wykres 8. Zależność średniej temperatury dobowej i zapotrzebowania brutto w dni robocze w latach 2020–2025



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E oraz Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej — Państwowego Instytutu Badawczego (IMGW-PIB).

Analiza szczytów zapotrzebowania prowadzi do nieintuicyjnego wniosku. Chociaż szczyt zapotrzebowania w 2024 r. (28 494 MW) był wyższy niż w 2025 r. (27 750 MW), wynikało to przede wszystkim z niższych temperatur. Po normalizacji temperaturowej wyższe zapotrzebowanie odnotowano w 2025 r.

5.4. Prognozy zapotrzebowania

5.4.1. Prognozy zużycia energii

Zestawienie prognoz instytucji publicznych pozwala ocenić ich wzajemną zgodność, zmiany w czasie oraz — dla lat już zakończonych — trafność wobec wykonania.

Porównano sześć dokumentów: PEP2040 z 2021 r., nieprzyjęty projekt jej aktualizacji z czerwca 2023 r., KPEiK z czerwca 2026 r. w scenariuszach WEM i WAM, ocenę wystarczalności zasobów PSE z listopada 2024 r. oraz Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2027–2036 z kwietnia 2026 r. PEP2040 i KPEiK podają zużycie krajowe brutto, a prognozy operatora — zapotrzebowanie netto, dlatego wartości można porównywać wyłącznie w tej samej podstawie. PEP2040 oraz KPEiK omówiono szerzej w rozdziale 2.

Tabela 9. Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną [TWh/rok]

Dokument	Ujęcie	2025	2030	2035	2040
PEP2040 (2021)	brutto	187,9	201,2	212,7	225,8
Projekt aktualizacji PEP2040 (2023)	netto	170,0	199,9	222,6	243,6
KPEiK, scenariusz WEM (2026)	brutto	181,8	189,5	205,7	240,4
KPEiK, scenariusz WAM (2026)	brutto	176,4	194,7	220,6	266,7
Ocena wystarczalności PSE (2024)	netto	162	181	198	215
Plan rozwoju sieci PSE — prognoza (2026)	netto	—	194	221	264
Plan rozwoju sieci PSE — analiza wystarczalności (2026)	netto	—	181,4	203,0	230,0
WYKONANIE PSE brutto	brutto	167,5	—	—	—
WYKONANIE PSE netto	netto	158,4	—	—	—
WYKONANIE ARE brutto	brutto	175,2	—	—	—
WYKONANIE ARE netto	netto	160,5	—	—	—

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych PEP2040, Ministerstwa Klimatu i Środowiska, materiału do prekonsultacji „Scenariusz 3" z czerwca 2023 r., KPEiK, PSE „Ocena wystarczalności zasobów 2025–2040", PSE „Plan rozwoju sieci przesyłowej 2027–2036".

Wszystkie dokumenty zakładają wzrost zużycia, lecz skala prognoz coraz bardziej rozchodzi się wraz z horyzontem. Dla 2030 r. wartości mieszczą się w przedziale 181–201 TWh, a dla 2040 r. w przedziale 215–267 TWh. Rozstęp rośnie więc z 20 do 52 TWh. Górną granicę wyznaczają KPEiK w scenariuszu WAM (266,7 TWh brutto) i plan rozwoju sieci PSE (264 TWh netto), a dolną — ocena wystarczalności tego samego operatora, zakładająca 215 TWh netto.

Różnicę widać również jeszcze wyraźniej w zakładanym średniorocznym tempie wzrostu. PEP2040 przewidywała średnio 1,2 proc. rocznie, KPEiK w scenariuszu WEM i ocena wystarczalności PSE po 1,9 proc., KPEiK w scenariuszu WAM 2,8 proc., a plan rozwoju sieci 3,1 proc. rocznie do 2040 r. Tymczasem według operatora w latach 2015–2025 zapotrzebowanie rosło średnio o 0,96 proc. rocznie[45]. Najnowsza prognoza zakłada zatem około trzykrotne przyspieszenie względem poprzedniej dekady.

Najważniejsza rozbieżność występuje jednak wewnątrz planu rozwoju sieci. Dokument projektuje sieć dla zapotrzebowania 264 TWh w 2040 r., lecz wystarczalność zasobów ocenia przy średnio 230 TWh, czyli wartości niższej o 34 TWh. **Taka rozbieżność w prognozach może prowadzić do przeskalowania inwestycji sieciowych oraz, co znacznie bardziej niebezpieczne z perspektywy stabilności pracy sieci, do zaniżenia zapotrzebowania na moce sterowalne w analizie wystarczalności.**

Prognozy dla 2025 r. można już porównać z wykonaniem. Każda przeszacowała popyt, a błąd malał wraz ze skróceniem horyzontu: PEP2040 o 12,2 proc. w ujęciu brutto (187,9 wobec 167,5 TWh), projekt z 2023 r. o 7,3 proc. w ujęciu netto (170,0 wobec 158,4 TWh), a ocena wystarczalności z listopada 2024 r. o 2,3 proc. KPEiK przyjęty w czerwcu 2026 r. również podaje dla zamkniętego już 2025 r. wartości wyższe od wykonania: 176,4 TWh w scenariuszu WAM i 181,8 TWh w WEM wobec 167,5 TWh, czyli odpowiednio o 5,3 i 8,5 proc. Wartości te są również przeszacowane, choć w mniejszym stopniu, w odniesieniu do danych ARE, które obejmują szerszy zakres zapotrzebowania, w tym pokrywane przez autokonsumpcję. Systematyczne przeszacowanie nie dowodzi, że także najnowsze ścieżki okażą się zawyżone. Wskazywane obecnie źródła wzrostu, zwłaszcza centra danych, różnią się od założeń wcześniejszych prognoz. Wyniki uzasadniają jednak ostrożność.

[45] PSE S.A., „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027–2036"

5.4.2. Prognozowana moc szczytowa

KPEiK nie prognozuje mocy szczytowej ani w scenariuszu WEM, ani WAM. Takie prognozy w swoich dokumentach planistycznych przedstawia operator systemu przesyłowego.

Tabela 10. Prognozy zapotrzebowania na moc szczytową netto [GW]

Dokument	2020	2025	2030	2035	2040
PSE, Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego, 2016	28,0	30,3	32,7	35,2	—
Ocena wystarczalności PSE, XI 2024	—	26	29	33	37
Plan rozwoju sieci PSE 2027–2036 — wartość średnia	—	—	29,7	34,4	39,8
Plan rozwoju sieci PSE 2027–2036 — wartość maksymalna	—	—	32,4	38,3	44,7
WYKONANIE: maksimum roczne netto średniogodzinowe (ENTSO-E)	25,03	26,05	—	—	—

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych PSE z „Prognozy pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035", „Oceny wystarczalności zasobów 2025–2040", „Planu rozwoju sieci przesyłowej 2027–2036" oraz raportu rocznego za 2025 r.

Prognoza PSE z 2016 r. zakładała dla 2025 r. zimowy szczyt 30,3 GW netto, podczas gdy wykonanie wyniosło 26,05 GW. Jak wyjaśniono powyżej, było to w znacznej mierze efektem warunków pogodowych, a szczyt w 2026 r. wyniósł już 27,7 GW. Ocena wystarczalności z listopada 2024 r. przewiduje 29 GW w 2030 r., a plan rozwoju sieci z 2026 r. podniósł tę wartość do średnio 29,7 GW i maksymalnie 32,4 GW w niekorzystnym scenariuszu pogodowym. Dla 2040 r. wcześniejsza ocena wskazywała 37 GW, a nowszy plan 39,8 GW średnio i 44,7 GW maksymalnie.

Z zestawienia wynikają dwa wnioski. Po pierwsze, między listopadem 2024 r. a kwietniem 2026 r. prognozę dla 2040 r. podniesiono o 3–8 GW, zależnie od porównywanego wariantu. Po drugie, rozstęp między scenariuszami pogodowymi jest podobnej skali: w 2040 r. wynosi 8,4 GW, od 36,2 do 44,7 GW. Wystarczalność zasobów trzeba więc oceniać dla roku zimnego, a nie wyłącznie dla warunków średnich.

Porównanie z wykonaniem pokazuje zarazem, że prognoza z 2016 r. przeszacowała szczyt 2025 r. o 2,75 GW, czyli około 10 proc., natomiast ocena z listopada 2024 r. trafnie oszacowała poziom netto: 26 GW wobec 26,05 GW. Punkt wyjścia najnowszych prognoz jest więc prawidłowy, lecz ich dynamika pozostaje niepewna. Ocena z 2024 r. przewiduje przy tym niższy szczyt w każdym kolejnym horyzoncie niż dokument z 2026 r., co pokazuje, jak silnie prognozy zależą od założeń aktualnych w chwili ich sporządzania.

6. Wkład źródeł pogodozależnych w pokrycie zapotrzebowania

W latach 2020–2025 moc zainstalowana w fotowoltaice (PV) i energetyce wiatrowej na lądzie wzrosła w Polsce z około 10 do 35 GW.[46] Jak przedstawiono w rozdziale 3, przyrost mocy KSE był niemal w całości skutkiem rozwoju odnawialnych źródeł. Nie obniżyło to jednak maksymalnego zapotrzebowania rezydualnego, czyli zapotrzebowania KSE pomniejszonego o rzeczywistą generację fotowoltaiczną i wiatrową. W latach 2020–2025 jego roczne maksimum mieściło się w przedziale 23,9–25,2 GW, a w 2025 r. wyniosło 24 341 MW.[47]

[46] Eurostat, Electricity production capacities by main fuel groups and operator
[47] Obliczenie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

Wzrost produkcji źródeł pogodozależnych zmniejsza zatem zapotrzebowanie na energię z jednostek sterowalnych w skali roku, lecz dotychczas nie ograniczył w istotnym stopniu mocy potrzebnej w godzinach krytycznych.

Celem rozdziału jest ocena wkładu źródeł pogodozależnych w bezpieczeństwo dostaw na podstawie danych godzinowych z lat 2020–2025 w okresach krytycznych. Analiza obejmuje wykorzystanie ich mocy, błędy prognoz, godzinowe zmiany generacji, udział w pokrywaniu najwyższego zapotrzebowania, wielodobowe epizody niskiej produkcji oraz wpływ dalszego wzrostu mocy na zapotrzebowanie rezydualne. Poziom zapotrzebowania i wystarczalność zasobów omówione w rozdziale 5 stanowią punkt odniesienia i nie są tu ponownie analizowane.

Podstawą są szeregi godzinowe publikowane przez ENTSO-E. Do 13 czerwca 2024 r. włącznie dane o zapotrzbowaniu Polski odpowiadają zapotrzebowaniu brutto, obejmującemu potrzeby własne jednostek wytwórczych, natomiast od 14 czerwca 2024 r. — zapotrzebowaniu netto. Zmiana podstawy ogranicza bezpośrednią porównywalność wartości między tymi okresami. Maksima netto nie są też tożsame z wielkościami brutto podawanymi przez PSE w raportach rocznych.

ENTSO-E nie publikuje danych o generacji fotowoltaicznej w Polsce przed 10 kwietnia 2020 r. Z tego powodu 2020 r. wyłączono z obliczeń łącznego współczynnika wykorzystania mocy fotowoltaiki i wiatru oraz z identyfikacji epizodów Dunkelflaute. Wskaźniki dotyczące samej generacji wiatrowej oraz zapotrzebowania obejmują pełny rok.

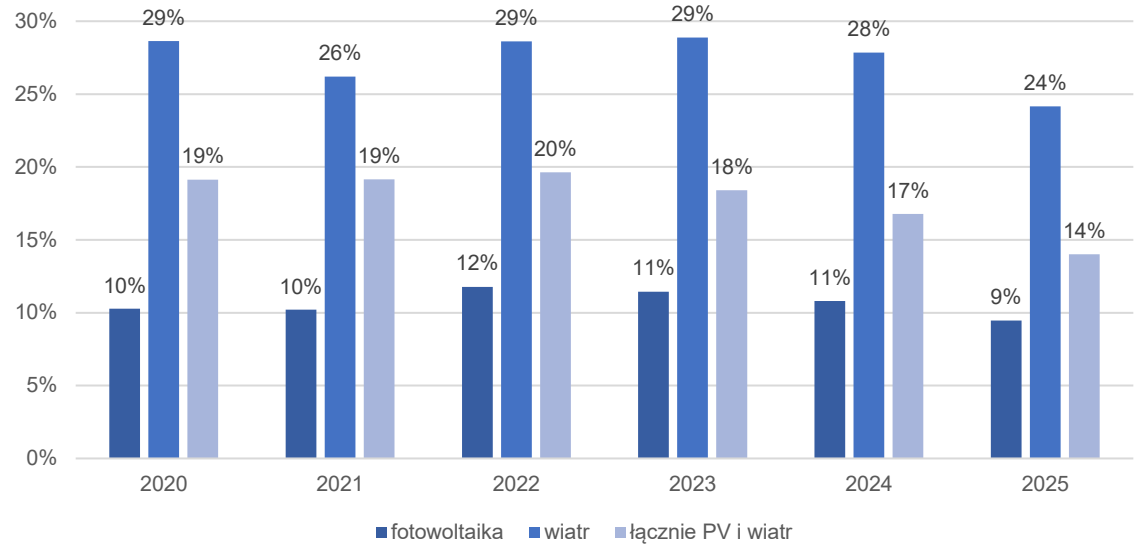
6.1. Wykorzystanie mocy źródeł pogodozależnych

Roczny współczynnik wykorzystania mocy fotowoltaiki mieścił się w badanym okresie w przedziale 9,47–11,78 proc., a energetyki wiatrowej na lądzie — w przedziale 24,16–28,88 proc. Żadna z technologii nie wykazuje trwałego trendu poprawy tego wskaźnika.[48] Różnice między latami wynikają przede wszystkim z warunków pogodowych: 2022 r. był najlepszy dla fotowoltaiki, 2023 r. dla energetyki wiatrowej, natomiast 2025 r. był najsłabszy dla obu technologii.

Systematycznie zmieniał się natomiast łączny współczynnik wykorzystania mocy całej floty źródeł pogodozależnych: spadł z 19,63 proc. w 2022 r. do 14,00 proc. w 2025 r. Nie świadczy to o pogorszeniu sprawności instalacji, lecz przede wszystkim o zmianie struktury mocy — szybciej przybywa fotowoltaiki, która ma niższy roczny współczynnik wykorzystania mocy i nie produkuje energii nocą. W 2025 r. generacja fotowoltaiczna nie przekraczała 1 MW przez 43,2 proc. godzin roku. Średni łączny współczynnik wykorzystania mocy w tych godzinach, odzwierciedlający w praktyce wyłącznie pracę energetyki wiatrowej, spadł z 16,56 proc. w 2021 r. do 8,63 proc. w 2025 r.

[48] Obliczenia własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

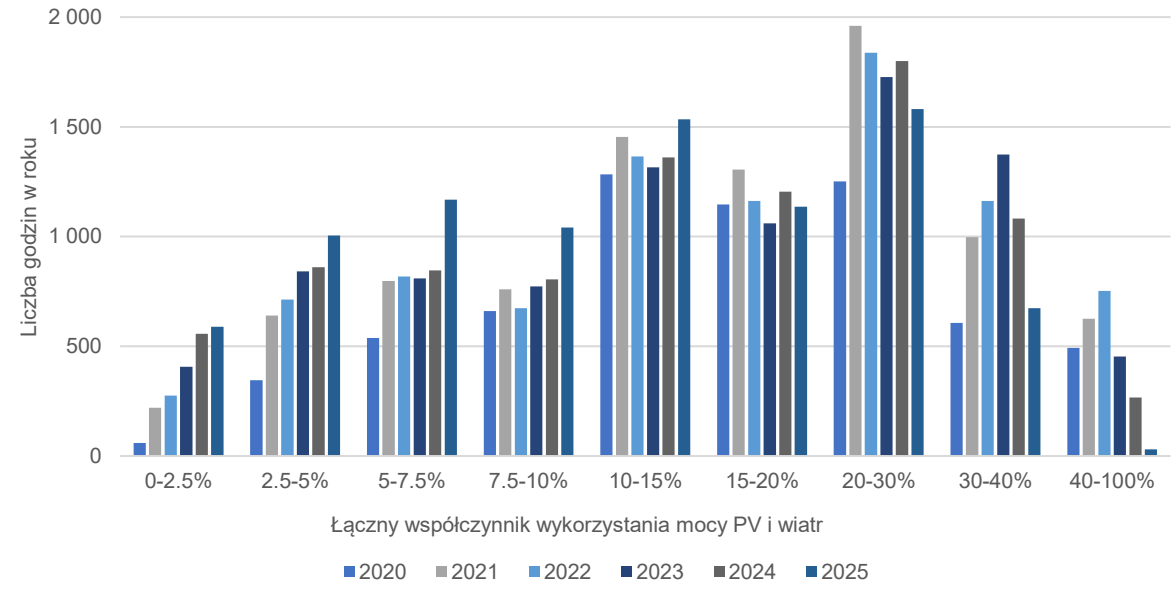
Wykres 9. Łączny współczynnik wykorzystania mocy fotowoltaiki i energetyki wiatrowej



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Wraz ze zmianą struktury floty wzrosła liczba godzin jej śladowej pracy. Łączny współczynnik wykorzystania mocy pozostawał poniżej 10 proc. przez 2 418 godzin w 2021 r. i 3 803 godziny w 2025 r., czyli odpowiednio przez 27,6 proc. i 43,4 proc. roku. Liczba godzin poniżej 5 proc. zwiększyła się z 860 do 1 594, a poniżej 2,5 proc. — z 220 do 589[49].

Wykres 10. Rozkład łącznego współczynnika wykorzystania mocy fotowoltaiki i energetyki wiatrowej



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Rosnącej liczby godzin niskiego łącznego wykorzystania mocy nie należy utożsamiać z trwałym pogorszeniem warunków wiatrowych lub nasłonecznienia. W wariancie kontrolnym zamrożono udziały obu technologii na poziomie wynikającym ze struktury mocy z 31 grudnia 2022 r., pozostawiając zmienne wyłącznie współczynniki wykorzystania poszczególnych technologii. Liczba godzin poniżej 10 proc. wyniosła w latach 2021–2025 kolejno 2 965, 2 639,

[49] Obliczenia własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

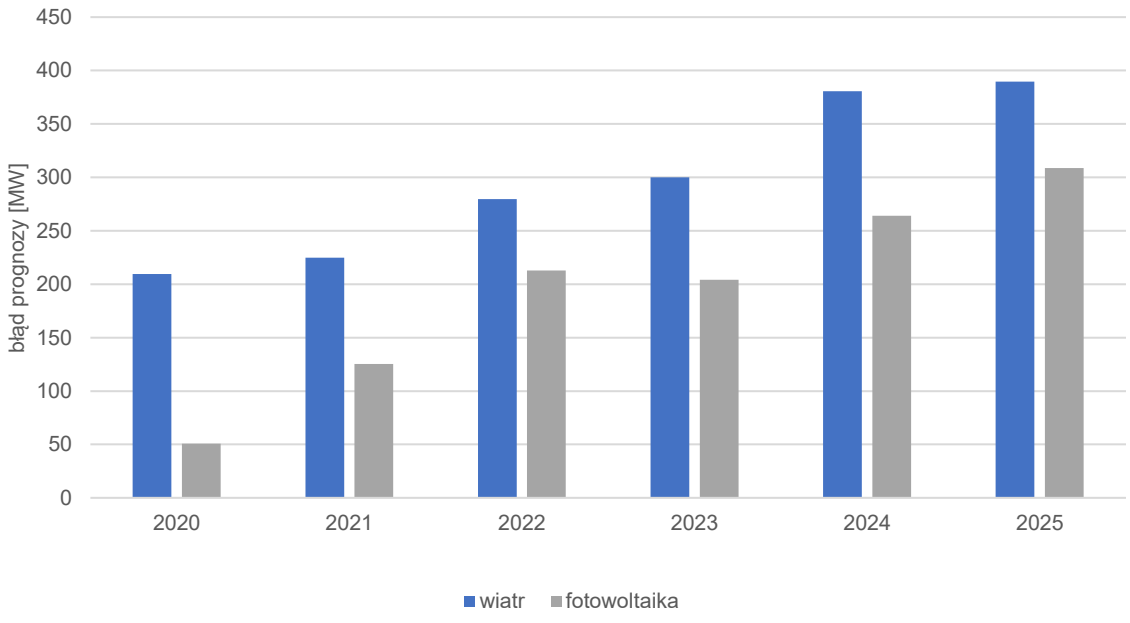
2 736, 2 678 i 2 988, a więc nie wykazała trwałego trendu wzrostowego. Wzrost obserwowany dla rzeczywistej struktury wynika przede wszystkim z rosnącego udziału fotowoltaiki, choć wahania w poszczególnych latach nadal zależą od pogody.

Na rejestrowany współczynnik wykorzystania mocy wpływają również nierynkowe redysponowanie źródeł pogodozależnych oraz ekonomiczne ograniczanie produkcji w okresach cen ujemnych. Zjawiska te obniżają wolumen energii wprowadzanej do sieci w godzinach nadpodaży, mogą ograniczać liczbę godzin bardzo wysokiego wykorzystania mocy i prowadzić do erozji przychodów wytwórców. Przy mocy zainstalowanej około 35 GW wykorzystanie na poziomie 40 proc. oznacza generację 14 GW, a więc znaczną część przeciętnego zapotrzebowania KSE wynoszącego około 20 GW. Dalsze zwiększanie mocy zainstalowanej OZE zwiększy liczbę okresów z cenami ujemnymi i nierynkowego redysponowania OZE. Zjawiska te nie zmieniają jednak wniosku dotyczącego godzin krytycznych, w których problemem jest niedobór, a nie nadwyżka generacji źródeł pogodozależnych.

6.2. Skuteczność prognozy generacji OZE

Średni bezwzględny błąd prognozy generacji wiatrowej na dobę następną wzrósł z 224,7 MW w 2021 r. do 389,7 MW w 2025 r.[50] Po odniesieniu do mocy zainstalowanej pozostał jednak stabilny i mieścił się w przedziale 3,39–3,90 proc. Dla fotowoltaiki błąd bezwzględny wzrósł ze 125,2 do 308,6 MW, natomiast w relacji do mocy zainstalowanej spadł z 2,39 do 1,33 proc., co świadczy o poprawie jakości modeli pogodowych. Największe pojedyncze przeszacowanie generacji fotowoltaicznej wyniosło 5 560 MW i wystąpiło w 2024 r. Poprawa prognoz jednostkowych nie skompensowała zatem wzrostu skali całej floty.

Wykres 11. Błąd prognozy generacji dnia następnego źródeł pogodozależnych w latach 2020-2025 [MW]



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

[50] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

Znaczenie operacyjne ma liczba godzin, w których błąd jest porównywalny z mocą dużego bloku energetycznego. Błąd prognozy generacji wiatrowej przekraczał 1 000 MW przez 72 godziny w 2021 r. i 621 godzin w 2025 r. Dla fotowoltaiki było to odpowiednio 11 i 838 godzin. Odchylenie rzędu mocy jednego dużego bloku przestało więc być zdarzeniem wyjątkowym i dla każdej z tych technologii występowało w 2025 r. średnio częściej niż raz na dobę.

Maksymalna godzinowa zmiana łącznej generacji fotowoltaicznej i wiatrowej wzrosła z około 1,3–1,6 GW w 2021 r. do około 3,5–3,8 GW w latach 2024–2025. Maksymalna godzinowa zmiana zapotrzebowania rezydualnego sięgnęła w 2025 r. 4 589 MW w górę i 3 582 MW w dół.[51] Liczba godzin, w których zapotrzebowanie rezydualne zmieniało się o więcej niż 2 000 MW, wzrosła z 235 w 2021 r. do 801 w 2025 r., a wartość przekraczana w 1 proc. godzin — z 2 411 do 3 120 MW. **System potrzebuje zatem nie tylko odpowiedniego wolumenu mocy, lecz także jednostek zdolnych do szybkiego zwiększania i zmniejszania generacji.**

W stu godzinach o najwyższym zapotrzebowaniu rezydualnym prognoza generacji wiatrowej była systematycznie zawyżona. Średni błąd wyniósł od −38 MW w 2022 r. do −228 MW w 2025 r., a więc miał kierunek niekorzystny dla bezpieczeństwa bilansowego. Jego skala pozostawała jednak niewielka wobec poziomu zapotrzebowania. Wyniki należy interpretować jako ocenę prognozy dobowej publikowanej przez ENTSO-E. Nie uwzględnia ona kolejnych rewizji śródobowych, dlatego błąd, z którym operator mierzy się bezpośrednio przed godziną dostawy, jest zazwyczaj mniejszy. Analiza pokazuje mimo to skalę niepewności, którą trzeba uwzględnić przy planowaniu pracy jednostek i rezerw.

6.3. Pokrycie zapotrzebowania w godzinach szczytowych

Poziom i sezonowość zapotrzebowania szczytowego omówiono w rozdziale 5. W tym miejscu analizowana jest struktura jego pokrycia. Roczny udział fotowoltaiki i energetyki wiatrowej w zaspokajaniu zapotrzebowania, liczony jako relacja rocznej generacji do rocznego zapotrzebowania, wzrósł z 9,9 proc. do 26,0 proc. Taki wskaźnik opisuje jednak wolumen energii, a nie dostępność mocy w godzinach krytycznych. Dlatego porównano strukturę generacji w godzinie rocznego maksimum oraz w stu godzinach o najwyższym zapotrzebowaniu w każdym roku.

Tabela 11. Struktura pokrycia zapotrzebowania w godzinie rocznego maksimum zapotrzebowania

Rok	Godzina szczytu	Zapotrzebowanie netto [MW]	Węgiel [MW]	Gaz [MW]	Wiatr [MW]	PV [MW]
2020	10.12, 12:00	24 965	19 146	1 966	962	371
2021	12.02, 11:00	25 800	18 989	1 511	920	1 027
2022	16.12, 11:00	25 542	21 181	1 601	785	597
2023	07.12, 11:00	25 577	17 556	2 581	585	704
2024	09.01, 10:00	26 775	17 815	2 350	1 456	3 078
2025	24.11, 12:00	26 032	16 084	3 724	1 986	1 912

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Pojedyncza godzina rocznego maksimum może być niereprezentatywna. W stu godzinach o najwyższym zapotrzebowaniu średni udział fotowoltaiki i energetyki wiatrowej wyniósł, zależnie od roku, od 6,4 proc. w 2021 r. do 14,9 proc. w 2024 r. Ich minimalna łączna generacja w tym zbiorze była jednak znacznie niższa: w jednej ze stu najwyższych godzin 2022 r. oba źródła dostarczyły łącznie 37 MW, w 2021 r. — 132 MW, a w 2025 r. — 247 MW.[52] W godzinach

[51] Obliczenia własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E
[52] Obliczenie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

bardzo wysokiego zapotrzebowania wkład źródeł pogodozależnych może więc spaść niemal do zera.

Tabela 12. Średnia generacja według źródeł w 100 godzinach o najwyższym zapotrzebowaniu w latach 2021–2025 [MW]

Rok	Zapotrzebowanie	Węgiel	Gaz	PV	Wiatr	Współczynnik wykorzystania mocy PV i wiatru [%]
2021	25 166	19 549	1 745	380	1 226	13,36
2022	24 735	18 915	1 769	401	2 085	14,40
2023	24 722	17 471	2 505	530	1 621	9,02
2024	25 299	15 802	2 495	1 037	2 714	15,11
2025	24 735	15 073	3 411	1 343	2 291	10,72

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Średnie zapotrzebowanie w stu najwyższych godzinach pozostawało stabilne i mieściło się w przedziale 24 722–25 299 MW. Między 2021 a 2025 r. generacja z węgla kamiennego spadła w tym zbiorze o 2 947 MW, a z węgla brunatnego o 1 529 MW, czyli łącznie o 4 476 MW. Ubytek został pokryty niemal po połowie przez wzrost generacji gazowej o 1 666 MW oraz łącznej generacji fotowoltaicznej i wiatrowej o 2 028 MW. Skala zmian w godzinach szczytowych była jednak niewielka wobec przyrostu mocy zainstalowanej: w całym okresie 2020–2025 moc fotowoltaiki i energetyki wiatrowej zwiększyła się o około 25 GW, a moc jednostek gazowych o 3,6 GW. Oznacza to, że wzrost mocy źródeł pogodozależnych przełożył się przede wszystkim na produkcję energii poza godzinami krytycznymi, podczas gdy nowe jednostki gazowe były w coraz większym stopniu wykorzystywane w szczycie.

Łączny współczynnik wykorzystania mocy fotowoltaiki i energetyki wiatrowej w stu godzinach o najwyższym zapotrzebowaniu wyniósł od 9,02 do 15,11 proc. W 2023 i 2025 r. był zatem zbliżony do progu 10 proc. przyjętego w analizie Dunkelflaute. Godziny najwyższego zapotrzebowania nie zawsze pokrywają się z absolutnie najsłabszą generacją źródeł pogodozależnych, lecz ich przeciętny wkład odpowiada jedynie około jednej dziesiątej do jednej siódmej mocy zainstalowanej.

Dane nie podważają znaczenia źródeł pogodozależnych dla pokrycia zapotrzebowania na energię, ale wskazują, że zachowanie bezpieczeństwa pracy systemu wymaga źródeł konwencjonalnych lub innych zasobów zdolnych do niezawodnego pokrycia wielogodzinnego i wielodniowego niedoboru. Parametry dostępnych technologii sterowalnych przedstawiono w rozdziale 4.

6.4. Zapotrzebowanie rezydualne w latach 2020–2025

Zapotrzebowanie rezydualne jest zapotrzebowaniem systemu pomniejszonym o generację fotowoltaiczną i wiatrową. Określa część zapotrzebowania, którą w danej godzinie muszą pokryć pozostałe źródła krajowe, magazyny, redukcja zapotrzebowania lub import. Jego roczne maksimum wyniosło 23 900 MW w 2020 r., 25 208 MW w 2021 r., 24 574 MW w 2022 r., 24 675 MW w 2023 r., 24 970 MW w 2024 r. i 24 341 MW w 2025 r.[53] Oznacza to, że przyrost mocy OZE pozostał bez istotnego wpływu na wysokość maksymalnego zapotrzebowania rezydualnego. Maksima zapotrzebowania rezydualnego przypadały na godziny 16:00–18:00 w miesiącach zimowych, a więc po zaniku produkcji fotowoltaicznej. Godzina maksymalnego zapotrzebowania rezydualnego była z tego powodu zazwyczaj późniejsza niż godzina maksymalnego zapotrzebowania.

[53] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

Istotnie zmienił się natomiast środek rozkładu. Mediana zapotrzebowania rezydualnego spadła z 16 410 MW w 2021 r. do 13 296 MW w 2025 r., czyli o blisko jedną piątą. Liczba godzin z wartością poniżej 10 000 MW wzrosła ze 171 do 1 916, a liczba godzin powyżej 20 000 MW zmalała z 1 175 do 516. **System coraz rzadziej potrzebuje wysokiej generacji ze źródeł innych niż fotowoltaika i wiatr, lecz w godzinie krytycznej nadal potrzebuje niemal takiej samej mocy jak na początku badanego okresu.**

6.5. Długotrwałe okresy niskiej generacji źródeł pogodozależnych

Na potrzeby analizy za epizod Dunkelflaute uznano nieprzerwany okres co najmniej 24 godzin, w którym łączny współczynnik wykorzystania mocy fotowoltaiki i energetyki wiatrowej pozostawał w każdej godzinie poniżej 10 proc. W latach 2021–2025 wystąpiło 51 takich epizodów, obejmujących łącznie 2 871 godzin.[54] W kolejnych latach odnotowano ich odpowiednio 9, 9, 13, 8 i 12. Rok 2020 pominięto ze względu na brak danych o generacji fotowoltaicznej w pierwszych miesiącach roku.

Tabela 13. Dziesięć najdłuższych epizodów Dunkelflaute w latach 2021–2025

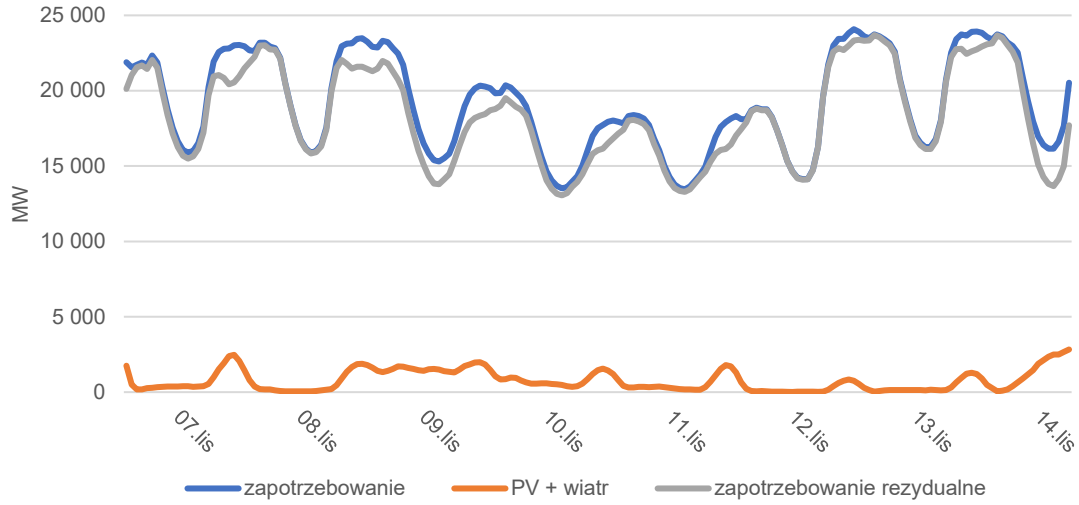
Początek	Koniec	Liczba godzin	Maks. zapotrz. rezyd. [MW]
2024-11-06 14:00	2024-11-14 06:00	185	23 693
2022-11-22 21:00	2022-11-28 05:00	129	24 574
2023-01-22 13:00	2023-01-27 08:00	116	23 767
2025-11-28 15:00	2025-12-03 10:00	116	23 756
2021-01-06 04:00	2021-01-10 17:00	110	23 017
2022-11-29 18:00	2022-12-04 04:00	107	23 951
2025-12-03 12:00	2025-12-07 08:00	93	23 247
2025-11-08 14:00	2025-11-12 09:00	92	20 020
2025-12-19 20:00	2025-12-23 12:00	89	21 240
2021-12-10 18:00	2021-12-14 05:00	84	25 208

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Najdłuższy epizod trwał 185 godzin — od 6 listopada 2024 r. o godz. 14:00 do 14 listopada o godz. 6:00. Średni łączny współczynnik wykorzystania mocy źródeł pogodozależnych wyniósł w tym okresie 2,46 proc., a minimalny 0,07 proc. W całym epizodzie pokryły 140,6 GWh z 3 546,5 GWh zapotrzebowania, czyli niespełna 4,0 proc. Pozostałe 3 405,9 GWh musiały zapewnić jednostki cieplne, elektrownie wodne i import[55].

[54] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E
[55] Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych ENSTO-E

Wykres 12. Najdłuższy epizod bezwietrznej i pochmurnej pogody, 6–14 listopada 2024 r.



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Epizody koncentrują się w okresach podwyższonego zapotrzebowania KSE. Czterdzieści sześć z 51 rozpoczęło się w listopadzie, grudniu lub styczniu, a na te trzy miesiące przypadło 2 652 z 2 871 godzin, czyli 92 proc. łącznego czasu trwania zjawiska. Pozostałe epizody rozpoczęły się w lutym lub październiku.[56] Najgłębsze i najdłuższe spadki generacji źródeł pogodozależnych występują zatem wtedy, gdy system potrzebuje najwięcej mocy.

Wielodobowy charakter epizodów oznacza, że magazyny mogą wesprzeć system w wybranych godzinach, ale nie zastępują źródeł zdolnych do długotrwałej produkcji. W okresie niskiej generacji fotowoltaicznej i wiatrowej możliwość ich ładowania z tych źródeł jest ograniczona, dlatego zapotrzebowanie musi być pokrywane przez jednostki sterowalne, wcześniej zgromadzoną energię lub import. Znaczenie magazynów dla pokrywania niedoborów o różnym czasie trwania jest przedmiotem rozdziału 7.

Wniosek nie zależy od przyjętego progu na potrzeby definicji. Po zaostrzeniu kryterium do 5 proc. mocy zainstalowanej, przy zachowaniu wymogu 24 godzinnej ciągłości, pozostaje 13 epizodów obejmujących 574 godziny, a najdłuższy trwa 93 godziny. Po złagodzeniu progu do 15 proc. liczba epizodów rośnie do 93, ich łączny czas do 6 039 godzin, a najdłuższy epizod do 233 godzin. Przyjęta definicja wymaga, aby współczynnik wykorzystania mocy pozostawał poniżej progu w każdej kolejnej godzinie. Jest przez to bardziej restrykcyjna niż definicja oparta na 24-godzinnej średniej kroczącej. Przy tym samym progu 10 proc. definicja krocząca identyfikuje 3,2 razy więcej epizodów i 2,4 razy więcej godzin. Ich łączny czas odpowiada średnio 15,6 proc. godzin roku zamiast 6,6 proc., czyli 1 365 godzinom rocznie zamiast 574.

[56] Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych ENSTO-E

Tabela 14. Porównanie definicji epizodów Dunkelflaute w latach 2021–2025

Rok	Metoda bezwzględna			Metoda krocząca		
	liczba epizodów	liczba godzin	Najdłuższy czas trwania [h]	liczba epizodów	liczba godzin	Najdłuższy czas trwania [h]
2021	9	514	110	44	1 375	112
2022	9	572	129	26	1 170	233
2023	13	570	116	27	1 140	155
2024	8	543	185	24	1 219	239
2025	12	672	116	42	1 919	222
RAZEM	51	2 871	185	163	6 823	239

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Coroczne występowanie wielodobowych okresów niskiej generacji źródeł pogodozależnych jest więc odporne na zmianę parametrów definicji.

6.6. Wpływ wzrostu mocy źródeł pogodozależnych na zapotrzebowanie rezydualne

Aby oszacować krańcowy efekt dalszego przyrostu mocy, godzinowy szereg generacji fotowoltaicznej i wiatrowej z 2025 r. przeskalowano w wariantach odpowiadających od 1,5-krotności do 4-krotności obecnej mocy, zachowując jego aktualny profil. Rachunek jest scenariuszem technicznym i nie może być utożsamiany z prognozą. Pomija ograniczenia sieciowe, redysponowanie, zmianę zapotrzebowania, magazyny. Jego celem jest pokazanie, jak szybko wraz z kolejnymi gigawatami zmniejsza się zapotrzebowanie rezydualne w różnych częściach roku, w szczególności w godzinie krytycznej.

Uporządkowana krzywa zapotrzebowania rezydualnego powstaje przez malejące posortowanie 8 760 wartości godzinowych. „100. godzina” oznacza setną najwyższą wartość szeregu, a nie konkretną datę. Dla każdej krotności mocy krzywą sortuje się osobno, ponieważ zwiększenie generacji źródeł pogodozależnych zmienia kolejność godzin — godzina najtrudniejsza przy obecnej mocy nie musi nią pozostać po jej zwielokrotnieniu.

Tabela 15. Zapotrzebowanie rezydualne w wybranych godzinach uporządkowanej krzywej — scenariusz zwielokrotnienia mocy PV i wiatru, dane godzinowe z 2025 r.

Krotność obecnej mocy	1. godzina	10. godzina	100. godzina	500. godzina	1000. godzina	2000. godzina
×1 (stan obecny)	24 341	23 541	22 185	20 062	18 711	16 575
×1,5	24 217	23 317	21 485	19 009	17 486	15 152
×2	24 094	23 123	20 765	18 154	16 432	13 994
×3	23 847	22 601	19 706	16 647	14 585	11 842
×4	23 600	22 416	19 043	15 299	13 177	9 847

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Efekt rośnie wraz z oddalaniem się od szczytu. Przy czterokrotnym zwiększeniu mocy źródeł pogodozależnych zapotrzebowanie rezydualne spada o 741 MW w godzinie najtrudniejszej, o 3 142 MW w 100. godzinie i o 5 533 MW w 1000. godzinie. Redukcja w 1000. godzinie jest więc około siedmiokrotnie większa niż w maksimum. **To kluczowy wynik analizy: dalszy wzrost mocy fotowoltaicznej i wiatrowej ma ograniczony wpływ na zapotrzebowanie na moc dyspozycyjną w godzinie krytycznej, lecz wyraźnie zmniejsza zapotrzebowanie na energię z pozostałych źródeł przez dużą część roku.**

Zmniejszenie produkcji jednostek sterowalnych poza wąskim pasmem szczytu obniża ich współczynnik wykorzystania mocy i przychody z rynku energii, nie znosząc potrzeby utrzymywania gotowości. Innymi słowy: moc pozostaje potrzebna, choć sprzedawany wolumen energii maleje. Ekonomiczne konsekwencje tego zjawiska, w tym problem luki finansowej, omówiono w rozdziale 3, a jego znaczenie dla rynku mocy — w rozdziale 8.

W każdym scenariuszu wpływ dodatkowej mocy jest najmniejszy na początku uporządkowanej krzywej i rośnie wraz z przesuwaniem się w stronę godzin o niższym zapotrzebowaniu rezydualnym. Wynika to z profilu godzin krytycznych: są to zwykle zimowe wieczory o niskiej generacji wiatrowej, gdy fotowoltaika nie pracuje. Zwielokrotnienie mocy daje w takich warunkach niewielki efekt, natomiast w pozostałych godzinach zwiększa produkcję proporcjonalnie do dostępności wiatru i nasłonecznienia.

Krzywe scenariuszowe niemal zbiegają się przy pierwszej godzinie i stopniowo rozchodzą w dalszej części wykresu. Przy 2000. godzinie różnica między stanem obecnym a wariantem czterokrotnej mocy sięga 6,7 GW. Jednocześnie w tym wariancie przez 3 881 godzin występuje ujemne zapotrzebowanie rezydualne, a nadwyżka energii wynosi 48,17 TWh. Taki przyrost mocy źródeł pogodozależnych bez równoległego rozwoju elastycznego odbioru prowadzi więc przede wszystkim do wzrostu nadwyżek, a nie do proporcjonalnego obniżenia mocy potrzebnej w szczycie.

Scenariusz jest statyczny i nie uwzględnia sprzężeń ekonomicznych. Rosnące nadwyżki, ceny ujemne i redysponowanie pogarszałyby rentowność kolejnych inwestycji w źródła pogodozależne, ograniczając możliwość osiągnięcia analizowanych krotności. Z drugiej strony zwiększałyby wartość magazynów, elastycznego popytu i nowych odbiorów energii, które mogłyby przejąć część nadwyżek oraz obniżać zapotrzebowanie rezydualne w wybranych godzinach szczytowych. Skala tego efektu zależałaby jednak od czasu pracy magazynów, momentu ich naładowania oraz profilu nowego popytu. Wynik należy zatem traktować jako ilustrację fizycznej zależności przy niezmienionym profilu systemu, a nie jako prognozę inwestycyjną.

Dane z lat 2020–2025 pokazują dwa równoległe skutki rozwoju źródeł pogodozależnych. Ich rosnąca produkcja ograniczyła zapotrzebowanie na energię z jednostek sterowalnych i obniżyła środek krzywej zapotrzebowania rezydualnego. Nie obniżyła jednak jego rocznego maksimum, a w każdym roku występowały wielodobowe epizody bardzo niskiej generacji, skoncentrowane w miesiącach zimowych. **Roczny udział energii ze źródeł pogodozależnych nie może być zatem traktowany jako miara ich wkładu w wystarczalność mocy. Bezpieczeństwo systemu wymaga utrzymania lub budowy zasobów zdolnych do niezawodnej, długotrwałej produkcji niezależnie od warunków atmosferycznych.** Malejący czas pracy tych zasobów przy niezmienionej potrzebie ich dostępności pogłębia problem pokrycia kosztów stałych na rynku energii.

7. Magazyny energii

Magazyny energii nie są źródłem energii: przesuwają jej pobór i oddanie w czasie. Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw trzeba więc rozróżniać moc, pojemność, czas nieprzerwanej pracy oraz możliwość ponownego naładowania. Jak pokazano w rozdziale 5, magazyny dobrze odpowiadają kilkugodzinnym niedoborom występującym po wieczornym spadku generacji fotowoltaicznej. Z kolei analiza przedstawiona w rozdziale 6 wskazała, że wielodobowe okresy niskiej generacji źródeł pogodozależnych wymagają znacznie większego zapasu energii.

Na 31 grudnia 2025 r. do sieci przyłączonych było **114 418 magazynów energii o łącznej mocy 2 337 MW i pojemności 8 850 MWh**[57]. Duża liczba urządzeń nie oznacza jednak równie dużego zasobu systemowego. Pięć elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) skupiało 7 330 MWh, czyli 82,8 proc. całej pojemności. Z kolei 112 465 magazynów przy mikroinstalacjach o mocy do 50 kW miało łącznie 1 415 MWh pojemności. Pojemność dostępna w skali systemu pozostawała więc skoncentrowana w kilku obiektach pracujących od dziesięcioleci. **W 2025 r. liczba magazynów wzrosła z 47 101 do 114 418, a więc o 67 317 urządzeń**[58]. Przyrost dotyczył jednak przede wszystkim mikroinstalacji prosumenckich. W tym samym roku nie uruchomiono w Polsce żadnego wielkoskalowego magazynu bateryjnego. Zmiana nastąpiła w 2026 r. Wśród już oddanych projektów znalazł się magazyn Greenvolt w Turośni Kościelnej o mocy 200 MW i pojemności 800 MWh[59].

Największy portfel nowych wielkoskalowych magazynów ujawniły aukcje rynku mocy. Dla roku dostaw 2027 zakontraktowane projekty magazynowe miały 173 MW mocy osiągalnej, a dla kolejnych lat odpowiednio 1 939 MW w 2028 r., 3 997 MW w 2029 r. i 4 935 MW w 2030 r. Odpowiadające im obowiązki mocowe wynosiły 165 MW, 1 734 MW, 2 450 MW i 661 MW[60]. Rosnąca różnica między mocą osiągalną a obowiązkiem mocowym wynika ze stosowania współczynników korekcyjnych. Ograniczają one wolumen, który magazyn może zaoferować w rynku mocy w relacji do mocy zainstalowanej. Dlatego ani moc zainstalowana, ani sam obowiązek mocowy nie informują jeszcze, jak długo magazyny mogą wspierać system. Wyniki analizy wielodobowych okresów wysokiego zapotrzebowania rezydualnego przedstawiono w rozdziale 6.

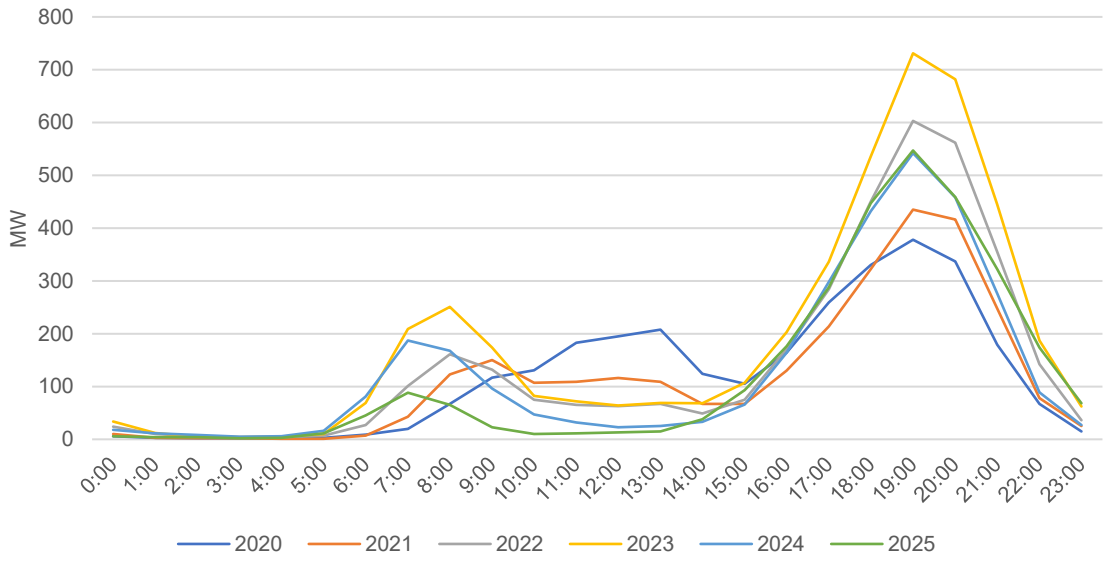
Drugim istotnym mechanizmem wsparcia budowy wielkoskalowych magazynów jest program Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Do naboru zgłoszono 480 projektów o łącznej wartości ponad 70 mld zł, mocy przekraczającej 20 GW i pojemności 122 GWh. Dofinansowanie w łącznej kwocie 4,15 mld zł przyznano 183 projektom[61]. Do końca 2025 r. podpisano umowy dotyczące magazynów o łącznej mocy 3,9 GW i pojemności 14,5 GWh[62]. Wartości te opisują portfel projektów, a nie pewny przyrost mocy. Część inwestycji może łączyć kontrakt mocowy z dofinansowaniem NFOŚiGW, dlatego wolumenów z obu mechanizmów nie można sumować. Pojawiły się również informacje o rezygnacji części beneficjentów ze wsparcia[63]. Z drugiej strony mogą powstać projekty bez obu form pomocy, zwłaszcza mniejsze instalacje u odbiorców końcowych. **Podawane wielkości należy zatem traktować jako skalę planów inwestycyjnych, a nie prognozę przyszłego miksu.**

[57] https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/dane-are-polska-przekroczyla-88-gwh-pojemnosci-magazynow-energii
[58] https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/20357068
[59] https://portaltechnologiczny.pl/greenvolt-uruchomil-jeden-z-najwiekszych-magazynow-energii-w-polsce/
[60] https://wysokienapiecie.pl/120245-dotacja-to-nie-wszystko-nie-wszystkie-magazyny-energii-zostana-wybudowane/
[61] https://www.gov.pl/web/nfosigw/magazyny-energii-elektrycznej-z-dofinansowaniem-z-funduszu-modernizacyjnego
[62] https://wysokienapiecie.pl/120245-dotacja-to-nie-wszystko-nie-wszystkie-magazyny-energii-zostana-wybudowane/
[63] https://wysokienapiecie.pl/120245-dotacja-to-nie-wszystko-nie-wszystkie-magazyny-energii-zostana-wybudowane/

7.1. Elektrownie szczytowo-pompowe: profil pracy i ograniczenia

Punktem odniesienia dla oceny przyszłej pracy magazynów w KSE jest historyczny profil pracy elektrowni szczytowo-pompowych. W 2020 r. między godz. 12:00 a 13:00 generowały one średnio 195 MW, a w 2025 r. już tylko 13 MW. W tym samym czasie średnia generacja między godz. 19:00 a 20:00 wzrosła z 378 do 547 MW[64]. Południowy szczyt pracy zanikł: generacja fotowoltaiczna obniżyła w tych godzinach ceny i zapotrzebowanie rezydualne, dlatego zbiorniki są coraz częściej napełniane w południe, a opróżniane wieczorem.

Wykres 13. Profil dobowy pracy elektrowni szczytowo-pompowych w latach 2020-2025 [MW]



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Zmianie profilu dobowego towarzyszy koncentracja pracy w mniejszej liczbie godzin. Udział godzin z generacją spadł z **56,4 proc. w 2020 r. do 38,4 proc. w 2025 r.**, a średnia moc w godzinach pracy wzrosła z 215 do 316 MW[65]. Roczny współczynnik wykorzystania mocy pozostawał w przedziale 6,9–10,9 proc., a produkcja w przedziale 1,02–1,61 TWh. Niski współczynnik wykorzystania nie oznacza braku znaczenia systemowego: jest zgodny ze szczytowym i rezerwowym charakterem pracy ESP.

Tabela 16. Roczna statystyka pracy elektrowni szczytowo-pompowych w latach 2020–2025

Rok	Produkcja [GWh]	Moc maksymalna [MW]	Liczba godzin pracy	Śr. moc generacji [MW]	Liczba godzin z generacją > 1 000 MW	Współczynnik wykorzystania mocy [%]
2020	1 062,9	1 197	4 950	215	22	7,2
2021	1 016,4	1 468	4 701	216	21	6,9
2022	1 266,7	1 528	4 428	286	86	8,6
2023	1 612,5	1 514	5 115	315	226	10,9
2024	1 138,4	1 609	3 923	290	92	7,7
2025	1 062,2	1 202	3 365	316	4	7,2

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

[64] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E
[65] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

W 2025 r. ESP pobrały z sieci 1 489,4 GWh, a oddały 1 062,2 GWh. Relacja energii oddanej do pobranej wyniosła 71,3 proc., a flota była w skali roku odbiorcą netto 427,2 GWh[66]. Magazyn nie jest więc źródłem energii netto. Jego wartość polega na przesunięciu energii do godzin, w których jest ona bardziej potrzebna.

Wskaźnika 71,3 proc. nie należy jednak utożsamiać ze sprawnością samego cyklu pompowo-turbinowego. Dane ENTSO-E obejmują również obiekty z dopływem naturalnym — Solinę, Niedzicę i Dychów — więc część generacji nie pochodzi z wcześniejszego pompowania. Dla porównania sprawność pełnego cyklu magazynu bateryjnego wynosi około 85–88 proc[67].

Tabela 17. Miesięczny bilans pracy elektrowni szczytowo-pompowych w 2025 r.

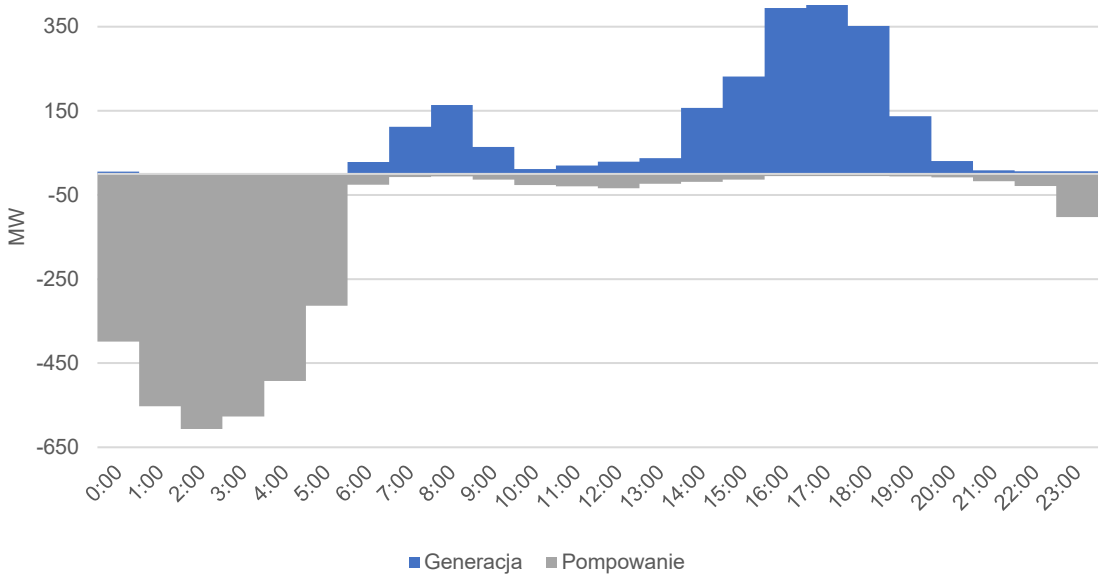
Miesiąc	Pobór [GWh]	Generacja [GWh]	Maks. pobór [MW]	Maks. generacja [MW]	Udział godz. 10–14 w poborze
styczeń	102,1	65,6	1 029	849	4,0%
luty	100,9	66,9	993	770	41,5%
marzec	123,9	84,3	1 363	1 202	75,2%
kwiecień	129,1	92,8	1 127	1 000	74,5%
maj	130,3	93,8	991	1 032	73,1%
czerwiec	113,8	84,1	1 020	974	73,9%
lipiec	139,7	104,7	1 074	940	73,9%
sierpień	146,5	102,5	1 115	997	74,9%
wrzesień	133,1	94,0	1 017	986	71,1%
październik	136,2	101,4	1 168	1 005	51,7%
listopad	128,5	93,9	1 154	919	21,0%
grudzień	105,2	78,2	1 187	774	1,8%
RAZEM	**1 489,4**	**1 062,2**	**1 363**	**1 202**	**55,2%**

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Profil przeciętnego dnia roboczego pokazuje sezonową zmianę okna ładowania. W styczniu 2025 r. pompowanie osiągało maksimum o godz. 2:00 — średnio 606 MW — a generacja o godz. 17:00 w wysokości 474 MW. W lipcu maksimum pompowania przypadało na godz. 13:00–14:00, przy około 756 MW, a maksimum generacji na godz. 20:00, przy 718 MW[68].

[66] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E
[67] https://www.accure.net/blogs/round-trip-efficiency-battery
[68] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

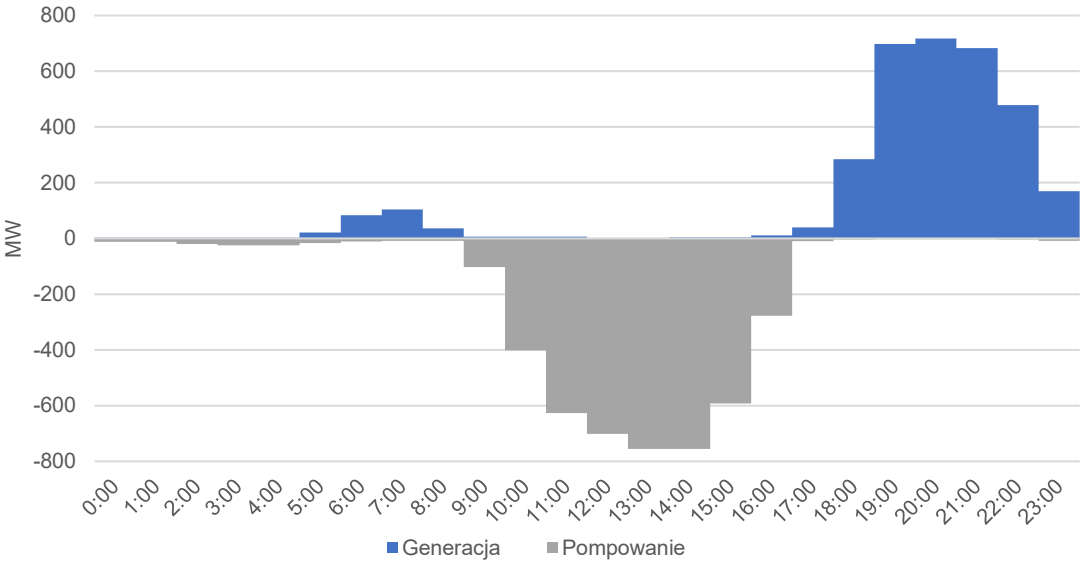
Wykres 14. Dobowy profil pracy elektrowni szczytowo-pompowych w styczniu 2025



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Zmiana nie sprowadza się do prostego podziału na lato i zimę. Od marca do września 71–75 proc. energii pobieranej na pompowanie przypadało na godz. 10:00–14:00. Udział ten spadał do 51,7 proc. w październiku i 41,5 proc. w lutym, a w listopadzie, grudniu i styczniu wynosił odpowiednio 21,0 proc., 1,8 proc. i 4,0 proc. Jak wykazano w rozdziale 6, właśnie w tych trzech miesiącach koncentrowała się większość epizodów Dunkelflaute.

Wykres 15. Dobowy profil pracy elektrowni szczytowo-pompowych w lipcu 2025



Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

W miesiącach zimowych większość energii na pompowanie pobierano nocą, gdy jednostki konwencjonalne pracowały z niższym obciążeniem niż w szczycie. Latem ładowanie przesuwało się na środek dnia, kiedy średnia generacja fotowoltaiczna w godzinach

pompowania wynosiła 7 533 MW[69]. ESP przejmowały więc część południowej generacji fotowoltaicznej i oddawały energię po jej wieczornym spadku. Zimą źródłem energii do ładowania pozostawała przede wszystkim generacja jednostek konwencjonalnych pracujących nocą.

Tabela 18. Struktura generacji w godzinach pompowania w 2025 r.

Okres	Pobór energii na pompowanie [GWh]	Śr. pobór [MW]	Śr. generacja PV [MW]	Śr. generacja wiatrowa [MW]	Śr. generacja jednostek cieplnych [MW]
zima (XII, I, II)	295,9	386	1 041	2 851	14 115
lato (VI, VII, VIII)	385,5	504	7 533	1 934	8 805
rok 2025	1 435,3	447	4 512	2 338	11 188

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Z perspektywy bezpieczeństwa dostaw kluczowy jest nie tylko poziom mocy, lecz także czas, przez jaki może być ona utrzymana. W latach 2020–2025 najdłuższy nieprzerwany okres generacji ESP powyżej 600 MW trwał siedem godzin, powyżej 800 MW — pięć godzin, a powyżej 1 000 MW — cztery godziny[70]. **Dane wskazują na zdolność do pokrywania niedoborów liczonych w godzinach, a nie w dobach.** Dodatkowym sprawdzianem jest praca w stu godzinach o najwyższym zapotrzebowaniu rezydualnym w każdym roku. Średnia generacja ESP wynosiła w tym zbiorze od 276 MW w 2021 r. do 439 MW w 2025 r., czyli 1,14–1,93 proc. zapotrzebowania rezydualnego[71]. Ograniczona średnia produkcja nie dowodzi, że ESP były zbędne. Jest zgodna z utrzymywaniem części mocy w rezerwie oraz z koniecznością gospodarowania ograniczonym zapasem energii. Zimą magazyny są ponadto ładowane głównie energią wytwarzaną nocą przez jednostki konwencjonalne, a straty cyklu podnoszą koszt energii oddawanej w szczycie.

7.2. Rola BESS w pokrywaniu szczytowego zapotrzebowania podczas Dunkelflaute

Ocena BESS nie może ograniczać się do porównania ich mocy znamionowej ze szczytowym zapotrzebowaniem. BESS oddają jedynie energię pobraną wcześniej z sieci, pomniejszoną o straty cyklu. W okresie niskiej generacji źródeł pogodozależnych energia na ładowanie nie pochodzi z bieżącej produkcji tych źródeł, lecz z generacji źródeł dyspozycyjnych. Magazyn może więc obniżyć obciążenie w godzinie szczytu, ale wcześniej podnosi je w godzinach o niższym zapotrzebowaniu.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw zasadnicze pytanie brzmi, jaką część najwyższego zapotrzebowania rezydualnego BESS mogą pokryć podczas wielodobowego okresu niskiej generacji źródeł pogodozależnych. Nie jest to tożsame z redukcją szczytu w pojedynczej dobie. Magazyn może skutecznie obniżać kolejne szczyty dobowe, a mimo to wejść w godzinę krytyczną z niewystarczającym zapasem energii. Dlatego podstawową miarą przy ocenie wpływu rozbudowy floty BESS na bezpieczeństwo dostaw jest odpowiedź na pytanie jak dzięki ich pracy ograniczone zostanie szczytowe zapotrzebowanie na moc w KSE w trakcie Dunkelflaute.

[69] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E
[70] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E
[71] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

Analizę przeprowadzono dla 10 okresów Dunkelflaute o najdłuższym trwaniu z lat 2021-2025, trwających od 84 do 185 godzin.[72] Najwyższe zapotrzebowanie rezydualne bez BESS wynosiło w tym okresie 25 208 MW. Zbadano trzy floty magazynów czterogodzinnych: 5 GW / 20 GWh, 10 GW / 40 GWh i 20 GW / 80 GWh, a także wariant mieszany 10 GW / 30 GWh, w którym połowę mocy zapewniały magazyny czterogodzinne, a połowę dwugodzinne. Są to warianty techniczne służące badaniu wrażliwości, a nie prognoza pracy BESS w Polsce. W celu uzyskania porównywalności wyników zapotrzebowanie przeliczono do wartości netto.

Analizę przeprowadzono na bazie technicznego bilansowania systemu z pominięciem mechanizmu ekonomicznego rozkładu obciążeń w systemie w oparciu o ceny rynkowe. Przyjęto sprawność cyklu 88 proc., pełne naładowanie na początku, stuprocentową dyspozycyjność i głębokość rozładowania, brak degradacji i ograniczeń sieciowych oraz doskonałą znajomość zapotrzebowania rezydualnego w trzech wariantach.

Tabela 19. Najwyższe zapotrzebowanie rezydualne pozostające do pokrycia po pracy BESS [MW]

Wariant	Moc i pojemność	Znajomość zapotrzebowania jedną dobę w przodu	Znajomość zapotrzebowania dwie doby w przodu	Znajomość zapotrzebowania przez pełen okres
Bez BESS	-	25 208	25 208	25 208
W1	5 GW / 20 GWh	22 933	22 933	22 933
W2	10 GW / 40 GWh	21 959	21 602	21 602
W3	20 GW / 80 GWh	21 981	20 769	20 586
W4	10 GW / 30 GWh	22 261	22 261	22 261

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E.

Prezentację wyników należy rozpocząć od wariantu, w którym planista zna dokładny przebieg tylko kolejnej doby. Jest on najbliższy logice rynku dnia następnego, ale nadal pozostaje założeniem optymistycznym. Model nie uwzględnia błędu prognozy oraz zapotrzebowania na moce bilansujące. Przy wiedzy ograniczonej do jednej doby flota 5 GW / 20 GWh zmniejszała zapotrzebowanie pozostające do pokrycia w godzinie szczytowej o 2 275 MW. Podwojenie mocy i pojemności do 10 GW / 40 GWh zwiększało ten efekt do 3 249 MW. Kolejne podwojenie floty, do 20 GW / 80 GWh, nie przynosiło już poprawy redukcja wynosiła 3 227 MW. Nie oznacza to, że większa flota była bezużyteczna w pozostałych godzinach. Przy jednodobowym horyzoncie zużywała jednak więcej energii na obniżanie wcześniejszych szczytów dobowych i nie zachowywała odpowiedniego zapasu na najtrudniejszą godzinę całego zdarzenia.

Zwiększenie mocy BESS poprawia bezpieczeństwo bilansu tylko wtedy, gdy magazyny dysponują odpowiednią pojemnością i informacją pozwalającą przygotować się do szczytu. Po wydłużeniu horyzontu prognozy z jednej do dwóch dób wynik floty 20 GW / 80 GWh poprawiał się o 1 212 MW, a do teoretycznej granicy wynikającej z pełnej znajomości zdarzenia brakowało 183 MW. Dla floty 10 GW / 40 GWh druga doba prognozy obniżała pozostały szczyt o 357 MW i pozwalała osiągnąć wynik równy wariantowi z pełną znajomością okresu. Magazyn nie musi zatem znać przebiegu całej, kilkudobowej Dunkelflaute. Musi jednak odpowiednio wcześnie zobaczyć nadchodzącą godzinę krytyczną, aby ograniczyć

[72] Opracowanie własne na bazie danych godzinowych ENTSO-E

wcześniejsze rozładowanie lub uzupełnić zapas energii, o ile warunki systemowe pozwalają na ładowanie.

Porównanie flot 10 GW / 40 GWh i 20 GW / 80 GWh pokazuje również malejący przyrost korzyści ze zwiększania mocy. Przy pełnej znajomości zdarzenia dodatkowe 10 GW mocy znamionowej zmniejszało pozostały szczyt o 1 016 MW, a przy prognozie dwudobowej o 833 MW. Przy prognozie jednodobowej nie dawało poprawy. Mocy znamionowej BESS nie można więc odejmować od zapotrzebowania na moce dyspozycyjne w relacji jeden do jednego. Wkład magazynów zależy od przebiegu zdarzenia, pojemności, stanu naładowania i strategii operatora.

Magazyny dwugodzinne wnoszą mniejszy wkład w pokrycie szczytu wielodobowej Dunkelflaute niż magazyny czterogodzinne o tej samej mocy. W wariancie mieszanym 10 GW / 30 GWh, w którym połowę mocy stanowiły magazyny dwugodzinne, pojemność była o 25% mniejsza niż w jednorodnej flocie 10 GW / 40 GWh. Przy prognozie jednodobowej zwiększało to pozostały szczyt o 302 MW, a przy prognozie dwudobowej i pełnej znajomości okresu o 659 MW. Magazyny dwugodzinne mogą skutecznie pokrywać krótkie niedobory i ograniczać pojedyncze szczyty dobowe, lecz szybciej wyczerpują zapas energii.

Rozróżnienie między szczytem dobowym a szczytem całego okresu ma zasadnicze znaczenie dla interpretacji wyników. Krótszy horyzont prognozy prowadzi do intensywniejszej pracy BESS i większego obniżenia szczytów w poszczególnych dobach. Z perspektywy wystarczalności zasobów w KSE liczy się jednak pojedyncza godzina, w której zapotrzebowanie pozostające po pracy magazynów jest najwyższe. Strategia korzystna dla bieżącego arbitrażu lub profilu pracy w typowej dobie może więc pozostawić zbyt mało energii na godzinę, która wyznacza zapotrzebowanie systemu na moc. Mimo założeń korzystnych dla BESS nawet wariant 20 GW / 80 GWh z pełną znajomością zapotrzebowania rezydualnego w trakcie Dunkleflatue wymagał pokrycia przez źródła dyspozycyjne 20,5 GW. Magazyny istotnie ograniczają szczyt, ale nie eliminują potrzeby utrzymywania jednostek sterowalnych zdolnych do pracy przez wiele kolejnych dób.

8. Rynek mocy

8.1. Ocena funkcjonowania rynku mocy

Rynek mocy uzupełnia rynek energii elektrycznej o wynagrodzenie dla jednostek dyspozycyjnych za gotowość do dostarczenia mocy w okresach napiętego bilansu w przypadku braku generacji ze źródeł OZE. Jego zadaniem jest pokrycie luki *finansowej*, czyli sytuacji, w której przychody z rynku energii i usług systemowych nie wystarczają do utrzymania, modernizacji lub budowy mocy potrzebnych dla bezpieczeństwa systemu. Mechanizm nie zastępuje rynku energii, lecz tworzy dodatkowe zachęty ekonomiczne dla jednostek wytwórczych, magazynów energii i DSR. Znaczenie tego mechanizmu rośnie wraz ze wzrostem udziału źródeł pogodozależnych i skracaniem czasu pracy jednostek konwencjonalnych. Sam przyrost mocy zainstalowanej nie zapewnia bowiem wystarczalności zasobów, jeżeli ich dyspozycyjność w godzinach niedoboru jest niska albo ograniczona czasem pracy. **Rynek mocy powinien zatem wynagradzać wkład jednostki w pokrycie zapotrzebowania i utrzymanie rezerw, a nie wyłącznie jej moc znamionową.**

Ocena funkcjonowania rynku mocy przyjęta przez Radę Ministrów w lutym 2025 r. potwierdziła, że mechanizm poprawił wystarczalność systemu. Przed jego wprowadzeniem prognozowano dla 2025 r. oczekiwany czas braku dostaw (Loss of Load Expectation, LOLE)

na poziomie 101,7 godziny rocznie i lukę mocy dyspozycyjnej wynoszącą 8,1 GW. Od uruchomienia dostaw w ramach rynku mocy do końca 2024 r. nie było potrzeby wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. **Pokazuje to, że rynek mocy stał się ważnym elementem zabezpieczenia bilansu KSE.** Aukcje przeprowadzone w latach 2018–2024 stworzyły przychody dla 103 modernizowanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy 17,6 GW, 27 nowych jednostek wytwórczych o mocy 8,6 GW oraz 38 magazynów energii o mocy 1,9 GW. Wolumen DSR objęty umowami dochodził do około 1,6 GW. Wśród nowych jednostek wytwórczych niemal 6 GW obowiązku mocowego przypadło na źródła gazowe, a niespełna 3 GW na źródła węglowe. Wszystkie wieloletnie kontrakty dla nowych bloków węglowych zawarto w aukcji na 2021 r. Magazyny bateryjne pojawiły się później: zakontraktowano około 0,16 GW na 2027 r. i 1,73 GW na 2028 r.[73]

8.2. Kontraktacja mocy na lata dostaw 2029 i 2030

Wyniki aukcji należy interpretować jako wolumen obowiązku mocowego po zastosowaniu korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, a nie jako moc zainstalowaną. Jest to szczególnie istotne w przypadku magazynów energii. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) publikuje wolumen i długość umowy, ale nie wskazuje technologii pozyskanych mocy. Dlatego poniższa identyfikacja technologiczna łączy dane urzędowe z analizami branżowymi i w tym zakresie ma charakter szacunkowy.

Tabela 20. Wyniki aukcji mocy na lata dostaw 2029–2030

Aukcja	Wolumen z aukcji	Najważniejsze wyniki
Główna 2029	8,054 GW	ok. 2,6 GW nowych jednostek (w tym szacunkowo ok. 2,5 GW magazynów), 1,088 GW DSR, 1,584 GW jednostek zagranicznych, 2,8 GW krajowych jednostek istniejących i modernizowanych.
Dogrywkowa 2029	4,513 GW	3,001 GW kontraktów 17-letnich dla nowych jednostek (co najmniej 2,632 GW dla nowych źródeł gazowych), 0,806 GW kontraktów 5-letnich, 0,706 GW kontraktów rocznych.
Główna 2030	6,888 GW	3,056 GW nowych jednostek (szacunkowo 2,349 GW gazu i 0,685 GW magazynów), 1,311 GW DSR, 0,992 GW jednostek zagranicznych, 0,845 GW jednostek modernizowanych, 0,683 GW istniejących.

Źródło: Opracowanie własne na bazie informacji Prezesa URE i analiz portalu WysokieNapiecie.pl.

Aukcja główna na 2029 r. przyniosła 8,054 GW nowych umów przy cenie 264,90 zł/kW/rok, a łączny wolumen kontraktów na ten rok, wraz z umowami wieloletnimi zawartymi wcześniej, wyniósł 20,361 GW. Niska cena sprzyjała magazynom: według szacunków branżowych odpowiadały one za około 2,5 GW obowiązku mocowego, podczas gdy nowe źródła gazowe uzyskały jedynie około 91 MW. Wynik nie zapewnił jednak wystarczającej ilości mocy zdolnej do długotrwałej pracy, co stało się przesłanką do przeprowadzenia aukcji dogrywkowej.[74]

W dogrywce na 2029 r. zakontraktowano 4,513 GW przy cenie 534,09 zł/kW/rok. Aż 3,001 GW przypadło na nowe jednostki z umowami 17-letnimi, 0,806 GW na umowy pięcioletnie, a 0,706 GW na kontrakty roczne. Na podstawie nazw projektów i informacji inwestorów można zidentyfikować co najmniej 2,632 GW obowiązku mocowego dla nowych źródeł gazowych, w tym bloków w Kozienicach, Gdańsku, Grudziądzu, Skawinie i Warszawie. Umowy pięcioletnie na 806 MW objęły cztery bloki w Połańcu modernizowane do współspalania

[73] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Ocena funkcjonowania rynku mocy w latach 2018–2024
74 https://wysokienapiecie.pl/106708-rynek-mocy-2024-fala-magazynow-energii-i-mala-namiastka-gazu/

biomasy. Po dodaniu wyniku dogrywki wolumen obowiązków na 2029 r. wzrósł do około 24,874 GW.[75]

Aukcja główna na 2030 r. zakończyła się znacznie wyższą ceną 465,02 zł/kW/rok i kontraktacją 6,888 GW, co wraz z wcześniejszymi umowami wieloletnimi dało 21,785 GW obowiązków mocowych na rok dostaw. Struktura nowych inwestycji była bardziej zrównoważona niż w aukcji głównej na 2029 r.: według analizy portalu WysokieNapiecie.pl około 2,349 GW obowiązku przypadło na źródła gazowe, a 0,685 GW na magazyny bateryjne. Jednocześnie około 1,311 GW uzyskał DSR, a 0,661 GW modernizowane bloki w Połańcu przewidziane do współspalania biomasy.[76]

Dotychczasowe wyniki pokazują, że rynek mocy odegrał podwójną rolę: ograniczył ryzyko ekonomicznego wycofania istniejących jednostek oraz stworzył strumień przychodów umożliwiający budowę nowych źródeł gazowych i magazynów energii, a także rozwój DSR. Nie wszystkie te zasoby pełnią jednak tę samą funkcję. Jednostki gazowe i inne źródła dyspozycyjne mogą dostarczać moc przez dłuższy czas, podczas gdy magazyny bateryjne i DSR są szczególnie użyteczne w pokrywaniu krótszych deficytów i zapewnianiu elastyczności. Ograniczenia czasowe magazynów oraz ich rolę podczas dłuższych okresów niskiej generacji ze źródeł pogodozależnych omówiono w rozdziale 7.

Porównanie aukcji głównej i dogrywkowej na 2029 r. pokazuje zarazem, że formalna neutralność technologiczna nie wystarcza, jeżeli parametry aukcji nie odzwierciedlają czasu dostępności zasobów. Aukcja główna zakontraktowała przede wszystkim magazyny, lecz dopiero dogrywka zapewniła duży wolumen nowych mocy sterowalnych. **Dla bezpieczeństwa dostaw rynek mocy powinien więc nadal wspierać zróżnicowany portfel zasobów, ale wyceniać ich rzeczywistą zdolność do pokrycia deficytu — zarówno krótkotrwałego, jak i utrzymującego się przez wiele godzin lub dni.**

9. Ryzyko terminowej realizacji nowych mocy dyspozycyjnych

Decyzja o wycofaniu jednostki wytwórczej jest praktycznie nieodwracalna. Dlatego dla bezpieczeństwa KSE znaczenie ma nie moment podjęcia decyzji o budowie nowego źródła czy zawarcia umowy mocowej, lecz chwila, w której nowa jednostka osiąga pełną zdolność do komercyjnej pracy i może rzeczywiście dostarczyć moc w godzinie krytycznej. **Do tego czasu wycofywanie istniejących jednostek nie powinno następować.**

9.1. Energetyka gazowa

Jak pokazano w rozdziale 8, aukcja dogrywkowa na 2029 r. i aukcja główna na 2030 r. zakontraktowały łącznie blisko 5 GW obowiązku mocowego dla nowych źródeł gazowych. Oznacza to koncentrację wielu dużych inwestycji w krótkim okresie. Projekty te konkurują o turbiny, generalnych wykonawców i wyspecjalizowaną kadrę. Ryzyka nie są więc od siebie niezależne. Wąskie gardło występujące w jednym fragmencie łańcucha dostaw może opóźnić równocześnie kilka jednostek. Dotychczasowe doświadczenia nie uzasadniają przyjmowania terminów kontraktowych jako pewnych dat dostępności mocy. W analizowanej próbie bloków gazowych żadna jednostka nie została ani nie ma zostać oddana w pierwotnym terminie. Mediana opóźnienia wyniosła około 13 miesięcy, natomiast mediana okresu od zawarcia

75 https://wysokienapiecie.pl/112117-rynek-mocy-dodal-gazu-enea-energa-i-kto-jeszcze/
76 https://wysokienapiecie.pl/115693-rynek-mocy-zaskoczyl-elektrowniami-gazowymi-i-bateriami/

umowy o kompleksową realizację inwestycji (engineering, procurement and construction, EPC) do przekazania bloku do eksploatacji — 54,5 miesiąca[77].

Ryzyko to ma charakter aktualny. Jednostki zakontraktowane w 2021 r. z obowiązkiem dostaw od stycznia 2026 r. nie rozpoczęły pracy zgodnie z pierwotnymi harmonogramami. W sierpniu 2026 r. pierwszy blok w Grudziądzu pozostawał w fazie rozruchu po pierwszej synchronizacji z siecią[78], blok w Ostrołęce był w rozruchu[79], a rozpoczęcie eksploatacji jednostki w Turku przesunięto na trzeci kwartał 2027 r.[80] Każde opóźnienie wydłuża okres, w którym system musi opierać się na dotychczasowej flocie.

Kumulację krajowych inwestycji wzmacnia sytuacja na światowym rynku urządzeń. Spółka GE Vernova, jeden z trzech wiodących dostawców turbin, informowała w lipcu 2026 r., że jej portfel zamówień i rezerwacji terminów produkcyjnych dla turbin gazowych wzrósł do 116 GW i ma osiągnąć co najmniej 125 GW do końca roku[81]. Sytuacja ta przekłada się na rynek polski. Postępowania dotyczące bloków gazowych w Połańcu[82] i jednostki szczytowej w Jaworznie zakończyły się bez ofert[83], a w przetargach PGE na jednostki OCGT w Rybniku i Gryfinie złożono po jednej ofercie[84]. Kontrakt mocowy tworzy strumień przychodów, lecz nie usuwa fizycznych ograniczeń rynku dostaw i wykonawstwa.

9.2. Energetyka jądrowa

Energetyka jądrowa może w przyszłości stać się jednym z podstawowych filarów bezpieczeństwa KSE. Duże bloki jądrowe zapewnią krajową, stabilną i niskoemisyjną produkcję niezależną od warunków pogodowych. Nie zmienia to jednak bilansu najbliższych lat. Zgodnie z obecnym harmonogramem pierwszy blok elektrowni Lubiatowo-Kopalino ma rozpocząć komercyjną eksploatację w 2036 r., a kolejne w 2037 i 2038 r.[85] Atom nie może więc zastąpić mocy, których system może potrzebować już po 2028 r. ani źródeł, które powinny rozpocząć pracę w 2031 r.

Co więcej, data 2036 r. powinna być traktowana jako cel inwestycyjny, a nie gwarantowana data dostępności mocy. Projekty jądrowe należą do najbardziej złożonych przedsięwzięć infrastrukturalnych i są podatne na ryzyka projektowe, regulacyjne, wykonawcze oraz ryzyka związane z łańcuchem dostaw. Wśród siedmiu reaktorów przyłączonych do sieci na świecie w 2024 r. średni czas od rozpoczęcia budowy do synchronizacji wyniósł 114 miesięcy, przy rozpiętości od 61 do 204 miesięcy. Blok AP1000 Vogtle 4, wykorzystujący tę samą technologię, którą wybrano dla Polski, potrzebował 123 miesięcy.[86] Nie przesądza to o opóźnieniu polskiego projektu, ale uzasadnia utrzymywanie rezerwy również wobec jego harmonogramu.

---

[77] Obliczenia własne na podstawie komunikatów i raportów bieżących inwestorów i generalnych wykonawców. ", Jednostki objęte analizą: EC Gorzów, CCGT Włocławek, CCGT Płock, EC Stalowa Wola, EC Żerań, Dolna Odra B9, Dolna Odra B10, EC Czechnica

[78] https://media.energa.pl/pr/873421/energia-z-ccgt-grudziadz-poplynela-do-krajowej-sieci

[79] https://media.energa.pl/pr/862179/blok-ccgt-ostroleka-wszedl-w-faze-rozruchow

[80] https://www.turek.net.pl/miasto/40383-pak-ccgt-zabezpiecza-dostawy-gazu-dla-budowanej-elektrowni-w-turku-podpisano-kon

[81] GE Vernova, wyniki za II kwartał 2026 r.

[82] https://wysokienapiecie.pl/114419-enea-uniewaznila-przetarg-na-bloki-gazowe-w-polancu/

[83] https://www.parkiet.com/energetyka/art44174641-gazowe-jaworzno-taurona-bez-turbiny-przetarg-uniewazniony

[84] https://www.gkpge.pl/grupa-pge/dla-mediow/komunikaty-prasowe/korporacyjne/pge-wybrala-wykonawce-szczytowych-elektrowni-gazowych-w-rybniku-oraz-gryfinie

[85] https://pej.pl/dla-mediow/aktualnosc/polskie-elektrownie-jadrowe-zlozyly-wniosek-o-zezwolenie-na-budowe-elektrowni-jadrowej-na-pomorzu/

[86] World Nuclear Association, World Nuclear Performance Report 2025

W konsekwencji energetyka jądrowa powinna być traktowana jako element docelowego miksu systemu, a nie argument za wyłączeniem obecnych jednostek dyspozycyjnych. Do planowanego uruchomienia pierwszego reaktora trzeba zabezpieczyć wystarczające moce pomostowe, a rozwiązania dla lat 2029–2035 powinny pozostawać odporne także na potencjalne przesunięcie tego terminu. Dotyczy to zarówno terminowej budowy źródeł gazowych, jak i utrzymania niezbędnej części floty węglowej.

9.3. Działania w okresie przejściowym

Analizy przedstawione w poprzednich rozdziałach wskazują, że źródła pogodozależne, import i magazyny energii mogą ograniczać zapotrzebowanie na pracę jednostek konwencjonalnych, ale nie zapewniają samodzielnie pokrycia wielodniowego niedoboru mocy. Do czasu uruchomienia wystarczającej liczby nowych źródeł dyspozycyjnych zasadnicza część szczytowego zapotrzebowania rezydualnego nadal musi być pokrywana przez krajowe jednostki cieplne. Jak wykazano w rozdziale 4, znaczna część floty węglowej ma ponad 30 lat i będzie wymagała remontów, modernizacji albo stopniowego wycofania. Niepewność co do przychodów po 2028 r. może jednak skłaniać właścicieli do rezygnacji z niezbędnych nakładów i wcześniejszego zgłaszania jednostek do odstawienia.

W dotychczasowym modelu aukcja główna odbywała się w piątym roku poprzedzającym okres dostaw. Aukcja na 2031 r. powinna zatem zostać przeprowadzona w grudniu 2026 r. Według stanu na sierpień 2026 r. rząd nie przygotował przepisów regulujących funkcjonowanie rynku mocy po 2030 r. Nawet przeprowadzenie aukcji pod koniec 2026 r. pozostawia inwestorowi około 48 miesięcy do początku roku dostaw. Jest to okres krótszy niż historyczna mediana realizacji bloku gazowego liczona od zawarcia umowy EPC, wynosząca 54,5 miesiąca. Intensyfikacja przygotowań przed aukcją nie jest możliwa, ponieważ dopiero uzyskany kontrakt pozwala w wielu przypadkach zamknąć finansowanie, zawrzeć umowę wykonawczą i zarezerwować kluczowe urządzenia. Każdy kolejny miesiąc zwłoki ogranicza więc liczbę projektów zdolnych do rozpoczęcia pracy w 2031 r.

Pilne przeprowadzenie aukcji głównej na 2031 r. jest konieczne, aby stworzyć sygnał inwestycyjny dla nowych źródeł dyspozycyjnych i zachować choć minimalny czas na ich realizację. Równolegle trzeba zapewnić prawne możliwości utrzymania po 2028 r. tych jednostek węglowych, bez których bilans mocy nie zostanie zamknięty w przypadku opóźnień. Zgodnie z uwarunkowaniami opisanymi w rozdziale 2 obecne odstępstwo od unijnego limitu emisyjnego wygasa 31 grudnia 2028 r. i nie tworzy podstawy do dalszego udziału jednostek węglowych w rynku mocy. **Z uwagi na sytuację bilansową Polska powinna dysponować możliwością dalszego kontraktowania niezbędnych jednostek węglowych**. Wymaga to pilnego uzgodnienia odpowiedniego rozwiązania z Komisją Europejską, a w razie potrzeby również zmiany regulacji unijnych. Jego celem powinno być zapobieżenie odstawieniom przed uruchomieniem nowych źródeł. **Jednostka wytwórcza powinna opuszczać KSE dopiero wtedy, gdy zastępujące ją zasoby osiągną faktyczną zdolność do stabilnej pracy.**

Brak decyzji nie oznacza zachowania obecnego poziomu bezpieczeństwa. Wstrzymuje decyzje inwestycyjne dotyczące nowych mocy, a jednocześnie przyspiesza rezygnację z remontów i odstawianie istniejących jednostek. Jeżeli nowe źródła gazowe zostaną opóźnione, a jednostki węglowe utracą możliwość finansowania gotowości, powstałej luki mocy nie będzie można uzupełnić. Dalsze odkładanie rozstrzygnięć dotyczących aukcji na 2031 r. i zasad funkcjonowania jednostek węglowych w rynku mocy po 2028 r. stanowi bezpośrednie zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

10. Ryzyko niedostępności nowych bloków po uruchomieniu

Nowa jednostka poprawia bezpieczeństwo systemu, gdy jest zdolna do powtarzalnej i stabilnej pracy. Jak wykazano w rozdziale 9, już sam termin oddania nowych źródeł jest obarczony ryzykiem. Po zakończeniu budowy pojawia się jednak kolejna warstwa niepewności: problemy okresu rozruchu i pierwszych miesięcy eksploatacji. Nie muszą wystąpić w każdym projekcie, ale przy planowaniu bezpieczeństwa systemu nie wolno zakładać, że nowa jednostka od dnia odbioru będzie stale dostępna z mocą nominalną.

Analiza jedenastu wielkoskalowych nowych jednostek gazowych i węglowych przekazanych do eksploatacji od 2017 r. pozwala rozdzielić dwa zjawiska[87]. Pierwszym jest typowy okres rozruchu i stabilizacji. W pierwszym pełnym miesiącu po przekazaniu do eksploatacji mediana dostępności mocy wyniosła 49,6 proc., a w miesiącach 1–6 osiągnęła 68,6 proc. Powrót do poziomu około 80 proc., typowego dla jednostki dojrzałej, następował po mniej więcej pięciu miesiącach.

Drugim zjawiskiem jest występowanie długich okresów niedostępności, pojawiających się już po zakończeniu początkowego rozruchu. Wykorzystany wskaźnik obejmuje łącznie postoje awaryjne, remonty planowe oraz ograniczenia eksploatacyjne, dlatego opisuje dostępność mocy dla systemu, a nie wyłącznie awaryjność techniczną. Z punktu widzenia bilansu mocy przyczyna postoju ma jednak znaczenie drugorzędne. W godzinie krytycznej liczy się to, czy jednostka może rzeczywiście pracować.

Tabela 21. Długie okresy niskiej dostępności nowych jednostek w pierwszych 24 miesiącach eksploatacji

Kryterium w pierwszych 24 miesiącach	Liczba jednostek	Udział
Co najmniej 14 kolejnych dób poniżej 50% dostępności	11 z 11	100%
Co najmniej 30 kolejnych dób poniżej 50% dostępności	6 z 11	55%
Co najmniej 60 kolejnych dób poniżej 50% dostępności	3 z 11	27%

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych PSE.

Najdłuższe nieprzerwane okresy dostępności wyniosły w badanej próbie 312, 178 i 122 doby. Co istotne, rozpoczęcie najdłuższego postoju w kilku przypadkach następowało po ponad roku od rozpoczęcia eksploatacji. Ryzyko może więc ujawnić się z opóźnieniem, gdy jednostka nie jest już postrzegana jako nowa, a zastępowane przez nią moce mogły zostać przeznaczone do trwałego odstawienia.

Wyniki nie oznaczają, że nowe bloki są co do zasady mniej niezawodne od starszych. W pierwszych dwóch latach sześć z jedenastu jednostek osiągnęło dostępność wyższą niż porównywalna flota dojrzała, a pięć niższą. Mediana różnicy wyniosła +3,4 punktu procentowego, lecz średnia −6,3 punktu. Rozbieżność ta pokazuje wysoką niepewność: typowa nowa jednostka może pracować dobrze, ale mniejszość bloków doświadcza głębokich i długotrwałych problemów. Dla bezpieczeństwa systemu krytyczne znaczenie może mieć wystąpienie każdego takiego przypadku.

[87]Obliczenia własne na podstawie danych godzinowych PSE, „Ubytki mocy”, jednostki objęte analizą: CCGT Włocławek, Kozienice B11, CCGT Płock, Opole B5, Opole B6, EC Stalowa Wola, Jaworzno III 910 MW, Turów B7, EC Żerań, Dolna Odra B9, Dolna Odra B10

Formalne przekazanie bloku do eksploatacji, pierwsza synchronizacja ani rozpoczęcie wykonywania obowiązku mocowego nie powinny automatycznie uruchamiać nieodwracalnego odstawienia jednostki zastępowanej. Proces powinien być etapowy i powiązany z dostępnością nowego źródła potwierdzoną w rzeczywistej eksploatacji. **Dopiero wtedy można uznać, że nowa moc faktycznie, a nie wyłącznie kontraktowo, zastąpiła moc istniejącą.** Takie czasowe nakładanie się starej i nowej floty jest kosztem zabezpieczenia systemu przed scenariuszem, w którym nowy blok zostaje oddany w terminie, lecz po kilku lub kilkunastu miesiącach traci znaczną część dostępności.

Znaczenie tej ostrożności rośnie, gdy w krótkim okresie ma rozpocząć pracę wiele nowych źródeł gazowych, a równolegle wygasa możliwość udziału jednostek węglowych w rynku mocy. Opisane w rozdziale 9 ryzyko opóźnień budowy może wówczas nałożyć się na ryzyko operacyjne pierwszych miesięcy pracy. Jeżeli rezerwa zostanie wcześniej zlikwidowana, kilkumiesięczny postój jednego dużego bloku może stać się problemem całego systemu.

11. Bilans mocy w Polsce i UE

Instytucjonalne oceny wystarczalności zasobów prowadzą do dwóch spójnych wniosków **bez mechanizmu zapewniającego utrzymanie i rozwój mocy dyspozycyjnych KSE jest narażony na deficyty**, natomiast import nie może być traktowany jako pewny substytut krajowych jednostek, gdyż okresy niedoboru mogą występować równocześnie w całym regionie. Ryzyko opisują dwa wskaźniki probabilistyczne. Oczekiwany czas braku dostaw (Loss of Load Expectation, LOLE) oznacza oczekiwany łączny czas występowania deficytów mocy w roku. Oczekiwana energia niedostarczona (Expected Energy Not Supplied, EENS) określa oczekiwany wolumen energii, którego system nie będzie w stanie dostarczyć wskutek tych deficytów. Obowiązujący w Polsce standard bezpieczeństwa odpowiada wartości LOLE nieprzekraczającej 3 godzin w roku.[88]

11.1. Europejska ocena wystarczalności zasobów (ERAA) 2025: wyniki dla Polski i sąsiadów

Europejska ocena wystarczalności zasobów nie pokazuje w Polsce ani jednego roku docelowego, w którym standard niezawodności byłby dotrzymany. Oczekiwany czas niedoboru mocy wynosi 11,73 godziny w 2028 r., 14,38 w 2030 r., 12,18 w 2033 r. i 21,76 w 2035 r. wobec przyjmowanego dla Polski standardu 3 godzin rocznie. Oznacza to przekroczenie od 3,9 do 7,3 razy.[89] **Dane dla Polski przedstawione w analizie ENTSO-E uwzględniają wyłącznie aukcje rynku mocy rozstrzygnięte do okresu dostaw 2029 r. włącznie i nie zawierają żadnych kontraktów dla lat późniejszych**, w szczególności dla roku docelowego 2030.[90] Wyniki ERAA dla lat 2030–2035 opisują więc sytuację, w której mechanizm mocowy wygasa i nie jest zastępowany. Jest to odpowiedź na pytanie: „co się stanie, jeżeli nie będzie kolejnych aukcji?”. Z problemem niedoborów mocy mierzą się także wszyscy sąsiedzi Polski.

Tabela 22. LOLE Polski i państw sąsiednich w ERAA 2025 — scenariusz centralny

Kraj / strefa	LOLE 2028	LOLE 2030	LOLE 2033	LOLE 2035
Polska	11,73	14,38	12,18	21,76
Niemcy	14,30	19,64	19,85	24,00
Czechy	12,97	18,46	15,18	21,42

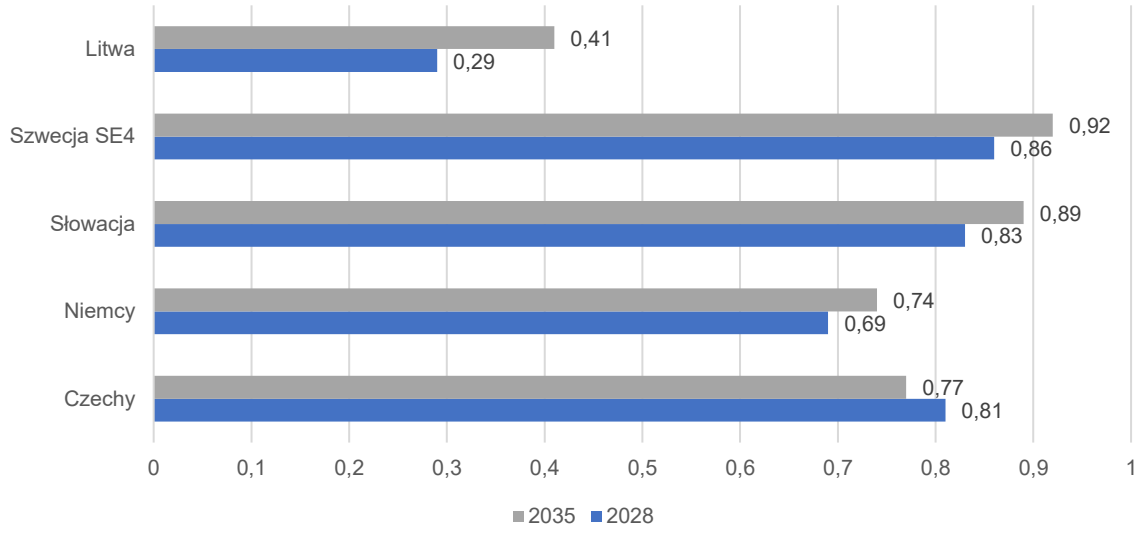
[88] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040
[89] ENTSO-E, ERAA 2025, Załącznik 3
[90] ENTSO-E, ERAA 2025, Załącznik 6

Kraj / strefa	LOLE 2028	LOLE 2030	LOLE 2033	LOLE 2035
Słowacja	4,42	2,95	6,11	9,26
Litwa	14,54	15,93	38,58	19,54
Szwecja	6,50	7,81	10,03	6,61

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych ENTSO-E, ERAA 2025, załącznik 3.

Analiza jednoczesności niedoborów w ERAA określa prawdopodobieństwo ich równoczesnego wystąpienia w różnych strefach rynkowych. Wynik dla Polski jest jednoznaczny. W roku docelowym 2028 prawdopodobieństwo, że w chwili niedoboru w Polsce niedobór występuje jednocześnie u sąsiada, wynosi 0,86 dla Szwecji SE4, 0,83 dla Słowacji, 0,81 dla Czech i 0,69 dla Niemiec. Jedynym kierunkiem o słabej zależności jest Litwa (0,29).[91] W roku 2035 wartości te rosną do 0,92, 0,89, 0,77 i 0,74, a wartość dla Litwy do 0,41. Zależność jest przy tym obustronna: prawdopodobieństwo niedoboru w Polsce w chwili niedoboru w Czechach wynosi 0,90, a w Niemczech 0,84.

Wykres 16. Prawdopodobieństwo niedoboru u sąsiada w chwili niedoboru w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na bazie ENTSO-E, ERAA 2025, załącznik 4.

Liczby te oznaczają, że kraj dysponujący nadwyżką w godzinie polskiego niedoboru jest wyjątkiem. **Każde państwo musi zatem samodzielnie pokryć swoje szczytowe zapotrzebowanie, ponieważ dostępność importu jest mocno ograniczona.** Nie jest to wniosek wynikający wyłącznie z polskiej perspektywy. Tę samą obawę zgłasza austriacki operator, wskazując zależność od rzadkiej nadwyżkowej generacji z importu w czasie jednoczesnych niedoborów w regionie jako zagrożenie dla krajowego bezpieczeństwa dostaw.[92]

Waga tego wyniku bierze się z konstrukcji samego badania. Jednoczesności niedoborów nie da się policzyć, patrząc na każdy kraj osobno. Potrzebna jest symulacja, w której wszystkie strefy rynkowe przechodzą przez te same lata klimatyczne, z uwzględnieniem zdolności przesyłowych między nimi. ERAA jest jedynym badaniem, które to robi — powstaje na danych przekazywanych przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych, w jednolitym formacie i według metodyki zatwierdzanej przez Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

[91] ENTSO-E, ERAA 2025, Załącznik 4
[92] ENTSO-E, ERAA 2025, Załącznik 6

11.2. Krajowe oceny PSE

Opublikowana w listopadzie 2024 r. krajowa ocena wystarczalności zasobów (National Resource Adequacy Assessment, NRAA) przedstawiała scenariusz bazowy, w którym uwzględniono istniejące kontrakty na rynku mocy, ale nie założono nowych mechanizmów wspierających zdolności wytwórcze. Jednostki centralnie dysponowane pozostawały w systemie tylko wtedy, gdy osiągały dodatni wynik operacyjny. W takim wariancie średnie LOLE przekraczało standard 3 godzin w każdym roku okresu 2025–2040. Wynosiło m.in. 40,8 godz. w 2026 r., 50,2 godz. w 2027 r., 33,3 godz. w 2028 r., 20,5 godz. w 2029 r. i 9,6 godz. w 2030 r. **Ocena pokazała zarazem, że utrzymanie LOLE w pobliżu standardu wymaga pozostawienia w systemie jednostek, które nie są w stanie pokryć swoich kosztów z rynku energii.** W scenariuszu z mechanizmem zdolności wytwórczych średnie LOLE mieściło się w latach 2025–2040 w przedziale 2,0–4,4 godz. rocznie. PSE wprost wskazały więc potrzebę mechanizmu pozwalającego utrzymać istniejące jednostki oraz uruchamiać inwestycje w nowe źródła mocy dyspozycyjnej.[93]

Nowszy projekt Planu rozwoju sieci przesyłowej (PRSP) na lata 2027–2036, datowany na kwiecień 2026 r., zawierał zaktualizowaną analizę wystarczalności, uwzględniającą wyniki aukcji rynku mocy przeprowadzone do końca 2025 r. Z tego względu w części analizowanego horyzontu przedstawiał korzystniejszy bilans niż ocena z 2024 r. Nie oznaczało to jednak zaniku ryzyka, lecz wynikało z zawarcia kolejnych kontraktów mocowych oraz założenia terminowej realizacji inwestycji. W scenariuszu nr 1, zakładającym eksploatację jednostek węglowych do kresu ich zdolności technicznych, stała luka mocy pojawiała się od 2035 r. Wynosiła wówczas 2,6 GW i rosła do 12,4 GW w 2041 r. W scenariuszu nr 2, opartym na deklarowanych przez wytwórców terminach wyłączeń nierentownych bloków węglowych, zapotrzebowanie na dodatkową moc sięgało 4,8 GW w 2035 r. i 10 GW już w 2036 r. Wyniki scenariusza nr 2 są przy tym zaskakujące. Do 2030 r. moc zainstalowana jednostek konwencjonalnych pozostawała w nim taka sama jak w scenariuszu nr 1. Oznacza to, że zgodnie z deklaracjami przyjętymi przez PSE do końca dekady żadna jednostka węglowa nie zostałaby wyłączona z przyczyn ekonomicznych, nawet bez mechanizmu mocowego. Do 2035 r. przed osiągnięciem kresu zdolności technicznych pracę zakończyłoby jedynie 2,3 GW mocy węglowych, co jest sprzeczne z publicznymi wypowiedziami właścicieli jednostek węglowych.

Kluczowy jest jednak scenariusz nr 3, który zakłada brak przeprowadzania kolejnych aukcji uzupełniających i dogrywkowych. W związku z tym jednostki wysokoemisyjne bez obowiązków mocowych zostają odstawione. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna wynosiła wówczas 2,8 GW już w 2026 r., 7,6 GW w 2027 r., 9 GW w 2029 r. i 5,2 GW w 2030 r. **W żadnym roku horyzontu nie spadała do zera.** Średnie LOLE osiągało odpowiednio 118, 1 277, 1 671 i 375 godzin rocznie.[94] Różnica między wynikami poszczególnych scenariuszy zależy od rynku mocy, terminowego oddawania zakontraktowanych źródeł oraz okresu utrzymania istniejących jednostek węglowych.

11.3. Ekonomiczny koszt niedoboru energii

LOLE pokazuje oczekiwany czas występowania deficytów mocy, natomiast EENS ich oczekiwany wolumen. Aby oszacować ekonomiczny ciężar niedostarczonej energii, EENS

[93]Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040
[94]Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027–2036

można przemnożyć przez wartość niedostarczonej energii (Value of Lost Load, VOLL). Prezes URE ustalił VOLL dla Polski na 80,6 tys. zł/MWh. Oznacza to, że 1 GWh oczekiwanej niedostarczonej energii odpowiada średnio 80,6 mln zł ekonomicznej wartości niedostarczenia energii.[95]

VOLL nie jest ceną energii, taryfą ani kwotą odszkodowania wypłacaną automatycznie. Jest parametrem służącym do ekonomicznej wyceny przerw w dostawach oraz wyznaczania standardu niezawodności. Prezes URE oszacował go na podstawie 2 402 wywiadów przeprowadzonych w pierwszej połowie 2021 r. wśród gospodarstw domowych, handlu, usług, administracji państwowej, przemysłu i transportu. Respondenci określali skłonność do zapłaty za uniknięcie przerwy oraz oczekiwane odszkodowanie za jej wystąpienie w 12 wariantach różniących się porą roku, wcześniejszym uprzedzeniem oraz czasem trwania przerwy: 1, 4 albo 24 godziny. Wyniki sektorowe oczyszczono z 5 proc. skrajnych wartości, a wartość krajową zważono zużyciem energii przez poszczególne grupy odbiorców. Średnia krajowa ukrywa znaczne zróżnicowanie skutków niedoboru. Sektorowy VOLL wynosił od 31 tys. zł/MWh dla gospodarstw domowych do 172,7 tys. zł/MWh dla usług. Dla przemysłu oszacowano go na 75,7 tys. zł/MWh, dla transportu na 81,4 tys. zł/MWh, dla administracji państwowej na 85,5 tys. zł/MWh, a dla handlu na 115,8 tys. zł/MWh. Niedostarczenie tej samej ilości energii może więc powodować wielokrotnie różne skutki ekonomiczne, zależnie od grupy dotkniętych odbiorców.[96]

Zastosowanie krajowego VOLL do wyników scenariusza bazowego NRAA pokazuje skalę ryzyka. EENS na poziomie 40,6 GWh w 2026 r. odpowiada wartości około 3,27 mld zł, 54,4 GWh w 2027 r. — około 4,38 mld zł, 52,1 GWh w 2028 r. — około 4,20 mld zł, 31,8 GWh w 2029 r. — około 2,56 mld zł, a 13,8 GWh w 2030 r. — około 1,11 mld zł. Suma EENS dla całego horyzontu 2025–2040, wynosząca 415,8 GWh, odpowiadałaby około 33,5 mld zł przy utrzymaniu stałej wartości VOLL.

Skalę możliwych skutków pojedynczego, rozległego zdarzenia ilustruje rachunek inspirowany blackoutem na Półwyspie Iberyjskim z 28 kwietnia 2025 r. Przekładające te szacunki na Polskę przyjęto zwykłą dobę roboczą o zapotrzebowaniu zbliżonym do średniej zimowej oraz całkowitą utratę zasilania od godz. 10, po której odbiór byłby liniowo przywracany przez 8, 12 albo 16 godzin. Niedostarczona energia po stronie odbiorców końcowych wyniosłaby odpowiednio 92,4, 134,4 i 173,2 GWh, co przy krajowym VOLL odpowiada 7,45, 10,83 i 13,96 mld zł. Jest to scenariusz techniczny, a nie prognoza czy wycena rzeczywistego blackoutu iberyjskiego, pokazuje jednak, że pojedyncza awaria systemowa może generować straty liczone w miliardach złotych.

Obliczenia te mają charakter orientacyjny. Rzeczywiste skutki konkretnego zdarzenia zależą m.in. od czasu i miejsca przerwy, rodzaju odbiorców oraz skutków pośrednich w produkcji i łańcuchach dostaw. Ponadto wykorzystana wartość VOLL opiera się na badaniu z 2021 r. i została opublikowana w 2023 r. Zarówno prognozy EENS, jak i scenariusz pojedynczego blackoutu pokazują jednak, że relatywnie niewielki wobec rocznego zużycia wolumen niedostarczonej energii może powodować straty liczone w miliardach złotych. Koszt utrzymania i rozwoju mocy dyspozycyjnych powinien być zatem odnoszony nie tylko do ceny wytwarzanej energii, lecz także do oczekiwanej wartości unikniętych niedoborów.

[95]Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Informacja nr 10/2023 w sprawie szacowanej wartości niedostarczonej energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej

[96]Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Szczegółowa metoda oszacowania VOLL na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa, 14 marca 2023 r., s. 4.

12. Ryzyka paliwowe

Rozbudowa mocy gazowych jest głównym kierunkiem zastępowania wycofywanych jednostek węglowych. Zmniejsza emisyjność wytwarzania, lecz jednocześnie przenosi część ryzyka bezpieczeństwa KSE na system gazowy. Dlatego decyzjom o budowie kolejnych bloków powinien towarzyszyć rozwój infrastruktury magazynowania gazu. Jak wskazano w rozdziałach 2 i 4, wzrost roli gazu nie jest wyłącznie preferencją inwestorów, lecz konsekwencją regulacji, rynku mocy i potrzeb bilansowych KSE. Moc osiągalna jednostek gazowych wzrosła z 2 763 MW w 2020 r. do 6 249 MW w 2025 r., a w budowie i rozruchu znajdują się kolejne jednostki. Warunkiem bezpiecznego wykorzystania tej floty jest jednak dostępność paliwa również w zimowym szczycie.

Krajowe magazyny gazu wysokometanowego mają około 3,3 mld m³ pojemności czynnej. Odpowiada to 68 dniom średniego zużycia oraz tylko 37 dniom szczytowego zapotrzebowania. Dla porównania mediana pojemności wyrażonej w dniach średniego rocznego zużycia dla państw Unii dysponujących magazynami wynosi 119,5 dnia[97]. Polska dysponuje więc relatywnie niewielkim buforem wobec skali krajowego rynku gazu. Znaczenie ma przy tym nie tylko objętość zapasu, lecz także tempo, w jakim może on zostać pobrany. Maksymalna moc odbioru z krajowych magazynów wynosi 595 GWh na dobę, czyli 61,1 proc. zużycia w dobie szczytowej[98]. Nawet przy pełnym napełnieniu magazyny nie mogłyby więc krótkoterminowo samodzielnie pokryć takiego popytu. Rozbudowa floty gazowej zwiększa skalę tego napięcia. Jej obecny maksymalny dobowy pobór, liczony przy pracy wszystkich jednostek z mocą nominalną, wynosi około 250 GWh. Po uruchomieniu bloków będących w budowie wzrośnie do około 450 GWh. Odpowiada to odpowiednio 42 i 75 proc. obecnej maksymalnej mocy odbioru z magazynów. Nie jest to prognoza normalnej pracy floty, lecz miara górnej granicy zapotrzebowania, którą system gazowy powinien być zdolny obsłużyć. Ryzyko jest istotne, ponieważ jak wykazano w rozdziale 5, najwyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną również przypada na zimowe dni robocze. **Szczyty obu systemów występują w tym samym okresie.**

Trwająca rozbudowa podziemnego magazynu gazu (PMG) Wierzchowice ma zwiększyć pojemność magazynu z 1,3 do 2,1 mld m³, a łączną pojemność krajową do ponad 4,1 mld m³. Jednocześnie moc odbioru z Wierzchowic ma wzrosnąć do 24 mln m³ na dobę. Inwestycja nie wyczerpuje jednak przyszłych potrzeb. Z danych przedstawionych w związku ze strategią Gas Storage Poland wynika, że już w latach 2030–2035 zgłoszony popyt na pojemność magazynową może sięgnąć 4,2 mld m³ przy dostępnych 4,1 mld m³, a w latach 2036–2040 wzrosnąć do 4,8 mld m³. Największa luka ma dotyczyć elastycznych magazynów kawernowych, szczególnie przydatnych do szybkiego bilansowania wahań popytu wywołanych pracą źródeł gazowych.[99]

Nie oznacza to, że krajowy system gazowy jest obecnie niewydolny. Spełnia kryterium N-1 z zapasem, a ograniczeń w poborze gazu nie wprowadzono także po wstrzymaniu dostaw jamalskich w 2022 r. **Rozwój energetyki gazowej powinien być zatem skoordynowany z rozbudową zarówno pojemności, jak i mocy odbioru magazynów gazu, ze szczególnym uwzględnieniem magazynów kawernowych.** Jak opisano w rozdziałach 9 i 10, opóźnienie budowy lub uruchomienia nowych jednostek może wymagać czasowego przedłużenia pracy

[97] ENTSOG „System Development Map 2026”
[98] ENTSOG „System Development Map 2026”
[99] https://energia.rp.pl/gaz/art43829141-polsce-moze-zabraknac-miejsca-na-gaz-zapotrzebowanie-rosnie-bardzo-szybko

istniejącej floty. W przypadku węgla kamiennego Polska posiada krajowe wydobycie, a samo paliwo może być składowane zarówno przy kopalniach, jak i przy elektrowniach. Na koniec 2025 r. zapasy przy elektrowniach wynosiły 6,63 mln ton, co odpowiadało około 74 dniom zużycia zimowego, natomiast łączne zapasy wynosiły 11,69 mln ton[100]. Elektrownie na węgiel brunatny są związane z odkrywkami i zużywają paliwo wydobywane na miejscu.

13. Ciepłownictwo systemowe a tempo odstawiania jednostek konwencjonalnych

13.1. Skala sektora i znaczenie kogeneracji

Ciepłownictwo systemowe dostarcza ciepło do ponad 52 proc. gospodarstw domowych i około 15 mln odbiorców, przede wszystkim w miastach. W 2025 r. 397 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych dysponowało mocą zainstalowaną 50 953 MWt i mocą zamówioną przez odbiorców 33 977 MWt. Łączna długość sieci wynosiła 23 005 km, a do odbiorców przyłączonych do sieci trafiło 219 878 TJ ciepła. Moc cieplna i elektryczna nie są wielkościami bezpośrednio porównywalnymi, jednak skalę sektora pokazuje fakt, że moc zamówiona w ciepłownictwie była o około jedną piątą wyższa od rekordowego zapotrzebowania na moc w KSE. Sektor pozostaje silnie związany z jednostkami konwencjonalnymi. W 2025 r. paliwa węglowe odpowiadały za 53 proc. energii chemicznej paliw zużytych do produkcji ciepła, paliwa gazowe za 18 proc., a odnawialne źródła energii za 16 proc. Jednocześnie 65 proc. ciepła wytworzono w kogeneracji, czyli równocześnie z energią elektryczną. Udział paliw węglowych wyraźnie spadł wobec 82 proc. w 2002 r., ale po dwudziestu trzech latach nadal stanowią one podstawę krajowego ciepłownictwa.[101]

Zależność obu systemów ma szczególne znaczenie zimą. Elektrociepłownie zawodowe dysponowały w 2024 r. mocą osiągalną brutto 7 106 MW i wyprodukowały 24 637 GWh energii elektrycznej, z czego prawie 80 proc. w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Ich produkcja przypada więc w dużej części na okres, w którym KSE jest najbardziej obciążony. Jak pokazano w rozdziale 5, sto najwyższych godzin zapotrzebowania w każdym z lat 2020–2025 wystąpiło w listopadzie, grudniu, styczniu lub lutym. **Jednostki kogeneracyjne nie są w pełni swobodnie dysponowane, ponieważ ich pracę ogranicza zapotrzebowanie cieplne, lecz ich pochopne wyłączenie oznaczałoby równoczesną utratę źródła ciepła i mocy elektrycznej w okresie największego zapotrzebowania.**[102]

13.2. Ograniczenia technologiczne i paliwowe

Możliwości transformacji sektora są różne w zależności od wielkości systemu. Według danych zestawionych przez Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) dziewiętnaście rynków ciepła o mocy zamówionej powyżej 500 MWt odpowiada za 47 proc. produkcji ciepła systemowego w Polsce. W małych i części średnich systemach biomasa, geotermia, pompy ciepła, kotły elektryczne i ciepło odpadowe mogą relatywnie szybko przejąć znaczną część produkcji. W największych miastach problemem jest jednak nie samo istnienie tych technologii, lecz skala urządzeń, dostępność paliwa, parametry sieci oraz konieczność zapewnienia mocy. Typowa moc wielkoskalowej pompy ciepła wynosi 0,5–25 MWt, instalacji geotermalnej 3–10 MWt, a kotła elektrodowego 1–60 MWt. Zastąpienie źródła o mocy kilkuset

[100] https://energy.instrat.pl/gornictwo/zapasy-wk/
[101] Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Energetyka cieplna w liczbach - 2025
[102] Agencja Rynku Energii S.A., Statystyka elektroenergetyki polskiej 2024

megawatów wymaga zatem budowy zespołu wielu urządzeń, nowych przyłączy i często przebudowy wysokotemperaturowej sieci. Wymaga to czasu, znacznych nakładów oraz utrzymania niezależnej rezerwy na okresy szczytowe. W analizie PTEZ dla modelowego rynku o mocy 600 MWt pompy ciepła występowały jedynie jako uzupełnienie, a ich moc dodawano ponad pełny układ źródeł zdolnych pokryć szczyt. Biomasa może zasilać źródła o większej mocy i nie zależy od warunków atmosferycznych, ale jej wykorzystanie ogranicza dostępność paliwa. PTEZ ocenia maksymalny potencjał zużycia biomasy w sektorze na około 5 mln ton rocznie przy obecnym zużyciu poniżej 4 mln ton. Dla uzyskania 20 proc. udziału ciepła z OZE w warszawskim systemie należałoby pozyskać około 1,2 mln ton biomasy rocznie. Autorzy opracowania uznali taki wolumen za niewykonalny ze względów popytowych i logistycznych, wskazując maksymalny realny udział biomasy na poziomie 5 proc.[103]

Najbardziej dostępnym paliwem redukującym emisje CO_2 pozostaje gaz ziemny. Nie eliminuje on jednak zależności od jednostek konwencjonalnych, lecz zmienia paliwo i przenosi część ryzyka do systemu gazowego. W trzech z czterech wariantów analizy PTEZ dla rynku o mocy 600 MWt podstawę układu stanowiły jednostki gazowe o mocy od 200 do 530 MWt. Jedyny wariant bez gazu oparto na 600 MWt kotłów biomasowych, czyli na wolumenie paliwa trudnym do zabezpieczenia. **Ten sam raport ocenia, że upowszechnienie wariantów gazowych oznaczałoby blisko czterokrotny wzrost zapotrzebowania sektora na gaz i byłoby technicznie niewykonalne pod względem jego zabezpieczenia.** Ryzyka paliwowe rozwinięto w rozdziale 12.

13.3. Elektryfikacja i zdolność inwestycyjna

Pompy ciepła, kotły elektryczne i magazyny ciepła będą ważnym elementem transformacji sektora ciepłowniczego. Pozwalają zagospodarować nadwyżki energii ze źródeł pogodozależnych i ograniczyć roczne zużycie paliw. **Nie powinny być jednak automatycznie traktowane jako pełny zamiennik mocy konwencjonalnej.** Projekt Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r. przewiduje do 5,5 GWt mocy źródeł Power-to-Heat oraz do 576 GWh pojemności magazynów ciepła. Pierwsza wielkość odpowiada 16 proc. obecnej mocy zamówionej, a druga wystarczyłaby na około 17 godzin dostaw ciepła.[104] Elektryfikacja przenosi ponadto część zapotrzebowania do systemu elektroenergetycznego. Sam projekt Strategii zastrzega, że kotły elektryczne nie powinny być klasycznymi źródłami szczytowymi, ale mają pracować przede wszystkim w okresach wysokiej generacji ze źródeł pogodozależnych. W czasie mrozu połączonego z niską generacją wiatrową i fotowoltaiczną źródła te wymagają więc rezerwy niezależnej od pogody.

Presja regulacyjna wyprzedza obecne możliwości inwestycyjne sektora. Kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego zaostrzają się od 2028 r., a od 2035 r. sama wysokosprawna kogeneracja nie wystarczy do spełnienia warunków. W wariancie łącznym wymagany będzie co najmniej 80 proc. udział OZE, ciepła odpadowego lub wysokosprawnej kogeneracji, przy czym udział OZE lub ciepła odpadowego musi wynieść co najmniej 35 proc. [105] Obecnie kryteria efektywnego systemu spełnia około 22 proc. systemów w kraju. **Terminy regulacyjne wyznaczają oczekiwany kierunek, ale nie tworzą automatycznie dostępności technologicznej ani finansowania.**

[103]Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Transformacja ciepłownictwa systemowego w Polsce
[104]Ministerstwo Energii, projekt Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r.
[105]Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej

Projekt Strategii szacuje nakłady niezbędne w ciepłownictwie systemowym do 2040 r. na 197–231 mld zł, czyli średnio 13,1–15,4 mld zł rocznie. Tymczasem nakłady inwestycyjne koncesjonowanego ciepłownictwa w 2025 r. wyniosły 5,59 mld zł, a wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego sięgał 50,61 proc. Oznacza to konieczność zwiększenia rocznego tempa inwestycji około 2,3–2,8 razy względem najwyższego wyniku z ostatnich czterech lat. Dodatnia rentowność sektora w 2025 r. wyniosła 9,8 proc., ale pojawiła się po czterech kolejnych latach strat. Regulator wskazuje przy tym, że ze względu na akceptowalność cen ciepła nie ma możliwości przeniesienia wszystkich kosztów transformacji na odbiorców w taryfach.[106]

[106]Ministerstwo Energii, projekt Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r.