

Moce za wszelką cenę?

Co osiągnęła Polska przez 10 lat pracy nad rynkiem mocy

Autorzy:

Jędrzej Wójcik, Kacper Kwidziński, dr Joanna Pandera, Dawid Trzeciak

ANALIZA

Niemal 10 lat temu rozpoczęły się pierwsze prace nad koncepcją rynku mocy w Polsce. Dla Komisji Europejskiej był to mechanizm wsparcia wytwórców energii elektrycznej. Dla operatora systemu przesyłowego – istotna część rynku energii, która dostarcza narzędzi do utrzymania wymaganych rezerw i ogranicza ryzyko niedoborów mocy. Dziś możemy podsumować efekty oraz skalę kosztów funkcjonowania rynku mocy w Polsce – łącznie za lata 2021–2046 będzie to ok. 200 mld zł. Oznacza to, że dyskusja o bezpieczeństwie energetycznym nie może ograniczać się do samych mocy. Bezpieczeństwo należy rozumieć także jako zdolność do dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom w każdej chwili oraz pewność, że ta energia będzie przystępna cenowo. Wobec zapowiedzi kontynuacji wsparcia, jakim jest rynek mocy, kluczowe staje się pytanie, czy Polska realizuje cel wystarczalności i bezpieczeństwa dostaw energii w sposób efektywny, czy raczej utrwali podejście „moce za wszelką cenę”?

Główne wnioski:

- **Polski rynek mocy ma niejasny cel strategiczny.** Mechanizm jest dla operatora systemu przesyłowego ważnym narzędziem zapewniania wystarczalności mocy. Po niemal dekadzie jego funkcjonowania, nadal nie jest jednak jasne, jaka jest jego długoterminowa strategia. Choć deklaratorywnie mechanizm ten ma wspierać transformację, to w praktyce w dużej mierze utrwalił status quo polskiej elektroenergetyki, podtrzymując pracę starych i mało elastycznych bloków konwencjonalnych. Równoległe sprzyja on też budowie nowych mocy gazowych, podczas gdy magazyny energii mają ograniczone znaczenie. Konstrukcja rynku mocy wymaga uporządkowania i jednoznacznego zdefiniowania celu, aby w perspektywie następnej dekady zapewnić bezpieczną pracę KSE w warunkach bezemisyjnego miksu.
- **Mechanizm generuje duże koszty.** Rynek mocy uzupełnił spadające przychody konwencjonalnych jednostek wytwórczych i dał impuls do budowy nowych mocy. Jest to jednak bardzo kosztowne rozwiązanie i wieloletnie zobowiązanie. Szacujemy, że w latach 2021–2046 mechanizm ten pochłonie łącznie ok. 200 mld zł (w cenach bieżących) i będzie stanowił znaczącą pozycję na rachunku wszystkich odbiorców. Operator systemu oraz Ministerstwo Energii zapowiadają utrzymanie rynku mocy, można więc zakładać, że koszty będą rosły w kolejnych latach.
- **Rynek mocy niedostatecznie wspiera elastyczność.** Poprawa elastyczności systemu elektroenergetycznego jest niezbędnym elementem transformacji energetycznej. Kształt aukcji rynku mocy promował do tej pory istniejące jednostki węglowe oraz duże jednostki gazowo-parowe (głównie CCGT), które w ograniczonym stopniu reagują na zmienną podaż energii elektrycznej. Relatywnie mało pojawiło się bloków gazowych w cyklu prostym (OCGT) lub silników gazowych. Strategia wobec magazynów energii była natomiast zmienna. O ile są one bardzo potrzebne – nie są to jednostki wytwórcze. Pełnią one inną funkcję w systemie, która w obecnym modelu rynku mocy nie była zauważana. Również po stronie odbiorców konstrukcja opłaty mocowej jest niekompatybilna z potrzebami elastyczności. Sposób obciążania opłatą wciąż premiuje odbiorców o niezmiennym dobowym poborze energii elektrycznej. Premiowanie płaskiego profilu zużycia jest sprzeczne z koniecznością uelastycznienia popytu i przesuwania poboru energii na godziny największej generacji z OZE (często w szczycie dnia).

- **Ryzyko przewymiarowania mocy.** Operator systemu preferuje dostęp do sterowalnych krajowych jednostek konwencjonalnych. Są one potrzebne w systemie energetycznym, ale istnieją też inne formy zapewnienia odpowiednich poziomów mocy. Podejście operatora, oparte na konserwatywnych założeniach (co zostało zakwestionowane również przez ACER¹) i priorytecie dla mocy sterowalnych, prowadzi do przewymiarowania systemu i generowania nadmiarowych kosztów, zamiast szukania optymalizacji, np. poprzez lepsze wykorzystanie połączeń transgranicznych, OZE czy innych sektorów, takich jak przemysł i ciepłownictwo.
- **Rynek mocy nie jest transparentny.** Choć stanowi on element wsparcia publicznego, sposób publikowania wyników aukcji uniemożliwia identyfikację beneficjentów kontraktów.

Czym jest i jak działa rynek mocy w Polsce?

Przez lata logika funkcjonowania rynku elektroenergetycznego była prosta: przychody wytwórców wynikały głównie ze sprzedaży energii elektrycznej. Był to efekt liberalizacji rynku energii, której celem było wprowadzenie rynkowych zasad wynagradzania wytwórców, kruszenie monopolu i odejście od centralnego sterowania kosztami energetyki.

Zakładano, że nowe inwestycje sfinansują się wyłącznie z przychodów ze sprzedaży energii – w modelu energy-only market, w którym ceny odzwierciedlają relację podaży i popytu. Gwałtowny rozwój źródeł odnawialnych o zerowych kosztach zmiennych obniżył jednak hurtowe ceny energii, sprawiając, że duże, sterowalne jednostki konwencjonalne zaczęły tracić rentowność, mimo że pozostają niezbędne dla bezpieczeństwa systemu.

Choć produkcję z OZE można dobrze prognozować, trudniej się nią steruje. Gdy wieje wiatr i świeci słońce, nie ma tańszej energii niż ta. Nie da się jednak uruchomić produkcji ze słońca i wiatru podczas bezwietrznej nocy. Jednostki konwencjonalne są więc dalej potrzebne, choć w innym wymiarze niż kiedyś. Jeśli nie będą one dostosowywać się do zmieniającego się modelu wytwarzania – stracą rynek i przychody.

Wobec deficytu spójnej koncepcji politycznej dla modernizacji polskiej energetyki, inicjatywę przejął operator systemu przesyłowego (PSE), promując rynek mocy jako gwaranta dostępności źródeł sterowalnych. Operator odegrał kluczową rolę w zaprojektowaniu i wdrożeniu regulacji dotyczących rynku mocy – obecnie w pełni kontroluje on ten instrument, traktując go priorytetowo jako narzędzie służące do utrzymania bezpieczeństwa dostaw. Szerszy kontekst ekonomiczny transformacji pozostaje w tym ujęciu na drugim planie.

Wdrażanie rynku mocy rozpoczęło się ustawą² z 2017 r. mającą być odpowiedzią na pogarszające się perspektywy zbilansowania krajowego systemu energetycznego. Jednostki konwencjonalne funkcjonujące przez lata bez spójnej koncepcji modernizacji, zaczęły generować straty wynikające z:

- zaawansowanego wieku,
- braku inwestycji odtworzeniowych,
- nieefektywnego zarządzania majątkiem.

Było to pokłosiem przewlekłych rewizji dokumentów strategicznych i przyjmowania nierealistycznych, głównie politycznie uzasadnionych celów. Jaskrawym tego przykładem było permanentne niedoszacowanie tempa rozwoju OZE przy jednoczesnym przeszacowaniu potrzeby utrzymywania jednostek węglowych. Złe planowanie transformacji energetycznej podnosi jej koszty i zwiększa obciążenia dla odbiorców.

Równocześnie, w obliczu przyspieszającej polityki dekarbonizacyjnej UE, mechanizm rynku mocy został objęty restrykcjami, szczególnie w odniesieniu do węgla, a docelowo także gazu. Kluczowe stały się unijne zasady pomocy publicznej, w tym reguła Do No Significant Harm (DNSH), czyli „nie czyni poważnych szkód”, wykluczająca finansowanie projektów naruszających cele środowiskowe UE.

Przez kolejne lata na poziomie unijnym wprowadzano ograniczenia dotyczące wsparcia dla mocy węglowych (od 2019 r., tzw. limit 550 g CO₂/kWh³), a następnie również gazowych (zaostrożenie zasad po 2021 r. wraz z pakietem „Fit for 55”⁴).

1 ACER, *ACER suggests better reflecting the benefits of Europe's internal electricity market in Poland's National Resource Adequacy Assessment*, 2025, <https://www.acer.europa.eu/news/acer-suggests-better-reflecting-benefits-europes-internal-electricity-market-polands-national-resource-adequacy-assessment>.

2 *Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy* (t.j. Dz.U. z 2025 poz. 610 ze zm.).

3 *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej* (Dz.Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019).

4 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na cele klimatyczne, ochrony środowiska i cele energetyczne na 2022 r.* (Dz.Urz. UE C80/1 z 18.02.2022).

Polska znajduje się obecnie w punkcie zwrotnym: mechanizm rynku mocy mający funkcjonować po 2030 r. wymaga redefinicji. Ministerstwo Energii, we współpracy z PSE, prowadzi prace nad nową regulacją w zakresie wsparcia mocy, co czyni obecny moment właściwym do podsumowania dotychczasowych doświadczeń.

Czym jest rynek mocy?

Rynek mocy to mechanizm wsparcia zgodny z zasadami pomocy publicznej, w którym wynagradzana jest gotowość do dostarczania mocy, a nie sama wyprodukowana energia. Jego nadrzędnym celem jest zapewnienie zdolności do pokrycia szczytowego zapotrzebowania oraz zapewnienia niezbędnych rezerw poprzez wsparcie jednostek konwencjonalnych, magazynów energii i DSR.

Mechanizm podlega ograniczeniom typowym dla pomocy publicznej, które mają chronić odbiorców przed kosztami i zwiększać integrację unijnego rynku energii. Jednocześnie w Unii Europejskiej trwa dyskusja na temat tego, czy wynagradzanie mocy (czyli dostępności) powinno odbywać się obok wynagradzania produkcji energii.

Największą słabością takiego rozwiązania jest jednak brak spojrzenia na system jako całość oraz brak koordynacji działań między kluczowymi interesariuszami: resortami, regulatorem, operatorami sieci, spółkami energetycznymi i sektorem górniczym.

W OZE tempo wzrostu jest nierównomierne: bardzo szybko przybywa mocy PV, zakontraktowane jest już ok. 10 GW mocy wiatrowych na morzu, a jednocześnie rozwój wiatru na lądzie – źródła tańszego i kluczowego z perspektywy systemu – pozostaje wyraźnie spowolniony przez bariery administracyjne i proceduralne oraz narastające tarcia społeczne związane z upolitycznieniem tego tematu.

W przypadku energetyki konwencjonalnej wraz z przyrostem nowych mocy dyspozycyjnych – zwłaszcza gazowych – konieczne jest urealnienie ścieżki odchodzenia od najkosztowniejszych bloków węglowych. Zbyt zachowawcze scenariusze w dokumentach strategicznych są następnie szybko weryfikowane przez rzeczywistość rynkową.

Jednocześnie utrzymywanie krajowego wydobycia węgla w coraz większym stopniu wynika z mechanizmów pozarynkowych – luka między rosnącymi kosztami wydobycia a ceną akceptowalną dla energetyki jest w praktyce kompensowana środkami publicznymi, co utrwała nieefektywną strukturę kosztową sektora. W tle rozwijane są nowe moce gazowe oraz kontynuowany jest program energetyki jądrowej jako element długoterminowej przebudowy mixu. W takim podejściu gubi się rachunek całościowy, na który składają się koszty systemu, wpływ na konkurencyjność i realne potrzeby odbiorców.

Na czym polegają aukcje mocy?

Wysokość wsparcia ustalana jest w ramach scentralizowanej aukcji zegarowej z ceną malejącą (ang. *descending clock auction*) organizowanej przez operatora systemu – PSE. Cena w kolejnych rundach aukcji jest stopniowo obniżana aż do momentu, w którym oferowana podaż mocy pokryje zapotrzebowanie określone przez operatora przy możliwie najniższym koszcie systemowym. Większa konkurencja podczas aukcji przekłada się na niższą cenę rozliczeniową kontraktów mocowych. Zakontraktowany wolumen mocy oraz wynikające z niego przychody jednostek są korygowane o współczynnik dyspozycyjności, odzwierciedlający faktyczną zdolność poszczególnych technologii do dostarczania mocy w okresach zagrożenia bilansu systemu.

Rynek mocy pozwala kontynuować działalność tym jednostkom, które bez niego mogłyby stać się nierentowne. Daje on także zastrzyk finansowy potencjalnym nowym inwestycjom, stając się czynnikiem decydującym o tym, czy i kiedy dana jednostka powstanie.

Mechanizm jest finansowany dzięki opłacie mocowej na rachunkach energii elektrycznej u odbiorców końcowych, którzy są nią obciążeni w różnym stopniu. Dla gospodarstw domowych opłata mocowa jest obecnie naliczana ryczałtowo co miesiąc, z kolei pozostali odbiorcy (np. przedsiębiorstwa przemysłowe, instytucje publiczne, rolnictwo) płacą za każdą zużytą kWh w wyznaczonych godzinach.

Rynek mocy składa się z aukcji głównych, dogrywkowych, dodatkowych i uzupełniających, które różnią się między sobą horyzontem czasowym oraz poziomem zakontraktowanej mocy.

1. **Aukcje główne** to podstawowe aukcje na rynku mocy. Kontraktuje się na nich najwięcej obowiązków mocowych, a ich wyniki stanowią bazę pod zapotrzebowanie na pozostałych aukcjach. Odbývają się 5 lat przed rokiem dostaw, a zawarte w ten sposób kontrakty różnią się w zależności od oferowanych jednostek. Kontrakty dzielą się na:
 - 15-letnie (lub 17-letnie, jeśli jednostka nie przekracza limitu emisyjności 450 kg CO₂/MWh) dla nowych jednostek wytwórczych⁵,
 - 5-letnie (lub 7-letnie, jeśli jednostka nie przekracza limitu emisyjności 450 kg CO₂/MWh) dla modernizowanych jednostek wytwórczych oraz DSR,
 - jednoroczne dla pozostałych, tj. istniejących jednostek wytwórczych, DSR lub zagranicznych.

Ostatnia aukcja główna odbyła się 11 grudnia 2025 r.

2. **Aukcje dodatkowe** to mechanizm funkcjonujący od początku istnienia rynku mocy. Odbývają się w roku poprzedzającym rok dostaw, a przyznawane na nich kwartalne kontrakty korygują różnicę między zapewnioną mocą a przewidywanym sezonowym zapotrzebowaniem. Uczestniczą w nich istniejące jednostki wytwórcze, DSR oraz jednostki zagraniczne. Planowane są kolejne aukcje na poszczególne kwartały w latach 2027–2030.
3. **Aukcje uzupełniające** są efektem przyznania Polsce derogacji⁶ zezwalającej na udział starych jednostek węglowych w rynku mocy do końca 2028 r. Na ten moment odbyły się dwie aukcje uzupełniające – na drugą połowę 2025 r. oraz na cały rok 2026. Planowane są jeszcze kolejne na lata 2027 i 2028. Mogą do nich przystępować istniejące jednostki wytwórcze, DSR oraz jednostki zagraniczne. Głównymi beneficjentami są jednak stare, wysokoemisyjne jednostki węglowe. Zdaniem operatora systemu przesyłowego bez finansowania z rynku mocy stałyby się one nierentowne, a będą niezbędne przez najbliższe kilka lat do zapewnienia bezpiecznego poziomu mocy dyspozycyjnych.

Wolumen mocy zakontraktowanych w ramach aukcji uzupełniających jest porównywalny do mocy zakontraktowanej podczas aukcji głównych. W efekcie okazuje się, że na niektóre lata zakontraktowano 2–3 razy więcej mocy niż wynosiło zgłaszane początkowo zapotrzebowanie w ramach aukcji głównej.

4. **Aukcja dogrywkowa** przeprowadzona tylko raz w lipcu 2025 r. (z dostawą zaplanowaną na 2029 r.) – aukcja przeprowadzona została na identycznych zasadach jak aukcja główna i z takim samym typem kontraktów. Została uruchomiona w obawie przed potencjalną luką mocową. W przeciwieństwie do aukcji uzupełniających, miała na celu wsparcie nowych projektów gazowych, które zostaną w systemie na wiele lat.

Jak dotąd w Polsce odbyło się 10 aukcji głównych, 24 aukcje dodatkowe, 2 pierwotnie nieplanowane aukcje uzupełniające i 1 pierwotnie nieplanowana aukcja dogrywkowa.

W obecnym systemie zaplanowanych jest jeszcze 16 aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały w latach 2027–2030 oraz 2 aukcje uzupełniające na lata 2027 i 2028. Operator może także zawnieioskować o uruchomienie aukcji dogrywkowej na rok 2030, jeśli uzna, że wyniki aukcji głównej nie pozwalają na wystarczające pokrycie zapotrzebowania.

⁵ Na rynku mocy w skład jednostek wytwórczych wchodzi wytwórcy energii elektrycznej, wytwórcy energii elektrycznej i ciepła oraz magazyny energii elektrycznej.

⁶ 11 sierpnia 2025 r. została podjęta decyzja Komisji Europejskiej o numerze C(2025) 5575 udzielająca Polsce derogacji do *Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej*. W wyniku tej derogacji przesunięto obowiązek spełnienia limitu emisyjności 550 g CO₂/kWh z połowy 2025 r. na koniec 2028 r.

W dalszej części analizy prezentować będziemy wykresy przedstawiające moc osiągalną, moc zgłoszoną lub obowiązek mocowy. Poniżej znajdują się wyjaśnienia tych pojęć oraz różnic między nimi.

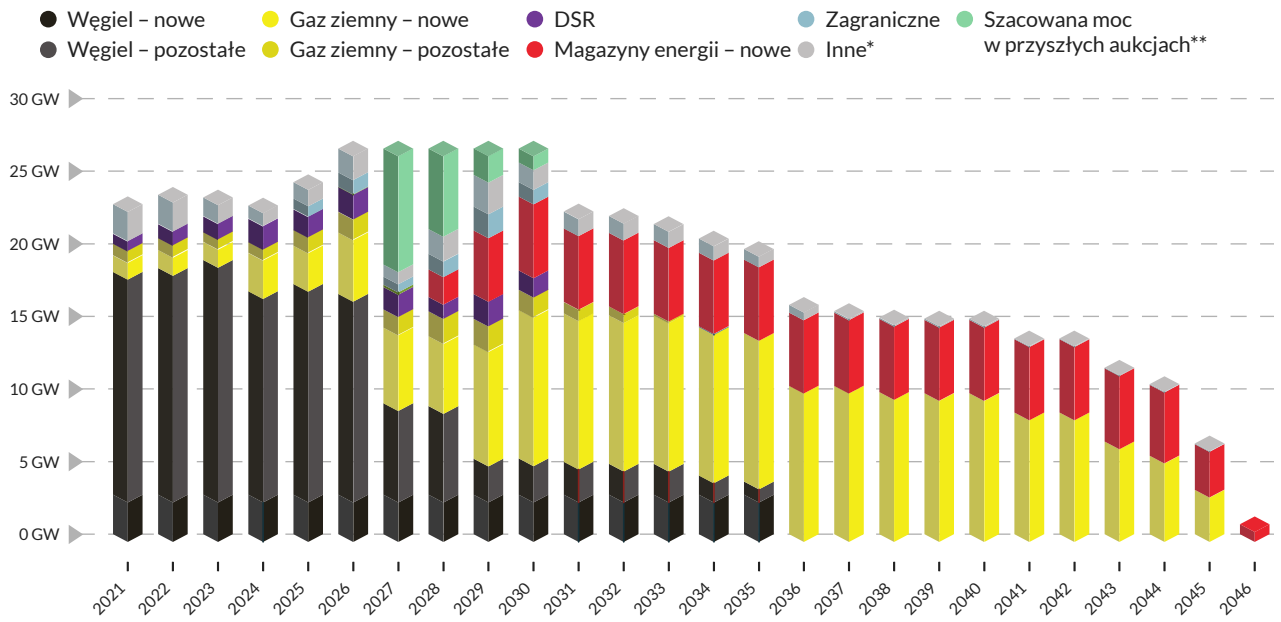
- **Moc osiągalna (netto)** – moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przy parametrach nominalnych przez czas nie krótszy niż kolejne 4 godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, pomniejszona o zapotrzebowanie własne.
- **Moc zgłoszona** – moc, którą dostawca zgłasza w certyfikacji do aukcji rynku mocy. Jest nie większa niż moc osiągalna netto. Wartość tę mnoży się przez KWD (korekcyjny współczynnik dyspozycyjności), aby otrzymać obowiązek mocowy dla JRM (jednostki rynku mocy) w danej aukcji.
- **Obowiązek mocowy / moc zakontraktowana** – wielkość podawana w ogłoszeniach wyników aukcji mocy. Jest to moc, którą JRM jest zobowiązana dostarczyć w okresie przywołania (lub ograniczyć w przypadku jednostek redukcji zapotrzebowania). Uwzględnia ona korekcyjny współczynnik dyspozycyjności i za tę moc dostawca otrzymuje wynagrodzenie z racji kontraktu mocowego.

Co przyniósł rynek mocy?

Rynek mocy pomógł zbilansować dostawy energii elektrycznej w Polsce. Umożliwił dalsze funkcjonowanie części elektrowni węglowych oraz stworzył impuls inwestycyjny dla nowych mocy gazowych, magazynów energii elektrycznej, mechanizmów redukcji zapotrzebowania (DSR – ang. demand side response). Ponadto, zgodnie z zasadami unijnego wspólnego rynku energii, mechanizm ten został otwarty na udział mocy transgranicznych, co miało na celu zwiększenie konkurencyjności aukcji oraz optymalizację kosztów bezpieczeństwa energetycznego. Jednocześnie krajowy system elektroenergetyczny wchodzi w okres stopniowego wyłączenia mocy węglowych – najstarsze, najmniej efektywne i najbardziej emisyjne jednostki są wycofywane z eksploatacji, co rodzi pytania o zbilansowanie systemu.

W ostatnim czasie w zwycięskich aukcjach pojawiło się jednak sporo mocy gazowych. Pierwsze bloki gazowe zakontraktowane w ramach rynku mocy już pracują w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, a kolejne inwestycje są w realizacji i, mimo opóźnień, powinny sukcesywnie rozpoczynać pracę w najbliższych latach. Równolegle dynamicznie rozwija się segment magazynów energii, który zwiększa elastyczność systemu i pozwala efektywniej wykorzystać rosnącą produkcję z odnawialnych źródeł energii. Uzpełnieniem tych zasobów są DSR oraz zakontraktowane moce zagraniczne, które wzmacniają bezpieczeństwo dostaw w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Strukturę obowiązków mocowych według technologii oraz poszczególnych aukcji rynku mocy przedstawiono na następujących wykresach. Ze względu na brak transparentności wyników aukcji mocowych, nie ma możliwości jednoznacznego określenia tego, która jednostka otrzyma wsparcie i jaka jest jej moc osiągalna. W przypadkach, w których ze względu na brak dostępnych informacji, nie udało się przypisać jednostki rynku mocy do fizycznej jednostki wytwórczej, posłużono się szacowaną mocą zgłoszoną.

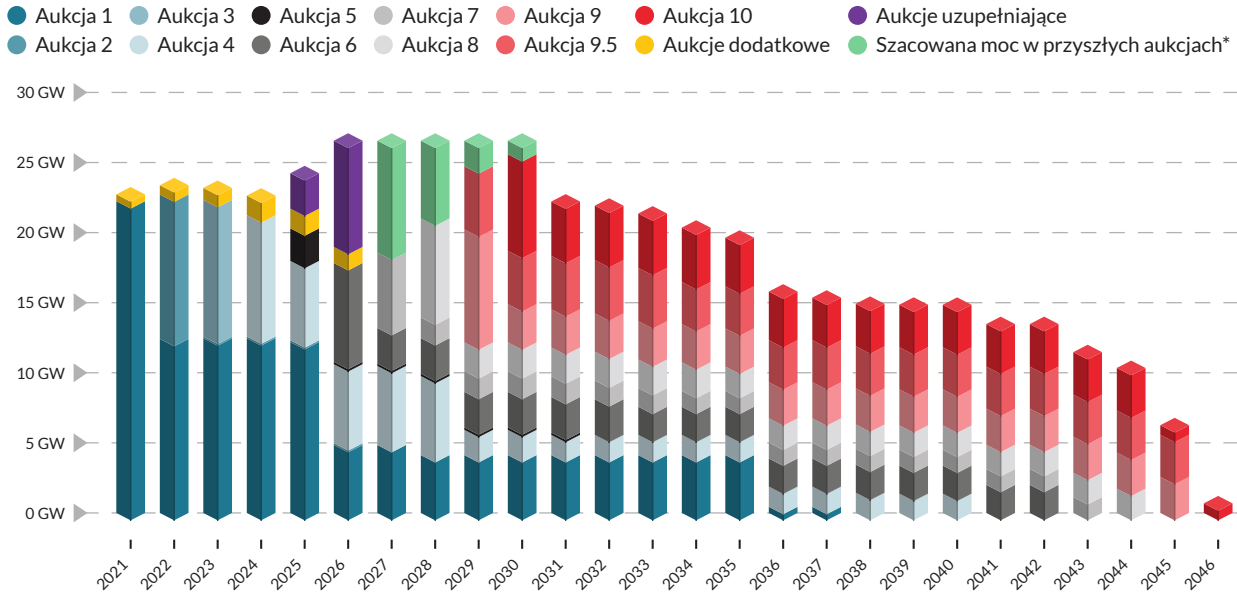
Wykres 1. Obowiązki mocowe na rynku mocy w podziale na typ i technologie
[Zobacz interaktywny wykres](#)


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń. Stan zakontraktowania po aukcji głównej na rok 2030.

Wartości w latach 2021–2026 odpowiadają średnim rocznym i mogą się różnić dla poszczególnych kwartałów.

* Inne z czego większość to istniejące lub modernizowane jednostki wodne lub biomasowe.

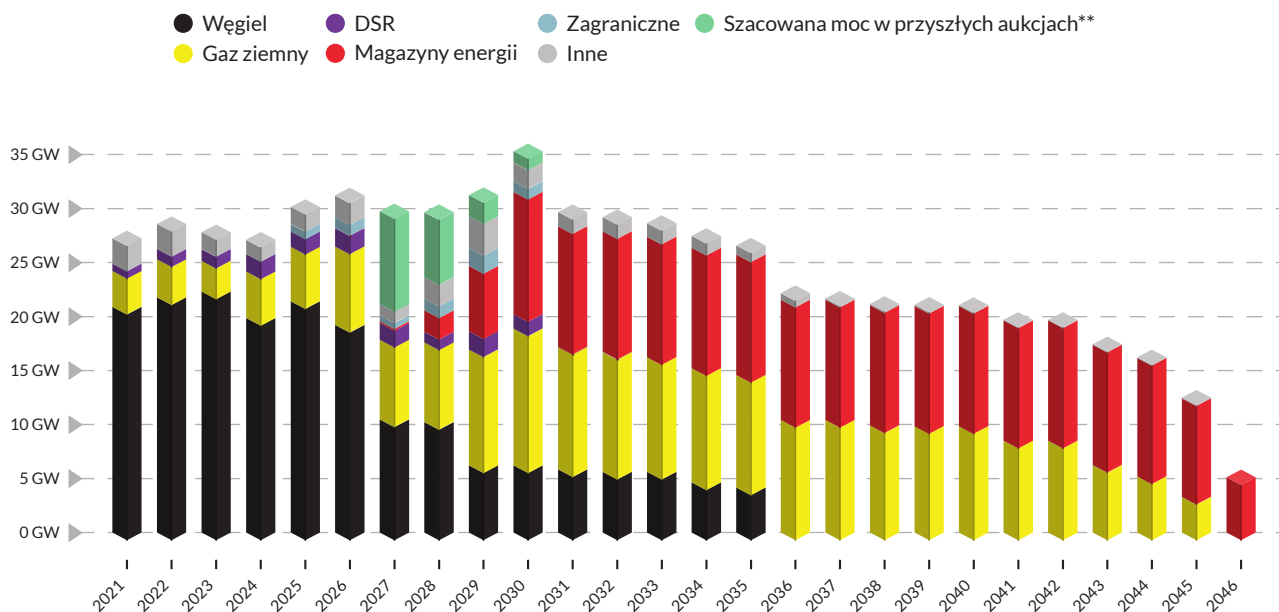
** Szacunki odnoszą się do aukcji uzupełniających na lata 2027–2028 oraz dodatkowych na lata 2027–2030. Założono zapotrzebowanie na moc równe poziomowi z ostatniego w pełni zakontraktowanego roku, tj. 2026 r.

Wykres 2. Obowiązki mocowe w podziale na aukcje
[Zobacz interaktywny wykres](#)


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń. Stan zakontraktowania po aukcji głównej na rok 2030.

* Szacunki odnoszą się do aukcji uzupełniających na lata 2027–2028 oraz dodatkowych na lata 2027–2030. Założono zapotrzebowanie na moc równe poziomowi z ostatniego w pełni zakontraktowanego roku, tj. 2026 r.

Wykres 3. Szacowana moc osiągalna* w podziale na technologie

[Zobacz interaktywny wykres](#)


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń.

Stan zakontraktowania po aukcji głównej na rok 2030.

Wartości w latach 2021–2026 odpowiadają średnim rocznym i mogą się różnić dla poszczególnych kwartałów.

* W przypadku, gdy ze względu na brak dostępnych informacji, nie udało się przypisać jednostkę rynku mocy do fizycznej jednostki wytwórczej, posłużono się mocą zgłoszoną.

** Szacunki odnoszą się do aukcji uzupełniających na lata 2027–2028 oraz dodatkowych na lata 2027–2030. Założono zapotrzebowanie na moc równe poziomowi z ostatniego w pełni zakontraktowanego roku, tj. 2026 r.

Jak pokazują wykresy, w kolejnych aukcjach rynek mocy przyciągał z różnym natężeniem odmienne technologie – wytwórcze, magazynowe oraz rozwiązania po stronie popytu. Skala ich udziału zależała od bieżących warunków ekonomicznych, dojrzałości technologii oraz gotowości uczestników rynku do składania ofert. Znaczenie miały również współczynniki korekcyjne, które modyfikowały wycenę dostępnej mocy i w efekcie różnicowały konkurencyjność poszczególnych technologii. W dalszej części omawiamy poszczególne technologie.

Jednostki węglowe

W pierwszych pięciu latach funkcjonowania rynku mocy wsparcie trafiało głównie do jednostek istniejących i modernizowanych. Wśród zakontraktowanych mocy wytwórczych ok. 80% stanowiły jednostki węglowe. Stare, wysokoemisyjne bloki węglowe miały otrzymywać wsparcie do połowy 2025 r., jednak w wyniku derogacji, ogłoszono aukcje uzupełniające, dzięki którym jednostki te mogą uczestniczyć w rynku mocy jeszcze do końca 2028 r.

Kontrakty przyznawane przez lata i w dużym wolumenie starym elektrowniom węglowym podtrzymały status quo. W ten sposób przedłużona została praca wielu istniejących elektrowni – w większości były to kilkudziesięcioletnie bloki węglowe. Koszty pracy tych jednostek są jednak wysokie, co ma obecnie odzwierciedlenie w rachunkach odbiorców.

W 2029 r. dominacja węgla na rynku mocy zakończy się. W systemie wsparcia pozostanie jedynie 5,2 GW kontraktów mocowych dla jednostek węglowych, które dostały wieloletnie kontrakty⁷. Oznacza to spadek o ponad 2/3 w porównaniu do 2026 r. (16,5 GW). Wsparcie dla mocy węglowych całkowicie przestanie działać z końcem roku 2035, co nie pozwoli im pokryć kosztów działalności wyłącznie z przychodów z rynku energii.

Jednostki gazowe

Rynek mocy poza wsparciem istniejących jednostek miał też dać impuls do inwestycji w nowe moce wytwórcze. Na początku nie kontraktowano jednak wielu nowych jednostek, a znaczący przyrost zauważalny jest dopiero w ostatnich latach trwania mechanizmu. Od 2029 r. to jednostki gazowe będą największym beneficjentem rynku mocy. W latach 2025–2030 ich zakontraktowana moc wzrośnie ponad trzykrotnie z **3,8 do 11,6 GW**.

⁷ Mowa o relatywnie nowych jednostkach, które otrzymały kontrakty mocowe w wyniku pierwszej aukcji głównej: bloku nr 11 w Kozienicach, blokach nr 5 i 6 w Opolu, bloku nr 7 w Jaworznie oraz bloku nr 7 na węgiel brunatny w Turowie. Do tego dochodzą także modernizowane bloki, dla których wsparcie zakończy się przed 2035 r.

Nowe jednostki gazowe będą pracować w systemie co najmniej do końca 2045 r. Zdecydowana większość z nich to jednostki CCGT, które nie są w wystarczającym stopniu przystosowane do pracy w systemie z dominującym udziałem OZE. W tym obszarze lepszym wyborem byłaby bardziej elastyczna technologia OCGT.

Na kolejnych wykresach przedstawiono porównanie podstawowych parametrów technicznych wybranych jednostek wytwórczych, co dobrze ukazuje różnice w poziomie ich elastyczności. Tabela przedstawia natomiast porównanie podstawowej specyfikacji jednostek wytwórczych w technologiach gazowych oraz bloku zasilanego węglem kamiennym.

Parametr	Blok węglowy	Blok CCGT	Blok OCGT	Silniki gazowe
Tempo zmiany mocy	4%/min	15%/min	20–30%/min	30–40%/min
Minimum techniczne	~40–60%	~40%	~40%	~50%
Sprawność elektryczna	~45%	~60%	~40%	~45%
Emisyjność CO ₂	~750 kg CO ₂ /MWh	~330 kg CO ₂ /MWh	~500 kg CO ₂ /MWh	~445 kg CO ₂ /MWh
Zimny start	6–10 h	2–2,5 h	10–30 min	20 min
Gorący start	2,5–3 h	60–90 min	5–15 min	5 min

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych DEA, NREL, Agora Energiewende, KOBIZE.

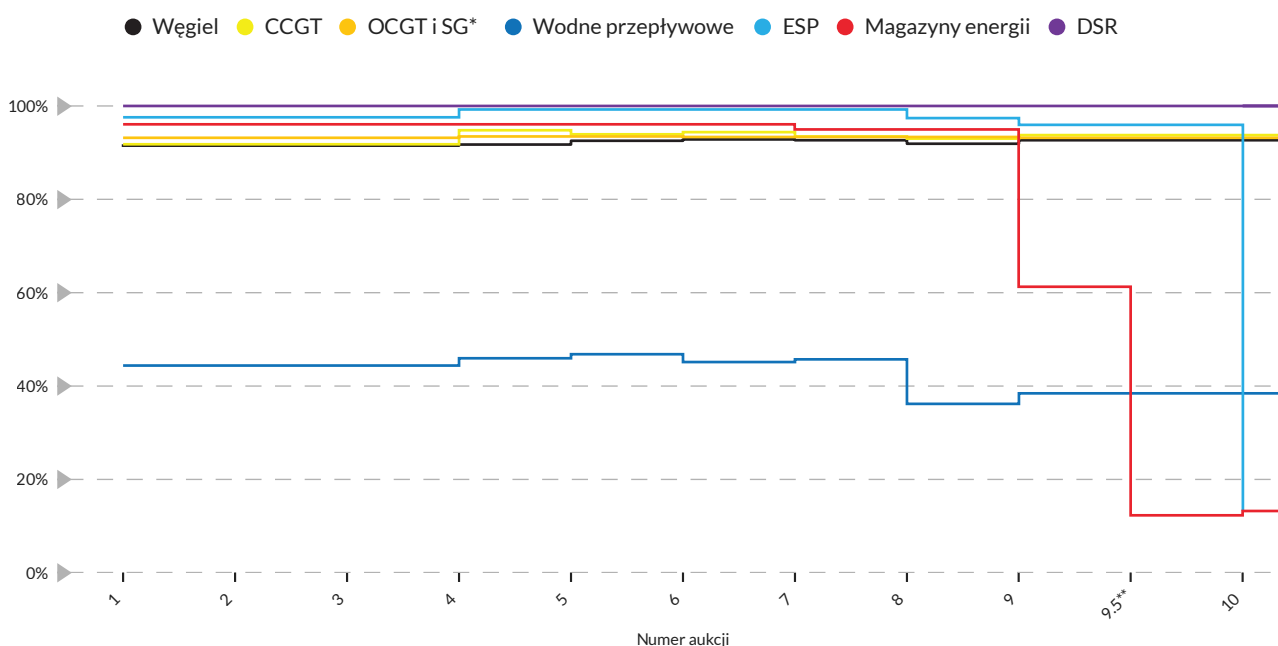
Baterijne magazyny energii elektrycznej

Baterijne magazyny energii elektrycznej (BESS – ang. *battery energy storage systems*) są potrzebne w systemie energetycznym na wielu poziomach funkcjonowania sieci. Przez krótki czas BESS zaczęły się intensywnie rozwijać w ramach rynku mocy, ale ponieważ konkurowały z jednostkami wytwórczymi, ich rola została ograniczona. W kolejnych aukcjach obniżono ich współczynnik korekcyjny dyspozycyjności (KWD) – zarówno w aukcji dodatkowej na rok dostaw 2029, jak i w aukcji głównej na rok dostaw 2030. Mimo tego w ostatniej aukcji głównej przyznano nowym magazynom 0,7 GW obowiązków mocowych. Kolejny wykres przedstawia, jak zmieniał się współczynnik KWD dla wybranych technologii na poszczególnych aukcjach.

W 2027 r. pojawią się pierwsze nowe BESS z kontraktem mocowym. Najwięcej mocy pojawi się jednak w latach 2028–2030. Łącznie przybędzie w tym czasie ok. 5,1 GW obowiązków mocowych, tj. 11,3 GW mocy **osiąganej**.

Wykres 4. Zmiany korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności na kolejnych aukcjach głównych dla wybranych technologii

Zobacz interaktywny wykres



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń.

* OCGT i silniki gazowe tłokowe.

** Aukcja 9.5 oznacza aukcję dogrywkową na rok 2029.

Wykres 4 przedstawia także zmianę KWD dla elektrowni szczytowo–pompowych. Do aukcji dogrywkowej były one postrzegane na równi z jednostkami konwencjonalnymi. Jednak w ostatniej aukcji głównej były traktowane tak samo jak bateryjne magazyny energii.

Moce zagraniczne

Moce zagraniczne podlegają szczególnym zasadom na rynku mocy. Mogą otrzymać maksymalnie jednoroczne kontrakty, których wartość, zależna od regionu, z którego pochodzą⁸, jest nie większa niż ceny dla polskich jednostek. Rynek mocy zapewnił od 0,6 do 1,6 GW mocy w jednostkach zagranicznych w latach 2025–2030. Ich obecność jest zgodna z traktatową zasadą budowy wspólnego rynku energii w UE, wyrównywaniem szans podmiotów i ograniczaniem kosztów.

DSR

Nie tylko wytwórcy energii mogą brać udział w rynku mocy. Od samego początku funkcjonowania mechanizmu obecna jest także usługa redukcji zapotrzebowania (DSR). Te jednostki mimo tego, że mogą przy spełnieniu określonych warunków, otrzymać kontrakty 5-letnie, w zdecydowanej większości dysponują kontraktami na nie dłużej niż rok. W latach 2021–2030 te kontrakty obejmują od 0,7 do 1,7 GW.

Ostatnia aukcja główna z mocą do 2046 r.

11 grudnia 2025 r. na rynku mocy odbyła się ostatnia aukcja główna (nr 10), która miała zapewnić dodatkowe moce od roku 2030. Początkowo konkurencja na ostatniej aukcji miała być wysoka, a zgłoszone projekty miały osiągnąć ok. 12 GW. Ostatecznie jednak do aukcji przystąpiło 9 GW jednostek. Część tych, które zostały, wycofała się przy spadającej cenie i w efekcie aukcja zakończyła się w drugiej rundzie z ceną 465,02 zł/kW/rok. Zakontraktowano na niej 6,9 GW obowiązków mocowych na rok 2030.

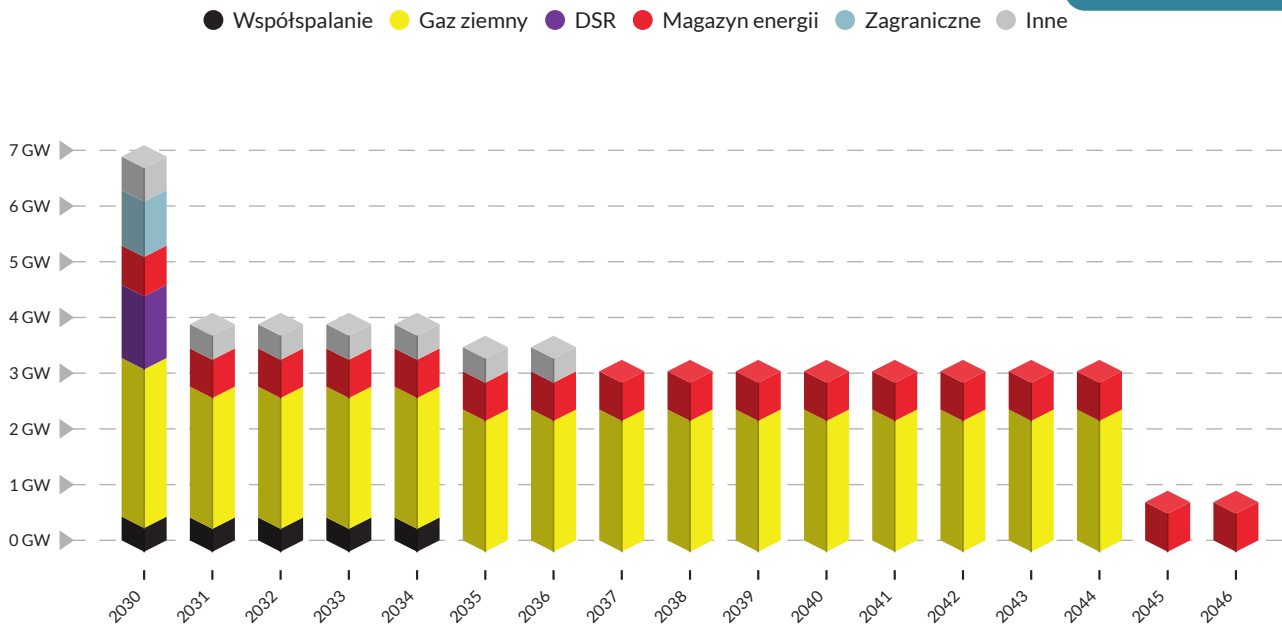
Ponad 2,8 GW zakontraktowanych mocy to jednostki gazowe, z czego 2,3 GW stanowią będą nowe bloki OCGT (pierwszy raz pojawiające się w zwycięskich aukcjach) lub silniki gazowe. Zwiększające się zainteresowanie tymi technologiami pokazuje, że inwestorzy dostrzegają wysokie zapotrzebowanie na elastyczność systemu w przyszłości. Jednak z racji na niższą sprawność, zakontraktowane jednostki cechują się też wyższą emisyjnością. To z kolei sprawia, że przyznane im kontrakty obejmują okres 15, a nie 17 lat, jak w przypadku technologii CCGT. Nowe gazówki będą więc otrzymywać wsparcie do końca 2044 r.

Kolejne 0,7 GW zajęły magazyny energii. Oznacza to, że ze względu na niskie KWD, moc osiągalna tych magazynów będzie wynosić ok. 5,3 GW. Poza tym pojawiły się także jednostki wodne czy spalające biomasę, a także jednostki zagraniczne oraz DSR. Na następnym wykresie przedstawiono wyniki ostatniej aukcji głównej.

Całkowite wsparcie, jakie otrzymają jednostki przez cały okres trwania kontraktów mocowych, wyniesie z uwzględnieniem waloryzacji ok. 29,4 mld zł. Była to druga najdroższa aukcja w kraju – więcej mocy (ponad trzy razy) zakontraktowano tylko podczas pierwszej aukcji głównej.

⁸ Rozróżnia się trzy strefy, tj. system przesyłowy Królestwa Szwecji, system przesyłowy Republiki Litewskiej oraz strefę profilu synchronicznego.

Wykres 5. Wyniki 10. aukcji głównej w podziale na technologie

[Zobacz interaktywny wykres](#)


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń.

Ile mocy w rynku mocy?

Przedstawiliśmy doświadczenia polskiego rynku mocy w ostatnich latach oraz inwestycje powiązane z tym mechanizmem. To, jak przełożą się one na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w kraju oraz sytuację kosztową odbiorców, zależy od sposobu redystrybucji kosztów i optymalizacji całego procesu transformacji energetycznej w Polsce. Moce sterowalne stanowią tylko niewielki, choć istotny jej element.

Podstawą oceny bezpieczeństwa europejskiej transformacji jest europejska ocena wystarczalności zasobów ERAA (ang. *European Resource Adequacy Assessment*) – przygotowywana przez ENTSO-E. Metodyka, założenia i wyniki analizy podlegają konsultacjom oraz zatwierdzeniu przez agencję ACER, zrzeszającą regulatorów sektora energii w UE. Wkład do ERAA pochodzi od krajowych operatorów systemu, którzy regularnie przeprowadzają krajową ocenę wystarczalności NRAA (ang. *National Resource Adequacy Assessment*).

Czym jest metodyka liczenia wystarczalności systemu?

Metodyka oceny wystarczalności systemu pozwala oszacować, z jakim prawdopodobieństwem i jaką skalę mogą osiągnąć niedobory pokrycia zapotrzebowania w systemie krajowym oraz w poszczególnych systemach w ramach europejskiego systemu synchronicznego – w szerokim zakresie scenariuszy pogodowych i popytowych.

Ważne jest to, jak dany operator podchodzi do metody liczenia wystarczalności mocy. Przy konserwatywnym podejściu liczą się głównie dyspozycyjne moce wytwórcze – wielu operatorów systemów w UE wybiera takie rozwiązanie, bo ma nad tymi źródłami ma kontrolę. Równie istotne jest jednak uwzględnienie innych czynników wpływających na zbilansowanie systemu, takich jak:

- **OZE** – opieranie się na celach mocy OZE zawartych w dokumentach strategicznych może prowadzić do przeszacowania potrzeb w zakresie mocy dyspozycyjnych, bo cele te są w praktyce często niedoszacowane (także w najnowszych dokumentach). Przykładowo w projekcie aktualizacji KPEiK z grudnia 2025 r. poziom mocy PV w scenariuszu WAM na 2030 r. byłby realny tylko przy spadku tempa rozwoju fotowoltaiki o ok. 70% względem ostatnich lat. Podobny problem widać w krajowej ocenie wystarczalności: PSE w analizie z 2024 r. przyjęło 32,7 GW OZE na 2025 r., podczas gdy pod koniec 2025 r. moc OZE była bliska 40 GW⁹. Takie rozminięcie prognoz z realnym rynkiem może skutkować nadmiarowymi inwestycjami w moce dyspozycyjne, a co za tym idzie wyższą opłatą mocową dla odbiorców.

⁹ Prognoza poziomu mocy osiągalnych w KSE na podstawie danych PSE, URE i MKiŚ.

- **Magazyny energii** – przyjmowanie aktualnych parametrów technicznych (moc/pojemność/sprawność) i cen, bo technologia i rynek zmieniają się bardzo dynamicznie.
- **Elastyczność popytu** – uwzględnienie nie tylko przemysłu, ale też potencjału odbiorców indywidualnych (taryfy dynamiczne) oraz nowych źródeł elastyczności, np. centrów danych/obliczeniowych, elektrociepłowni, przemysłu czy EV.
- **Ciepłownictwo** – po rozprzęgnięciu produkcji ciepła i energii (np. przez magazyny ciepła, elektryfikację, zmianę źródeł) sektor może dostarczać moc i elastyczność w godzinach i sezonach, w których do tej pory nie pracował.
- **Zdolności przesyłowe** – ocena z uwzględnieniem pełnych możliwości wykorzystania interkonektorów i warunków ich dostępności.
- **Paliwa** – ich dostępność techniczna i ekonomiczna powinna być oceniana w kontekście docelowej roli w miksie energetycznym (np. założenia ograniczania wzrostu zużycia gazu) oraz strukturalnych uwarunkowań kosztowych i podażowych – jak w przypadku węgla, gdzie spadające wydobycie oznacza rosnące koszty jednostkowe.

Dobre planowanie wystarczalności i bilansu mocy na poziomie państwa jest więc bardzo ważne. Kluczowe stają się też szczegółowe założenia na niższym poziomie, takie jak awaryjność jednostek konwencjonalnych, realne scenariusze pogodowe, założenia cenowe paliw czy analiza transgraniczna dostępnych mocy handlowych.

Metodologiczne różnice w ocenie wystarczalności i ich wpływ na koszty rynku mocy

W listopadzie 2024 r. PSE przygotowało *Ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040*¹⁰. W lutym 2025 r. ACER opublikowała natomiast opinię¹¹ na temat różnic między polskim NRAA i ERAA. Wynika z niej, że **analiza PSE odbiega w niektórych aspektach od europejskich wytycznych i zawiąza zapotrzebowanie na moc**.

Według analizy przeprowadzonej na poziomie europejskim ERAA 2023 współczynnik LOLE (ang. *loss of load expectation*)¹², wynoszący standardowo maksymalnie 3 godz./rok, jest przekroczony tylko w jednym roku – o 5,5 godz. w 2033 r. – podczas gdy krajowa NRAA wskazuje na poważne przekroczenia w każdym roku analizy (np. na 2028 r. są to 33,3 godz. według NRAA, ale 1,8 godz. według ERAA).

Krajowa ocena wystarczalności zasobów uargumentowała wniosek o przyznanie Polsce derogacji na dopuszczenie jednostek wysokoemisyjnych do rynku mocy do roku 2028. Komisja Europejska rozpatrzyła ten wniosek pozytywnie, lecz zgodnie z opinią ACER w swojej opinii zawarła wezwanie do korekty polskiego podejścia do oceny wystarczalności w trzech punktach:

1. **NRAA powinna wziąć pod uwagę zdolności eksportowe jednostek wytwórczych w Polsce** – założenie o zerowym eksporcie energii elektrycznej do sąsiednich państw może prowadzić do sztucznego obniżenia przychodów jednostek wytwórczych.
2. **Analizy opłacalności jednostek wytwórczych powinny uwzględniać dłuższy okres przychodów i kosztów (tj. 10 lat zamiast roku)** – w NRAA przyjęto, że jednostka, która po jednym roku ponosi straty, jest wyłączana. Ta rekomendacja ma na celu uniknięcie przedwczesnego zamknięcia jednostki wytwórczej, która w dłuższej perspektywie mogłaby okazać się opłacalna kosztowo.
3. **Harmonogramy remontowe przyjęte w NRAA różnią się od zawartych z ERAA** – PSE powinno uzasadnić swoje założenia w tym zakresie i wykazać, że wynikają one z krajowej specyfiki. Częstsze remonty także mogą zaniżyć zyski jednostek wytwórczych.

Zaktualizowany dokument uwzględniający uwagi ACER jeszcze nie został opublikowany, mimo że przeprowadzono już dwie aukcje uzupełniające. Może to skutkować zawiżonym zapotrzebowaniem na moc oraz wyższą opłatą mocową.

¹⁰ PSE, Publikacja raportu zgodnie z art. 15(i) ustawy Prawo energetyczne, 2024, <https://www.pse.pl/-/publikacja-raportu-zgodnie-z-art-15-i-ustawy-prawo-energetyczne>.

¹¹ Acer, *Opinion No 01/2025 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 3 February 2025 on the differences between the national resource adequacy assessment of Poland and the 2023 European resource adequacy assessment*, 2025, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER_Opinion_01-2025_Polish_National_Resource_Adequacy_Assessment.pdf.

¹² Współczynnik LOLE określa sumaryczny czas trwania deficytów mocy w roku.

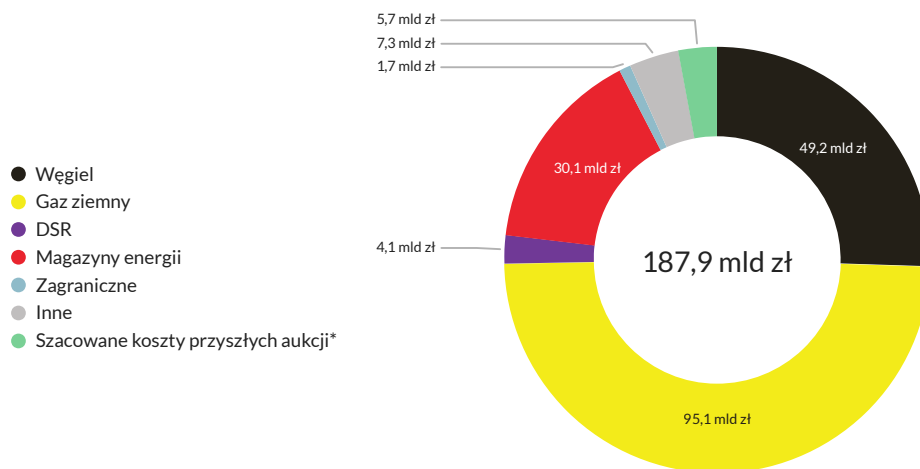
Koszty rynku mocy

Rynek mocy to ponad dwudziestoletnie zobowiązanie, którego koszt za lata 2021–2046 w sumie wyniesie co najmniej **187,9 mld zł w wartościach bieżących, czyli średnio 7,2 mld zł rocznie** – z uwzględnieniem szacunków dotyczących przyszłych aukcji. Przez pierwsze lata działania mechanizm wspierał istniejące jednostki lub zachęcał do modernizacji jednostek węglowych. Najwięcej nowych instalacji ze wsparciem rynku mocy zacznie pojawiać się w systemie od 2029 r. Patrząc na pełny okres funkcjonowania systemu, beneficjentem są przede wszystkim źródła gazowe (50,7% lub 95,1 mld zł w wartościach bieżących), na drugim miejscu jest węgiel kamienny (26,3% lub 49,2 mld zł w wartościach bieżących), a dalej magazyny energii (16% lub 30,1 mld zł w wartościach bieżących).

Na wykresach 6–8 przedstawiono szacowane całkowite koszty rynku mocy w latach 2021–2046 z uwzględnieniem przyszłych aukcji. Parametry tych aukcji (dodatkových i uzupełniających) nie są jeszcze znane, możemy więc jedynie szacować ich koszt. Przy założeniu, że zapotrzebowanie na moc w latach 2027–2030 będzie takie jak w roku 2026 oraz, że ceny kontraktów będą na podobnym poziomie, możemy spodziewać się wartości rzędu kilku miliardów złotych. Większość tych środków przypadnie prawdopodobnie jednostkom węglowym.

Wykres 6. Sumaryczne koszty rynku mocy w podziale na technologie (ceny bieżące)

Zobacz interaktywny wykres

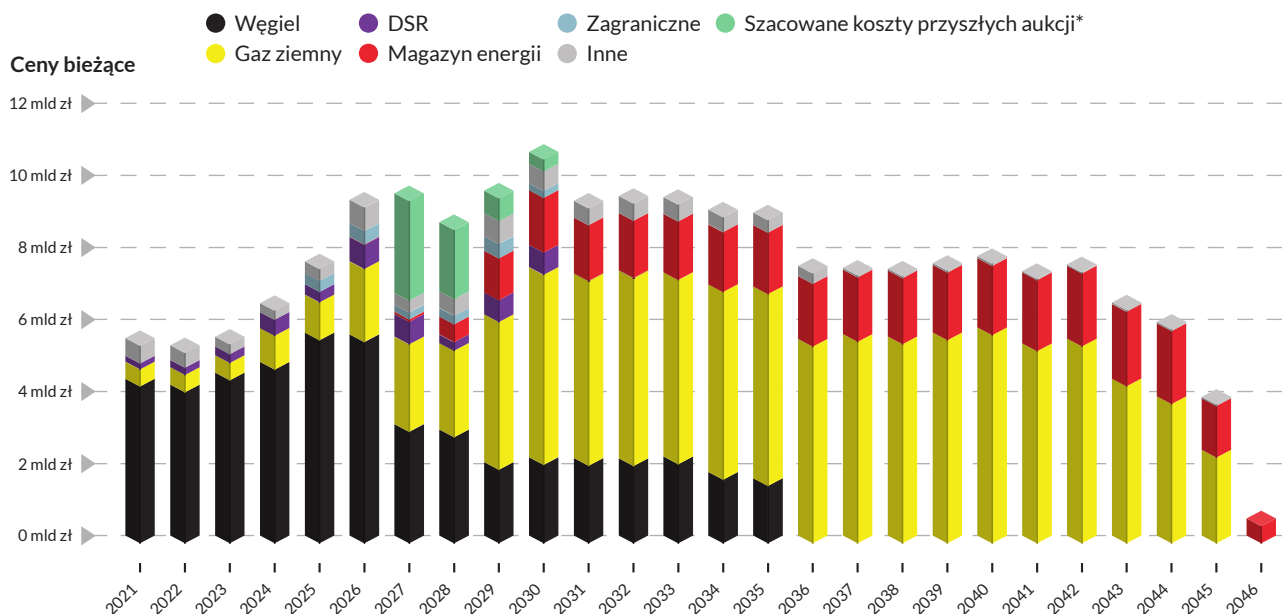


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń.

* Szacunki odnoszą się do aukcji uzupełniających na lata 2027–2028 oraz dodatkowych na lata 2027–2030. Założono zapotrzebowanie na moc równe poziomowi z ostatniego w pełni zakontraktowanego roku, tj. 2026 r.

Wykres 7. Roczne koszty rynku mocy w podziale na technologie (ceny bieżące)

Zobacz interaktywny wykres

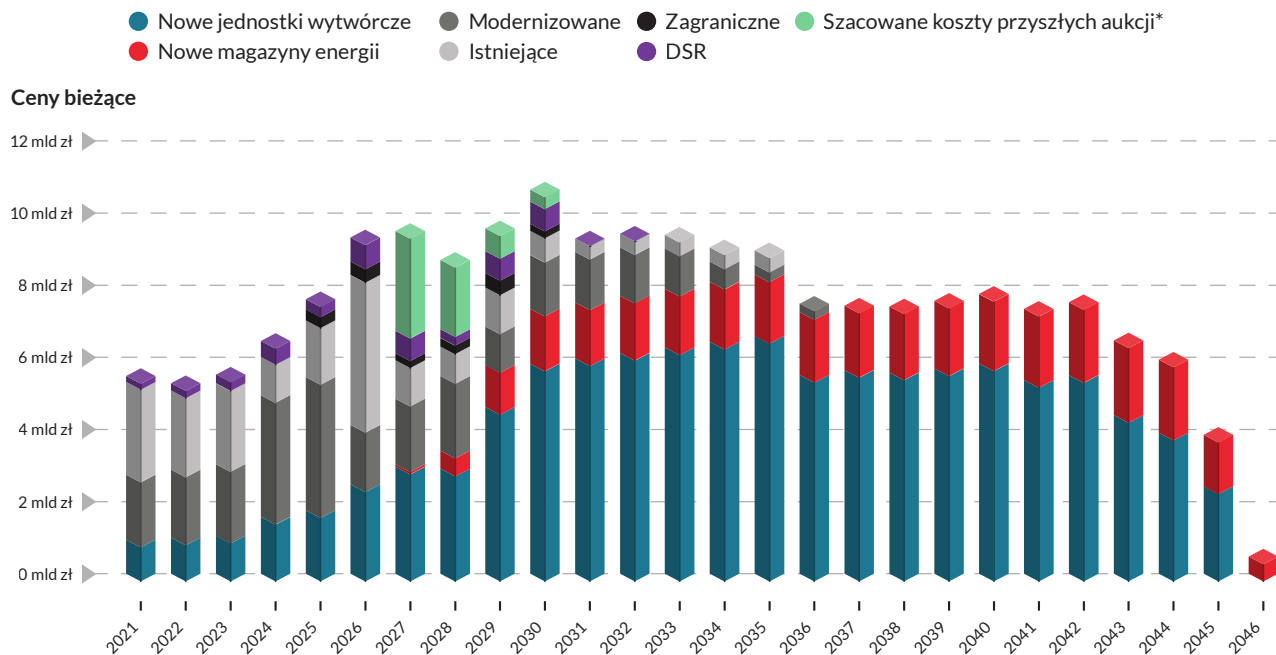


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń.

* Szacunki odnoszą się do aukcji uzupełniających na lata 2027–2028 oraz dodatkowych na lata 2027–2030. Założono zapotrzebowanie na moc równe poziomowi z ostatniego w pełni zakontraktowanego roku, tj. 2026 r.

Wykres 8. Roczne koszty rynku mocy w podziale na rodzaj jednostki rynku mocy

Zobacz interaktywny wykres



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń.

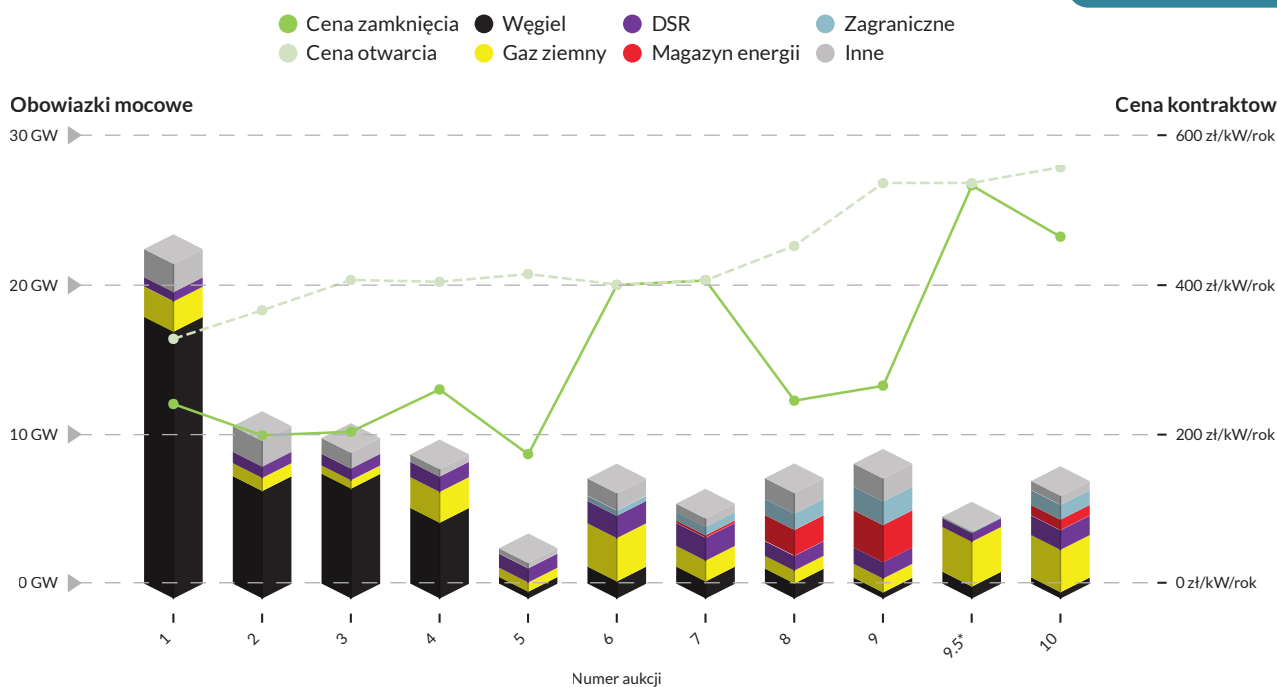
* Szacunki odnoszą się do aukcji uzupełniających na lata 2027–2028 oraz dodatkowych na lata 2027–2030. Założono zapotrzebowanie na moc równe poziomowi z ostatniego w pełni zakontraktowanego roku, tj. 2026 r.

Wysokie koszty rynku mocy wynikają ze stale rosnących cen wywoławczych aukcji oraz niskiej dostępności nowych projektów. Gdy moc ofertowanych projektów jest niższa od zapotrzebowania, aukcja kończy się w pierwszych rundach z bardzo wysoką ceną. Przykładowo w aukcji dogrywkowej na rok dostaw 2029 (na wykresie oznaczonej numerem 9.5) zapotrzebowanie wynosiło 5,2 GW, a do aukcji przystąpiło zaledwie 4,5 GW jednostek. Z tego powodu aukcja zakończyła się w pierwszej rundzie z najwyższą dotąd ceną na poziomie 534,1 zł/kW/rok.

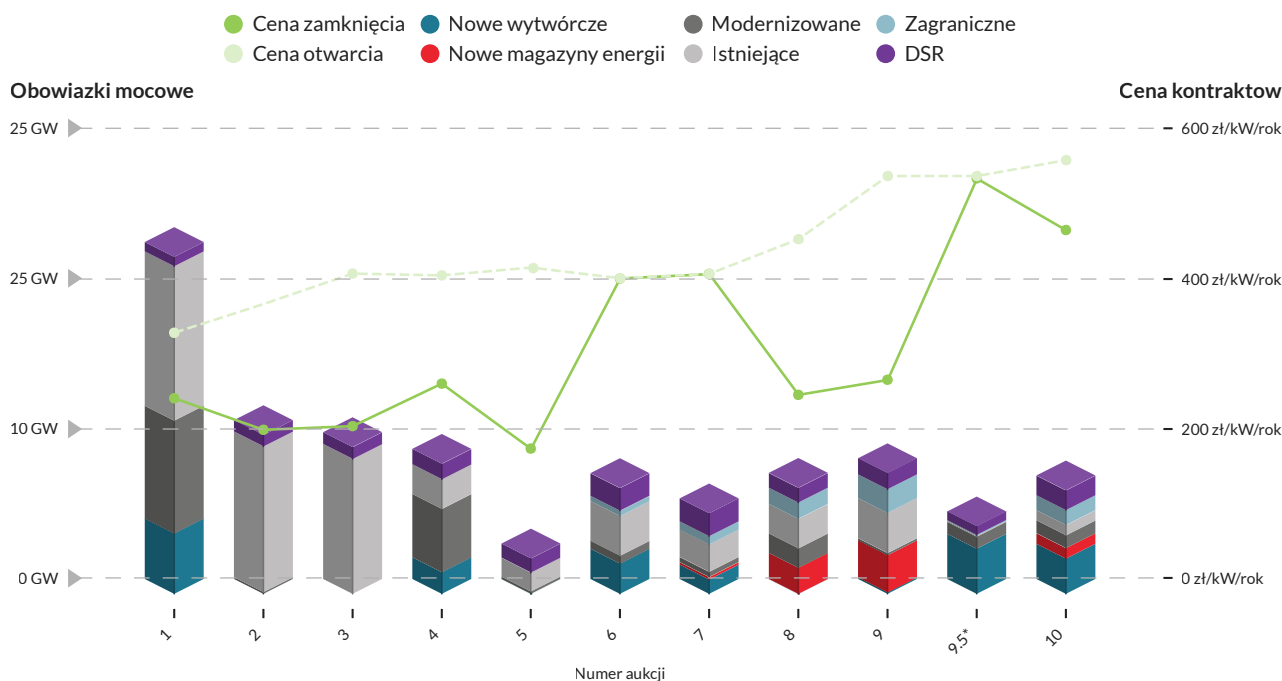
Spadek dostępności projektów wynika m.in. ze wspomnianej już wcześniej zmiany w sposobie wyliczania współczynnika dyspozycyjności, która miała doprowadzić do wypchnięcia magazynów energii poza mechanizm mocy.

Kolejnym problemem rynku mocy, oprócz wysokich kosztów, jest **niepewność regulacyjna**, która wpływa na wzrost kosztów finansowania. W zależności od potrzeb operatora korekcyjny współczynnik dyspozycyjności może bardzo się zmienić, mimo że jest to teoretycznie stała cecha danej technologii i od niej w dużej mierze zależy opłacalność inwestycji. **Mechanizm rynku mocy nie zapewnia więc pełnej konkurencyjności**, co może prowadzić do zawyżenia kosztów systemowych.

Ceny kontraktów, jak i ceny otwarcia ostatnich aukcji głównych wraz z przyznanymi obowiązkami mocowymi, zaprezentowano na kolejnych wykresach.

Wykres 9. Obowiązki mocowe oraz cena kontraktów w podziale na technologie
[Zobacz interaktywny wykres](#)


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń.
 * Aukcja 9.5 oznacza aukcję dogrywkową na 2029 r.

Wykres 10. Obowiązki mocowe oraz cena kontraktów w podziale na rodzaj jednostki rynku mocy
[Zobacz interaktywny wykres](#)


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń.
 * Aukcja 9.5 oznacza aukcję dogrywkową na 2029 r.

Cena zamknięcia aukcji głównych (i dogrywkowych) jest aktualna dla pierwszego roku dostaw. Jednostki, które otrzymały kontrakty wieloletnie mogą spodziewać się corocznej waloryzacji tych cen o wskaźnik inflacji (CPI). Z tego wynika, że wynagrodzenie (w wartościach bieżących), jakie będą one pobierać, będzie rosło z czasem.

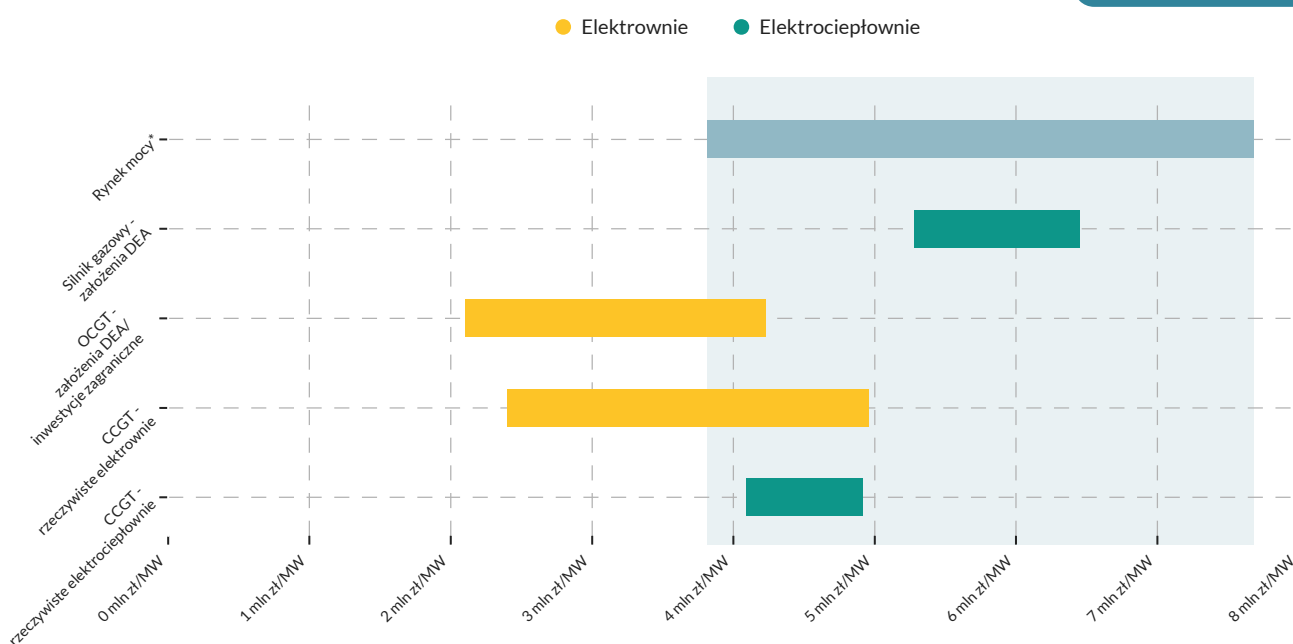
Rynek mocy przez lata wspierał istniejące moce węglowe, przesuując zapotrzebowanie na moce gazowe dalej w czasie. W konsekwencji doprowadziło to do skumulowania projektów. Nowe moce gazowe są dziś pozyskiwane po zawyżonych kosztach głównie z powodu wyraźnie większej konkurencji o dostępne zasoby i wykonawstwo – zarówno na rynku krajowym, jak i w całej Europie (np. w Niemczech).

Na kolejnych wykresach zestawiono nakłady inwestycyjne dla poszczególnych technologii gazowych oraz sumarycznego poziomu wsparcia wynikającego z rynku mocy dla kontraktów 17-letnich. Uzyskane wartości wskazują, że łączne wynagrodzenie z rynku mocy dla większości projektów znacznie przewyższa ich nakłady inwestycyjne¹³. Analiza ekonomiczna¹⁴ projektów CCGT w polskich warunkach – które mogłyby wejść do eksploatacji w 2030 r. jako inwestycje typu brownfield (przy istniejącej elektrowni) – przy założeniu wysokiego poziomu WACC (pre-tax) na poziomie 14,5% wskazuje na dodatnią wartość NPV.

Wykres 11 przedstawia porównanie nakładów inwestycyjnych dla różnych technologii gazowych z baz danych i inwestycji rzeczywistych ze wsparciem pochodzącym z mechanizmu rynku mocy, uzyskanym przez nowe jednostki gazowe.

Wykres 11. Porównanie nakładów inwestycyjnych z łącznym wsparciem z rynku mocy

Zobacz interaktywny wykres



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: DEA, NREL, informacji prasowych.

* Wartość odzwierciedla zakres poziomu wsparcia dla nowych jednostek gazowych w ramach rynku mocy, obliczony jako suma wartości zakontraktowanych w aukcjach, skumulowana dla całego okresu obowiązywania kontraktów i podzielona przez łączną moc zakontraktowaną.

- Poziome odcinki, przedstawiają zakres wartości dla analizowanych projektów, natomiast punkty oznaczają wartości reprezentatywne.
- Rzeczywiste projekty elektrowni: Dolna Odra (B9, B10), PGE Rybnik, Adamów (B6), Grudziądz (B1), Ostrołęka (B1), Koźnice (B1, B2).
- Rzeczywiste projekty elektrociepłowni: CCGT Gdańsk, EC Stalowa Wola, Żerań (B13), CCGT Włocławek.

Wysokie ceny kontraktów oraz waloryzacja sprawiają, że jednostkowy koszt mocy gazowych wzrośnie z 281,0 zł/kW w 2025 r. do 778,6 zł/kW w 2045 r. w cenach bieżących. Dla porównania zakontraktowane magazyny będą kosztować w 2045 r. niemal dwa razy mniej, tj. 454,2 zł/kW.

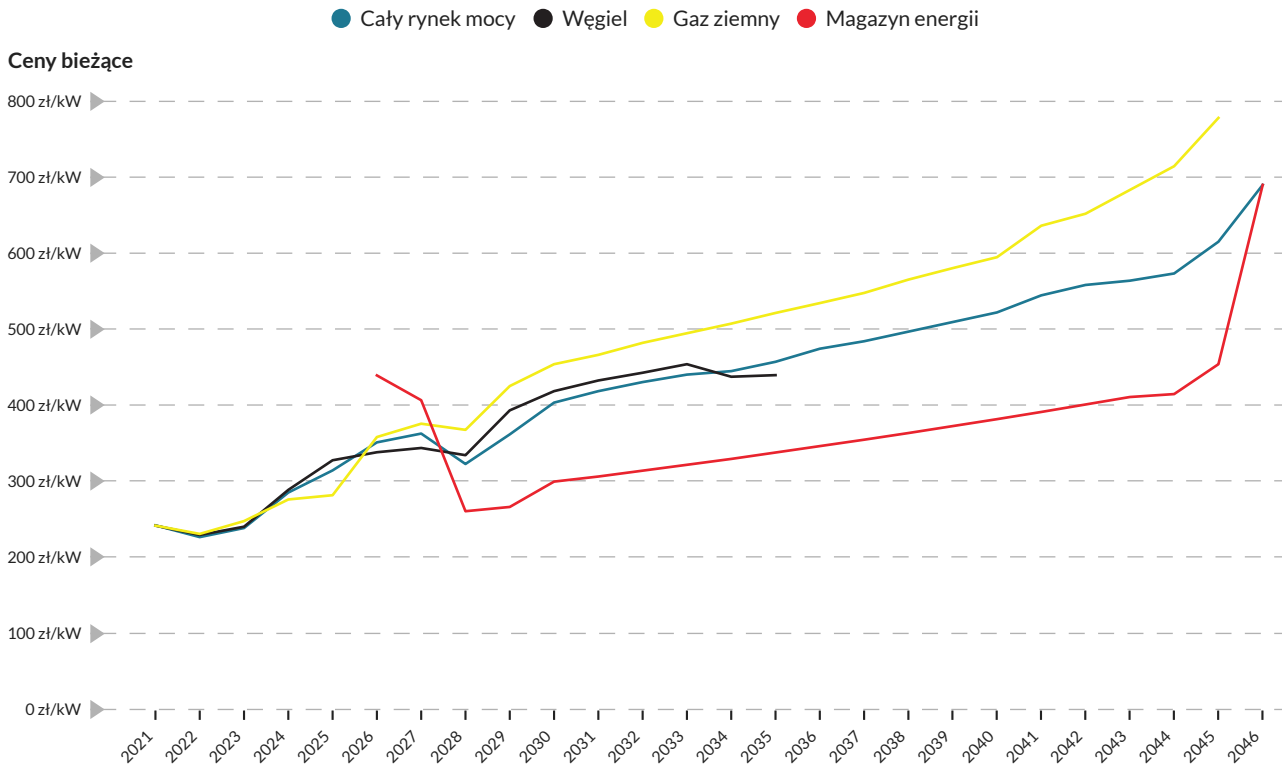
Wykres 12 przedstawia jednostkowy koszt głównych technologii w poszczególnych latach, zarówno łącznie dla całego rynku mocy, jak i w podziale na technologie. Koszt jednostkowy obliczono jako iloraz całkowitego kosztu danej technologii oraz zakontraktowanej mocy. Nagły skok kosztów magazynów energii w 2046 r. wynika z wysokiej ceny zamknięcia 10. aukcji głównej.

¹³ Porównanie to ma charakter orientacyjny, ponieważ nie jest jasne, jakie koszty ponosi inwestor ponad same koszty inwestycyjne. Do nich dochodzą także koszty finansowania, ryzyka inwestycyjne, rezerwy na niepewność regulacyjną lub inne składniki odzwierciedlające indywidualne założenia uczestników aukcji.

¹⁴ Aurora Energy Research, *The Race to Clean Power Baseload in CEE: Storage, Nuclear, Gas and their Impact on Renewables Financing*, prezentacja przedstawiona przez Korę Stycz podczas Aurora Energy Transition Summit Warsaw, 2026, <https://cms-production.auroraer.com/wp-content/uploads/2026/02/Kora-Stycz-Keynote-Presentation.pdf>.

Wykres 12. Jednostkowy koszt wybranych technologii na rynku mocy w przeliczeniu na obowiązki mocowe

Zobacz interaktywny wykres 



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń. Stan zakontraktowania po aukcji głównej na rok 2030.

Rynek mocy nie jest transparentny

Rynek mocy, przez nieprzejrzyste publikowanie wyników aukcji, może być postrzegany niczym pilnie strzeżona tajemnica. Tymczasem jest to przecież mechanizm przyznawania pomocy publicznej dla wytwórców energii elektrycznej, mający zapewnić wystarczalność mocy, a koszty jego funkcjonowania są i będą ponoszone przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej.

Przykład

O jednostce oznaczonej jako JRM/989 wiadomo jedynie tyle, że to nowa jednostka rynku mocy o numerze identyfikacyjnym 989, należąca do spółki ENEA ELKOGAZ. Od 2029 r. przez 17 lat będzie ona zobowiązana do utrzymywania mocy blisko 610 MW i otrzyma za to wynagrodzenie na poziomie 534 zł/kW/rok, czyli 6,8 mld zł pomocy publicznej (w wartościach bieżących) – to jedna z wyższych kwot w historii funkcjonowania tego mechanizmu. I to właściwie wszystkie dostępne informacje.

Nie wiadomo, co to za jednostka wytwórcza oraz jaka jest jej aktualna lub – w przypadku nowych instalacji – planowana moc osiągalna. Nie wiemy także, gdzie dana jednostka się znajduje czy nawet tego, jakim paliwem będzie opalana. Informacja ta mogłaby być przydatna przy próbach modelowania przyszłego systemu czy śledzenia postępów w spełnianiu założeń dokumentów strategicznych lub po prostu, pomóc w kontroli pracy systemu.

Wracając do JRM/989, dopiero po dogłębnej analizie danych rozproszonych w przestrzeni medialnej, można ustalić, że w praktyce oznacza to prawdopodobnie pomoc publiczną dla nowego bloku CCGT na gaz ziemny w Kozienicach o mocy brutto 668 MW. W tym przypadku łatwo powiązać fakty, bo inwestycja była szeroko komentowana. Ale co naprawdę kryje się za przyznaniem wsparcia dla szeregu mniej znanych spółek?

Podobnych jednostek w ramach rynku mocy jest ponad tysiąc. Uczestniczą one w różnych rodzajach aukcji, co dodatkowo utrudnia zrozumienie konsekwencji tego mechanizmu dla bezpieczeństwa energetycznego i polityki energetycznej państwa.

Koszty rynku mocy w rachunkach za prąd

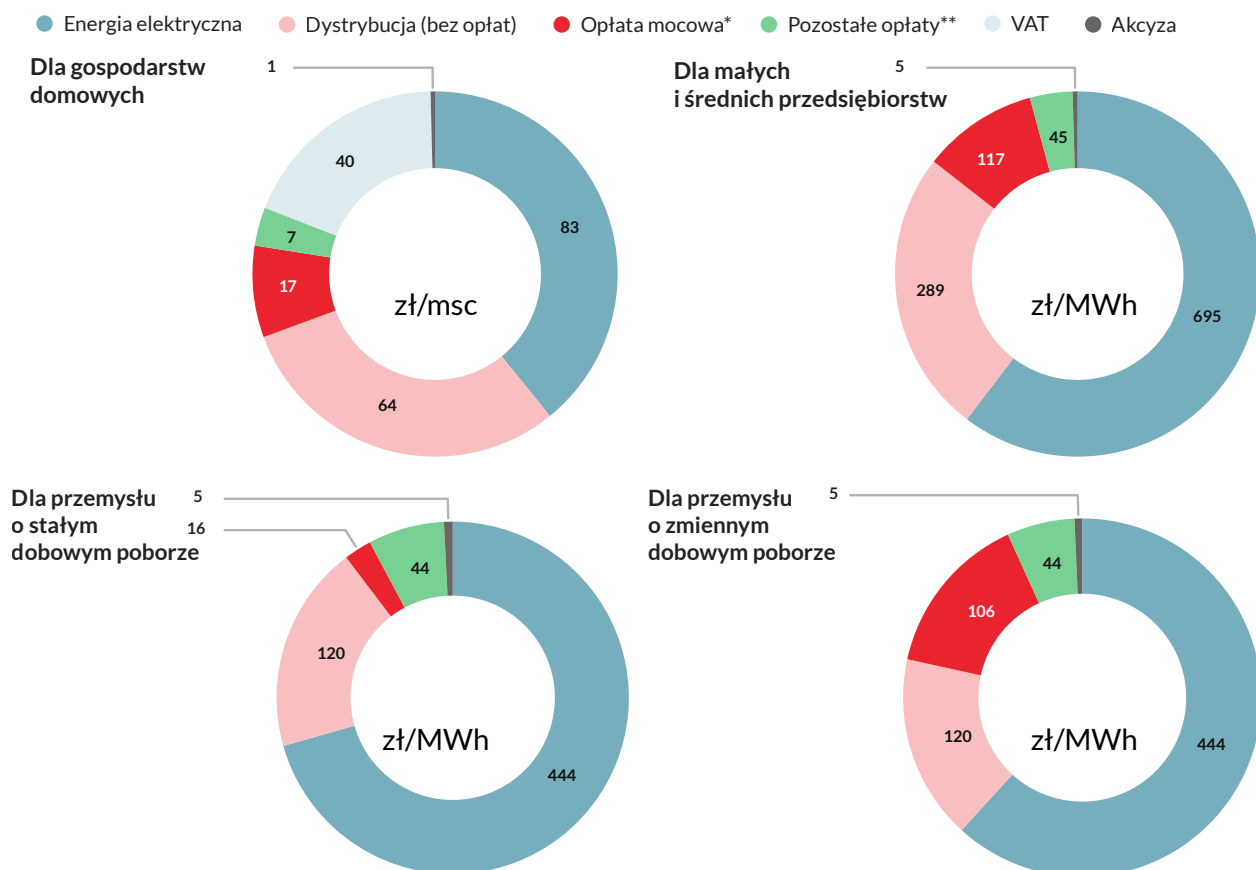
Koszty funkcjonowania rynku mocy są przenoszone na odbiorców w postaci tzw. opłaty mocowej, stanowiącej odrębny składnik rachunku za energię elektryczną. Jej wysokość jest corocznie ustalana przez Prezesa URE i uzależniona od grupy odbiorców oraz profilu ich zużycia energii. Dla gospodarstw domowych stosuje się stawki ryczałtowe (do końca 2027 r., po którym nastąpi zmiana¹⁵), natomiast dla przedsiębiorstw – stawki zmienne, uzależnione od wielkości zużycia energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, tj. wybranych godzinach doby ogłaszanych co roku przez Prezesa URE.

Udział opłaty mocowej w całkowitych kosztach energii różni się również ze względu na różne metody kalkulacji cen energii, opłat dystrybucyjnych i innych składników rachunku dla poszczególnych grup odbiorców.

- **Gospodarstwa domowe** – w 2026 r. opłata mocowa dla przeciętnego gospodarstwa domowego wzrośnie z 11,4 zł do 17,2 zł miesięcznie, co będzie stanowić **8,1% rachunku za energię elektryczną** gospodarstwa domowego.
- **Mali i średni przedsiębiorcy** – przedsiębiorstwa o mocy zamówionej ponad 16 kW płacą za wolumen energii zużytej między godziną 7.00 a 21.59 w dni robocze (godziny szczytowego zapotrzebowania). Stawka na 2026 r. wynosi 219,4 zł/MWh i stanowi **10,1% rachunku za energię elektryczną**.
- **Przemysł** – dla niektórych zakładów przemysłowych opłata mocowa w 2026 r. wynosi tyle samo, ile dla małych i średnich przedsiębiorstw, tj. 219,4 zł/MWh w wybranych godzinach, stanowiąc **14,7% ich rachunku**. Jednak zakłady, które cechują się stałym dobowym profilem zużycia energii elektrycznej (głównie przemysł ciężki), mogą obniżyć tę opłatę nawet do 37,3 zł/MWh, wtedy opłata stanowi **2,5% rachunku za energię elektryczną**.

Wykres 13. Rachunki za energię elektryczną w 2026 r.

[Zobacz interaktywny wykres](#)



Źródła: opracowanie własne Forum Energii:

- dla gospodarstw domowych – na podstawie danych PGE Obrót S.A. (taryfa G11), PGE Dystrybucja S.A. (taryfa G11), URE, MKiŚ, założone roczne zużycie 2000 kWh,
- dla małych i średnich przedsiębiorstw – na podstawie danych PGE Obrót S.A. (taryfa C11), PGE Dystrybucja S.A. (taryfa C11), URE, MKiŚ, założone roczne zużycie 50 MWh,
- dla przemysłu – na podstawie danych TGE, PGE Dystrybucja S.A. (taryfa B21), URE, MKiŚ założone roczne zużycie 4 GWh.

Na wykresach przedstawiono wartości przeliczone na całkowite roczne zużycie, włącznie z tym w godzinach pozaszczytowych.

* Opłata mocowa dla przedsiębiorstw i przemysłu naliczana jest od pobranej energii elektrycznej w godzinach szczytowych w dniach roboczych.

** Opłata jakościowa, OZE, kogeneracyjna.

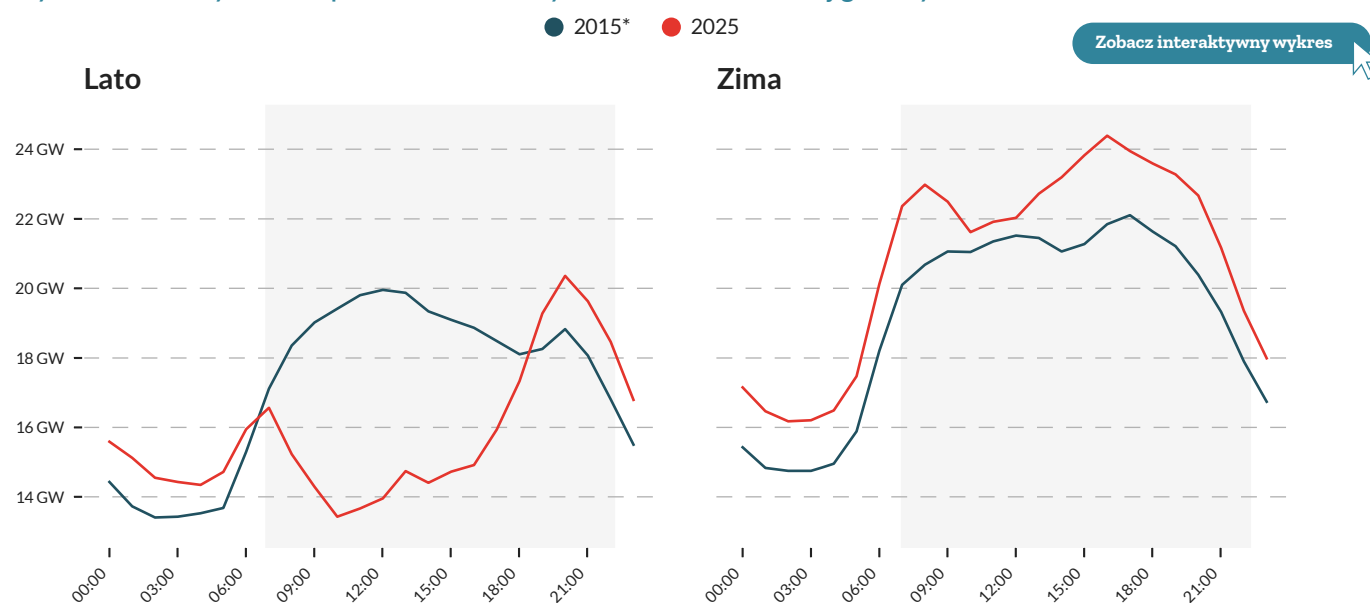
¹⁵ Podział na odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy i pozostałych, rozliczanych za ilość pobranej energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, będzie aktualny do końca 2027 r. Od 2028 r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej będą rozliczani na podstawie zużytych kWh w godzinach szczytowego zapotrzebowania.

Sposób, w jaki naliczana jest opłata mocowa, **premiuje odbiorców o równomiernym dobowym poborze energii elektrycznej**. Ci o najbardziej płaskim profilu mogą liczyć na obniżkę nawet o 83%¹⁶.

Od sierpnia 2024 r. znaczna część odbiorców indywidualnych może odbierać sygnały z rynku energii bezpośrednio dzięki taryfom dynamicznym, które zachęcają do zwiększania zużycia w godzinach niskich cen hurtowych. Od początku 2028 r. bodziec z opłaty mocowej – premiujący redukcję poboru w godzinach szczytowego zapotrzebowania – obejmie także gospodarstwa domowe. Taka metoda wyznaczania cen bardziej pasuje jednak do modelu energetyki poprzedniej dekady, gdy w systemie nie było tylu instalacji fotowoltaicznych, diametralnie zmieniających profil zapotrzebowania rezydualnego (zapotrzebowania na pracę elektrowni konwencjonalnych, czyli zapotrzebowania netto KSE po odjęciu generacji z wiatru i PV).

Obrazuje to następujący wykres przedstawiający maksymalne zapotrzebowanie rezydualne w każdej godzinie analizowanego okresu, wskazując, kiedy system potrzebuje najwięcej mocy dyspozycyjnych. Widać wyraźną zmianę profilu – szczególnie latem, gdy najwyższe wartości przesuwają się z szerokiego przedziału między godz. 7.00 a 21.59 na krótkie szczyty poranne i wieczorne. Konstrukcja opłaty mocowej powinna te zmiany uwzględniać.

Wykres 14. Maksymalne zapotrzebowanie rezydualne netto dla każdej godziny w 2015 r. oraz w 2025 r.



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych PSE.

Lato oznacza okres od 1 czerwca do 31 sierpnia, a zima – od 1 grudnia do 28/29 lutego roku następnego. Zapotrzebowanie rezydualne obliczono jako różnicę między zapotrzebowaniem KSE a planowaną generacją z wiatru i PV, na podstawie Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych.

* PSE w czerwcu 2024 r. zmieniło konwencję raportowania danych o zużyciu energii elektrycznej: zamiast zapotrzebowania brutto raportowane jest obecnie zapotrzebowanie netto. W efekcie danych sprzed i po zmianie nie da się porównać wprost. Dlatego na wykresie pokazano wartości netto oszacowane dla 2015 r. na podstawie średnich rocznych strat sieciowych oraz potrzeb własnych elektrowni.

Problemem dla systemu elektroenergetycznego są także okresy, w których – przy wciąż ograniczonej elastyczności KSE – konieczne staje się ograniczanie generacji OZE. Skala zjawiska rośnie: w 2025 r. głównie z przyczyn bilansowych do sieci nie trafiło ok. 1,4 TWh energii z OZE. To niemal dwukrotnie więcej niż w 2024 r.

Do curtailmentu dochodzi przede wszystkim w godzinach uznawanych w ustawie o rynku mocy za szczytowe (w komunikatach URE: dni robocze 7.00–21.59) – w tych godzinach przypadało 84% energii ograniczonej w 2024 r. i 79% w 2025 r. **W tym kontekście opłata mocowa, zachęcająca do redukcji poboru właśnie w tych godzinach, działa wbrew sygnałom z rynku energii. W momentach wskazujących na nadwyżkę generacji powinna być ona czasowo znoszona, aby premiować chwilowe zwiększenie zapotrzebowania.**

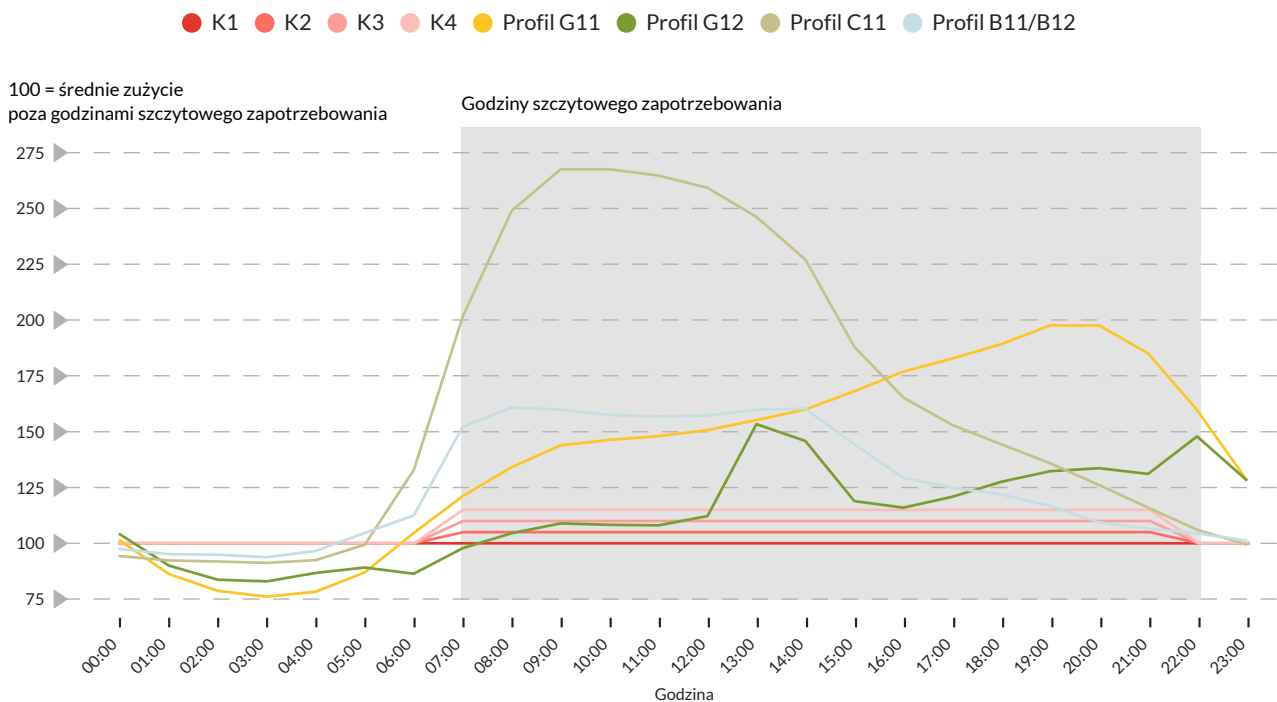
¹⁶ Zgodnie z art. 70a ustawy o rynku mocy, stawkę opłaty mocowej mnoży się przez jedną z czterech wartości współczynnika A, w zależności od różnicy średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowych oraz średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach innych niż godziny szczytowe w dni robocze. Współczynniki te wynoszą: 0,17 dla odbiorców o średniej różnicy <5%; 0,5 dla odbiorców o średniej różnicy <10%; 0,83 dla odbiorców o średniej różnicy <15%. Dla pozostałych odbiorców, tj. o średniej różnicy ≥15%, współczynnik ten wynosi 1.

Opłata mocowa premiuje równomierny profil poboru energii elektrycznej, podczas gdy inne instrumenty zachęcają odbiorców do elastycznego zużycia – zmiennego w ciągu doby i dostosowanego do warunków panujących w danym czasie w systemie. Przykładem są taryfy dynamiczne, w których cena energii w poszczególnych godzinach odzwierciedla notowania Rynku Dnia Następnego (RDN) i skłania do przenoszenia zużycia na godziny tańsze.

Kolejne wykresy przedstawiają standardowe profile poboru energii elektrycznej w różnych grupach taryfowych wraz z informacją o wymaganej zmienności dobowej pozwalającej odbiorcom trafić do grupy o obniżonej opłacie mocowej (kategorii). Okazuje się, że nawet grupa taryfowa G12, którą cechuje bardziej płaski profil zużycia, nie spełnia wymogów żadnej z korzystniejszych kategorii. Pokazuje to, jak trudno spełnić warunki przydzielenia do kategorii K1–K3. Z tego powodu zakładamy, że głównie duzi odbiorcy energochłonni (w taryfach A oraz w części taryf B) o stałym poborze energii kwalifikują się do tych grup.

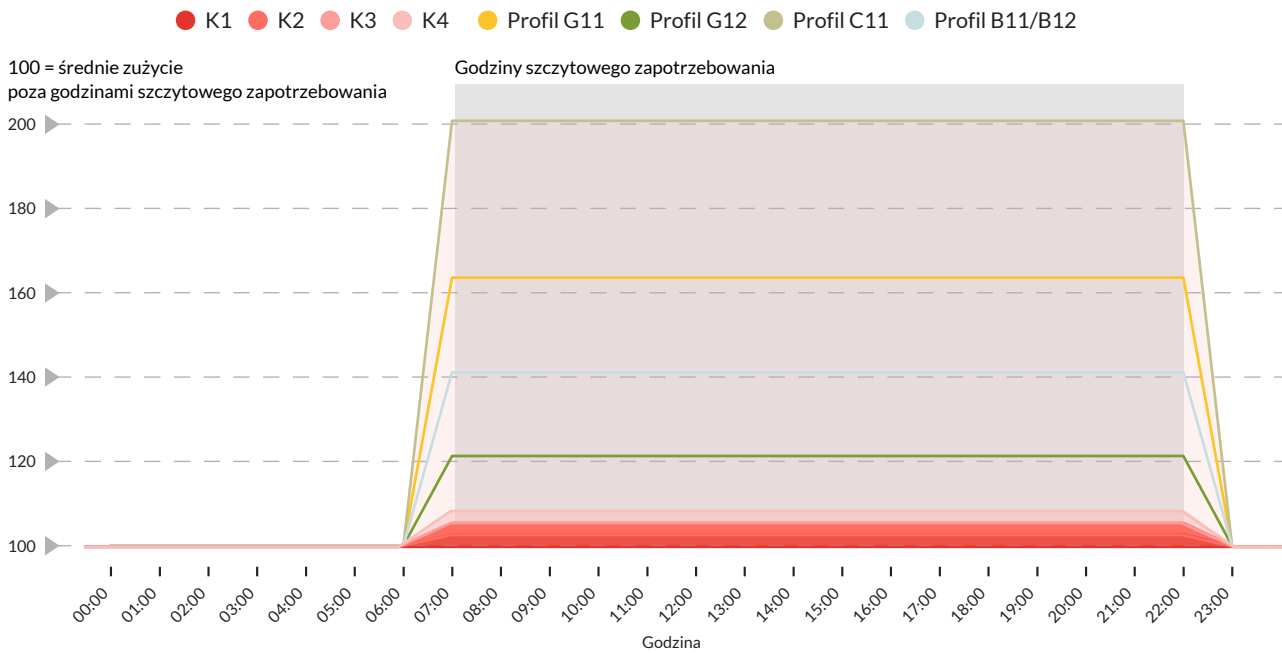
Wykres 15. Godzinowy przebieg zużycia energii elektrycznej w ciągu doby

[Zobacz interaktywny wykres](#)



Wykres 16. Uproszczony przebieg zużycia energii elektrycznej z podziałem na godziny szczytowego zapotrzebowania oraz pozaszczytowe

Zobacz interaktywny wykres 



Źródła: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych ENEA.

Odbiorcy są przydzielani do poszczególnych kategorii na podstawie różnicy średniego zużycia w godzinach szczytowych i średniego zużycia w pozostałych godzinach.

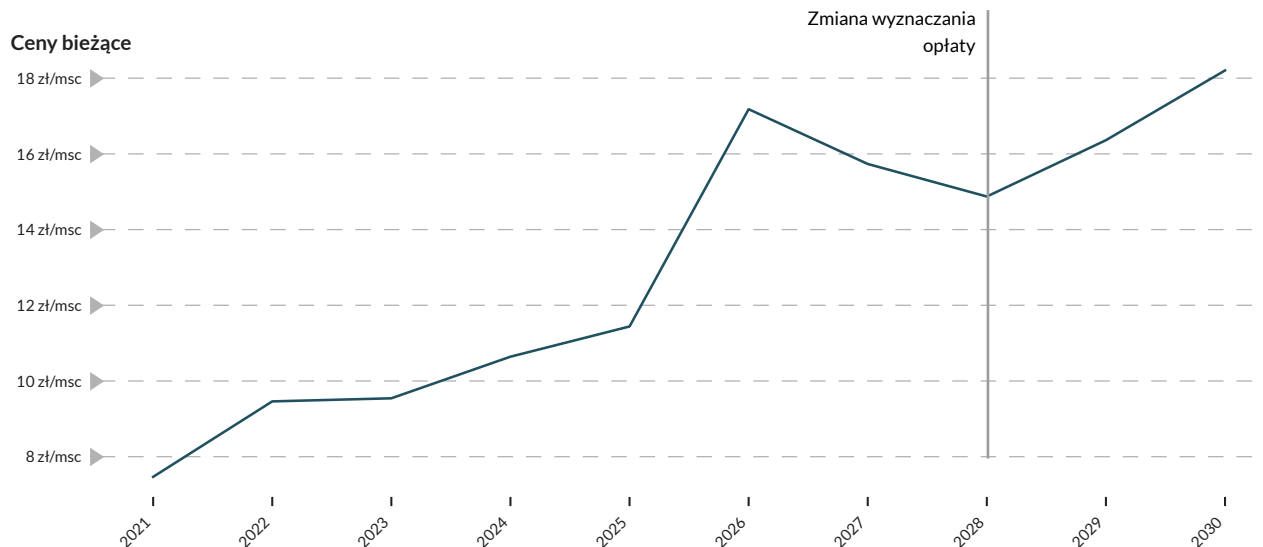
- K1 – odbiorcy o różnicy <5% z opłatą obniżoną o 83%
- K2 – odbiorcy o różnicy <10% z opłatą obniżoną o 50%
- K3 – odbiorcy o różnicy <15% z opłatą obniżoną o 17%
- K4 – odbiorcy o różnicy $\geq 15\%$

Wykresy 17 i 18 przedstawiają profile zużycia energii elektrycznej w dni robocze dla wybranych taryf. Pierwszy obrazuje godzinowy przebieg zużycia w ciągu doby. Drugi to model uproszczony, dzielący dobę na godziny szczytowego zapotrzebowania i pozaszczytowe. To właśnie ten podział decyduje o zakwalifikowaniu odbiorcy do jednej z czterech kategorii (K1–K4), od których zależy wysokość zniżki w opłacie mocowej.

Szacowane koszty rynku mocy w 2030 r. mogą osiągnąć nawet 10,7 mld zł (w wartościach bieżących). Po uwzględnieniu zmiany wyznaczania opłaty mocowej dla gospodarstw domowych od 2028 r. można uznać, że:

- w latach 2027–2029 opłata mocowa dla **gospodarstw domowych** nie powinna wzrosnąć – w roku 2030, który prawdopodobnie będzie najdroższym rokiem z perspektywy rynku mocy, opłata ta może wynieść 18,2 zł/msc (w wartościach bieżących), co oznacza wzrost względem 2026 r. o 1,0 zł/msc.
- **pozostali odbiorcy, w tym przemysł**, także będą mogli odczuć chwilową ulgę aż do roku 2030, w którym szacowana stawka opłaty mocowej będzie wynosić 222,8 zł/MWh (w wartościach bieżących), czyli o 3,3 zł/MWh więcej niż w 2026 r. – należy pamiętać, że opłata ta będzie jednak znacznie niższa dla przedsiębiorstw o stałym dobowym profilu zapotrzebowania na energię.

Następne wykresy przedstawiają, jak w najbliższych latach może się zmieniać opłata mocowa z uwzględnieniem szacowanych kosztów przyszłych aukcji. Dokładne wartości będą jednak zależały od wielu czynników, m.in. od wyników aukcji dodatkowych i uzupełniających, struktury poboru energii elektrycznej przez odbiorców końcowych czy wskaźnika inflacji.

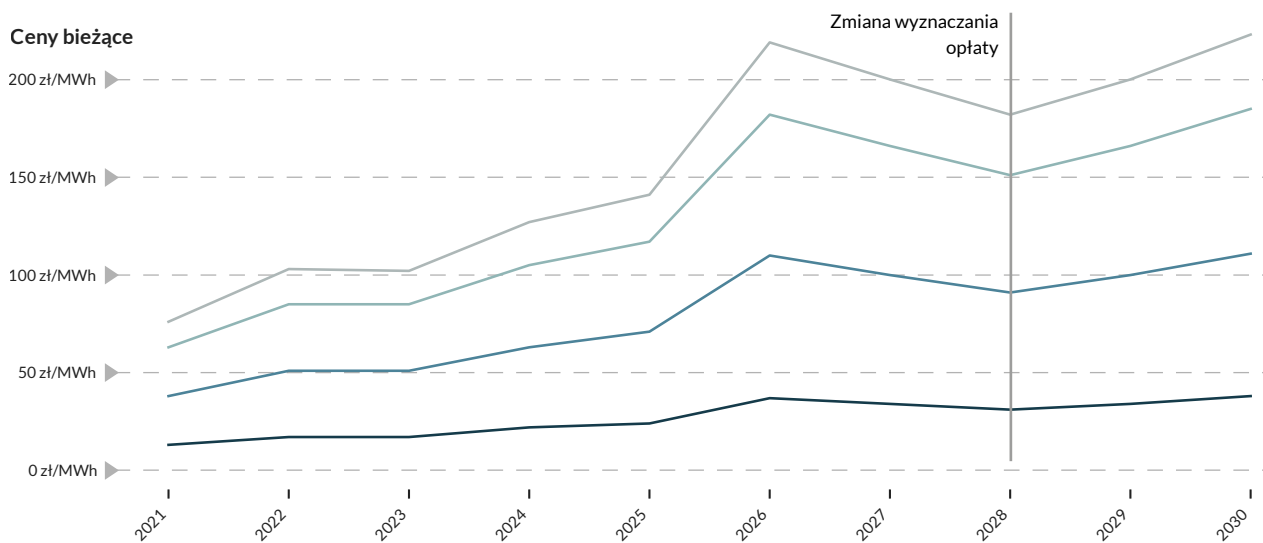
Wykres 17. Szacowana opłata mocowa dla gospodarstw o rocznym zużyciu 2000 kWh*
[Zobacz interaktywny wykres](#)


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie URE, wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń. Wliczono szacowane koszty przyszłych aukcji, tj. aukcji dodatkowych na lata 2027–2030 oraz aukcji uzupełniających na lata 2027–2028.

* Do końca 2027 r. opłata mocowa dla gospodarstw domowych naliczana jest ryczałtowo. Od początku 2028 r. będzie ona naliczana od kWh pobranej z sieci w trakcie godzin szczytowych, więc do wizualizacji należało przyjąć konkretną wartość rocznego zużycia.

Wykres 18. Szacowana opłata mocowa dla pozostałych odbiorców w zależności od profilu zużycia energii elektrycznej
[Zobacz interaktywny wykres](#)

● K1 ● K2 ● K3 ● K4



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie URE, wyników aukcji rynku mocy, komunikatów medialnych, pytań do spółek oraz własnych założeń. Wliczono szacowane koszty przyszłych aukcji, tj. aukcji dodatkowych na lata 2027–2030 oraz aukcji uzupełniających na lata 2027–2028.

Odbiorcy są przydzielani do poszczególnych kategorii na podstawie różnicy średniego zużycia w godzinach szczytowych i średniego zużycia w pozostałych godzinach.

- K1 – odbiorcy o różnicy <5% z opłatą obniżoną o 83%
- K2 – odbiorcy o różnicy <10% z opłatą obniżoną o 50%
- K3 – odbiorcy o różnicy <15% z opłatą obniżoną o 17%
- K4 – odbiorcy o różnicy >=15%

Rynek mocy 2.0 – rekomendacje

Jak wskazaliśmy w raporcie *Moc i elastyczność. Jakiego rynku mocy potrzebuje nowoczesny system energetyczny?*¹⁷ w polskiej energetyce, której rozwój nie jest dostatecznie zaplanowany i koordynowany przez organy państwa, a dominującą rolę odgrywa operator systemu, trudno liczyć na odejście od mechanizmu wsparcia mocy. Trzeba jednak za wszelką cenę ograniczać koszty jego wdrażania oraz naciskać na to, aby uwzględniał przyszłe potrzeby rynku opartego o zmienne źródła OZE, a nie powielał model pracy z przeszłości.

We wspomnianym raporcie przedstawiliśmy nasze rekomendacje dla reformy rynku mocy, które polegają na wprowadzeniu dwóch różnych produktów kupowanych na odrębnych aukcjach na:

- moc elastyczną charakteryzującą się krótkim czasem aktywacji odpowiadającą na potrzeby dynamicznych zmian w systemie; aukcje tego typu byłyby odpowiednie dla technologii szybkiego reagowania, m.in. takich jak silniki gazowe, turbiny gazowe w cyklu otwartym (OCGT), magazyny energii elektrycznej (również współpracujące w układach hybrydowych z pogodozależnymi OZE),
- moc dyspozycyjną z czasem aktywacji do 4 godzin – w tych aukcjach mogłyby startować np. jednostki gazowe, kogeneracyjne oraz DSR.

Podsumowanie

Bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zależy od szeregu czynników, w tym: wystarczalności mocy dyspozycyjnych, efektywnych systemów zachęt rynkowych, stanu sieci oraz elastyczności systemu. Istotnym uwarunkowaniem pozostaje utrzymanie akceptowalnych kosztów dla odbiorców oraz minimalizacja uzależnienia od importu surowców. Z tej perspektywy rynek mocy, zapewniający niezbędne rezerwy, jest zaledwie jednym z elementów systemu bezpieczeństwa, wbrew krajowej debacie, która koncentruje się głównie na tym mechanizmie.

Z pewnością rynek mocy w obecnym kształcie zasypał lukę mocową na najbliższe lata, kupując czas na podjęcie decyzji o docelowej roli tego mechanizmu i kształtu systemu elektroenergetycznego. Koszty jego funkcjonowania są jednak wysokie, dlatego trzeba wyciągnąć wnioski – pozostanie przy strategii „mocy za wszelką cenę” przełoży się na wysokość opłaty mocowej, a w konsekwencji na utratę konkurencyjności polskiej gospodarki.

Przy znaczącej słabości państwa w planowaniu modernizacji energetyki PSE przejęło rolę centralnego planisty, podporządkowując bezpieczeństwo dostaw własnym potrzebom operacyjnym. Oznacza to preferowanie mocy sterowalnych – w dużej mierze niezależnie od kosztów oraz rosnącego importu gazu i ekspozycji na jego zmienną cenę, przy jedynie ograniczonym uwzględnieniu kryteriów emisyjności. Konieczna jest więc szeroka współpraca z uczestnikami rynku, która pozwoli nie tylko lepiej wykorzystać istniejące zasoby jako źródła mocy dyspozycyjnej i elastyczności, lecz także zaprojektować przyszłe mechanizmy w sposób uwzględniający zarówno interesy sektora elektroenergetycznego, jak i całej gospodarki.

Z punktu widzenia interesu Polski konieczne jest całościowe podejście do bilansu energetycznego w tym użycia gazu w polskiej gospodarce.

W ciepłownictwie i ogrzewnictwie czy procesach przemysłowych korzystających z ciepła niskotemperaturowego¹⁸, należy konsekwentnie stawiać na elektryfikację – przede wszystkim poprzez rozwój pomp ciepła oraz szersze wykorzystanie energii odpadowej i OZE. Ważna jest też poprawa efektywności energetycznej gospodarki. Jednocześnie polski przemysł i sektor ciepła mogą aktywnie wspierać bilansowanie KSE, zwiększając pobór energii w godzinach nadwyżek. Wymaga to jednak dostosowania opłaty mocowej do systemu z wysokim udziałem OZE.

Obecnie w elektroenergetyce trudno obejść się bez gazu. Ważne jest jednak to, aby nie zwiększać uzależnienia polskiej gospodarki od jego importu – m.in. ze względu na napięcia geopolityczne, z którymi mamy do czynienia. Rozwiązaniem byłaby strategia zmniejszania udziału gazu w sektorze budynków i przemysłu (największa konsumpcja gazu) na rzecz elektryfikacji.

Polski system energetyczny potrzebuje dobrej diagnozy, transparentności i wyznaczenia celu, jakim jest zapewnienie relatywnie taniej energii elektrycznej odbiorcom. Nieefektywne planowanie modernizacji energetycznej wiąże się z rosnącymi w ostatnich latach dopłatami dla energetyki – do wydobycia węgla i wykorzystywania go na rynku mocy, za emisję CO₂, a na końcu dopłat dla odbiorców, bo energia jest za droga.

Luty 2026 r.

17 Forum energii, *Moc i elastyczność. Jakiego rynku mocy potrzebuje nowoczesny system energetyczny?*, 2025, <https://www.forum-energii.eu/moc-i-elastycznosc-jakiego-rynku-mocy-potrzebuje-nowoczesny-system-energetyczny>.

18 Więcej o tym: <https://www.forum-energii.eu/modernizacja-albo-marginalizacja-jak-elektryfikacja-przemyslu-moze-zapewnic-polsce-bezpieczenstwo-konkurencyjnosc-i-wzort-gospodarczy>.