

Ile kosztuje transformacja?

KPEiK, ceny energii i realny potencjał energetyki wiatrowej



now, for tomorrow

Spis treści

1. Streszczenie zarządcze	6
2. Kluczowe czynniki transformacji polskiej elektroenergetyki do 2040 roku	9
2.1. Stan infrastruktury wytwórczej i sieciowej jako strukturalny czynnik transformacji elektroenergetyki	10
2.2. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej jako strukturalny czynnik transformacji elektroenergetyki	11
2.3. Zmiana modelu rozwoju i tempa dekarbonizacji jako czynniki transformacji elektroenergetyki	12
2.4. Czynniki ekonomiczne transformacji – struktura przychodów i sygnały inwestycyjne	13
2.5. Przyspieszenie rozwoju OZE – bariery regulacyjne, społeczne i infrastrukturalne	14
2.6. Bezpieczeństwo energetyczne i geopolityka energii – nowy paradygmat stabilności systemu elektroenergetycznego	14
2.7. Transformacja jako czynnik kształtujący politykę przemysłową	16
2.8. Podsumowanie	16
3. Wyzwania transformacji	18
3.1. Wyzwania techniczne pracy KSE przy wysokim udziale OZE	19
3.1.1. Zmiana paradygmatu: od „systemu synchronicznego” do „systemu elastyczności”	19
3.1.2. Spadek inercji i nowe wymagania stabilności częstotliwości	19
3.1.3. Rola rezerw w systemie energetycznym: od „rezerw mocy” do „rezerw elastyczności”	20
3.1.4. Dunkelflaute: ryzyko wielodniowych deficytów OZE	20
3.1.5. Curtailment: od incydentu do zjawiska strukturalnego	21
3.1.6. Sieci jako wąskie gardło transformacji	21
3.1.7. Odporność systemu elektroenergetycznego na zdarzenia ekstremalne i cyberbezpieczeństwo	22
3.2. Finansowanie transformacji energetycznej	23
3.3. Energetyka jądrowa jako szczególne wyzwanie	23
3.4. Wzrost kosztów funkcjonowania systemu w okresie transformacji	24
3.5. Integracja OZE wraz z energetyką atomową i gazową CCGT – układ docelowy i dylematy projektowe	25
3.6. Podsumowanie	26

4. Rozwój mixu energetycznego oraz ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce	28
4.1. Cel analizy mixu energetycznego	29
4.2. Scenariusze poddane analizie	30
4.3. Krajowe zużycie energii elektrycznej	32
4.4. Wycofanie istniejących węglowych mocy wytwórczych	34
4.5. Nowe moce wytwórcze i magazynowe	34
4.6. Ceny paliw i uprawnień do emisji CO2	38
4.7. Zarys metodyki modelowania	40
4.8. Modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej	41
4.9. Modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej	43
4.10. Modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej – analiza wrażliwości	47
5. Określenie kosztów systemowych dla różnych wariantów miksów mocowych	50
5.1. Cel i logika analizy	51
5.2. Analizowane scenariusze	52
5.3. Główne założenia dla wyliczeń CAPEX	52
5.3.1. Zakres kosztów uwzględnionych w CAPEX	52
5.3.2. Moce zainstalowane w 2040 r. i jednostkowe założenia technologiczne	53
5.3.3. Przyrost mocy magazynów energii	53
5.3.4. Nakłady inwestycyjne na infrastrukturę sieciową	54
5.3.5. Docelowe moce zainstalowane w 2040 r. i jednostkowe założenia technologiczne	55
5.3.6. Moce zainstalowane w 2040 r. – porównanie scenariuszy	55
5.3.7. Komentarz ilościowy i implikacje strukturalne	57
5.4. CAPEX wytwarzania i infrastruktury	58
5.5. Koszty usług systemowych i rynku bilansującego	59
5.6. Pozostałe kwestie techniczne modelowania rezerw mocy	63
5.7. Podsumowanie	65
6. Transformacja systemu energetycznego jako dźwignia konkurencyjności, bezpieczeństwa i napływu kapitału	66
6.1. Zmiana paradygmatu: od „systemu paliw” do „systemu infrastruktury i elastyczności”	67
6.2. Ryzyko i przestrzeń dla trzech wariantów popytu	67
6.3. OZE jako „przewaga strukturalna” – obniżenie kosztu energii i ryzyk, nie tylko	

redukcja emisji	68
6.4. Bilansowanie systemu jako nowy rynek — szansa na „monetyzację elastyczności” zamiast narastania kosztów	69
6.4.1. Rynek usług systemowych może stać się również szansą dla rozwoju i być swego rodzaju katalizatorem inwestycji	69
6.5. Local content i atrakcyjność inwestycyjna Polski	69
7. Wpływ mixu energetycznego oraz cen energii na gospodarkę	72
7.1. Ceny energii elektrycznej w Polsce, UE, USA i Chinach	73
7.2. Wpływ kosztów energii elektrycznej na rentowność przedsiębiorstw	76
7.3. Wpływ poszczególnych wariantów na odbiorcę końcowego	78
7.4. Oddziaływanie na tempo wzrostu gospodarczego i PKB	81
8. Wykaz skrótów i pojęć	83
Autorzy	85

1. Streszczenie zarządcze



1. Streszczenie zarządcze

Transformacja polskiej elektroenergetyki w horyzoncie 2040 roku nie jest wyłącznie procesem technologicznym ani regulacyjnym, lecz zjawiskiem makroekonomicznym o fundamentalnym znaczeniu dla długoterminowej konkurencyjności gospodarki (opartej o stabilne ceny energii elektrycznej) oraz bezpieczeństwa systemowego państwa. Skala i struktura podejmowanych decyzji inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym będzie w nadchodzących dekadach bezpośrednio przekładać się na koszty funkcjonowania całej gospodarki – od przemysłu energochłonnego, przez sektor usług, po gospodarstwa domowe.

Niniejszy raport stanowi kompleksową analizę, która w jednym spójnym ujęciu ilościowym łączy: trajektorie cen hurtowych energii elektrycznej, strukturę miksu wytwórczego, nakłady inwestycyjne (CAPEX) na moce wytwórcze i magazynowe oraz na infrastrukturę sieciową, a także koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego. W przeciwieństwie do uproszczonych porównań technologicznych, analiza koncentruje się na rzeczywistych, łącznych kosztach systemowych energii, które w długim horyzoncie determinują poziom cen ponoszonych przez odbiorców końcowych.

Raport został przeprowadzony w oparciu o założenia przedstawione w aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) z grudnia 2025 roku oraz autorski model fundamentalny symulujący pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Analizie poddano trzy scenariusze rozwoju sektora elektroenergetycznego:

- **WEM (Wolniejsza Ewolucja Miksu)** – scenariusz zachowawczy, zakładający wolniejsze tempo rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), ograniczony zakres inwestycji infrastrukturalnych oraz utrzymanie istotnej roli paliw kopalnych w kształtowaniu cen energii,
- **WAM (Wysoka Ambicja Miksu)** – scenariusz przyspieszonej transformacji, z zauważalnie wyższym tempem rozwoju OZE niż w scenariuszu WEM, rozbudową elastyczności systemu i znaczącymi nakładami na infrastrukturę sieciową,
- **WIN (Wzrost gospodarczy I Niskie ceny)** – scenariusz autorski, zakładający wysokie, lecz realistyczne tempo wzrostu gospodarczego Polski, w którym wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wynika przede wszystkim z modernizacji, cyfryzacji i elektryfikacji procesów gospodarczych, a nie z narastającej energochłonności, a także najwyższe tempo rozwoju OZE oparte o możliwości techniczne sieci rozwijanej zgodnie ze Strategią Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) do 2040 roku.

Założenia opierają się na przedstawionych w aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) z grudnia 2025 roku z uwagi na fakt, iż uznano, że założenia tam przedstawione stanowią właściwy punkt wyjścia dla szczegółowych analiz porównawczych. Wymaga podkreślenia fakt, że przygotowana analiza zawiera również szereg alternatywnych rozwiązań w odniesieniu do planowanego miksu energetycznego.

Niniejsza analiza prowadzi do poniższych wniosków:

- **Poziom cen energii elektrycznej w długim horyzoncie jest** rezultatem trajektorii zapotrzebowania na energię elektryczną, struktury inwestycji i ich sekwencji w czasie, a także poziomów kosztów paliw i CO₂. Scenariusz WEM, mimo niższych nakładów inwestycyjnych (**spowodowanych najniższą prognozą zapotrzebowania na energię**), prowadzi do trwałego utrzymania wysokich i zmiennych cen energii (**450–720 PLN/MWh po 2035 r.**) z uwagi na wysokie koszty paliw oraz CO₂ oraz niższe udziały mocy OZE, co przekłada się na zwiększone ryzyko kosztowe dla gospodarki. Z kolei WAM osiąga niższe ceny (**220–320 PLN/MWh po 2035 r.**), lecz kosztem bardzo wysokiej kapitałochłonności i presji na finansowanie infrastruktury (w tym jądrowej ponad obecnie planowane projekty).
- **Scenariusz WIN oferuje najlepszą relację koszt–efekt z punktu widzenia gospodarki (pomimo znacznie wyższego zapotrzebowania na energię niż w scenariuszu WEM).** Umożliwia on przechwylenie około 70–80% efektu cenowego scenariusza wysokiej ambicji OZE przy istotnie niższym poziomie łącznych nakładów inwestycyjnych, zarówno w wytwarzaniu, jak i w infrastrukturze sieciowej. Oznacza

to niższe ryzyko makroekonomiczne przy zachowaniu konkurencyjnych cen energii (**180–320 PLN/MWh po 2035 r.**).

- **Energetyka wiatrowa – lądowa i morska – jest kluczowym długoterminowym czynnikiem wpływającym na obniżanie cen energii**, jednak jej rozwój musi być zsynchronizowany z inwestycjami w magazyny energii i sieci przesyłowo-dystrybucyjne. Same inwestycje w OZE, bez równoległej rozbudowy infrastruktury sieciowej i elastyczności systemu, prowadzą do wzrostu kosztów bilansowania i ograniczeń systemowych.
- **Koszty sieciowe i koszty bilansowania stanowią istotny element całkowitego kosztu energii**. Analiza pokazuje, że różnice pomiędzy scenariuszami nie wynikają wyłącznie z kosztów wytwarzania, lecz z odmiennego rozkładu CAPEX i OPEX pomiędzy wytwarzaniem, sieciami oraz rynkiem bilansującym. **Scenariusze o niższym CAPEX infrastrukturalnym nie są systemowo tańsze** – koszty są w nich przenieszone do obszaru operacyjnego w postaci wyższych kosztów bilansowania i większej zmienności cen.
- Z perspektywy strategicznej **transformacja elektroenergetyki powinna być postrzegana jako projekt rozwojowy gospodarki**, a nie wyłącznie jako koszt klimatyczny. **Scenariusz WIN** pokazuje, że możliwe jest jednoczesne osiągnięcie wysokiego tempa wzrostu gospodarczego, wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającego z modernizacji i elektryfikacji oraz utrzymania stabilnych, konkurencyjnych cen energii.
- **Kluczowe decyzje dotyczą nie tego, czy inwestować w transformację, lecz w co inwestować i w jakiej kolejności**. Najwyższą efektywność kosztową zapewnia sekwencja inwestycji skoncentrowana na energetyce wiatrowej, magazynach energii oraz sieciach dystrybucyjnych, przy jednoczesnym inwestowaniu w energetykę jądrową, transformację energetyki konwencjonalnej w oparciu o niskoemisyjne źródła gazowe w roli gwaranta bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.

2. Kluczowe czynniki transformacji polskiej elektroenergetyki do 2040 roku



2. Kluczowe czynniki transformacji polskiej elektroenergetyki do 2040 roku

Transformacja polskiej elektroenergetyki w perspektywie do 2040 roku jest procesem o charakterze strukturalnym i nieodwracalnym, wynikającym z nakładających się na siebie uwarunkowań technicznych, ekonomicznych, regulacyjnych i geopolitycznych. Nie jest ona wyłącznie konsekwencją polityki klimatycznej Unii Europejskiej ani efektem krótkookresowych trendów technologicznych. Jej źródłem są przede wszystkim wieloletnie zaniedbania inwestycyjne, starzenie się infrastruktury wytwórczej i sieciowej, zmiana paradygmatu bezpieczeństwa energetycznego oraz głęboka przebudowa globalnych rynków energii.

Polski system elektroenergetyczny wchodzi w okres transformacji z istotnym opóźnieniem w stosunku do wielu krajów europejskich. Przez dekady dominował model oparty na maksymalnym wydłużaniu życia istniejących jednostek konwencjonalnych, ograniczaniu nowych inwestycji w moce wytwórcze oraz niedostosowaniu infrastruktury sieciowej do zmieniających się realiów technologicznych. Skutkiem tego jest narastająca luka inwestycyjna, która w latach 30. XXI wieku materializuje się w postaci planowanych i przyspieszanych wyłączeń jednostek węglowych, rosnącego ryzyka niedoborów mocy oraz zwiększonej zależności od importu energii.

Jednocześnie transformacja elektroenergetyki dokonuje się w warunkach zasadniczej zmiany otoczenia zewnętrznego. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej, globalne trendy opisane w World Energy Outlook 2025 oraz doświadczenia kryzysów energetycznych ostatnich lat redefiniują pojęcie bezpieczeństwa energetycznego. Coraz mniejsze znaczenie ma sama wielkość mocy zainstalowanej w jednostkach paliwowych, a coraz większe – elastyczność systemu, zdolność bilansowania, dostęp do usług systemowych, magazynowanie energii oraz wykorzystanie krajowych, odnawialnych zasobów energetycznych.

Celem niniejszego rozdziału jest identyfikacja i pogłębiona analiza kluczowych czynników transformacji polskiej elektroenergetyki do 2040 roku. Czynniki te należy postrzegać jako wzajemnie powiązany system elementów, który sprawia, że brak transformacji staje się scenariuszem najwyższego ryzyka – technicznego, ekonomicznego i geopolitycznego – podczas gdy odpowiednio zaprojektowana transformacja może stać się fundamentem długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego i konkurencyjności gospodarki.

2.1. Stan infrastruktury wytwórczej i sieciowej jako strukturalny czynnik transformacji elektroenergetyki

Jednym z kluczowych, a zarazem historycznie uwarunkowanych czynników transformacji polskiej elektroenergetyki jest długotrwałe niedoinwestowanie całego sektora infrastrukturalnego – zarówno w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, jak i sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych. Problem ten nie sprowadza się wyłącznie do starzenia się majątku, lecz ma charakter systemowy i wynika z decyzji inwestycyjnych podejmowanych w poprzednich dekadach, w których priorytetem było maksymalne wydłużanie życia istniejących aktywów konwencjonalnych przy jednoczesnym ograniczaniu skali nowych inwestycji w moce wytwórcze.

Przez znaczną część lat 90. oraz pierwsze dwie dekady XXI wieku polski system elektroenergetyczny rozwijał się w logice „zarządzania niedoborem”, a nie długoterminowej modernizacji. Inwestycje w nowe moce wytwórcze były opóźniane, odkładane lub ograniczane do minimum, co w krótkim okresie pozwalało utrzymywać relatywnie niskie ceny energii, lecz w długim horyzoncie doprowadziło do narastania luki inwestycyjnej. Obecnie można stwierdzić, że systemy elektroenergetyczne, które przez długi czas ograniczały inwestycje w nowe moce, wchodzi obecnie w fazę gwałtownej kumulacji ryzyk technicznych, finansowych i regulacyjnych.

W obszarze wytwarzania skutkiem tego procesu jest struktura parku wytwórczego, w której dominują jednostki zaprojektowane w realiach technologicznych i regulacyjnych sprzed kilkudziesięciu lat. Znaczna część bloków węglowych funkcjonujących obecnie w Polsce została oddana do eksploatacji w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX wieku. Jednostki te charakteryzują się niską sprawnością, wysoką emisyjnością oraz rosnącą awaryjnością, co przekłada się na coraz większe koszty utrzymania oraz ograniczoną dyspozycyjność.

W ostatnich latach problem ten materializuje się w postaci planowanych i przyspieszanych wyłączeń jednostek konwencjonalnych. Przykładowo, operatorzy i właściciele elektrowni zapowiedzieli stopniowe wycofywanie z eksploatacji najstarszych bloków w elektrowniach takich jak Bełchatów, Turów, Kozienice, Połaniec czy Rybnik. W wielu przypadkach decyzje te wynikają nie tylko z presji regulacyjnej związanej z kosztami emisji CO₂, lecz także z czysto technicznych ograniczeń dalszej eksploatacji. Część jednostek osiąga granice bezpiecznej pracy, a kolejne modernizacje przestają być ekonomicznie uzasadnione.

Szczególnie istotne z perspektywy bezpieczeństwa systemu są zapowiedzi wyłączeń bloków klasy 200 MW i 360 MW, które przez dekady stanowiły podstawę krajowego bilansu mocy. Ich ubytek nie może zostać łatwo skompensowany poprzez prostą substytucję innymi jednostkami konwencjonalnymi, ponieważ nowe inwestycje w tego typu technologie obciążone są wysokim ryzykiem regulacyjnym oraz rosnącymi kosztami finansowania. World Energy Outlook podkreśla, że w warunkach globalnej transformacji energetycznej inwestycje w nowe aktywa wysokoemisyjne coraz częściej stają się aktywami o podwyższonym ryzyku utraty wartości jeszcze przed końcem ich technicznego okresu życia.

Niedoinwestowanie dotyczy również infrastruktury sieciowej, jednak w tym przypadku problem ma charakter wtórny wobec struktury wytwarzania. Sieci przesyłowe i dystrybucyjne były projektowane dla systemu opartego na kilku dużych, stabilnych źródłach wytwórczych, zlokalizowanych w pobliżu kopalń i centrów przemysłowych. Brak równoległego rozwoju sieci w okresie, gdy w innych krajach następowała dywersyfikacja miksu energetycznego, spowodował, że obecnie infrastruktura sieciowa staje się jednym z głównych ograniczeń rozwoju nowych mocy, zarówno odnawialnych, jak i niskoemisyjnych źródeł sterowalnych.

Transformacja elektroenergetyki w skali globalnej wiąże się z fundamentalną zmianą paradygmatu inwestycyjnego: z systemu opartego na długotrwałym wykorzystywaniu istniejących aktywów w kierunku systemu wymagającego ciągłego odnawiania i modernizacji infrastruktury. Polska elektroenergetyka wchodzi w ten proces z opóźnieniem, co sprawia, że skala wyzwań inwestycyjnych w nadchodzących dekadach jest większa niż w krajach, które wcześniej rozpoczęły modernizację.

Konsekwencją tego stanu rzeczy jest fakt, że transformacja elektroenergetyki nie jest dziś alternatywą wobec utrzymania status quo, lecz koniecznością wynikającą z fizycznych i technicznych ograniczeń systemu. Brak inwestycji w nowe moce wytwórcze oraz modernizację sieci prowadziłyby do narastania ryzyka niedoborów mocy, wzrostu importu energii elektrycznej oraz zwiększonej podatności systemu na zakłócenia. W tym sensie transformacja stanowi nie tylko odpowiedź na cele klimatyczne, lecz także jedyną realną ścieżkę zapewnienia ciągłości dostaw energii w warunkach starzejącej się i niedostosowanej do współczesnych wyzwań infrastruktury.

2.2. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej jako strukturalny czynnik transformacji elektroenergetyki

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej stała się w ostatniej dekadzie jednym z najbardziej stabilnych i przewidywalnych czynników kształtujących kierunek transformacji gospodarczej państw członkowskich. Jej znaczenie dla elektroenergetyki wykracza daleko poza kwestie środowiskowe – wpływa bezpośrednio na strukturę miksu wytwórczego, modele finansowania inwestycji, funkcjonowanie rynków energii, politykę przemysłową oraz architekturę bezpieczeństwa energetycznego.

Architektura tej polityki została zbudowana wokół kilku kluczowych inicjatyw, które wspólnie tworzą spójny, wielopoziomowy system regulacyjny i inwestycyjny. Punktem wyjścia był Europejski Zielony Ład (European Green Deal), który nadał transformacji wymiar strategiczny i rozwojowy, wyznaczając neutralność klimatyczną jako długoterminowy kierunek modernizacji gospodarki. Zielony Ład nie ogranicza się do sektora energii – obejmuje przemysł, transport, budownictwo i rolnictwo – jednak to elektroenergetyka została wskazana jako infrastrukturalny fundament całej zmiany, ponieważ bez głębokiej dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej nie jest możliwa elektryfikacja pozostałych sektorów.

Operacjonalizacją tych założeń stał się pakiet legislacyjny „Fit for 55”, który podniósł ambicje redukcyjne i przełożył je na konkretne instrumenty prawne i ekonomiczne. Pakiet ten zmienił warunki funkcjonowa-

nia sektora elektroenergetycznego poprzez zaostrzenie mechanizmów cenowych związanych z emisjami, podniesienie celów udziału odnawialnych źródeł energii oraz wzmocnienie wymogów efektywności energetycznej. W praktyce oznacza to trwałą zmianę otoczenia regulacyjnego, w którym jednostki wysokoemisyjne funkcjonują pod rosnącą presją kosztową, a technologie niskoemisyjne uzyskują strukturalną przewagę konkurencyjną.

Centralnym elementem tej zmiany pozostaje system EU ETS jako kluczowy instrument rynkowy. Nadanie emisjom dwutlenku węgla wymiernej ceny spowodowało, że koszt CO₂ stał się jednym z głównych czynników determinujących zarówno krótkoterminowe decyzje operacyjne, jak i długoterminowe decyzje inwestycyjne. W elektroenergetyce przekłada się to bezpośrednio na ekonomikę bloków węglowych i gazowych oraz na poprawę relatywnej opłacalności odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej. System ten nie działa w izolacji, lecz w połączeniu z innymi instrumentami tworzy trwały sygnał inwestycyjny przesuujący kapitał w kierunku technologii niskoemisyjnych.

Równolegle wzmocniono ramy prawne dla rozwoju OZE poprzez nowelizację dyrektywy RED III, która podniosła poziom ambicji w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii oraz uprościła procedury administracyjne i środowiskowe. W konsekwencji przyspieszono proces wydawania pozwoleń, wyznaczono obszary przyspieszonego rozwoju oraz zwiększono przewidywalność regulacyjną dla inwestorów. Dla elektroenergetyki oznacza to systemowy wzrost mocy wiatrowych i fotowoltaicznych oraz konieczność równoległej modernizacji sieci i mechanizmów elastyczności.

Dodatkowym impulsem była strategia REPowerEU, przyjęta w odpowiedzi na kryzys geopolityczny i konieczność ograniczenia zależności od importu paliw kopalnych. Strategia ta nadała transformacji wymiar bezpieczeństwa energetycznego, podkreślając, że rozwój krajowych i regionalnych źródeł odnawialnych oraz efektywności energetycznej jest nie tylko działaniem klimatycznym, ale także strategicznym wyborem wzmacniającym suwerenność energetyczną. W efekcie dekarbonizacja elektroenergetyki została powiązana z odpornością systemową oraz stabilnością gospodarczą.

Elektroenergetyka znajduje się w centrum tej transformacji z trzech zasadniczych powodów. Po pierwsze, jest jednym z największych źródeł emisji w wielu państwach członkowskich, co czyni ją naturalnym obszarem szybkiej redukcji. Po drugie, energia elektryczna staje się dominującym nośnikiem energii w gospodarce, w wyniku postępującej elektryfikacji transportu, ciepłownictwa i przemysłu. Po trzecie, koszty technologii niskoemisyjnych uległy strukturalnemu obniżeniu, co zmienia relacje konkurencyjne między paliwami kopalnymi a OZE.

W efekcie polityka klimatyczna UE nie jest jedynie zbiorem regulacji środowiskowych, lecz długookresowym mechanizmem przebudowy struktury podaży i popytu na energię.

2.3. Zmiana modelu rozwoju i tempa dekarbonizacji jako czynniki transformacji elektroenergetyki

Współczesna europejska polityka klimatyczna opiera się na założeniu, że neutralność klimatyczna nie jest kosztem rozwoju, lecz jego nowym modelem. Oznacza to odejście od gospodarki opartej na paliwach kopalnych w kierunku systemu wysoko zelektryfikowanego, opartego na źródłach nisko- i zeroemisyjnych, zintegrowanego cyfrowo oraz odpornego na szoki geopolityczne i surowcowe. Transformacja ta nie ma charakteru wyłącznie technologicznego – jest zmianą strukturalną, obejmującą sposób wytwarzania energii, funkcjonowania rynków, finansowania inwestycji oraz zarządzania ryzykiem regulacyjnym.

Wprowadzenie wiążących celów redukcji emisji w horyzoncie 2030 i 2050 roku nadało tej transformacji wymiar systemowego obowiązku. Dekarbonizacja przestała być elementem politycznego wyboru, a stała się ramą, w której muszą być podejmowane wszystkie decyzje inwestycyjne i regulacyjne. W praktyce oznacza to, że sektor elektroenergetyczny – jako jeden z najbardziej emisyjnych i jednocześnie najbardziej podatnych na zmiany technologiczne – musi redukować emisje szybciej niż średnia gospodarki, aby umożliwić elektryfikację transportu, ciepłownictwa i przemysłu.

Dla Polski konsekwencją tego podejścia jest konieczność przejścia z systemu historycznie opartego na węglu do modelu, w którym kluczową rolę odgrywają odnawialne źródła energii, energetyka jądrowa, magazyny energii oraz elastyczne jednostki gazowe wspierane nowoczesną infrastrukturą przesyłową

i dystrybucyjną. Tempo dekarbonizacji nie jest przy tym wyłącznie funkcją ambicji politycznych, lecz w coraz większym stopniu wynika z ekonomiki systemu – rosnących kosztów emisji, ryzyka utraty wartości aktywów wysokoemisyjnych oraz poprawy konkurencyjności technologii niskoemisyjnych.

Transformacja nie polega więc wyłącznie na zastąpieniu jednego paliwa innym, lecz na przebudowie całej architektury systemu elektroenergetycznego – od struktury miksu wytwórczego, przez sposób bilansowania, aż po mechanizmy finansowania i regulacji. Jej tempo determinowane jest zarówno przez cele klimatyczne, jak i przez zmieniające się warunki rynkowe, które stopniowo przesuwają punkt równowagi systemu w kierunku źródeł niskoemisyjnych.

2.4. Czynniki ekonomiczne transformacji – struktura przychodów i sygnały inwestycyjne

Centralnym elementem ekonomicznej architektury transformacji pozostaje system handlu uprawnieniami do emisji, jednak mechanizmy cenowe związane z CO₂ są tylko jednym z komponentów modelu finansowego sektora elektroenergetycznego. O ile cena emisji stanowi długoterminowy sygnał inwestycyjny, wpływając na relatywną konkurencyjność technologii, o tyle stabilność i bankowalność projektów wytwórczych zależy przede wszystkim od struktury ich przychodów na dwóch podstawowych rynkach: rynku energii elektrycznej oraz rynku usług systemowych.

Rynek energii elektrycznej pozostaje zasadniczym źródłem przychodów dla wytwórców. To na nim kształtuje się cena energii wynikająca z równowagi podaży i popytu, a tym samym podstawowy strumień przychodów projektów inwestycyjnych. Jednocześnie rynek ten jest obciążony istotnym ryzykiem zmienności cen, zależnym od warunków pogodowych, cen paliw, cen CO₂ oraz struktury miksu wytwórczego. W systemie o rosnącym udziale OZE zmienność ta dodatkowo wzrasta, ponieważ generacja wiatrowa i słoneczna obniża ceny w okresach wysokiej produkcji, a podnosi je w okresach niedoboru. Dla sektora finansowego oznacza to zwiększone ryzyko prognozowania przyszłych przepływów pieniężnych oraz konieczność stosowania mechanizmów stabilizujących przychody.

Drugim fundamentalnym filarem przychodowym jest rynek usług systemowych, obejmujący wynagrodzenie za utrzymywanie rezerw mocy, regulację częstotliwości, bilansowanie oraz inne usługi niezbędne do bezpiecznej pracy systemu. Wraz ze wzrostem udziału źródeł niesterowalnych znaczenie tych usług rośnie, ponieważ system wymaga większej elastyczności i zdolności do szybkiej reakcji na zmiany generacji. Rynek usług systemowych staje się więc nie tylko elementem technicznego zabezpieczenia pracy sieci, ale również coraz istotniejszym komponentem modelu biznesowego jednostek elastycznych, magazynów energii czy nowoczesnych bloków gazowych.

Oba te rynki – energii oraz usług systemowych – stanowią podstawowe, rynkowe źródło przychodów sektora, jednak ich naturalna zmienność powoduje, że nie zawsze zapewniają one wystarczającą przewidywalność finansową dla projektów kapitałochłonnych. W odpowiedzi na to wykształciły się mechanizmy uzupełniające, takie jak rynek mocy, systemy aukcyjne oparte na kontraktach różnicowych (CfD) czy komercyjne długoterminowe umowy zakupu energii (cPPA). Instrumenty te nie zastępują rynku energii, choć kontrakty cPPA w pewnej mierze opierają się na bazie prognozowanych hurtowych cen energii, lecz stabilizują jego efekty poprzez ograniczenie ryzyka cenowego i umożliwienie pozyskania finansowania dłużnego na warunkach akceptowalnych dla instytucji finansowych.

Reforma europejskiego modelu rynku energii elektrycznej (Electricity Market Design) uporządkowała tę architekturę, potwierdzając rolę rynku krótkoterminowego jako podstawy wyceny energii, przy jednoczesnym wzmocnieniu instrumentów długoterminowych stabilizujących przychody inwestorów. W tym modelu system EU ETS pełni funkcję strategicznego parametru kosztowego, natomiast rynek energii i rynek usług systemowych stanowią operacyjne fundamenty przychodowe sektora. Mechanizmy takie jak CfD, cPPA czy rynek mocy uzupełniają tę strukturę, ograniczając ryzyko cenowe i umożliwiając obniżenie kosztu kapitału w projektach wysokokapitałowych, takich jak energetyka jądrowa, morskie farmy wiatrowe czy magazyny energii. Bez tej warstwy stabilizacyjnej tempo inwestycji byłoby niższe, a koszt finansowania wyższy, co wprost przekładałoby się na wzrost kosztów systemowych transformacji oraz większą niepewność inwestycyjną.

2.5. Przyspieszenie rozwoju OZE – bariery regulacyjne, społeczne i infrastrukturalne

Polityka klimatyczna UE zakłada znaczące zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii, jednak realizacja tego celu w praktyce zależy nie tylko od poziomu ambicji regulacyjnej, lecz przede wszystkim od zdolności państw członkowskich do przewyższania barier inwestycyjnych. W ostatnich latach kluczowym kierunkiem zmian stało się skracanie i upraszczanie procedur administracyjnych, w szczególności w obszarze uzyskiwania decyzji środowiskowych, warunków zabudowy, pozwoleń na budowę oraz decyzji przyłączeniowych. Nowelizacje regulacji europejskich wprowadziły zasadę nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE oraz koncepcję obszarów przyspieszonego rozwoju, co ma ograniczać ryzyko wieloletnich opóźnień projektów.

W praktyce jednak proces inwestycyjny pozostaje złożony i obciążony istotnym ryzykiem proceduralnym. Konsultacje społeczne i procedury administracyjne mogą wydłużać harmonogramy realizacyjne i podnosić koszty kapitałowe projektów. Dodatkowym wyzwaniem jest rosnąca polaryzacja debaty publicznej wokół transformacji energetycznej, w której racjonalna dyskusja o kosztach i korzyściach bywa wypierana przez uproszczone narracje i działania dezinformacyjne. Zjawisko to nie dotyczy wyłącznie Polski, lecz w warunkach krajowych może przekładać się na opóźnienia lokalizacyjne oraz zwiększoną niepewność regulacyjną dla inwestorów.

Istotnym ograniczeniem pozostają również bariery infrastrukturalne, w szczególności dostępność mocy przyłączeniowych i zdolność sieci do absorpcji nowych źródeł niesterowalnych. W odpowiedzi na te wyzwania podejmowane są działania legislacyjne mające usprawnić proces przyłączania instalacji OZE do sieci oraz zwiększyć przejrzystość zasad alokacji mocy przyłączeniowej. Kolejne rozwiązania regulacyjne przewidują m.in. doprecyzowanie zasad wydawania warunków przyłączenia, wprowadzenie mechanizmów weryfikujących realność projektów oraz wsparcie inwestycji w odnawialne paliwa gazowe i infrastrukturę towarzyszącą. Celem tych zmian jest ograniczenie spekulacyjnego blokowania mocy przyłączeniowych oraz przyspieszenie realizacji projektów o wysokim stopniu zaawansowania.

Rozwój OZE wymaga zatem nie tylko stabilnych mechanizmów wsparcia finansowego, ale również skoordynowanej reformy procedur administracyjnych, modernizacji sieci oraz budowy społecznej akceptacji dla transformacji. W warunkach polskich szybki wzrost mocy wiatrowych i fotowoltaicznych musi być równoległe wspierany przez inwestycje w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną, magazyny energii oraz cyfrowe systemy zarządzania siecią. Dopiero integracja tych elementów pozwala ograniczyć ryzyko nadwyżek generacji, redukcji mocy oraz napięć społecznych wokół nowych projektów.

Transformacja w kierunku wysokiego udziału OZE nie jest już scenariuszem alternatywnym, lecz dominującym kierunkiem rozwoju systemu elektroenergetycznego. Jej powodzenie zależy jednak od zdolności państwa do równoważenia ambicji klimatycznych z efektywnością procedur, stabilnością regulacyjną oraz umiejętnym prowadzeniem dialogu społecznego w warunkach rosnącej złożoności technologicznej i informacyjnej.

2.6. Bezpieczeństwo energetyczne i geopolityka energii – nowy paradigmat stabilności systemu elektroenergetycznego

Bezpieczeństwo energetyczne w warunkach transformacji elektroenergetyki nabiera nowego znaczenia, wykraczającego poza tradycyjne rozumienie oparte na dostępności paliw i mocy wytwórczych. Współczesne podejście do bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego obejmuje zdolność do długoterminowego zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej przy akceptowalnych kosztach, odporność na szoki geopolityczne i rynkowe oraz elastyczność umożliwiającą adaptację do zmiennych warunków technologicznych i regulacyjnych.

W tym kontekście transformacja polskiej elektroenergetyki nie osłabia bezpieczeństwa energetycznego, lecz zmienia jego fundamenty. Zamiast systemu opartego na scentralizowanych, paliwowych jednostkach wytwórczych, coraz większą rolę odgrywa system oparty na dywersyfikacji technologicznej, elastyczności operacyjnej oraz krajowych zasobach energetycznych.

Jednym z kluczowych elementów tej zmiany jest stopniowe wygaszanie dotychczasowych mechanizmów zapewniania bezpieczeństwa mocy, w szczególności rynku mocy. Mechanizm ten odegrał istotną rolę w okresie przejściowym, umożliwiając utrzymanie dyspozycyjności starzejących się jednostek konwencjonalnych. Jednak w długim horyzoncie jego funkcjonowanie napotyka na rosnące ograniczenia regulacyjne, ekonomiczne i środowiskowe. Wraz z zaostrzaniem unijnych przepisów dotyczących emisji, możliwości dalszego wspierania wysokoemisyjnych jednostek poprzez rynek mocy ulegają systematycznemu ograniczeniu.

Wygaszanie rynku mocy nie oznacza jednak obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw, lecz konieczność zastąpienia tego mechanizmu nowymi formami zapewniania stabilności systemu. World Energy Outlook wskazuje, że w nowoczesnych systemach elektroenergetycznych ciężar zapewnienia bezpieczeństwa przesunął się z prostego utrzymywania mocy wytwórczych w kierunku rozwiniętych usług systemowych, elastyczności popytu oraz magazynowania energii.

W tym kontekście rośnie znaczenie rynku usług bilansujących oraz aktywnego udziału nowych uczestników systemu, w tym dostawców usług bilansowania oraz operatorów magazynów energii. Aktywacja usług bilansujących pozwala na dynamiczne reagowanie na zmienność generacji i zapotrzebowania, a jednocześnie tworzy nowe źródła przychodów dla podmiotów inwestujących w elastyczne technologie. Rozwój tego segmentu rynku jest kluczowy dla zapewnienia stabilności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w warunkach rosnącego udziału źródeł odnawialnych.

Magazyny energii odgrywają w tym procesie rolę strategiczną. Ich funkcja nie ogranicza się wyłącznie do przesuwania energii w czasie, lecz obejmuje świadczenie szeregu usług systemowych, takich jak regulacja częstotliwości, rezerwy mocy czy wsparcie pracy sieci, umożliwiając redukcję ryzyka niedoborów mocy oraz ograniczenie kosztów bilansowania.

Szczególnie istotna jest synergia pomiędzy odnawialnymi źródłami energii, a magazynami energii. Integracja instalacji OZE z magazynami pozwala na zwiększenie ich wartości systemowej, poprawę przewidywalności produkcji oraz zmniejszenie obciążeń sieciowych. W praktyce oznacza to, że rozwój OZE nie tylko nie osłabia bezpieczeństwa energetycznego, lecz przy odpowiednich inwestycjach infrastrukturalnych może je istotnie wzmacniać. Ten element jest kluczowy do uwzględnienia w analizach wystarczalności przy ocenie czy dany miks energetyczny zapewnia odpowiedni poziom bezpieczeństwa systemu, a nie koncentrowanie się wyłącznie na jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych. Pozwala to efektywnie wykorzystać nakłady inwestycyjne na bezpieczeństwo systemu z udziałem OZE oraz magazynów energii.

Ważnym elementem nowego paradygmatu bezpieczeństwa energetycznego jest również rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Offshore charakteryzuje się znacznie wyższą produktywnością i stabilnością generacji w porównaniu z lądowymi źródłami wiatrowymi, co czyni go jednym z najbardziej perspektywicznych filarów przyszłego miksu energetycznego Polski. Morska energetyka wiatrowa, oprócz produkcji dużych wolumenów energii elektrycznej, posiada potencjał do świadczenia usług systemowych, w tym regulacji częstotliwości i napięcia, szczególnie w połączeniu z magazynami energii oraz odpowiednią infrastrukturą sieciową. Rozwój offshore wzmacnia także niezależność energetyczną poprzez wykorzystanie krajowych zasobów naturalnych i ograniczenie importu paliw.

Z geopolitycznego punktu widzenia transformacja elektroenergetyki w kierunku OZE, magazynów energii i elastycznych usług systemowych prowadzi do zasadniczej zmiany struktury ryzyka. Zależność od globalnych rynków paliw kopalnych zostaje stopniowo zastąpiona zależnością od krajowych kompetencji technologicznych, infrastruktury oraz zdolności regulacyjnych. World Energy Outlook wskazuje, że kraje, które wcześniej zbudują te kompetencje, uzyskują trwałą przewagę w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i odporności systemu.

W rezultacie bezpieczeństwo energetyczne w horyzoncie 2040 roku nie powinno być już mierzone wyłącznie liczbą megawatów zainstalowanych w elektrowniach konwencjonalnych, lecz zdolnością systemu do elastycznego reagowania na zmienność warunków, integracji nowych technologii oraz utrzymania stabilności przy minimalnej ekspozycji na czynniki zewnętrzne. Transformacja elektroenergetyki staje się w tym ujęciu jednym z najważniejszych instrumentów wzmacniania suwerenności energetycznej państwa.

2.7. Transformacja jako czynnik kształtujący politykę przemysłową

Transformacja elektroenergetyki musi być oceniana nie tylko przez pryzmat redukcji emisji, lecz przede wszystkim przez wpływ na strukturę rachunku za energię elektryczną – zarówno dla gospodarstw domowych, jak i dla przemysłu. W kolejnych latach kluczowym wyzwaniem będzie nie tyle sam poziom hurtowych cen energii, ile całkowity koszt energii ponoszony przez odbiorcę końcowego, obejmujący część wytwórczą, dystrybucyjną oraz rosnące koszty systemowe.

W miarę wzrostu nakładów inwestycyjnych na modernizację i rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, udział części dystrybucyjnej w rachunku za energię będzie systematycznie rósł. Integracja dużej liczby rozproszonych źródeł OZE, rozwój magazynów energii, cyfryzacja sieci oraz zwiększenie jej odporności wymagają znaczących inwestycji kapitałowych, które w modelu regulowanym są przenoszone na taryfy sieciowe.

Do rachunku odbiorcy w coraz większym stopniu wliczane są także koszty funkcjonowania mechanizmów zapewniających bezpieczeństwo dostaw, takich jak rynek mocy czy inne instrumenty stabilizujące adekwatność zasobów wytwórczych. W przyszłości możliwe jest również zwiększenie udziału kosztów związanych z elastycznością systemu, usługami bilansującymi czy finansowaniem rezerw mocy. Z perspektywy makroekonomicznej są to koszty uzasadnione, ponieważ zwiększają bezpieczeństwo pracy systemu, jednak ich struktura i tempo wzrostu mają bezpośrednie znaczenie dla konkurencyjności gospodarki.

Dlatego sprawiedliwa transformacja w warunkach Polski powinna koncentrować się przede wszystkim na utrzymaniu racjonalnej i przewidywalnej ścieżki całkowitych kosztów energii. Oznacza to konieczność dążenia do obniżania kosztów w części wytwórczej poprzez rozwój technologii o niskim koszcie krańcowym oraz efektywne finansowanie inwestycji, przy jednoczesnym ograniczaniu nadmiernego wzrostu części dystrybucyjnej poprzez optymalizację programów inwestycyjnych, poprawę efektywności regulacyjnej oraz wykorzystanie środków zewnętrznych do współfinansowania infrastruktury.

Szczególne znaczenie ma to dla przemysłu energochłonnego, dla którego cena energii elektrycznej oraz poziom opłat sieciowych i systemowych stanowią istotny składnik kosztów produkcji. Utrzymanie konkurencyjności polskiego przemysłu wymaga stabilnych i przewidywalnych warunków cenowych, umożliwiających planowanie inwestycji oraz zawieranie długoterminowych kontraktów na dostawy energii. Nadmierny wzrost kosztów dystrybucyjnych i systemowych mógłby osłabić atrakcyjność inwestycyjną kraju oraz zwiększyć ryzyko relokacji produkcji.

Mechanizmy osłonowe, takie jak taryfy socjalne czy programy wsparcia dla odbiorców wrażliwych, pozostają istotnym elementem polityki publicznej, jednak mają charakter wtórny wobec strukturalnego kształtowania kosztów systemu. Ich rola polega na łagodzeniu skutków wzrostu cen, zwłaszcza w kontekście rosnących kosztów dystrybucji i opłat systemowych, lecz nie zastąpią one potrzeby utrzymywania efektywnej, kosztowo zrównoważonej architektury całego sektora elektroenergetycznego.

Sprawiedliwa transformacja powinna zatem oznaczać utrzymanie równowagi pomiędzy inwestycjami niezbędnymi dla bezpieczeństwa i dekarbonizacji systemu, a zdolnością gospodarki i społeczeństwa do ponoszenia wynikających z nich kosztów. Kluczowe znaczenie ma przejrzystość struktury rachunku za energię oraz świadome zarządzanie tempem wzrostu kosztów sieciowych i systemowych, tak aby transformacja nie prowadziła do trwałego pogorszenia konkurencyjności polskiego przemysłu ani do wzrostu skali ubóstwa energetycznego.

2.8. Podsumowanie

Analiza czynników wpływających na transformację, jej tempo oraz kształt prowadzi do jednoznacznego wniosku, że proces ten nie jest rezultatem pojedynczej decyzji politycznej ani reakcji na jeden dominujący czynnik zewnętrzny. Jest on konsekwencją kumulacji wieloletnich zaniedbań inwestycyjnych, starzenia się infrastruktury wytwórczej i sieciowej, nieuchronnych zmian regulacyjnych w Unii Europejskiej oraz głębokiej redefinicji pojęcia bezpieczeństwa energetycznego w warunkach niestabilności geopolitycznej.

Niedoinwestowanie sektora elektroenergetycznego w poprzednich dekadach doprowadziło do sytuacji, w której znaczna część krajowych mocy konwencjonalnych zbliża się do kresu technicznej i ekonomicznej eksploatacji. Planowane wyłączenia jednostek węglowych w latach 30. XXI wieku nie są jedynie efek-

tem presji klimatycznej, lecz wynikiem obiektywnych ograniczeń technicznych oraz rosnących kosztów utrzymania starzejącego się parku wytwórczego. Brak adekwatnych inwestycji w nowe moce w przeszłości sprawia, że skala wyzwań stojących przed systemem elektroenergetycznym w nadchodzących dekadach jest szczególnie wysoka.

Równolegle zmienia się architektura bezpieczeństwa energetycznego. Od modelu opartego na prostym utrzymywaniu dużych, scentralizowanych mocy wytwórczych system przechodzi w kierunku paradygmatu opartego na elastyczności, dywersyfikacji technologicznej oraz zdolności do reagowania na zmienność generacji. Rosnąca rola usług bilansujących, magazynów energii, źródeł elastycznych oraz integracji OZE z nowoczesnymi mechanizmami zarządzania systemem powoduje, że bezpieczeństwo dostaw definiowane jest dziś nie przez nominalną moc zainstalowaną, lecz przez zdolność systemu do dynamicznej stabilizacji i adaptacji.

Istotnym czynnikiem pozostaje także struktura ekonomiczna sektora. System EU ETS, reforma modelu rynku energii (Electricity Market Design) oraz rozwój instrumentów długoterminowych, takich jak CfD, cPPA czy rynek mocy, tworzą ramy finansowania transformacji. Jednocześnie rosnące nakłady na modernizację sieci, cyfryzację oraz zapewnienie adekwatności zasobów powodują, że coraz większe znaczenie ma całkowity koszt energii ponoszony przez odbiorców, obejmujący nie tylko cenę hurtową, lecz także część dystrybucyjną i opłaty systemowe. Tempo i struktura tych kosztów stają się kluczowym elementem konkurencyjności gospodarki.

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej, w tym Europejski Zielony Ład, pakiet Fit for 55, system EU ETS, dyrektywa RED III oraz REPowerEU, nadaje procesowi transformacji spójne ramy prawne i ekonomiczne. Dekarbonizacja elektroenergetyki jest warunkiem funkcjonowania systemu w europejskim otoczeniu regulacyjnym oraz elementem budowy suwerenności energetycznej. Jednocześnie globalne trendy wskazują, że państwa, które szybciej zainwestują w nowoczesną, elastyczną i niskoemisyjną infrastrukturę, uzyskają przewagę w zakresie bezpieczeństwa dostaw, stabilności cenowej i atrakcyjności inwestycyjnej.

Nie można również pominąć wymiaru społecznego i przemysłowego. Utrzymanie konkurencyjności polskiego przemysłu energochłonnego wymaga stabilnych i przewidywalnych kosztów energii, natomiast ochrona odbiorców wrażliwych przed wzrostem rachunków – zwłaszcza w kontekście rosnących kosztów dystrybucyjnych i systemowych – pozostaje warunkiem społecznej akceptacji transformacji. Mechanizmy osłonowe mają znaczenie, lecz kluczowe jest strukturalne zarządzanie kosztami systemu w sposób efektywny i przejrzysty.

W rezultacie transformacja polskiej elektroenergetyki do 2040 roku nie jest alternatywą wobec utrzymania status quo, lecz koniecznością wynikającą z fizycznych ograniczeń systemu, zmieniających się realiów geopolitycznych, wymogów regulacyjnych oraz długoterminowego rozwoju gospodarczego. Brak transformacji oznaczałby narastanie ryzyk technicznych i ekonomicznych, wzrost kosztów oraz utratę kontroli nad kluczowym sektorem infrastrukturalnym państwa. Odpowiednio zaprojektowana i etapowo realizowana transformacja stwarza natomiast możliwość zbudowania systemu elektroenergetycznego, który zapewni bezpieczeństwo dostaw, odporność na szoki zewnętrzne, przewidywalność kosztów energii oraz trwałe podstawy konkurencyjności polskiej gospodarki.

3. Wyzwania transformacji



3. Wyzwania transformacji

Transformacja elektroenergetyki wchodzi w fazę, w której dominującą cechą systemu staje się zmienność i niepewność podaży energii wynikająca z wysokiego udziału źródeł OZE, a równocześnie rośnie znaczenie energii elektrycznej dla całej gospodarki – zgodnie z koncepcją „Age of Electricity”. WEO 2025 wskazuje, że globalny popyt na energię elektryczną rośnie szybciej niż całkowity popyt na energię pierwotną, a tempo wzrostu w kolejnych dekadach pozostaje wysokie. Oznacza to presję inwestycyjną nie tylko na nowe moce wytwórcze, lecz także na sieci, magazyny energii, cyfryzację infrastruktury oraz usługi elastyczności. Transformacja nie jest więc prostą zamianą technologii, lecz przebudową całego paradygmatu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Zmiana ta obejmuje dynamikę pracy systemu, charakter stabilności częstotliwościowej i napięciowej, poziom mocy zwarciowej, strukturę usług systemowych, model bilansowania oraz sposób finansowania aktywów. System musi jednocześnie zwiększać wolumen dostarczanej energii, utrzymywać adekwatność mocy oraz zachowywać wysokie parametry jakościowe pracy KSE w warunkach rosnącej zmienności generacji i większej wrażliwości na zakłócenia dynamiczne.

3.1. Wyzwania techniczne pracy KSE przy wysokim udziale OZE

3.1.1. Zmiana paradygmatu: od „systemu synchronicznego” do „systemu elastyczności”

Klasyczny system elektroenergetyczny, oparty na dużych blokach cieplnych, charakteryzował się wysoką inercją wirującą, przewidywalną pracą jednostek sterowalnych oraz naturalną dostępnością mocy zwarciowej i wsparcia napięciowego. Rezerwy mocy i energii pochodziły w dużej mierze z tych samych aktywów, a logistyka bilansowania była relatywnie prostsza – dominowały jednostki centralnie sterowane, o stabilnych profilach pracy.

Przy wysokim udziale źródeł wiatrowych i PV system ewoluje w kierunku struktury, w której znacząca część generacji przyłączona jest przez energoelektronikę (IBR – Inverter Based Resources), profil produkcji jest silnie zależny od warunków pogodowych, a okresy nadpodaży i jej braku występują częściej i mają większą amplitudę. Rosnąca zmienność wymusza przesunięcie akcentu z „mocy zainstalowanej” na „zdolność systemu do elastycznej reakcji”. WEO 2025 wprost wskazuje, że wyższy udział OZE oraz zmieniające się wzorce popytu zwiększają zapotrzebowanie na elastyczność, a kluczowymi źródłami krótkoterminowej elastyczności stają się baterie oraz mechanizmy demand response.

W konsekwencji system przestaje być wyłącznie „systemem synchronicznym”, a staje się „systemem elastyczności”, w którym magazyny energii, DSR, zarządzanie siecią, połączenia transgraniczne i jednostki szybko-regulacyjne odgrywają rolę równorzędną wobec tradycyjnych elektrowni.

3.1.2. Spadek inercji i nowe wymagania stabilności częstotliwości

Inercja systemu ogranicza szybkość zmian częstotliwości po zakłóceniu (ROCOF). W systemie z wysokim udziałem źródeł falownikowych maleje naturalna inercja wirująca, a stabilność częstotliwości przestaje być „efektem ubocznym” pracy dużych mas wirujących. Rośnie znaczenie automatyki częstotliwościowej, bardzo szybkich rezerw oraz usług typu synthetic inertia i very fast active power response.

ENTSO-E podkreśla konieczność identyfikacji punktów krytycznych (tipping points) w zakresie poziomu inercji systemowej oraz wdrażania wymagań dotyczących synthetic inertia i bardzo szybkiej odpowiedzi mocy czynnej¹. W praktyce oznacza to dla KSE konieczność rozbudowy produktów usług systemowych

¹ENTSO-E – High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters (2020)

(FCR/FRR oraz produkty bardzo szybkiej odpowiedzi), dostosowania wymagań kodeksowych dla OZE i magazynów oraz wdrażania funkcji grid-forming, umożliwiających aktywny udział falowników w stabilizacji napięcia i częstotliwości.

Dokumenty ENTSO-E² dotyczące wysokiej penetracji źródeł energoelektronicznych wskazują również katalog nowych ryzyk operacyjnych, obejmujących problemy z poziomem prądów zwarciovych, stabilnością napięciową oraz interakcjami regulatorów różnych typów urządzeń. Oznacza to konieczność bardziej zaawansowanego modelowania dynamicznego oraz rewizji standardów przyłączeniowych.

3.1.3. Rola rezerw w systemie energetycznym: od „rezerw mocy” do „rezerw elastyczności”

W systemie wysokiego udziału OZE rezerwy nie mogą być definiowane wyłącznie przez wolumen MW. Kluczowe stają się czas aktywacji, czas podtrzymania, lokalizacja węzłowa oraz pewność dostępności w warunkach korelacji pogodowej. Oznacza to przejście od statycznego podejścia do „mocy w gotowości” do zarządzania portfelem usług elastyczności.

Centralną rolę pełnią Dostawcy Usług Bilansowania (DUB) działający w ramach WDB PSE³ i zgodnie z EB GL ENTSO-E⁴. Integracja z europejskimi platformami (PICASSO⁵, MARI⁶) zwiększa efektywność wykorzystania rezerw, ale jednocześnie podnosi zmienność cen energii bilansującej i ryzyko ekspozycji na ceny niezbilansowania. W warunkach rosnącego udziału OZE ryzyko to będzie rosło, co wymaga profesjonalizacji DUB i aktywnego zarządzania portfelami elastyczności.

Równocześnie brak standaryzacji dotyczy przede wszystkim poziomu dystrybucyjnego. Lokalne usługi elastyczności definiowane przez OSD (zarządzanie przeciążeniami, wsparcie napięciowe, elastyczność przyłączeniowa) nie mają dziś jednolitych standardów technicznych i rynkowych. Fragmentacja ta utrudnia agregację zasobów i ich równoległy udział w rynku OSP i mechanizmach OSD. Konieczna jest stopniowa harmonizacja i interoperacyjność usług elastyczności w skali krajowej.

W perspektywie dekady zmieni się również struktura podaży usług bilansujących. Klasyczna energetyka oparta na węglu będzie stopniowo wypierana i w coraz mniejszym zakresie zdolna do świadczenia usług regulacyjnych; jednostki gazowe pozostaną istotnym źródłem elastyczności, lecz nie jako dominujący filar. Energetyka jądrowa – pracująca w podstawie systemu – będzie świadczyć usługi regulacyjne w ograniczonym zakresie. Kluczowe znaczenie zyskają więc aktywowane źródła OZE (w tym poprzez funkcje falownikowe i udział w rynku DUB), magazyny energii oraz zasoby DSR. To one będą stopniowo przejmować rolę dostawców krótkoterminowej i dobowej elastyczności systemu.

3.1.4. Dunkelflaute: ryzyko wielodniowych deficytów OZE

Dunkelflaute – wielodniowe okresy niskiej wietrzności i niskiego nasłonecznienia, często skorelowane regionalnie – stanowi jedno z kluczowych wyzwań systemowych w scenariuszach wysokiego udziału OZE. Zgodnie z kierunkami KPEiK oraz analizami planistycznymi PSE (PRSP 2027–2036), w latach 30. udział źródeł wiatrowych i PV w bilansie energii będzie dominujący, podczas gdy moc konwencjonalna – szczególnie węglowa – będzie systematycznie wycofywana. Oznacza to, że w okresach niekorzystnych warunków pogodowych luka bilansowa może być istotna zarówno w wymiarze mocy, jak i energii.

W takich warunkach produkcja z OZE może spaść do poziomów jednocyfrowych procentów mocy zainstalowanej, przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania zimą (elektryfikacja ciepłownictwa, wyższe obciążenie szczytowe). Adekwatność systemu musi być więc analizowana nie tylko przez pryzmat mocy

² NTSO-E, System Needs Analysis (TYNDP 2020/2022) oraz Stability and Dynamic Issues in Low Inertia Power Systems

³ Warunki Dotyczące Bilansowania Polskich Sieci Elektroenergetycznych

⁴ Electricity Balancing Guideline ENTSO-E - zestaw zasad i mechanizmów bilansowania energii w Europie, opracowanych i wdrażanych przez ENTSO-E zgodnie z prawem UE

⁵ PICASSO - Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation - europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR)

⁶ MARI - Manually Activated Reserves Initiative - europejska platforma dla rezerw mFRR

zainstalowanej, ale poprzez wskaźniki probabilistyczne (LOLE⁷, EENS⁸) oraz scenariusze pogodowe obejmujące wielodniowe i wielotygodniowe deficyty energii.

Scenariusze rozwoju miksu energetycznego wskazują, że w okresie przejściowym kluczową rolę w pokrywaniu luki podczas Dunkelflaute odegrają jednostki CCGT oraz dostępność importu poprzez interkonektory. W dalszej perspektywie rolę stabilizującą przejmie energetyka jądrowa, jednak jako źródło pracujące w podstawie systemu, a nie jako elastyczny regulator dobowy. Oznacza to konieczność utrzymania odpowiedniej struktury mocy dyspozycyjnej oraz rozwoju magazynów energii – zarówno krótkoterminowych (BESS), jak i rozwiązań długookresowych – jako elementu zabezpieczenia energetycznego.

Z punktu widzenia operatora kluczowe staje się projektowanie mechanizmów rynku mocy i usług elastyczności w taki sposób, aby zapewniały dostępność zasobów nie tylko w szczycie godzinowym, ale także w warunkach przedłużającego się deficytu energii. Dunkelflaute przestaje być scenariuszem ekstremalnym, a staje się parametrem projektowym dla architektury całego systemu.

3.1.5. Curtailment: od incydentu do zjawiska strukturalnego

Wraz z dynamicznym przyrostem mocy PV, onshore i offshore – zgodnie z KPEiK oraz Strategią PSE 2040 – rośnie liczba godzin, w których generacja odnawialna przewyższa lokalne możliwości odbioru energii. Ograniczenia przesyłowe, niedostateczna elastyczność popytu oraz niewystarczające moce magazynowe powodują wzrost zjawiska curtailmentu.

PRSP 2027–2036 wskazuje, że rozwój sieci przesyłowej musi nadążać za przyrostem mocy OZE, w szczególności w kontekście wyprowadzenia mocy z północy kraju (offshore, elektrownia atomowa) oraz obszarów o wysokiej koncentracji PV. Bez przyspieszenia inwestycji sieciowych i cyfryzacji systemu poziom redispatchingu i ograniczeń generacji będzie rosnąć.

Curtailment ma bezpośrednie konsekwencje ekonomiczne, w szczególności zwiększa zmienność przychodów i podnosi postrzegane ryzyko inwestycyjne, co przekłada się na wyższy WACC. W konsekwencji rośnie znaczenie hybrydyzacji projektów (OZE + magazyn), elastycznych przyłączy oraz lokalizacji inwestycji w miejscach o wyższej wartości systemowej.

Z perspektywy systemowej ograniczenia generacji nie mogą być traktowane jako incydentalne zjawisko operacyjne. Wysoki udział OZE oznacza, że zarządzanie nadwyżkami energii – poprzez magazynowanie, sektor coupling, elastyczność popytu i rozwój infrastruktury przesyłowej – staje się jednym z kluczowych elementów projektowania rynku energii.

3.1.6. Sieci jako wąskie gardło transformacji

Skala inwestycji w OZE i elektryfikację gospodarki wymaga równoległej i przyspieszonej rozbudowy sieci przesyłowej oraz modernizacji sieci dystrybucyjnych. Strategia PSE 2040 wskazuje infrastrukturę przesyłową jako „krytyczną ścieżkę” transformacji – bez jej rozwoju integracja nowych mocy wytwórczych i odbiorów nie będzie możliwa.

PRSP 2027–2036 przewiduje znaczący program inwestycyjny w linii 400 kV, modernizację stacji elektroenergetycznych oraz zwiększenie zdolności wyprowadzenia mocy z północy i centralnych obszarów kraju. Równoległe sieci dystrybucyjne muszą zostać przystosowane do pracy dwukierunkowej, integracji

⁷ LOLE - Loss of Load Expectation – średnia liczba godzin w roku, w których system elektroenergetyczny może nie być w stanie pokryć zapotrzebowania na moc

⁸ EENS - Expected Energy Not Served – przewidywana ilość energii elektrycznej, której system nie dostarczy do odbiorców w danym okresie (np. roku) z powodu awarii lub niedoborów

prosumentów, magazynów energii oraz elektromobilności, czy rozwoju nowych przemysłów energochłonnych jak np. Data Center.

Wysoki udział źródeł rozproszonych powoduje, że tradycyjny model pasywnej sieci przestaje być adekwatny. Konieczne jest wdrożenie rozwiązań takich jak dynamic line rating, WAMS, zaawansowana telemetria i integracja danych OSP–OSD. Bez cyfryzacji i zwiększenia widoczności zasobów operator nie będzie w stanie efektywnie zarządzać przepływami i ograniczać kosztów redispatchingu.

Sieci stają się więc nie tylko elementem infrastrukturalnym, lecz aktywnym narzędziem zarządzania systemem. Tempo ich rozbudowy i modernizacji bezpośrednio determinuje poziom curtailmentu, koszty bilansowania oraz możliwość przyłączania nowych źródeł i odbiorów.

3.1.7. Odporność systemu elektroenergetycznego na zdarzenia ekstremalne i cyberbezpieczeństwo

W warunkach transformacji odporność systemu elektroenergetycznego staje się równorzędnym parametrem projektowym obok adekwatności mocy i stabilności dynamicznej. Strategia PSE 2040 wskazuje, że infrastruktura przesyłowa musi być przygotowana nie tylko na integrację OZE, lecz także na funkcjonowanie w warunkach rosnącej niepewności geopolitycznej, ekstremalnych zjawisk pogodowych oraz wzrastającej zależności od systemów cyfrowych.

Zmiany klimatyczne zwiększają częstotliwość i intensywność zdarzeń takich jak fale upałów, silne wiatry, oblodzenia czy powodzie, które bezpośrednio wpływają na niezawodność linii napowietrznych i stacji elektroenergetycznych. PRSP 2027–2036 akcentuje potrzebę modernizacji infrastruktury oraz zwiększenia jej odporności mechanicznej i operacyjnej, w tym poprzez przebudowę newralgicznych odcinków sieci, rozwój automatyki zabezpieczeniowej oraz skracanie czasu lokalizacji i usuwania awarii.

Równolegle rośnie znaczenie odporności systemu na zdarzenia kaskadowe. Wysoki udział OZE oraz silniejsze powiązania transgraniczne oznaczają, że zakłócenia mogą szybciej propagować się między obszarami. Oznacza to konieczność rozwijania zaawansowanych narzędzi analitycznych (analiza stanów awaryjnych N-1/N-2, symulacje dynamiczne), a także utrzymywania zdolności do pracy wyspowej i skutecznych procedur black start.

Cyfryzacja systemu – obejmująca SCADA nowej generacji, WAMS, integrację danych OSP–OSD oraz rosnącą liczbę urządzeń IoT⁹ (liczniki inteligentne, magazyny energii, ładowarki EV) – zwiększa powierzchnię potencjalnego ataku cybernetycznego. W warunkach implementacji dyrektywy NIS2¹⁰ oraz rosnących wymogów bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej, cyberbezpieczeństwo staje się integralną częścią planowania systemowego. Ochrona danych operacyjnych, segmentacja sieci teleinformatycznych, redundancja centrów sterowania oraz ciągłe testy odporności (stress testy, ćwiczenia symulacyjne) są warunkiem utrzymania ciągłości działania.

Odporność systemu należy rozumieć szerzej niż tylko jako zdolność do uniknięcia awarii. Obejmuje ona zdolność do szybkiej adaptacji, ograniczania skutków zakłóceń oraz odbudowy pracy systemu w krótkim czasie. W warunkach transformacji, w której system staje się bardziej złożony i rozproszony, odporność infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej jest jednym z kluczowych elementów bezpieczeństwa energetycznego państwa.

⁹Internet of Things - Internet Rzeczy - to fizyczne urządzenia podłączone do internetu, które zbierają dane i mogą się ze sobą komunikować bez ciągłej ingerencji człowieka

¹⁰Dyrektywa NIS2 - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2555 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii – dyrektywa unijna mająca na celu zwiększenie ogólnego poziomu cyberbezpieczeństwa w Unii Europejskiej

3.2. Finansowanie transformacji energetycznej

Transformacja elektroenergetyki oznacza fundamentalne przejście od modelu opartego na kosztach paliwowych (OPEX) do modelu kapitałochłonnego (CAPEX), w którym dominującą pozycję zajmują nakłady inwestycyjne w źródła zeroemisyjne, sieci, magazyny energii oraz infrastrukturę cyfrową, w szczególności struktura nakładów pokazuje wyraźne przesunięcie w kierunku technologii o wysokim udziale kosztów kapitałowych i niskim koszcie marginalnym – OZE, energetyki jądrowej, infrastruktury sieciowej i magazynowej. W scenariuszu przyspieszonej transformacji WAM oraz rekomendowanym w tym raporcie WIN szczególnie silnie rosną nakłady na przesył i dystrybucję energii elektrycznej oraz magazyny energii i elektrolizery, co odzwierciedla konieczność integracji wysokiego udziału źródeł pogodozależnych oraz wycofywania mocy węglowych. Oznacza to, że koszt energii w coraz większym stopniu zależy od kosztu kapitału (WACC), harmonogramu realizacji projektów oraz stabilności regulacyjnej.

Istotną rolę w finansowaniu transformacji odgrywają środki unijne i instrumenty krajowe. W perspektywie 2021–2027 szacunkowa wartość wydatków klimatycznych dla Polski sięga ok. 260 mld zł, przy czym kluczowe znaczenie mają środki z Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (ok. 54,7 mld EUR), funduszy polityki spójności (ok. 75,5 mld EUR) oraz Funduszu Modernizacyjnego. W ramach KPO niemal 45% alokacji powiązано z celami klimatycznymi, a znaczne środki przeznaczono na rozwój sieci elektroenergetycznych, OZE, magazynów energii i zrównoważonej mobilności. Dodatkowo rozdział REPowerEU wzmocnił komponent bezpieczeństwa energetycznego, w tym inwestycje w sieci i magazyny oraz uproszczenie procedur dla OZE.

Znaczące wsparcie przewidziano także dla infrastruktury elektroenergetycznej – łącznie ponad 2,3 mld EUR dotacji z KPO i programów spójności na przesył i dystrybucję energii elektrycznej – oraz dla instrumentów finansowych wspierających inwestycje prywatne (m.in. Fundusz Wsparcia Energetyki o alokacji ok. 15 mld EUR w części pożyczkowej KPO). Od 2026 r. dodatkowym mechanizmem będzie Społeczny Fundusz Klimatyczny, którego celem jest ograniczenie kosztów społecznych transformacji w kontekście rozszerzenia ETS na budynki i transport.

Jednocześnie skala i koncentracja inwestycji w krótkim okresie rodzi ryzyko kumulacji projektów i powstania wąskich gardeł wykonawczych – w szczególności w obszarze transformatorów, kabli, rozdzielni, mocy EPC oraz kadr inżynierskich. Równoległa realizacja projektów offshore, rozbudowy sieci 400/220 kV, dynamicznego przyrostu PV i magazynów energii oraz programu jądrowego może prowadzić do presji kosztowej i wydłużenia harmonogramów, co bezpośrednio wpływa na koszt kapitału.

W tym kontekście stabilne i przewidywalne ramy regulacyjne – w tym rozwój długoterminowych kontraktów różnicowych (CfD), umów PPA, mechanizmów rynku mocy i wynagradzania usług systemowych – stają się warunkiem obniżenia ryzyka przychodowego i ograniczenia WACC. Reforma rynku energii UE wzmacnia znaczenie tych instrumentów jako narzędzi umożliwiających finansowanie technologii CAPEX-owych. Bez długoterminowej przewidywalności regulacyjnej koszt transformacji będzie wyższy, nawet jeśli technologie pozostaną relatywnie tanie w ujęciu technicznym.

Transformacja elektroenergetyki jest więc w równym stopniu projektem inżynierskim, jak i finansowym. Zdolność do mobilizacji kapitału publicznego i prywatnego, efektywne wykorzystanie środków unijnych oraz utrzymanie wiarygodności regulacyjnej państwa będą bezpośrednio determinować tempo dekarbonizacji, poziom cen energii i konkurencyjność gospodarki.

3.3. Energetyka jądrowa jako szczególne wyzwanie

Energetyka jądrowa ma w polskich scenariuszach transformacyjnych – szczególnie w wariantcie WAM – pełnić rolę stabilnej podstawy systemu w latach 30. i 40., ograniczając emisje oraz zmniejszając zależność od paliw kopalnych w bilansie rocznym. Jednocześnie jest to technologia o najwyższym poziomie złożoności projektowej, kapitałowej i instytucjonalnej w całym portfelu transformacji.

Doświadczenia międzynarodowe projektów generacji III/III+ wskazują, że pierwsze realizacje danego typu reaktora (FOAK) obciążone są podwyższonym ryzykiem opóźnień i przekroczeń kosztów (overruns). Ryzyko harmonogramowe ma bezpośrednie przełożenie na koszt kapitału – każdy rok opóźnienia w projekcie o wartości kilkudziesięciu miliardów złotych generuje znaczne koszty finansowe oraz zwiększa

presję na utrzymanie mocy rezerwowych w systemie. W praktyce oznacza to, że opóźnienia w budowie bloków jądrowych mogą prowadzić do konieczności dłuższego utrzymywania jednostek gazowych lub nawet części mocy węglowych jako planu przejściowego, co podnosi łączny koszt transformacji.

Scenariusz WAM zakłada znaczący wzrost mocy niskoemisyjnych, w tym szybkie wdrożenie programu jądrowego. Jednak plan rozwoju sieci przesyłowej (PRSP 2027–2036), choć przewiduje istotne inwestycje w wyprowadzenie mocy i wzmocnienie struktury 400 kV, nie w pełni adresuje wariant maksymalnie przyspieszonego przyrostu dużych jednostek systemowych w krótkim czasie. Oznacza to, że przy realizacji ambitnego scenariusza konieczna będzie ciągła aktualizacja planów sieciowych oraz elastyczne podejście do harmonogramów inwestycji.

W tym kontekście zasadne jest rozważanie wariantów ostrożnościowych (np. typu WIN), które uwzględniają ryzyko harmonogramowe i zakładają, że do określonego horyzontu czasowego – np. do 2040 r. – w systemie może funkcjonować jedynie jeden blok jądrowy. Taki scenariusz wymagałby większej roli CCGT, magazynów energii oraz elastyczności popytowej w pokrywaniu luki mocy, a także bardziej konserwatywnego podejścia do tempa wycofywania jednostek konwencjonalnych.

Alternatywą przy braku realizacji mocy jądrowych w skali scenariusza WAM – bądź przy istotnych opóźnieniach ich oddania do eksploatacji – jest zwiększenie udziału generacji wiatrowej, zarówno offshore, jak i onshore, przy jednoczesnym istotnym wzroście nakładów na rozwój sieci, w szczególności dystrybucyjnych. Scenariusz typu WIN adresuje tę logikę poprzez silniejsze oparcie miksu na źródłach rozproszonych i większą rolę lokalnego bilansowania, co wymaga przyspieszonej modernizacji i cyfryzacji sieci, rozwoju magazynów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz integracji usług elastyczności na poziomie lokalnym. W takim wariantcie bezpieczeństwo systemu nie wynika z koncentracji dużych bloków systemowych, lecz z gęstej, elastycznej i zdigitalizowanej struktury sieciowej zdolnej do zarządzania wysoką zmiennością generacji odnawialnej.

Energetyka jądrowa generuje również ryzyka systemowe związane z koncentracją mocy w jednym węźle sieciowym, co wymaga odpowiedniej redundancji infrastruktury przesyłowej oraz analiz dynamicznych N-1/N-2¹¹. Synchronizacja programu jądrowego z rozwojem sieci przesyłowej, planem wyłączeń bloków węglowych oraz rozwojem elastyczności systemu jest warunkiem ograniczenia ryzyka niedoborów mocy w okresach przejściowych.

Ostatecznie atom może pełnić stabilizującą rolę w miksie energetycznym, lecz jego wkład w bezpieczeństwo systemu zależy nie tylko od parametrów technicznych, ale przede wszystkim od dyscypliny projektowej, kontroli harmonogramu, kosztu finansowania oraz zdolności państwa do zarządzania ryzykiem realizacyjnym w długim horyzoncie.

3.4. Wzrost kosztów funkcjonowania systemu w okresie transformacji

W okresie przejściowym transformacji system elektroenergetyczny funkcjonuje równolegle w dwóch logikach: malejącego udziału jednostek konwencjonalnych oraz rosnącej penetracji źródeł niesterowalnych. Taki stan przejściowy generuje dodatkowe koszty operacyjne, które w krótkim i średnim horyzoncie mogą prowadzić do wzrostu całkowitych kosztów funkcjonowania systemu.

W systemie wysokiego OZE rosną przede wszystkim koszty utrzymania rezerw – często szybszych, bardziej wyspecjalizowanych i o krótszym czasie aktywacji. Spadek inercji systemowej oraz większa zmienność generacji powodują zwiększone zapotrzebowanie na usługi regulacji częstotliwości i napięcia, w tym very fast frequency response, wsparcie napięciowe i zapewnienie odpowiedniego poziomu mocy zwarciowej. Wzrost znaczenia źródeł przyłączonych poprzez energoelektronikę zwiększa zapotrzebowanie na aktywne zarządzanie parametrami jakościowymi pracy systemu.

Rosną również koszty redispatchingu i zarządzania ograniczeniami sieciowymi (congestion management – czyli operacyjnego sterowania przepływami w celu uniknięcia przeciążeń elementów sieci). Zgodnie z kierunkami Strategii PSE 2040 oraz PRSP 2027–2036, rozwój mocy OZE – zwłaszcza offshore i wielkoskalowego PV – wyprzedza miejscami rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. W efek-

¹¹Analizy, które badają zachowanie systemu po zakłóceniu, n-1 / n-2 = liczba elementów, które mogą wypaść

cie operator coraz częściej zmuszony jest do wymuszonej zmiany rozptyłów mocy oraz utrzymywania jednostek „must-run” w określonych obszarach sieciowych w celu zachowania stabilności napięciowej i zwarciowej. Koszty te mają charakter strukturalny i będą rosły wraz z udziałem źródeł rozproszonych, jeśli inwestycje sieciowe i cyfryzacyjne nie będą realizowane w odpowiednim tempie.

Z analiz krajowych dokumentów planistycznych (KPEiK, Strategia PSE 2040) wynika, że w horyzoncie lat 30. kluczowymi dostawcami elastyczności krótkoterminowej będą magazyny energii oraz zasoby zarządzania popytem. Oznacza to, że koszty bilansowania mogą być ograniczane, ale wyłącznie pod warunkiem stworzenia rynku i regulacji umożliwiających pełną monetyzację usług systemowych przez magazyny energii, DSR, agregatorów oraz zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej (w tym EV i pompy ciepła). Kluczowe stają się inwestycje w infrastrukturę pomiarową, telemechanikę oraz integrację operacyjną OSD–OSP, ponieważ coraz większa część elastyczności znajduje się w sieciach dystrybucyjnych.

Równolegle rosną koszty sieciowe, które stają się coraz większą częścią rachunku odbiorcy końcowego. Elektryfikacja gospodarki i wzrost mocy OZE powodują wzrost CAPEX w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, rosną koszty przyłączy oraz modernizacji infrastruktury (cyfryzacja, automatyka, cyberbezpieczeństwo). Strategia PSE 2040 jednoznacznie wskazuje, że infrastruktura przesyłowa jest ścieżką krytyczną transformacji, a warunki finansowania i timing inwestycji bezpośrednio wpływają na poziom tarif sieciowych w kolejnych latach.

Dodatkowym czynnikiem kosztowym jest presja EU ETS, która trwale zmienia ekonomikę bloków węglowych i gazowych. Węgiel staje się coraz mniej konkurencyjny ze względu na rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂, co przyspiesza jego wypychanie z merit order. Gazowe jednostki CCGT, mimo że również objęte ETS, pełnią funkcję pomostową i elastycznościową, jednak ich rola polega coraz częściej na zabezpieczeniu systemu w okresach deficytu, a nie na pracy w podstawie. W praktyce oznacza to, że minimalizacja godzin pracy jednostek emisyjnych poprzez rozwój OZE, magazynów i DSR staje się nie tylko celem klimatycznym, lecz także ekonomicznym. To prowadzi do tezy, że opóźnianie transformacji zwiększa koszt całkowity dla gospodarki. Starzejące się bloki i sieci wymagają rosnących nakładów utrzymaniowych przy spadającej dyspozycyjności; koszty CO₂ rosną i pogarszają konkurencyjność węgla; brak inwestycji w elastyczność zwiększa koszty bilansowania i ryzyko ograniczeń; niedoinwestowanie sieci podnosi poziom curtailmentu i blokuje nowe przyłączenia; wreszcie brak stabilnych ram finansowania podnosi WACC, przez co nawet technologie o niskim koszcie technicznym stają się droższe w ujęciu systemowym.

Wzrost kosztów w okresie przejściowym nie jest więc argumentem przeciw transformacji, lecz konsekwencją jej niepełnej lub nieskoordynowanej realizacji. Ostateczny poziom kosztów dla odbiorców zależy od zdolności do równoległego rozwoju OZE, elastyczności i infrastruktury sieciowej przy zapewnieniu stabilnych warunków finansowania.

3.5. Integracja OZE wraz z energetyką atomową i gazową CCGT – układ docelowy i dylematy projektowe

Integracja OZE, energetyki jądrowej i jednostek CCGT w docelowym miksie ma przede wszystkim wymiar kosztowy. Każda z tych technologii charakteryzuje się odmiennym profilem CAPEX, OPEX oraz ryzyka przychodowego, a ich współistnienie determinuje łączny koszt systemu.

OZE to technologie o wysokim udziale kosztów kapitałowych i bardzo niskim koszcie zmiennym. Wraz ze wzrostem ich udziału spada średni koszt krańcowy energii w godzinach wysokiej generacji, ale rośnie zmienność cen oraz ryzyko obniżenia capture price. Oznacza to większą zależność projektów od kontraktów długoterminowych (CfD, PPA) oraz od kosztu finansowania. Wysoki udział OZE zwiększa również zapotrzebowanie na dodatkowy CAPEX systemowy – magazyny energii, infrastrukturę sieciową i systemy cyfrowe – który nie jest widoczny w samym LCOE farmy wiatrowej czy PV, lecz obciąża rachunek całego systemu.

Energetyka jądrowa jest skrajnym przykładem technologii CAPEX-owej. Struktura kosztu wytwarzania jest w przeważającej części finansowa, a wrażliwość LCOE na poziom WACC i harmonogram budowy jest bardzo wysoka. Każde opóźnienie zwiększa koszt kapitału skapitalizowanego w okresie budowy i podnosi docelową cenę energii. Jednocześnie wysoka koncentracja nakładów w krótkim okresie ozna-

cza znaczące obciążenie bilansu państwa lub podmiotów finansujących, co może wpływać na rating kredytowy i koszt długu w całym sektorze energetycznym.

Jednostki CCGT mają relatywnie niższy CAPEX, lecz w systemie z wysokim udziałem OZE ich roczny czas pracy maleje. Oznacza to rosnący koszt jednostkowy w przeliczeniu na MWh wytworzoną oraz konieczność wynagradzania dostępności poprzez rynek mocy lub inne mechanizmy adekwatności. Z ekonomicznego punktu widzenia CCGT stają się aktywami o charakterze ubezpieczeniowym – generującymi koszt stały w zamian za ograniczenie ryzyka niedoboru energii. Brak odpowiednich mechanizmów kompensacyjnych prowadziły do niedoinwestowania tej części portfela i wzrostu ryzyka systemowego.

Łączny koszt integracji tych technologii obejmuje więc nie tylko nakłady inwestycyjne w same źródła, lecz także koszty sieciowe, koszty elastyczności oraz koszty utrzymania mocy rezerwowej. W scenariuszach przyspieszonych (WAM) koncentracja inwestycji w krótkim horyzoncie zwiększa presję na ceny usług EPC¹², urządzeń elektroenergetycznych i finansowania, co może prowadzić do efektu inflacyjnego w sektorze. W wariantach ostrożniejszych (np. WIN) większy udział rozproszonych OZE i magazynów oznacza z kolei wyższe nakłady na sieci dystrybucyjne i cyfryzację.

Z perspektywy kosztowej kluczowe staje się więc nie tylko „ile” mocy danego typu zostanie zbudowane, lecz „w jakiej sekwencji” i „przy jakim koszcie kapitału”. Nieskoordynowane tempo rozwoju OZE, atomu i CCGT może prowadzić do równoczesnego wzrostu kosztów finansowych, sieciowych i bilansujących. Ostateczny koszt systemu zależy od zdolności do minimalizacji WACC, ograniczenia opóźnień inwestycyjnych oraz właściwego zaprojektowania mechanizmów rynkowych wynagradzających zarówno energię, jak i gotowość do jej dostarczenia.

3.6. Podsumowanie

Analiza wyzwań technicznych, finansowych i inwestycyjnych prowadzi do wniosku, że transformacja elektroenergetyki nie jest projektem technologicznym, lecz projektem koordynacyjnym. Kluczowe ryzyko nie polega na braku dostępnych technologii, lecz na niesynchronizowaniu tempa rozwoju OZE, sieci, elastyczności, mocy dyspozycyjnych i finansowania.

Po pierwsze, elastyczność staje się równorzędnym filarem systemu obok mocy wytwórczych. W warunkach wysokiego udziału OZE to magazyny energii, DSR, aktywowane źródła OZE oraz interoperacyjność usług OSP–OSD będą determinować poziom kosztów bilansowania, skalę curtailmentu i ryzyko cenowe. Brak standaryzacji usług elastyczności na poziomie dystrybucyjnym oraz niewystarczająca integracja rynków mogą prowadzić do strukturalnego wzrostu kosztów systemowych.

Po drugie, sieci przesyłowe i dystrybucyjne stanowią ścieżkę krytyczną transformacji. Tempo realizacji inwestycji wskazanych w PRSP 2027–2036 i Strategii PSE 2040 bezpośrednio determinuje możliwość przyłączania nowych mocy, ograniczenie redispatchingu oraz poziom tariff sieciowych. Niedoinwestowanie infrastruktury skutkuje nie tylko wyższym curtailmentem, lecz także wzrostem ryzyka inwestycyjnego i kosztu kapitału.

Po trzecie, struktura kosztowa systemu ulega trwałej zmianie – od modelu paliwowego do modelu kapitałochłonnego. Wysoki udział technologii CAPEX-owych oznacza, że WACC staje się jednym z głównych regulatorów tempa i kosztu transformacji. Stabilność regulacyjna, przewidywalność mechanizmów wsparcia (CfD, rynek mocy, usługi systemowe) oraz efektywne wykorzystanie środków unijnych są warunkiem ograniczenia kosztów dla odbiorców końcowych.

Po czwarte, program jądrowy – choć może stabilizować bilans roczny – wprowadza istotne ryzyka harmonogramowe i finansowe. Scenariusze przyspieszone (WAM) wymagają ciągłej aktualizacji planów sieciowych i ostrożnego zarządzania ryzykiem opóźnień. Warianty alternatywne (np. WIN), zakładające większy udział wiatru i magazynów przy ograniczonej dostępności atomu, przesuwają ciężar kosztowy w stronę sieci dystrybucyjnych i cyfryzacji, ale zmniejszają koncentrację ryzyka w pojedynczych projektach wielkoskalowych.

¹²Formuła EPC (Engineering, Procurement, Construction) to kompleksowy model realizacji inwestycji „pod klucz”, w którym jeden wykonawca odpowiada za projektowanie, zakupy materiałów/urządzeń oraz budowę obiektu

Po piąte, opóźnianie transformacji generuje koszt narastający. Starzejąca się infrastruktura, rosnące koszty CO₂, niedobór elastyczności i brak stabilnych ram finansowych powodują, że całkowity koszt systemu rośnie szybciej niż w scenariuszu skoordynowanego i konsekwentnego działania.

W ujęciu strategicznym oznacza to, że optymalizacja miksu nie powinna być oceniana wyłącznie przez pryzmat struktury mocy zainstalowanej, lecz przez zdolność do minimalizacji łącznego kosztu systemowego przy zachowaniu adekwatności, odporności i stabilności dynamicznej. Transformacja będzie efektywna kosztowo tylko wtedy, gdy rozwój OZE, atomu, CCGT, sieci i elastyczności będzie planowany jako jeden zintegrowany portfel inwestycyjny, a nie jako zbiór równoległych, nieskoordynowanych projektów.

4. Rozwój mixu energetycznego oraz ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce



4. Rozwój miksu energetycznego oraz ceny hurtowe energii elektrycznej w Polsce

Rozwój gospodarek wykorzystujących technologie takie jak sztuczna inteligencja (AI), komputery kwantowe, chirurgia robotyczna, elektromobilność czy technologie kosmiczne nierozzerwalnie opiera się na sektorze elektroenergetycznym.

Powyższe oznacza, że czynnikami o znaczeniu fundamentalnym dla wzrostu i konkurencyjności gospodarki jest bezpieczeństwo dostaw oraz ceny energii elektrycznej. Równocześnie, z punktu widzenia szerszego dobrobytu społecznego kluczowe znaczenie ma także wpływ energetyki na środowisko.

Bezpieczeństwo dostaw, ceny oraz emisje dwutlenku węgla (CO₂) są bezpośrednią pochodną struktury miksu mocy wytwórczych i magazynowych w elektroenergetyce, co z kolei oznacza, że decyzje odnośnie miksu energetycznego są czynnikiem determinującym rozwój gospodarczy.

Mając na uwadze powyższe względy, kolejne punkty niniejszego rozdziału dokonują analizy scenariuszy rozwoju miksu mocy wytwórczo-magazynowych oraz będących ich pochodną ścieżek cen hurtowych energii elektrycznej w Polsce.

4.1. Cel analizy miksu energetycznego

Analiza miksu energetycznych w scenariuszach WEM i WAM została zaprojektowana nie jako ćwiczenie prognostyczne „co będzie”, lecz jako analiza decyzyjna „jakie wybory strukturalne minimalizują długoterminowe koszty i ryzyka systemu elektroenergetycznego”. Kluczowym wnioskiem wynikającym z porównania wariantów zapotrzebowania, ścieżek cenowych i miksu technologicznych jest fakt, że wysoki udział OZE staje się warunkiem koniecznym stabilności kosztowej systemu – niezależnie od tego, czy Polska rozwija energetykę jądrową i gazową, czy też nie.

OZE nie są w tej analizie traktowane jako „alternatywa” dla atomu lub gazu, lecz jako fundament ekonomiczny systemu, który:

- ogranicza ekspozycję na zmienność cen paliw kopalnych,
- redukuje wrażliwość systemu na wzrost cen CO₂,
- stabilizuje hurtowe ceny energii w długim okresie,
- obniża marginalne koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemie.

Zapotrzebowanie na energię – punkt wyjścia do miksu

Przyjęcie trzech wariantów zapotrzebowania (niski / referencyjny / wysoki) pokazuje, że niezależnie od tempa elektryfikacji gospodarki, Polska wchodzi w okres:

- trwałego wzrostu zapotrzebowania netto po 2030 r.,
- zwiększenia zmienności obciążenia dobowego i sezonowego,
- silniejszego sprzężenia popytu z pogodą i temperaturą.

Wariant wysoki zapotrzebowania nie jest wariantem „ekstremalnym”, lecz realnym scenariuszem w przypadku przyspieszenia:

- elektryfikacji transportu,
- elektryfikacji ciepłownictwa,
- rozwoju przemysłu energochłonnego i centrów danych.

W tym kontekście kluczowy wniosek brzmi: system oparty na paliwach kopalnych nie jest w stanie obsłużyć rosnącego popytu bez skokowego wzrostu kosztów energii i kosztów bilansowania. Jediną skalowalną technologicznie odpowiedzią pozostaje OZE.

Celem analizy w tej części raportu nie było określenie „docelowego” miks energetycznego, lecz zbadanie, jak różne struktury miks wytwórczego - w szczególności poziom udziału OZE - wpływają na poziom i zmienność hurtowych cen energii elektrycznej w horyzoncie do 2040 roku. Analiza obejmuje scenariusze WEM i WAM, uzupełnione o warianty niskiego i wysokiego rozwoju OZE, przy spójnych założeniach dotyczących paliw, CO₂ oraz zapotrzebowania.

4.2. Scenariusze poddane analizie

Modelowaniu i analizie poddano następujące scenariusze rozwoju krajowej elektroenergetyki:

- **WEM (Wolniejsza Ewolucja Miksu)** – scenariusz zachowawczy, zakładający wolniejsze tempo rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), ograniczony zakres inwestycji infrastrukturalnych oraz utrzymanie istotnej roli paliw kopalnych w kształtowaniu cen energii,
- **WAM (Wysoka Ambicja Miksu)** – scenariusz przyspieszonej transformacji, z zauważalnie wyższym tempem rozwoju OZE niż w scenariuszu WEM, rozbudową elastyczności systemu i znaczącymi nakładami na infrastrukturę sieciową,
- **WIN (Wzrost gospodarczy I Niskie ceny)** – scenariusz autorski, zakładający wysokie, lecz realistyczne tempo wzrostu gospodarczego Polski, w którym wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wynika przede wszystkim z modernizacji, cyfryzacji i elektryfikacji procesów gospodarczych, a nie z narastającej energochłonności, a także najwyższe tempo rozwoju OZE oparte o możliwości techniczne sieci rozwijanej zgodnie ze Strategią Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) do 2040 roku.

Scenariusze WEM i WAM to scenariusze zdefiniowane w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) w wariantcie opublikowanym w grudniu 2025 roku. Scenariusz WIN jest scenariuszem autorskim mającym na celu eksplorację potencjału dla dynamicznego rozwoju gospodarczego Polski wspieranego przez odnawialne źródła energii (OZE) wykorzystujące krajowe zasoby wietrzności i nasłonecznienia.

Scenariusz WEM zakłada kontynuację trendów rozwojowych (technologicznych, organizacyjnych, ekonomicznych) w tempie zbliżonym do rozwoju historycznego. WEM zakłada stopniową ewolucję istniejących rozwiązań przy braku gwałtownych zmian czy przełomowych innowacji. Scenariusz ten cechuje się najniższym tempem wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej (KZEE), a także najniższym poziomem mocy zainstalowanej w pogodozależnych, odnawialnych źródłach energii (OZE) wykorzystujących krajowe zasoby wietrzności i nasłonecznienia. W obszarze mocy ciepłych, WEM zakłada najniższe wolumeny mocy gazowych i jądrowych.

Scenariusz WAM zakłada zwiększenie dotychczasowego tempa transformacji i pozwala na realizację części zobowiązań z unijnego pakietu Fit for 55. Scenariusz ten cechuje się szybszym tempem wzrostu KZEE oraz wyższym poziomem mocy OZE, a także wyższym poziomem mocy gazowych i jądrowych niż scenariusz WEM.

Scenariusz Wzrostu Gospodarczego i Niskich Cen jest scenariuszem o najwyższym tempie wzrostu KZEE w Polsce, na które składa się zapotrzebowanie pochodzące z nowych sektorów gospodarki (takich jak centra danych wspierające rozwój AI, elektrolizery do produkcji zielonego wodoru czy elektromobilność), a także z intensywnej elektryfikacji ciepłownictwa. W porównaniu do WEM i WAM, scenariusz WIN cechuje się najwyższymi poziomami mocy OZE. W zakresie mocy gazowych, scenariusz WIN zakłada takie same wolumeny jak scenariusz WEM, a także najniższe poziomy mocy jądrowych¹³, co w zamierzeniu ma pozwolić ograniczyć łączną ekspozycję na import paliw z zagranicy.

¹³Autorzy niniejszego opracowania zakładają, że z uwagi na obecne zaawansowanie projektów elektrowni jądrowych w Polsce do roku 2040 powstanie nie więcej niż jeden blok jądrowy, alternatywnie kilka reaktorów typu SMR. Autorzy nie wchodzi w polemikę, czy atom jest potrzebny w systemie czy nie, a jedynie autorsko zakładają poziom moc atomowych w systemie.

Kluczowe komponenty modelowanych scenariuszy prezentuje Tabela 1 Szczegóły dotyczące poszczególnych komponentów prezentują kolejne sekcje.

Tabela nr 1

Kluczowe komponenty modelowanych scenariuszy

Czynnik	WEM	WAM	WIN
Wzrost produktu krajowego brutto (PKB)	<ul style="list-style-type: none"> • 2,4% w latach 2026-2030 • 1,7% w latach 2031-2035 • 1,4% w latach 2036-2040 	Tożsame z WEM	<ul style="list-style-type: none"> • 3,9% w latach 2026-2030 • 3,3% w latach 2031-2035 • 2,6% w latach 2036-2040¹⁴
Krajowe zużycie energii elektrycznej (KZEE) netto	Najwolniejsze tempo wzrostu (227,2 TWh w roku 2040).	Pośrednie tempo wzrostu (238,6 TWh w roku 2040).	Najszybsze tempo wzrostu (252,2 TWh w roku 2040).
Moce węglowe	0,7 GW mocy WB w roku 2040 8,2 GW mocy WK w roku 2040 (z tego 2,5 GW w EC na WK)	0,0 GW mocy WB w roku 2040 4,6 GW mocy WK w roku 2040 (brak EC na WK)	Tożsame z WAM
Moce gazowe CCGT	10,0 GW w roku 2040 (z tego 4,6 GW EC na GZ)	14,1 GW w roku 2040 (z tego 6,5 GW EC na GZ)	Tożsame z WAM
Moce gazowe OCGT	5,0 GW w roku 2040	11,5 GW w roku 2040	Tożsame z WAM
Moce jądrowe	4,7 GW w roku 2040	5,9 GW w roku 2040	1,2 GW w roku 2040
Moce OZE	81,2 GW w roku 2040, z czego: <ul style="list-style-type: none"> • 20,4 GW LEW • 11,8 GW MEW • 49,0 GW PV 	87,9 GW w roku 2040, z czego: <ul style="list-style-type: none"> • 28,8 GW LEW • 16,1 GW MEW • 43,0 GW PV 	110,0 GW w roku 2040, z czego: <ul style="list-style-type: none"> • 35,1 GW LEW • 17,9 GW MEW • 57,0 GW PV
Moce magazynowe	9,3 GW w roku 2040, z czego: <ul style="list-style-type: none"> • 5,1 GW BME • 4,2 GW ESP 	23,1 GW w roku 2040, z czego: <ul style="list-style-type: none"> • 19,1 GW BME • 4,0 GW ESP 	28,2 GW w roku 2040, z czego: <ul style="list-style-type: none"> • 24,0 GW BME • 4,2 GW ESP
Moce DSR	3,6 GW w roku 2040	Tożsame z WEM	Tożsame z WEM
Ceny paliw i uprawnień do emisji CO2	<ul style="list-style-type: none"> • GZ: 61,5 zł/GJ (221,4 zł/MWh) • WB: 10,3 zł/GJ • WK: 18,1 zł/GJ 	Tożsame z WEM	<ul style="list-style-type: none"> • GZ: 45,6 zł/GJ (164,1 zł/MWh) • WB: 10,3 zł/GJ • WK: 17,2 zł/GJ

¹⁴W przypadku scenariusza WIN stopy wzrostu PKB przyjęto w oparciu o prognozy OECD dla krajów szybko rozwijających się, tj. z grupy „G20 emerging” (<https://www.oecd.org/en/topics/sub-issues/economic-outlook/long-run-economic-scenarios-2025-update.html>). Odzwierciedla to fakt, iż w 2025 roku gospodarka Polski stała się 20. największą gospodarką świata, przekraczając próg 1 biliona USD.

	CO2: 300 EUR/t	CO2: 250 EUR/t
Import/export	Zgodnie z KPEiK, scenariusze WEM i WAM zakładają zerowe saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą, co odzwierciedla modelowanie nakierowane na eksplorację samowystarczalności polskiego miksu mocowego.	<ul style="list-style-type: none"> • Podobnie do podejścia KPEiK, modelowanie scenariusza WIN bada samowystarczalność miksu. • Ewentualna potrzeba importu energii elektrycznej z zagranicy jest sygnalizowana przez modelowane wolumeny energii niedostarczonej. • Ewentualna potrzeba eksportu za granicę jest sygnalizowana przez modelowane wolumeny redukcji OZE.

BME – bateryjne magazyny energii, ESP – elektrownie szczytowo-pompowe, DSR – odpowiedź strony popytowej (ang. demand-side response), GZ – gaz ziemny,

KZEE netto to zapotrzebowanie finalne gospodarki (odbiorcy przemysłowi, biznesowi, gospodarstwa domowe) powiększone o straty sieciowe związane z przesyłem i dystrybucją energii; nie uwzględnia potrzeb własnych elektrowni, ładowania magazynów oraz eksportu,

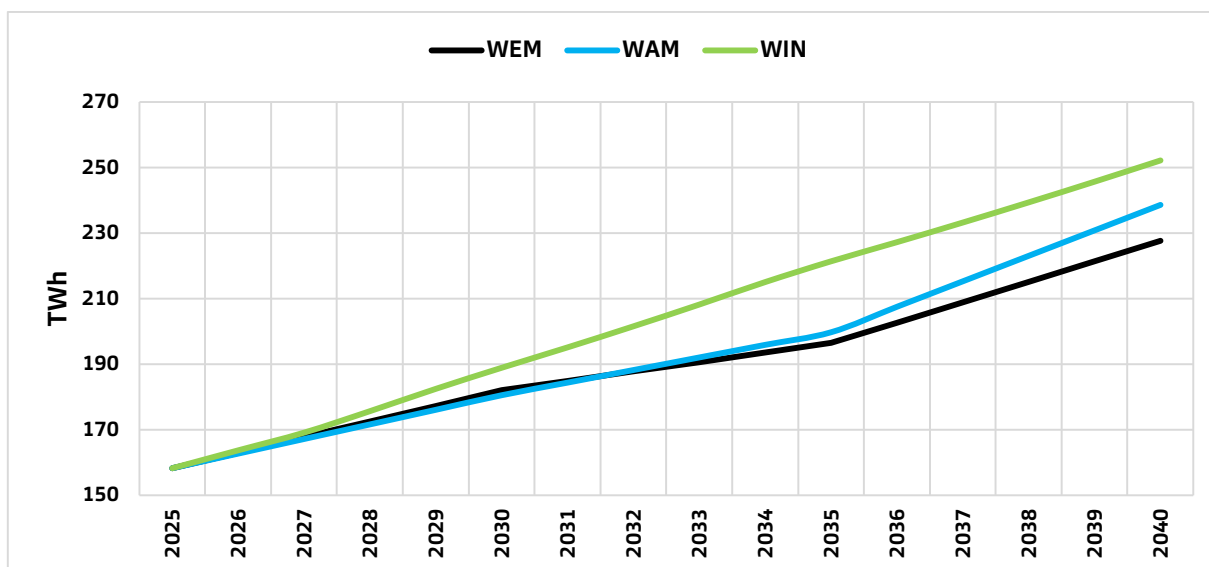
LEW – lądowa energetyka wiatrowa, MEW – morska energetyka wiatrowa, OZE – odnawialne źródła energii, PV – fotowoltaika,

WB – węgiel brunatny, WK – węgiel kamienny.

4.3. Krajowe zużycie energii elektrycznej

Analizowane scenariusze różnią się co do przyjętego tempa wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej (KZEE) netto, będącego odzwierciedleniem tempa rozwoju gospodarki Polski.

Najwolniejszym tempem wzrostu KZEE netto cechuje się scenariusz WEM. Najszybszym tempem wzrostu KZEE netto (a przez to największym potencjałem dla rozwoju centrów danych, elektromobilności, produkcji zielonego wodoru czy elektryfikacji ciepłownictwa) cechuje się scenariusz WIN. Scenariuszem pośrednim jest scenariusz WAM.

Krajowe zużycie energii elektrycznej (KZEE) netto w modelowanych scenariuszach

W przypadku scenariuszy WEM i WAM, KZEE netto obliczono w oparciu o dane KPEiK, prezentujące jedynie produkcję energii elektrycznej brutto ze źródeł wytwórczych oraz z MEE. W pierwszym kroku dokonano przekształcenia produkcji brutto na produkcję netto w oparciu o przyjęte wskaźniki potrzeb własnych dla źródeł ciepłych¹⁵. Następnie, w oparciu o wolumeny generacji z magazynów, oszacowano wolumeny ładowania MEE¹⁶. Finalnie, KZEE netto obliczono jako różnicę między produkcją netto ze źródeł wytwórczych i MEE, a wolumenami ładowania. Ponieważ WEM i WAM przyjmują zerowe saldo importowo-eksportowe, wpływ tych zmiennych na KZEE netto pominięto.

W przypadku scenariusza WIN, KZEE netto jest pochodną założeń obrazujących pożądany scenariusz rozwoju gospodarki Polski, będący kontynuacją faktu, że „Polska jest dziś w gronie 20 największych gospodarek świata i chce dalej przyspieszać”¹⁷.

W scenariuszu WIN, średnioroczny wzrost PKB jest wyższy niż zakładany dla scenariuszy WEM i WAM¹⁸ i opiera się o prognozę OECD wzrostu PKB dla krajów z grupy „G20 emerging”, tj. krajów cechujących się najwyższym tempem wzrostu¹⁹.

Prognoza WIN zakłada, że czynnikami wzrostowymi zapotrzebowania na energię elektryczną są nowe sektory gospodarki (takie jak centra danych wspierające rozwój AI, elektrolizery do produkcji zielonego wodoru czy elektromobilność), a także intensywna elektryfikacja ciepłownictwa.

¹⁵Przyjęto 8% dla WB, WK i biomasy, 6% dla źródeł jądrowych, 3% dla GZ.

¹⁶Przyjęto 78% sprawność cyklu dla ESP oraz 85% dla BME.

¹⁷„Polska jest dziś w gronie 20 największych gospodarek świata i chce dalej przyspieszać, znajdując nowych partnerów i inwestorów – powiedział minister finansów i gospodarki Andrzej Domański podczas śródownego spotkania z największymi norweskimimi firmami.” <https://www.pap.pl/aktualnosc/minister-domanski-jestesmy-wsrod-20-najwiekszych-gospodarek-swiate-i-mamy-apetyt-na>

¹⁸W scenariuszu WEM i WAM w latach 2026-2030 przyjęto wzrost PKB na poziomie 2,4%, w latach 2031-2035 na poziomie 1,7% oraz w latach 2036-2040 na poziomie 1,4%.

¹⁹W scenariuszu WIN w latach 2026-2030 przyjęto wzrost PKB na poziomie 3,9%, w latach 2031-2035 na poziomie 3,3% oraz w latach 2036-2040 na poziomie 2,6%.

4.4. Wycofanie istniejących węglowych mocy wytwórczych

Emisyjność oraz powiązane z nią względy ekonomiczne (tj. obciążenie kosztem emisji CO₂), a także stan techniczny przyczynią się do wycofania z użytkowania znaczących wolumenów istniejących mocy wytwórczych opalanych węglem brunatnym lub węglem kamiennym w Polsce.

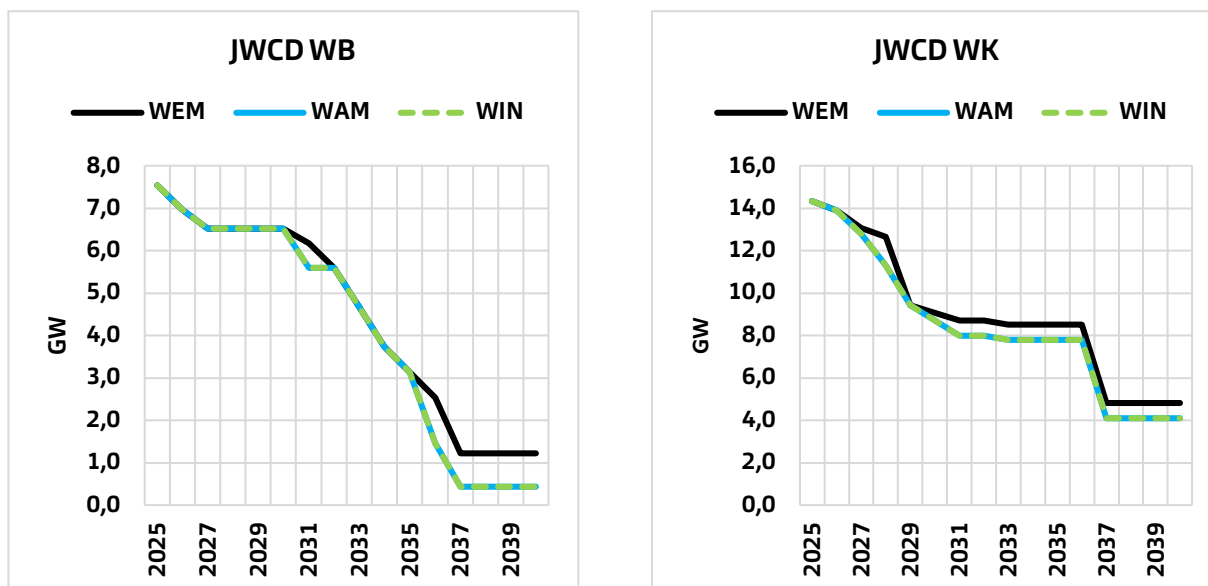
Przyjęte założenia w zakresie ścieżki wycofania jednostek oparto o prognozy WEM i WAM, a także autorską analizę aktualnych komunikatów medialnych i raportów rocznych wytwórców na temat planowanych wycofań i okresów ekonomicznej użyteczności.

W analizie założono, że w użytkowaniu pozostaną najbardziej sprawne (a przez to najmniej emisyjne) jednostki wytwórcze.

Trajektorię mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) opalanych węglem brunatnym lub węglem kamiennym przedstawia Rys. 12.

Rysunek nr 2

Trajektorie rozwoju mocy wytwórczych w istniejących jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) opalanych węglem brunatnym lub węglem kamiennym



4.5. Nowe moce wytwórcze i magazynowe

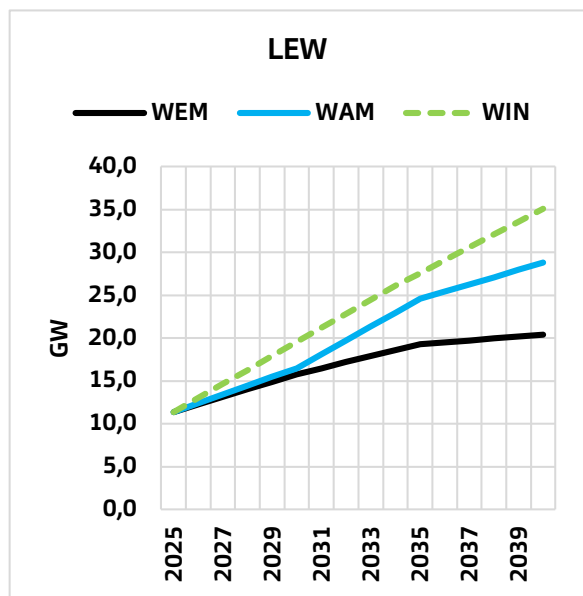
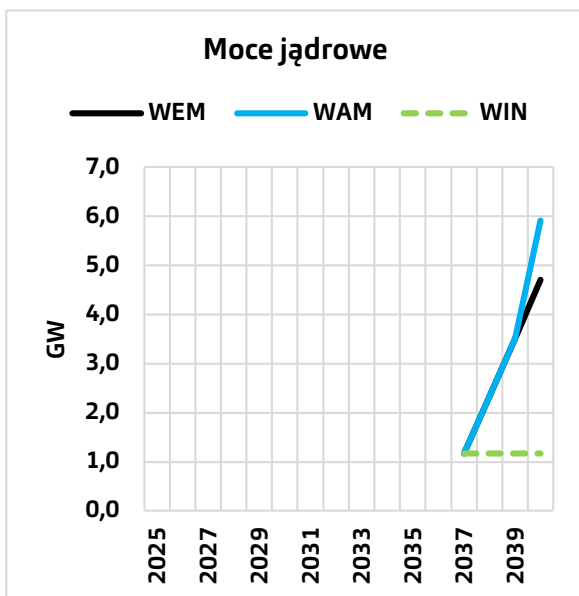
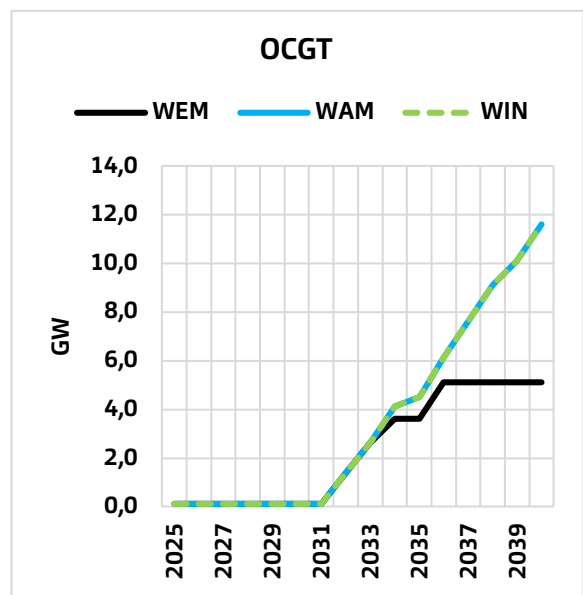
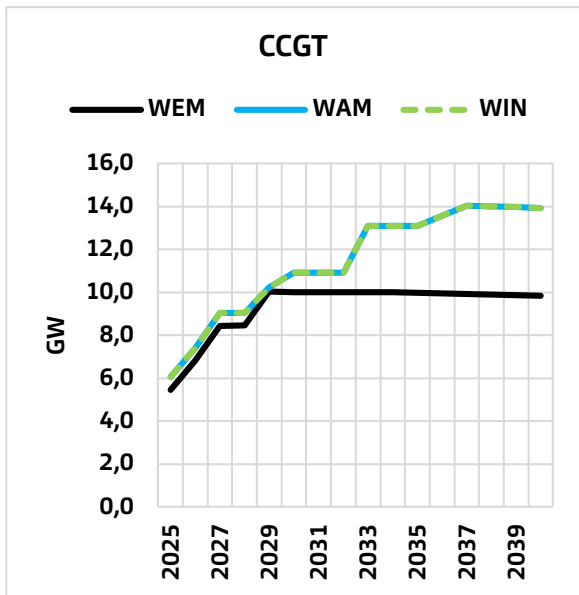
W obliczu przyjętych założeń w zakresie KZEE netto oraz trajektorii wycofań mocy istniejących, koniecznym elementem analizy jest rozwój nowych mocy wytwórczych i magazynowych.

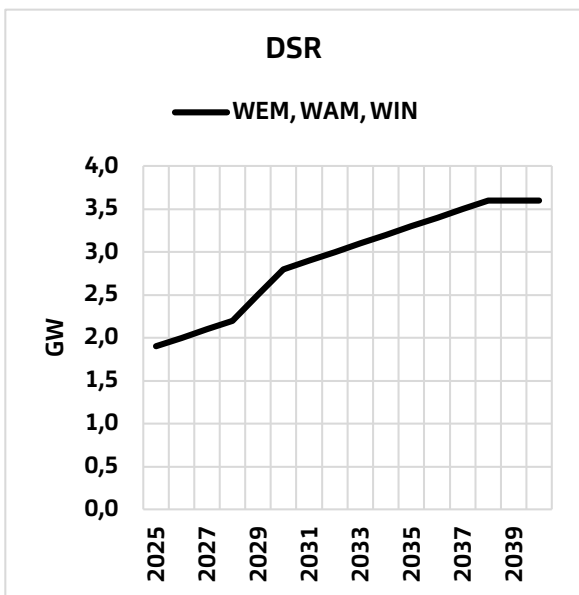
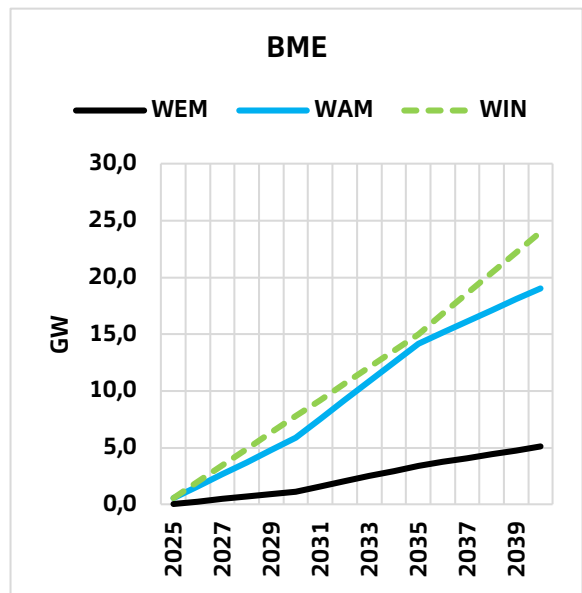
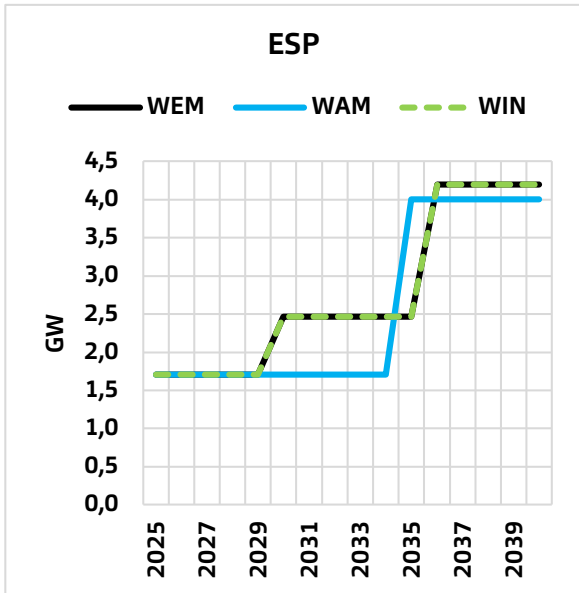
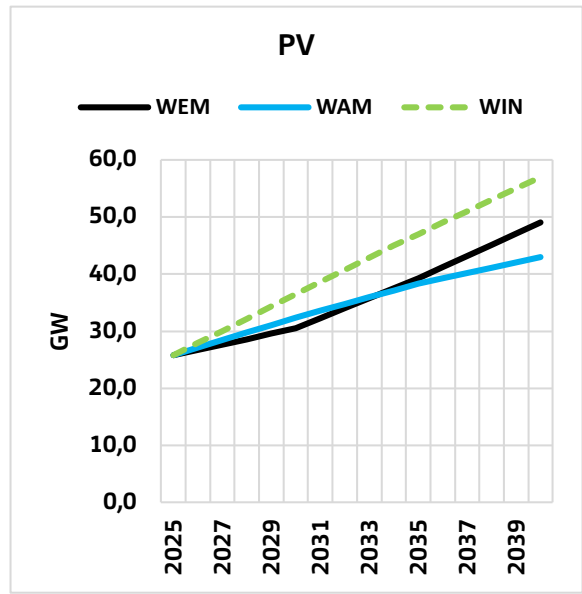
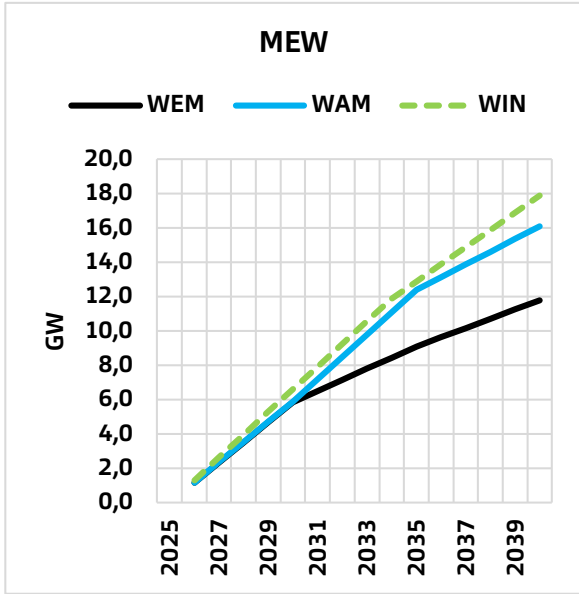
Miks mocy dla każdego z analizowanych scenariuszy ma na celu pokrycie KZEE netto w skali roku, a także – co ważniejsze – na zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na moc (KZM) netto w poszczególnych interwałach danego roku.

W porównaniu do scenariuszy WEM i WAM, miks mocy scenariusza WIN zakłada wolniejsze tempo rozwoju mocy jądrowych, kompensowane przez szybszy rozwój mocy w pogodozależnych OZE (LEW, MEW, PV), a także wyższe wolumeny mocy BME (por. dalej).

Miksy mocy dla scenariusza WEM, WAM oraz WIN przedstawiają Rys. 14, 15 i 16.

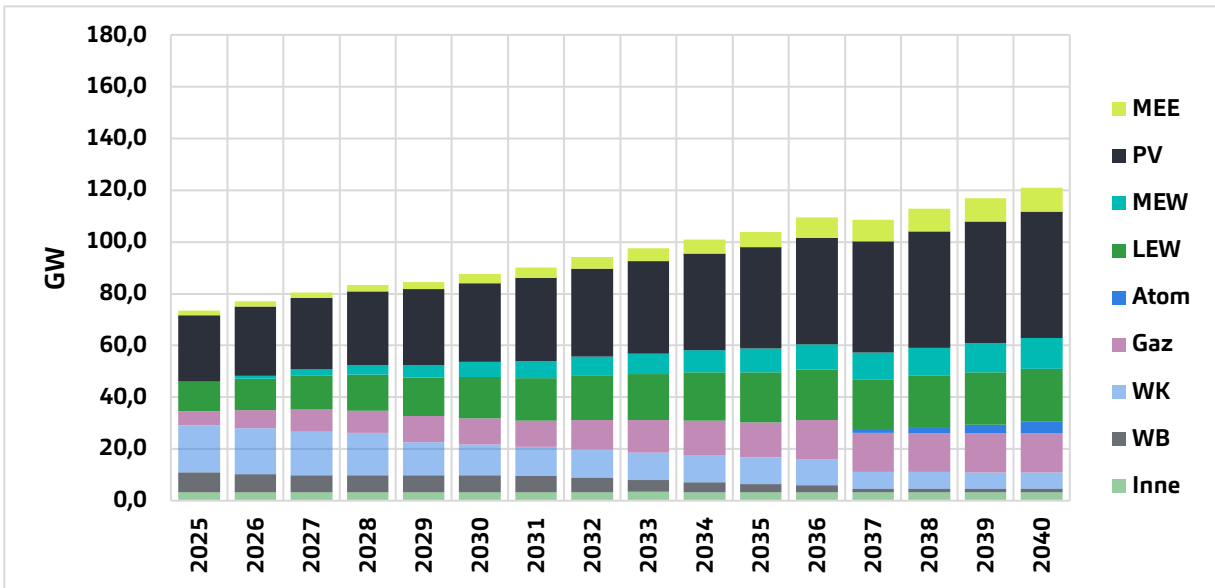
Trajektorie rozwoju mocy wytwórczych i magazynowych w Polsce





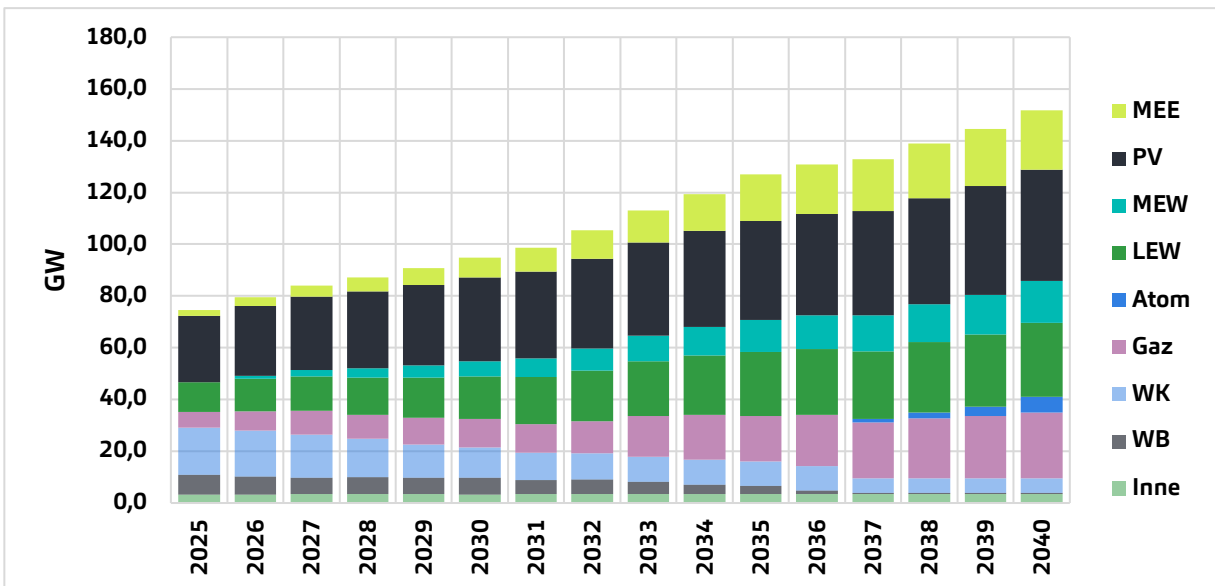
Rysunek nr 4

Miks mocy wytwórczych i magazynowych w Polsce (WEM)



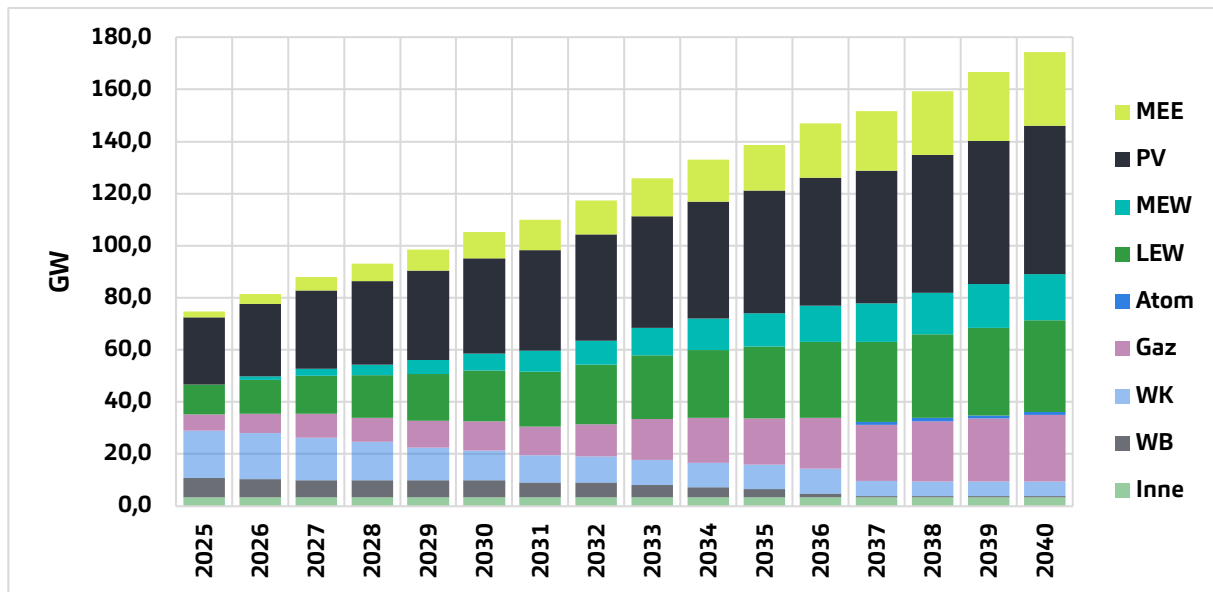
Rysunek nr 5

Miks mocy wytwórczych i magazynowych w Polsce (WAM)



Rysunek nr 6

Miks mocy wytwórczych i magazynowych w Polsce (WIN)



Miksy mocowe WEM i WAM przyjęto w oparciu o wersję KPEiK opublikowaną w grudniu 2025 roku.

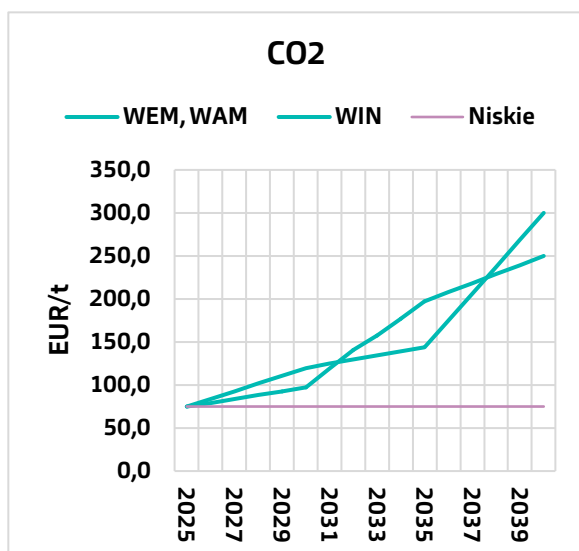
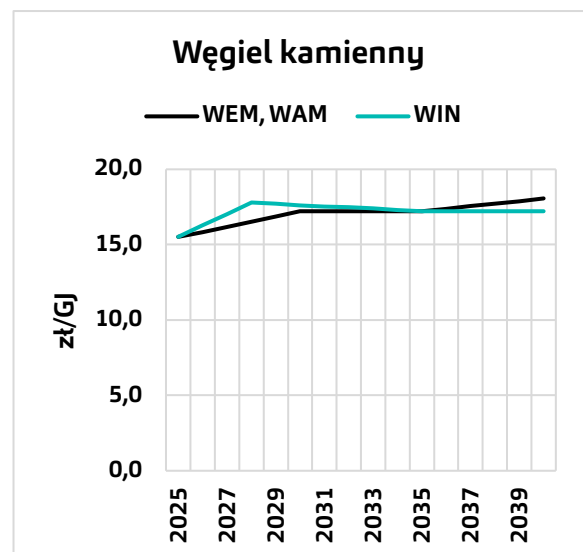
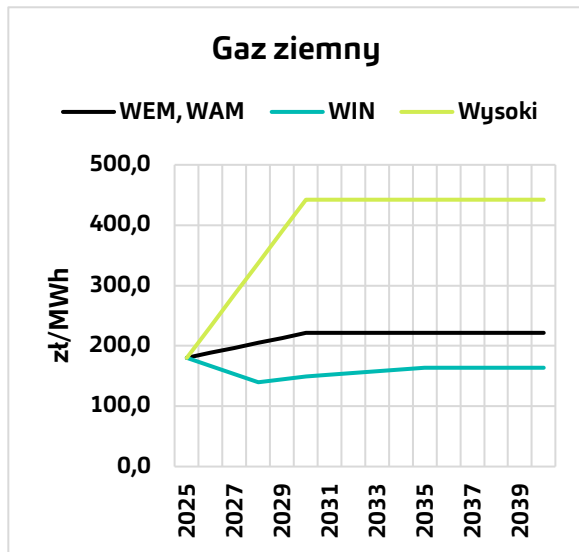
Miks WIN oparto o dokumenty kierunkowe Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) w zakresie rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE)²⁰, uwzględniające planowane techniczne możliwości integracji pogodozależnych OZE oraz MEE w Polsce.

W oparciu o wskazane dokumenty PSE przyjęto, że w roku 2034 łączna moc pogodozależnych OZE w Polsce wyniesie 83,0 GW oraz 110,0 GW w roku 2040. W zakresie mocy MEW przyjęto 11,9 GW w roku 2034 oraz 17,9 GW w roku 2040. W zakresie mocy PV przyjęto 45 GW na rok 2034 oraz 57 GW na rok 2040. Moce LEW obliczono jako różnica między poziomami docelowymi mocy OZE na rok 2034 i 2040 a mocami MEW i PV. Moce BME na rok 2034 przyjęto na poziomie 16,0 GW, z wartością docelową 24,0 GW na rok 2040.

4.6. Ceny paliw i uprawnień do emisji CO2

Założenia w zakresie cen paliw i uprawnień do emisji CO2 przyjętych do analiz przedmiotowych scenariuszy przedstawia Rys.17.

²⁰ „Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034 uzgodniony”, dostępny na stronie pse.pl

Trajektorie cen paliw oraz uprawnień do emisji CO₂

Ceny paliw i uprawnień do emisji CO₂ dla scenariusza WEM i WAM przyjęto w oparciu o wersję KPEiK opublikowaną w grudniu 2025 roku, a także na potrzeby analiz wrażliwości przyjęto ścieżkę utrzymania ceny CO₂ na obecnym poziomie (Niskie).

Ceny paliw i uprawnień do emisji CO₂ dla scenariusza WIN przyjęto w oparciu o dane Europejskiego Stowarzyszenia Operatorów Systemów Przesyłowych Elektroenergetycznych (ENTSO-E) z opracowania odnośnie oceny wystarczalności zasobów (European Resource Adequacy Assessment 2025, ERAA 2025)²¹.

Dodatkowo, w ramach analiz wrażliwości (opisanych dalej), przyjęto wysoki wariant cen gazu ziemnego, zakładający szybki wzrost cen tego paliwa w horyzoncie 2030 roku (odzwierciedlenie możliwych wzrostów cen gazu z uwagi na globalną sytuację geopolityczną).

Dla roku 2025 przyjęto wartości historyczne w oparciu o dane Agencji Rozwoju Przemysłu, Towarowej Giełdy Energii oraz Intercontinental Exchange (The ICE).

²¹ www.entsoe.eu/eraa/2025/modelling-data/

4.7. Zarys metodyki modelowania

Modelowanie cen hurtowych energii elektrycznej wykonano w modelu symulującym proces cenotwórczy w warunkach rynku hurtowego czasu rzeczywistego (rynek spot), tj. mechanizm merit order oparty o zasadę pay-as-clear.

Dane wsadowe do modelu obejmują:

- roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną (MWh), rozbite na godzinowy profil zapotrzebowania na moc (MW) dla każdej modelowanej godziny danego roku,
- miks mocy wytwórczych i magazynowych (w tym ścieżkę wycofań mocy istniejących),
- ograniczenie minimum systemowego,
- parametry techniczno-ekonomiczne jednostek wytwórczych i magazynowych (takie jak sprawność, emisyjność, gradienty naboru i zrzutu mocy),
- godzinowe profile ubytków mocy jednostek wytwórczych dla każdej modelowanej godziny danego roku,
- godzinowe profile mocy potencjalnie dostępnej z OZE dla każdej modelowanej godziny danego roku,
- ceny paliw i uprawnień do emisji CO₂.

W oparciu o powyższe dane, model dokonuje ekonomicznego rozdziału obciążeń jednostek wytwórczych z uwzględnieniem określonych ograniczeń dotyczących bezpieczeństwa pracy systemu (m.in. gradienty naboru i zrzutu mocy oraz minimum systemowe), tj. ustala bieżące punkty pracy (BPP) poszczególnych jednostek wytwórczych w celu pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc w każdej modelowanej godzinie.

BPP ustalane są w oparciu o:

- moc dyspozycyjną danej jednostki lub technologii, będącą pochodną mocy zainstalowanej, postojów planowanych (remonty), postojów nieplanowanych (awarie), wietrzności lub nasłonecznienia,
- ograniczenia techniczne związane z elastycznością pracy jednostek wytwórczych,
- koszt zmienny wytwarzania (pochodna sprawności, emisyjności, kosztów paliw i emisji).

Aby osiągnąć najtańszy sposób pokrycia zapotrzebowania na moc czynną w danej godzinie, model przywołuje do pracy jednostki w porządku rosnących kosztów zmiennych. Ostatnie (krańcowe) pasmo mocy niezbędne do pokrycia zapotrzebowania na moc czynną określa tzw. koszt krańcowy dla danej godziny danego roku.

Modelowane godzinowe koszty krańcowe dla rynku energii elektrycznej są następnie podstawą do modelowania godzinowych cen hurtowych poprzez uwzględnienie narzutu rynkowego z tytułu rzadkości mocy (tzw. capacity scarcity uplift), zależnego od poziomu nadwyżki mocy dyspozycyjnej systemu ponad zapotrzebowanie na moc czynną.

Narzut z tytułu rzadkości mocy odzwierciedla wpływ, jak na ceny energii elektrycznej ma bilans mocy względem zapotrzebowania w danej godzinie, gdzie:

- wysokim poziomom nadwyżki mocy towarzyszą niższe poziomy cen, niejednokrotnie znacznie poniżej krańcowego kosztu zmiennego wytwarzania (lub wręcz ceny ujemne, modelowane w połączeniu z ograniczeniem minimum systemowego),
- niskim poziomom nadwyżki mocy towarzyszą zazwyczaj wysokie poziomy cen, niejednokrotnie znacznie przekraczające krańcowy koszt zmienny wytwarzania.

Wyniki modelu obejmują:

- Godzinowe wolumeny oraz koszty produkcji energii elektrycznej i emisji CO2 według jednostek wytwórczych i technologii,
- Godzinowe wolumeny aktywacji DSR,
- Godzinowe wolumeny energii niedostarczonej,
- Godzinowe wolumeny redukcji generacji ze źródeł OZE,
- Godzinowe profile pracy magazynów energii (ładowanie, generacja, stan naładowania),
- Godzinowe ceny hurtowe energii elektrycznej.

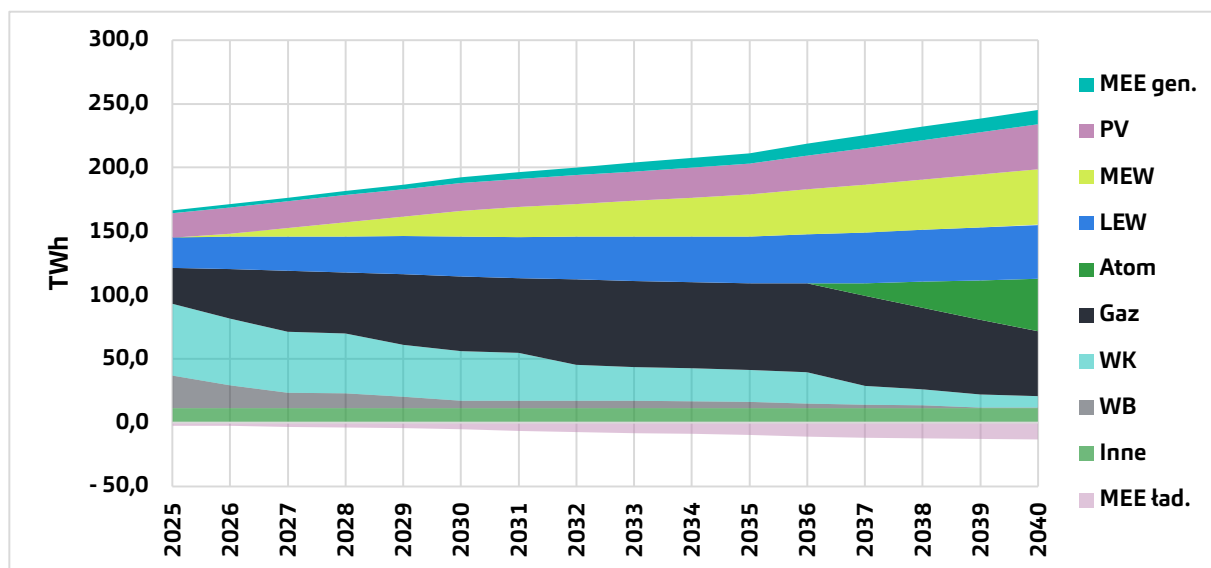
4.8. Modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej

Modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej w analizowanych scenariuszach przedstawiają 8 – 10.

Wolumeny są pochodną przyjętych założeń w zakresie KZEE netto, cen paliw oraz emisji CO2, a także struktury mocy wytwórczych.

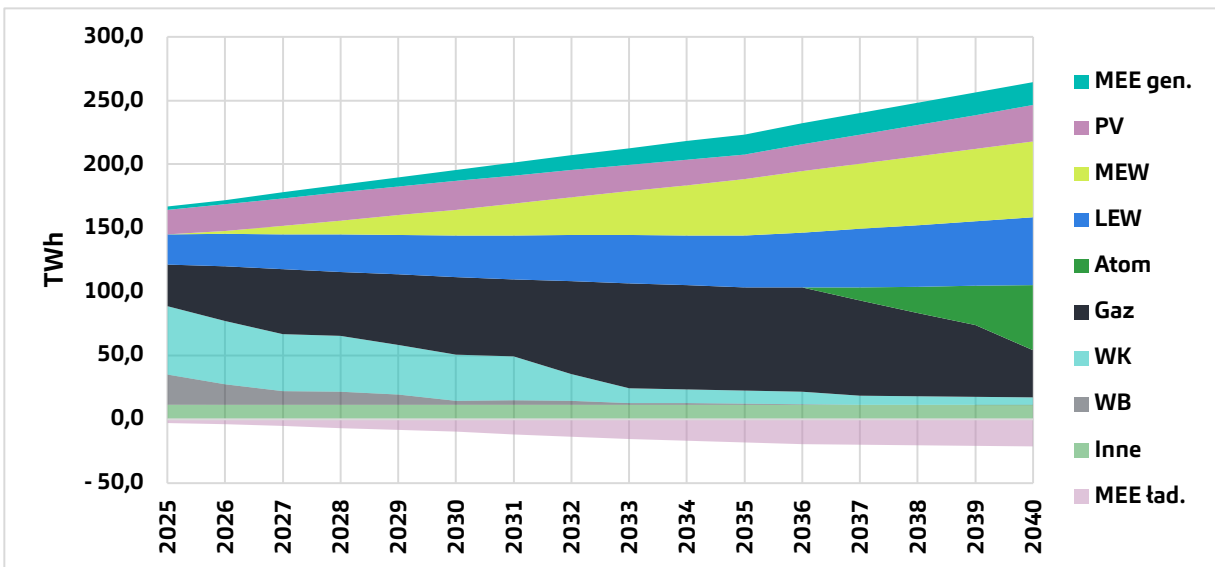
Rysunek nr 8

Modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu WEM



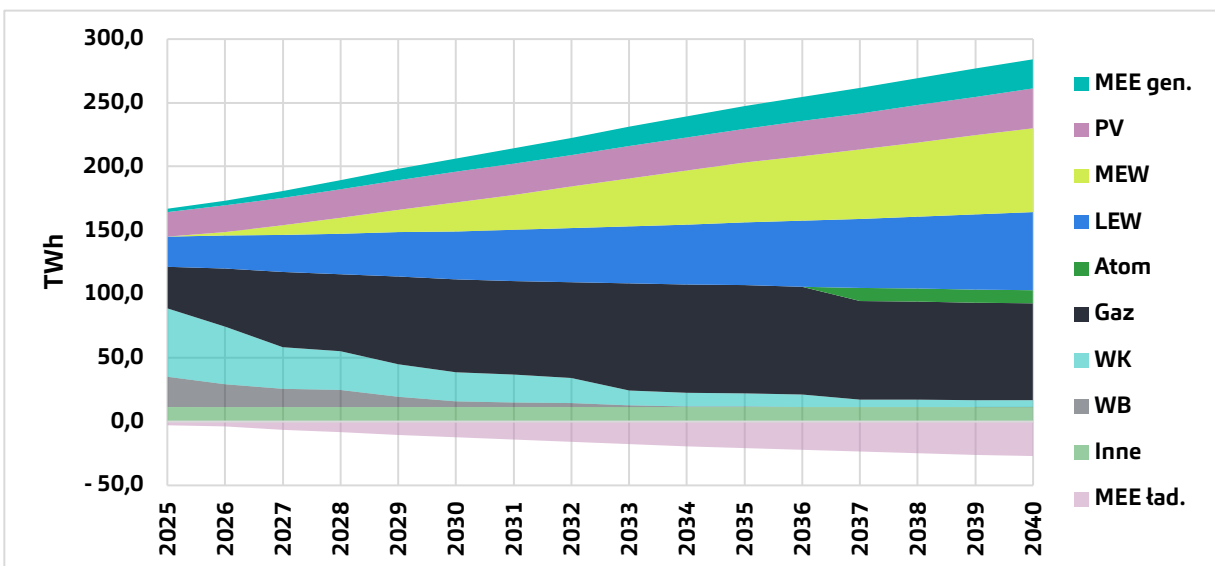
Rysunek nr 9

Modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu WAM



Rysunek nr 10

Modelowane wolumeny wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu WIN



4.9. Modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej

Efektom procesu modelowania w oparciu o przyjęte założenia w zakresie zapotrzebowania, miksu mocowego, a także cen paliw i CO₂ są scenariusze rozwoju ścieżek cen hurtowych energii elektrycznej w Polsce.

Rys. 21 prezentuje ścieżki cenowe dla scenariuszy WEM, WAM oraz WIN, przy czym scenariusz WIN eksploruje:

- wariant cen paliw i CO₂ według KPEiK (w celu zachowania lepszej porównywalności ze scenariuszami WEM i WAM),
- wariant cen paliw i CO₂ według ERAA 2025, tj. wariant niższych cen paliw i CO₂ niż przyjęte w KPEiK.

Najwyższymi poziomami modelowanych cen cechuje się scenariusz WEM, który zakłada wysokie ceny paliw i CO₂ oraz miksem mocowym o najniższych udziałach OZE. Wysokie ceny energii elektrycznej w scenariuszu WEM występują pomimo, iż scenariusz ten zakłada najniższy wzrost KZEE netto.

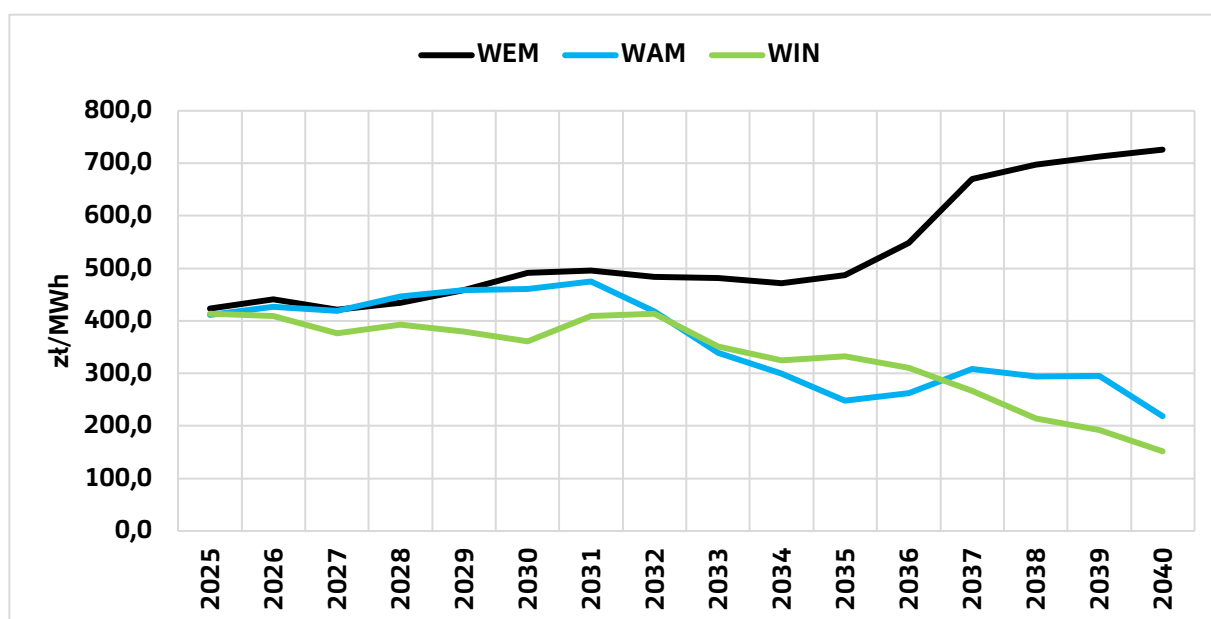
Szybszy rozwój mocy OZE – przyjęty w scenariuszu WAM – przekłada się na niższe poziomy cen niż scenariusz WEM, pomimo tych samych, wysokich cen paliw i CO₂.

Scenariusz WIN z cenami paliw i CO₂ według KPEiK przekłada się na podobne poziomy cen jak scenariusz WAM, co pokazuje, że dynamiczny rozwój gospodarczy, wspierany przez możliwie najszybszy rozwój OZE, może odbywać się przy korzystnych, niskich cenach hurtowych energii elektrycznej oraz przy minimalnym udziale źródeł jądrowych.

Scenariusz WIN z niższymi cenami paliw (wariant ERAA 2025) wskazuje na potencjał dalszego obniżenia cen hurtowych energii elektrycznej, dokonujący się pomimo najszybszego wzrostu KZEE.

Rysunek nr 11

Trajektorie modelowanych cen hurtowych energii elektrycznej w Polsce



*Dane rynkowe to średnia cena rynku dnia następnego (RDN) za rok 2025 oraz – dla lat 2026-2030 – notowania cen terminowych (BASE_Y) kontraktów na dany rok.

Modelowane poziomy cen hurtowych energii elektrycznej są wypadkową struktury wytwarzania, kosztów paliw oraz emisji CO₂, a także zasady mechanizmu cenotwórczego merit order.

W scenariuszu WEM relatywnie najwyższe wolumeny wytwarzania z paliw węglowych oraz najniższe wolumeny wytwarzania z OZE – w powiązaniu z wyższymi cenami paliw oraz emisji CO₂ niż w scenariuszu WIN (por. sekcję 0) – przekładają się na najwyższe poziomy cen.

Scenariusz WIN, cechujący się najniższymi udziałami wytwarzania z paliw węglowych oraz najwyższymi udziałami wytwarzania z OZE, a także niższymi niż w scenariuszach WEM i WAM cenami paliw i emisji CO₂ (por. sekcję 0), skutkuje najniższymi poziomami cen hurtowych energii elektrycznej (pomimo relatywnie wysokich wolumenów wytwarzania z gazu ziemnego).

Analiza trajektorii cen hurtowych energii elektrycznej jednoznacznie wskazuje, że mechanizm kształtowania cen jest w pierwszej kolejności funkcją struktury miksu wytwórczego. Ceny energii na rynku hurtowym powstają w wyniku zderzenia chwilowego zapotrzebowania z krzywą merit order źródeł wytwarzania, w której kluczowe znaczenie mają koszty jednostek krańcowych, tj. niezbędnych do pokrycia „ostatniego megawata” zapotrzebowania na moc w danym interwale (godzina, kwadrans). W każdej godzinie to najdroższa technologicznie jednostka pracująca w systemie wyznacza cenę energii dla wszystkich uczestników rynku.

Struktura miksu decyduje zatem o tym, jak często rolę technologii cenotwórczych pełnią jednostki paliwowe i emisyjne, a jak często system opiera się na źródłach o niskich kosztach zmiennych, takich jak energetyka wiatrowa i fotowoltaika. Równocześnie skala dostępnych rezerw mocy i zasobów elastyczności determinuje koszty bilansowania systemu, które stają się integralną częścią ceny energii w warunkach rosnącej zmienności generacji.

W tym ujęciu infrastruktura sieciowa pełni rolę wtórną i pochodną wobec kształtowanego miksu wytwórczego. Ich zasadniczą funkcją jest umożliwienie efektywnego wykorzystania niskokosztowych źródeł oraz ograniczenie kosztów redysponowania i bilansowania, a nie bezpośrednie oddziaływanie na mechanizm cenowy.

Dlatego kluczowe jest zrozumienie, jak zaprojektowany mikس wytwórczy wpływa na krzywą merit order, częstotliwość występowania drogich technologii cenotwórczych oraz zapotrzebowanie na rezerwy i usługi systemowe. Dopiero na tym tle możliwa jest właściwa interpretacja roli sieci jako elementu wspierającego efektywność cenową systemu, a nie jej źródła.

Modelowanie cen energii elektrycznej w horyzoncie do 2040 roku pokazuje, że różnice pomiędzy scenariuszami WEM, WAM i WIN mają charakter strukturalny i utrwalają się po 2030-2035 roku.

W scenariuszach:²²

- **WEM**

- w scenariuszu bazowym (**LEW 20,4 GW i MEW 11,8 GW w 2040 roku**) po 2035 roku średnie ceny hurtowe stabilizują się w przedziale **430 – 730 PLN/MWh**, przy wysokiej zmienności godzinowej i sezonowej. Gaz ziemny oraz jednostki konwencjonalne pozostają technologiami często cenotwórczymi, co utrzymuje silną korelację cen energii z cenami paliw i uprawnień do emisji CO₂.
- w wariantcie scenariusza WAM zakładającym wzrost ilości źródeł wiatrowych w systemie (**LEW 28,8 GW i MEW 16,1 GW w 2040 roku**) widzimy widoczny spadek cen do przedziału 350-450 PLN/MWh.

²² Wariant „WEM (wiatr WAM)” zakłada zużycie energii elektrycznej oraz mikс mocowy, jak w scenariuszu WEM, poza trajektorią mocy LEW i MEW, które zakładają rozwój, jak w scenariuszu WAM (w roku 2040, 28,8 GW mocy LEW względem 20,4 GW w WEM oraz 16,1 GW mocy MEW względem 11,8 GW w WEM). Analogicznie, wariant „WAM”, zakłada zużycie energii elektrycznej oraz mikс mocowy, jak w scenariuszu WAM, poza trajektorią mocy LEW i MEW, które zakładają rozwój, jak w scenariuszu WIN (w roku 2040, 35,1 GW mocy LEW względem 28,8 GW w WEM oraz 17,9 GW mocy MEW względem 16,1 GW w WEM).

- **WAM**

- w scenariuszu bazowym (**LEW 28,8 GW i MEW 16,1 GW w 2040 roku**) dość zwiększony udział OZE i rozbudowana infrastruktura sieciowa prowadzą do trwałego przesunięcia krzywej merit-order. Po 2035 roku średnie ceny hurtowe kształtują się na poziomie 220 – 320 PLN/MWh, przy istotnie ograniczonej zmienności i mniejszej liczbie godzin ekstremalnie wysokich cen.

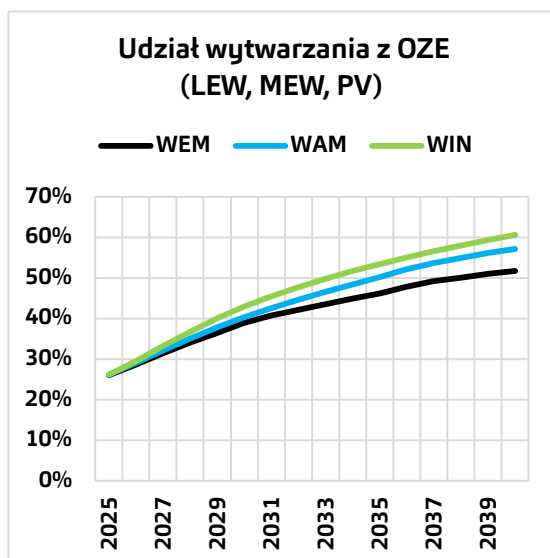
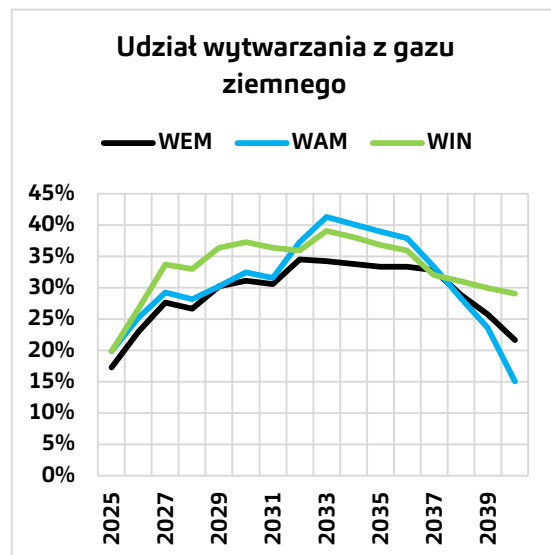
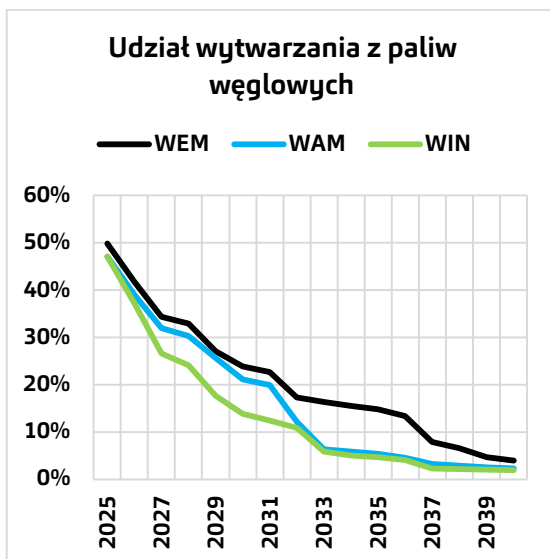
- w wariacie scenariusza WAM zakładającym wzrost ilości źródeł wiatrowych w systemie (**LEW 35,1 GW i MEW 17,9 GW w 2040 roku**) widzimy widoczny spadek cen do przedziału 120-250 PLN/MWh.

- **WIN**

- - scenariusz ten, zakładający 31,5 GW mocy LEW oraz 17,9 GW mocy MEW oraz istotnie mniejszą niż WEM i WAM ilość mocy jądrowych, osiąga znaczną część efektu cenowego WAM przy niższej kapitałochłonności. Po 2035 roku średnie ceny hurtowe wynoszą 160 – 320 PLN/MWh, a ich zmienność jest wyraźnie niższa niż w WEM i odznacza się najwyższymi spadkami cen energii w długim horyzoncie. Scenariusz ten został oszacowany jako optymalny z maksymalnym wykorzystaniem OZE i nie zakłada scenariusza alternatywnego.

Rysunek nr 12

Udziały wytwarzania z paliw węglowych, gazu ziemnego oraz OZE

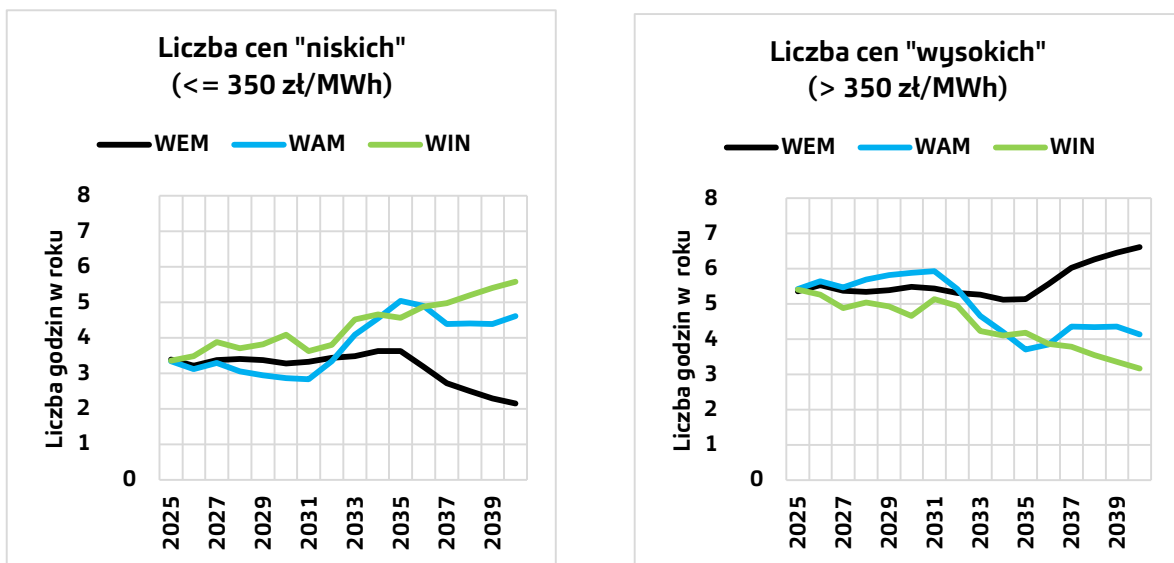


Powyższe tendencje w zakresie struktury oraz kosztów wytwarzania skutkują tym, że scenariusz WIN cechuje się generalnie najwyższą liczbą godzin o „niskich” modelowanych cenach hurtowych energii elektrycznej (nieprzekraczających 350 zł/MWh²³) oraz najniższą liczbą godzin o cenach „wysokich” (powyżej 350 zł/MWh).

Sytuacja wygląda odwrotnie w scenariuszu WEM, który cechuje się generalnie najniższą liczbą „niskich” cen hurtowych energii elektrycznej oraz najwyższą liczbą cen „wysokich” (Rys. 23).

Rysunek nr 13

Udziały wytwarzania z paliw węglowych, gazu ziemnego oraz OZE



Ceny hurtowe energii elektrycznej są istotnym komponentem kosztów produkcji przemysłowej oraz usługowej, a tym samym ważną determinantą konkurencyjności krajowej gospodarki względem innych krajów i jako takie mają znaczenie strategiczne.

W kontekście powyższych wyników analizy cen hurtowych energii elektrycznej, scenariusz WIN (zwłaszcza w wariantcie niższych cen paliw i CO₂) jawi się jako scenariusz potencjalnie najbardziej korzystny dla gospodarki Polski.

Niemniej jednak, ceny hurtowe są tylko jednym z wielu komponentów składających się łącznie na ceny energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego.

Analizę pozostałych składników kosztowych przedstawiają kolejne sekcje raportu.

²³ Poziom 350 zł/MWh to długoterminowa średnia z godzinowych cen hurtowych energii elektrycznej w Polsce za lata 2015-2025.

4.10. Modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej – analiza wrażliwości

Aby zbadać wpływ określonych czynników na modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej dokonano analizy wrażliwości scenariuszy głównych (WEM, WAM, WIN) na następujące zmienne:

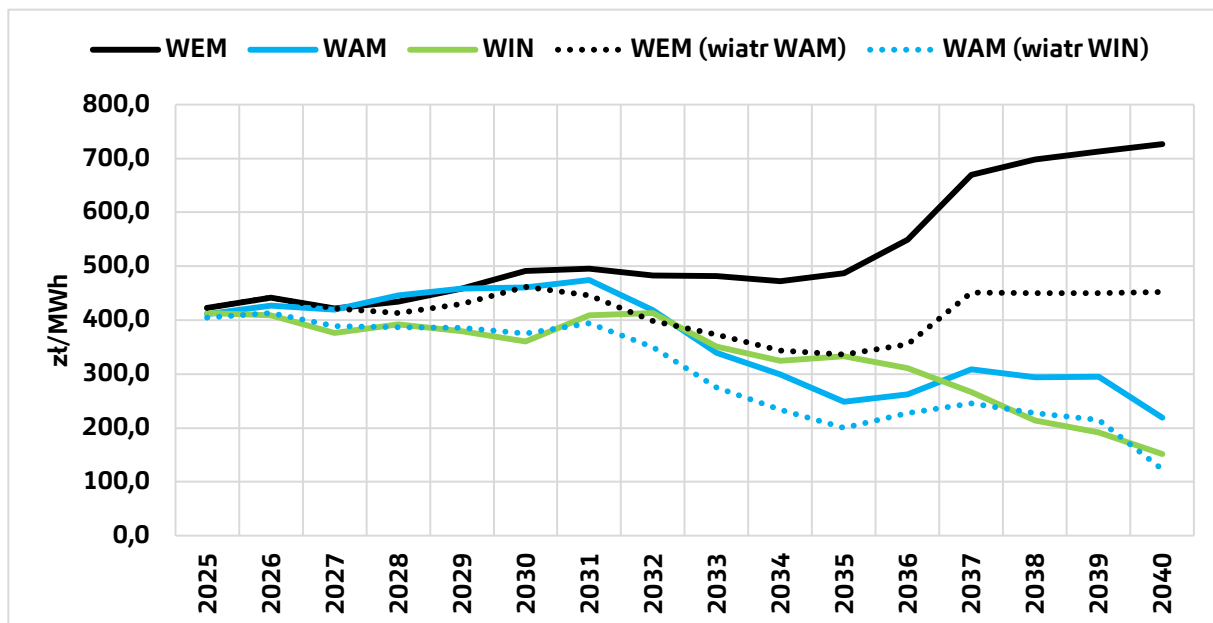
- Tempo rozwoju mocy LEW i MEW
- Wysokie ceny gazu ziemnego
- Niskie ceny uprawnień do emisji CO₂.

Rys. 14 prezentuje wpływ mocy LEW i MEW na modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej scenariusza WEM i WAM. Wrażliwość „WEM (wiatr WAM)” zakłada tempo rozwoju mocy LEW i MEW analogiczne dla scenariusza WAM, przy pozostałych założeniach takich, jak w scenariuszu WEM. Wrażliwość „WAM (wiatr WIN)” zakłada tempo rozwoju mocy LEW i MEW analogiczne dla scenariusza WIN, przy pozostałych założeniach takich, jak w scenariuszu WAM.

Szybsze tempo rozwoju mocy LEW i MEW w badanych wrażliwościach przekłada się na niższe poziomy modelowanych cen – ok. 38% w roku 2040 we wrażliwości „WEM (wiatr WAM)” względem scenariusza WEM, oraz o ok. 44% we wrażliwości „WAM (wiatr WIN)” względem scenariusza WAM.

Rysunek nr 14

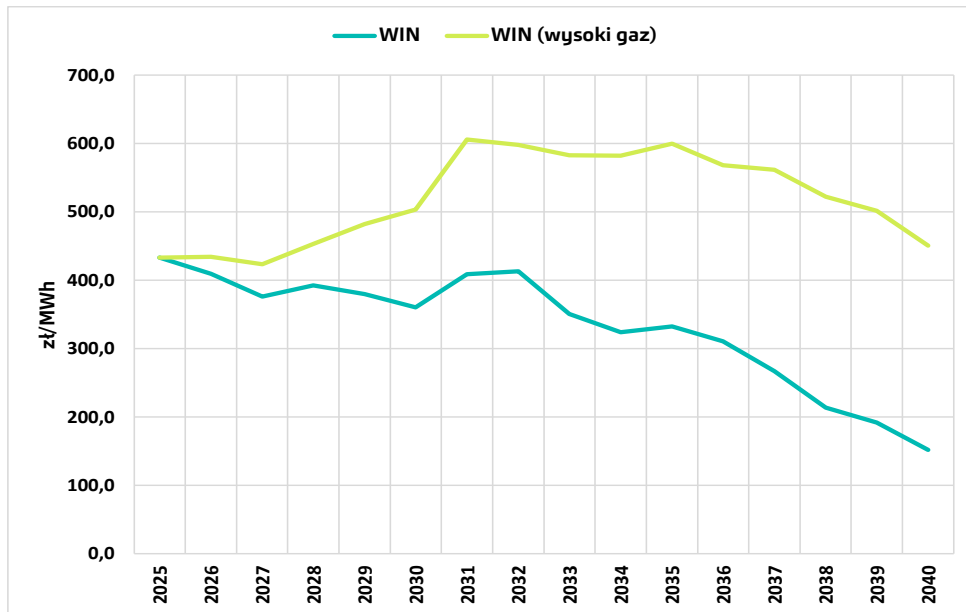
Wpływ mocy LEW i MEW na modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej scenariusza WEM i WAM



Rys. 15 prezentuje wpływ cen gazu ziemnego na modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej scenariusza WIN. Wrażliwość „WIN (wysoki gaz)” wskazuje, że założone wysokie ceny gazu przekładają się na wyższe poziomy modelowanych cen hurtowych energii elektrycznej o ok. 196% w roku 2040.

Rysunek nr 15

Wpływ cen gazu ziemnego na modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej scenariusza WIN

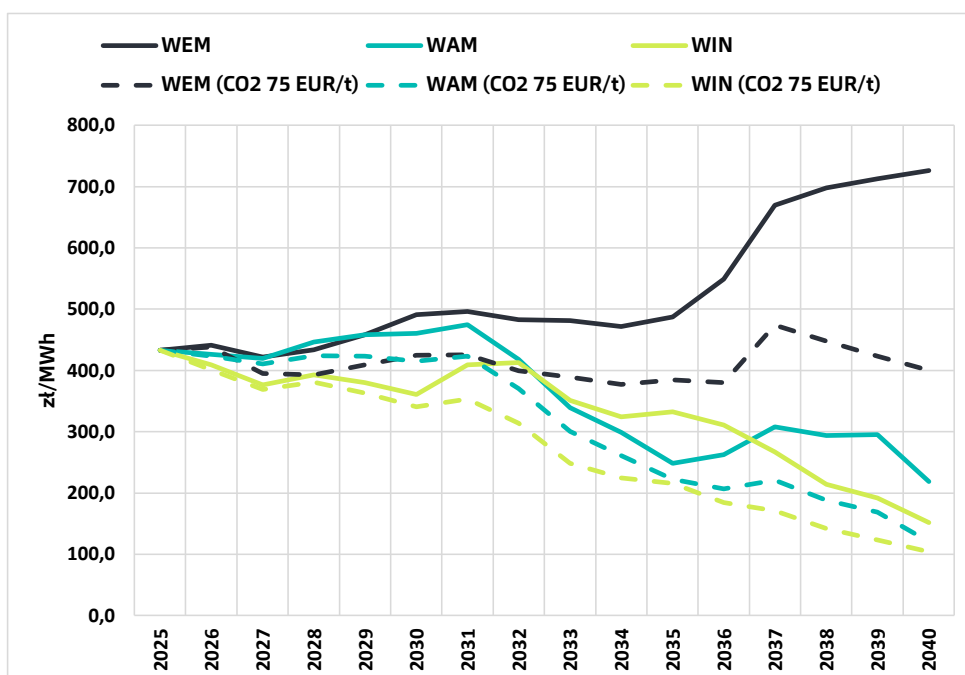


Rys. 16 prezentuje wpływ cen uprawnień do emisji CO2 na modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej scenariuszy WEM, WAM i WIN. Wrażliwość „WEM (CO2 75 EUR/t)”, „WAM (CO2 75 EUR/t)” oraz „WIN (CO2 75 EUR/t)” zakłada, że ceny CO2 w całym okresie analizy pozostają na poziomie 75 EUR/t (przy pozostałych założeniach niezmiennych dla każdego ze scenariuszy).

Wyniki modelowania powyższych wrażliwości przekładają się na niższe poziomy modelowanych cen hurtowych energii elektrycznej w 2040 roku odpowiednio o 45% (zarówno względem scenariusza WEM, jak i WAM), oraz o 31% względem scenariusza WIN.

Rysunek nr 16

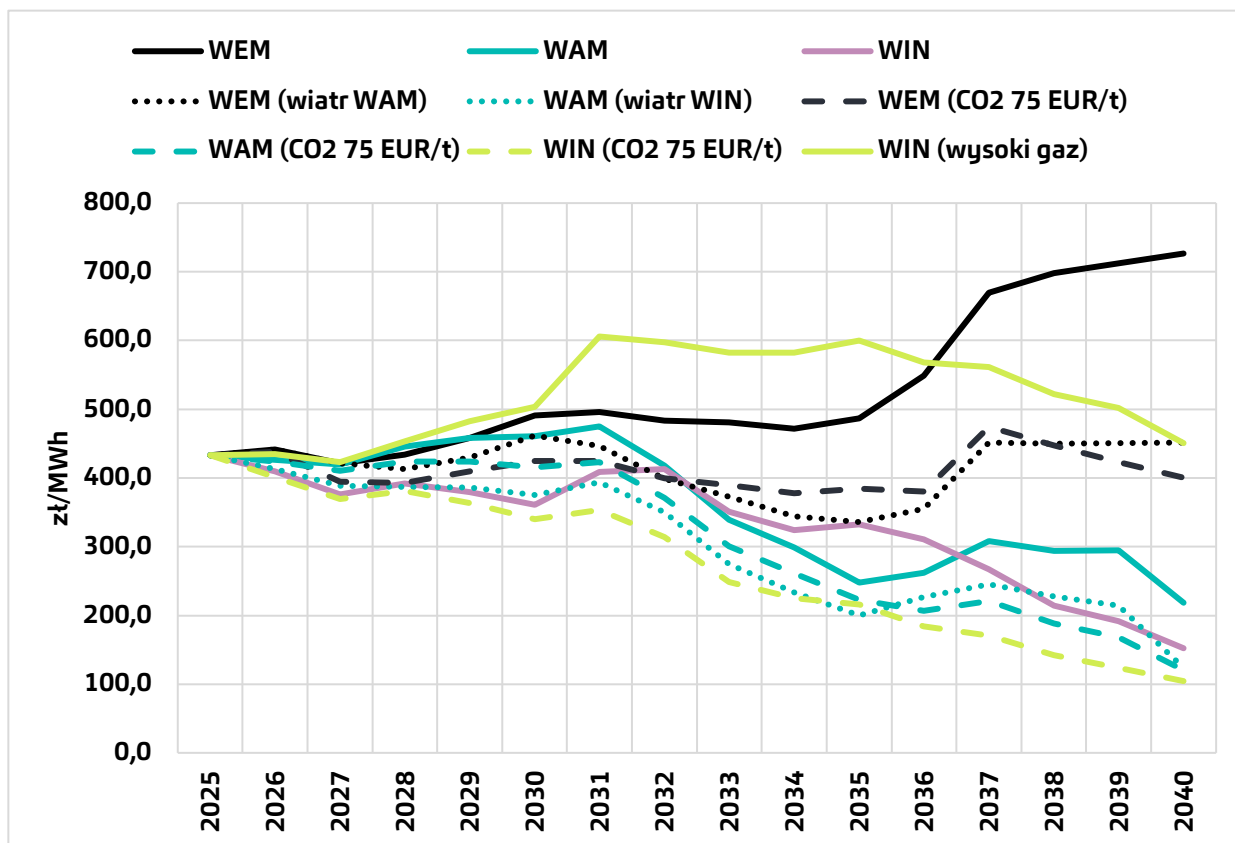
Wpływ cen uprawnień do emisji CO2 na modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej scenariuszy WEM, WAM i WIN



Rys. 4 prezentuje zbiorczo modelowane ceny energii elektrycznej dla scenariuszy WEM, WAM i WIN oraz dla wskazanych powyżej wrażliwości.

Rysunek nr 17

Wpływ badanych wrażliwości na modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej scenariuszy WEM, WAM i WIN



5. Określenie kosztów systemowych dla różnych wariantów miksów mocowych



5. Określenie kosztów systemowych dla różnych wariantów miksów mocowych

Transformacja systemu elektroenergetycznego w coraz większym stopniu determinuje nie tylko poziom cen energii, lecz przede wszystkim strukturę i skalę kosztów ponoszonych przez cały system. Wraz ze wzrostem udziału źródeł niskoemisyjnych i zmiennych zmienia się bowiem charakter wydatków: od kosztów paliwowych i emisyjnych w kierunku kosztów kapitałowych, infrastrukturalnych oraz kosztów zapewnienia elastyczności i stabilności pracy systemu.

W tym ujęciu kluczowe znaczenie ma nie sam poziom inwestycji, lecz architektura miksu mocowego oraz sposób, w jaki poszczególne technologie oddziałują na sieci elektroenergetyczne, rynek bilansujący i zapotrzebowanie na usługi systemowe. Różne warianty rozwoju systemu mogą generować zbliżone wolumeny energii, lecz jednocześnie prowadzić do zasadniczo odmiennych kosztów jego funkcjonowania.

Niniejszy rozdział poświęcony jest kompleksowej ocenie kosztów systemowych w horyzoncie do 2040 roku. Analiza koncentruje się na pełnym rachunku systemowym, obejmującym zarówno nakłady inwestycyjne, jak i koszty wynikające z bieżącej pracy oraz bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Szczególny nacisk położono na identyfikację zależności pomiędzy strukturą miksu a:

- skalą niezbędnych inwestycji w moce wytwórcze i elastyczność,
- zakresem i kosztem rozbudowy infrastruktury sieciowej,
- poziomem kosztów usług systemowych i rynku bilansującego.

Tak zdefiniowana perspektywa pozwala ocenić, które warianty rozwoju systemu prowadzą do najniższego całkowitego kosztu funkcjonowania w długim horyzoncie, a które przenoszą ciężar kosztów z inwestycji na rosnące i trudniej kontrolowalne koszty operacyjne.

5.1. Cel i logika analizy

Niniejsza część opracowania stanowi kluczowy element analizy kosztowej, którego zadaniem jest przedstawienie pełnego rachunku kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w horyzoncie do 2040 roku.

Celem rozdziału jest ilościowe porównanie łącznych kosztów systemowych trzech wariantów rozwoju miksu elektroenergetycznego (WEM, WAM oraz WIN), rozumianych szerzej niż wyłącznie koszt wytworzenia energii elektrycznej. Analiza obejmuje zarówno nakłady inwestycyjne (CAPEX), jak i koszty wynikające z bieżącej pracy systemu, w tym koszty bilansowania i zapewnienia stabilności.

W szczególności rozdział koncentruje się na:

- nakładach inwestycyjnych w moce wytwórcze, elastyczność i magazynowanie energii,
- nakładach inwestycyjnych w infrastrukturę sieciową (przesyłową i dystrybucyjną),
- kosztach usług systemowych i rynku bilansującego, wynikających z przyjętej struktury miksu,
- zależnościach pomiędzy architekturą systemu elektroenergetycznego a długoterminowym poziomem jego kosztów.

Logika analizy opiera się na założeniu, że różne struktury miksu mogą prowadzić do zasadniczo odmiennych kosztów funkcjonowania systemu, nawet przy zbliżonych wolumenach wytwarzanej energii. Rozdział odpowiada zatem na pytanie w jaki sposób struktura miksu wytwórczego, skala elastyczności oraz stopień rozwoju infrastruktury wpływają na całkowity koszt funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w długim horyzoncie.

5.2. Analizowane scenariusze

Analiza kosztów systemowych została przeprowadzona dla trzech wariantów rozwoju systemu elektroenergetycznego, które różnią się tempem transformacji, strukturą miksu mocowego oraz podejściem do elastyczności i rozwoju infrastruktury. Scenariusze te nie stanowią prognozy jednego, „najbardziej prawdopodobnego” przebiegu transformacji, lecz spójne, wewnętrznie logiczne warianty referencyjne, pozwalające ocenić konsekwencje różnych decyzji strategicznych.

W każdym z wariantów przyjęto odmienne założenia dotyczące roli odnawialnych źródeł energii, źródeł sterowalnych oraz technologii wspierających bilansowanie systemu. Przekłada się to bezpośrednio na skalę niezbędnych inwestycji oraz poziom kosztów ponoszonych przez system w długim horyzoncie.

W analizie uwzględniono następujące scenariusze:

- **WEM** – scenariusz z KPEiK wolniejszego rozwoju odnawialnych źródeł energii, oparty na stopniowej modernizacji systemu i utrzymaniu istotnej roli źródeł paliwowych jako podstawy bilansowania,
 - **WAM** – scenariusz z KPEiK przyspieszonego rozwoju OZE, w którym odnawialne źródła energii oraz elastyczność systemu stają się fundamentem docelowej architektury miksu,
 - **WIN** – scenariusz autorski dynamicznego, zrównoważonego wzrostu zapotrzebowania i mocy, zakładający jednoczesny rozwój OZE, źródeł sterowalnych i infrastruktury sieciowej.
- Każdy z wariantów charakteryzuje się inną:
- strukturą mocy zainstalowanej i udziałem poszczególnych technologii,
 - rolą źródeł sterowalnych, magazynów energii i usług elastyczności,
 - skalą oraz tempem inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne,
 - poziomem kosztów bilansowania oraz zapotrzebowaniem na usługi systemowe.

Tak zdefiniowane scenariusze umożliwiają porównanie nie tylko łącznych nakładów inwestycyjnych, lecz również różnic w strukturze kosztów systemowych, w tym relacji pomiędzy kosztami kapitałowymi a kosztami wynikającymi z bieżącej pracy systemu.

5.3. Główne założenia dla wyliczeń CAPEX

5.3.1. Zakres kosztów uwzględnionych w CAPEX

W kalkulacji CAPEX uwzględniono:

- **CAPEX wytwarzania energii elektrycznej** (OZE, źródła sterowalne, magazyny energii),
- **CAPEX infrastruktury sieciowej** (przesył + dystrybucja),
- **CAPEX elastyczności systemowej** (magazyny, moce bilansujące, infrastruktura umożliwiająca usługi systemowe).

Koszty zostały zagregowane w ujęciu top-down na poziomie systemowym, zgodnie z metodyką przyjętą w modelach wejściowych do wyznaczania scenariuszy cenowych (w modelu przyjęto, brak dyskontowania w porównaniach strukturalnych (analiza kosztów nominalnych systemu).

5.3.2. Modelowane ceny hurtowe energii elektrycznej – analiza wrażliwości

Tabela 2 przedstawia docelowe moce zainstalowane w 2040 r. w trzech analizowanych wariantach (WEM, WAM, WIN), zestawione łącznie z kluczowymi jednostkowymi założeniami technologicznymi – poziomem nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz średnimi współczynnikami wykorzystania mocy (capacity factor).

Takie ujęcie pozwala w jednym miejscu powiązać:

- skalę i strukturę miksu mocowego,
- kapitałochłonność poszczególnych technologii,
- potencjalny wolumen produkcji energii wynikający z mocy zainstalowanej.

W wariantcie **WEM** łączna moc zainstalowana w 2040 r. wynosi **123,1 GW**. Struktura miksu opiera się w dużej mierze na fotowoltaice oraz utrzymaniu istotnego udziału źródeł konwencjonalnych i węglowych. Taki układ ogranicza skalę inwestycji w technologie o wysokim CAPEX jednostkowym, lecz jednocześnie wiąże się z niższymi średnimi współczynnikami wykorzystania mocy i wyższą presją na bilansowanie systemu.

Scenariusz **WAM** zakłada wzrost mocy zainstalowanej do **153,8 GW**, przy wyraźnym zwiększeniu udziału energetyki wiatrowej (lądowej i morskiej) oraz magazynów energii. Oznacza to większą ekspozycję na technologie kapitałochłonne, ale jednocześnie wyższe capacity factor w porównaniu z wariantem zachowawczym oraz poprawę elastyczności systemu.

W wariantcie **WIN** łączna moc zainstalowana osiąga poziom **176,4 GW**, co odzwierciedla zarówno dynamiczny wzrost zapotrzebowania, jak i wysoką skalę rozwoju OZE oraz magazynów energii. Istotną rolę odgrywają tu technologie o wysokim współczynniku wykorzystania mocy, w szczególności energetyka jądrowa oraz źródła gazowe, stabilizujące pracę systemu przy wysokiej zmienności generacji odnawialnej.

Jednostkowe wartości CAPEX oraz przyjęte capacity factors mają charakter uśredniony na poziomie systemowym i nie odwzorowują krótkookresowych profili pracy.

5.3.3. Przyrost mocy magazynów energii

Przyrost mocy magazynów energii w horyzoncie do 2040 r. wyraźnie różnicuje analizowane scenariusze i stanowi jeden z kluczowych czynników wpływających na koszty bilansowania systemu.

W scenariuszu **WEM** moc magazynów (wraz z ESP) osiąga poziom około **9,3 GW**, co oznacza, że pełnią one przede wszystkim funkcję uzupełniającą wobec źródeł sterowalnych. Taka skala ogranicza CAPEX w tym segmencie, lecz nie eliminuje potrzeby intensywnego wykorzystania jednostek konwencjonalnych do bilansowania.

W wariantcie **WAM** przyjęto znaczący wzrost mocy magazynowych do około **23,1 GW**. Magazyny stają się w tym scenariuszu integralnym elementem architektury systemu, umożliwiającym redukcję kosztów rezerw, uruchomień oraz curtailmentu OZE kosztem wyższych nakładów inwestycyjnych.

Scenariusz **WIN** zakłada dalsze zwiększenie mocy magazynów do około **28,2 GW**, skorelowane z wysoką dynamiką wzrostu zapotrzebowania oraz dużym udziałem OZE. W tym wariantcie magazyny pełnią istotną rolę stabilizującą system, ograniczając ryzyko wzrostu kosztów bilansowania w warunkach wysokiej zmienności generacji.

Tak zarysowane różnice w skali magazynów energii bezpośrednio przekładają się na dalsze różnice w kosztach usług systemowych oraz strukturze kosztów całego systemu elektroenergetycznego.

5.3.4. Nakłady inwestycyjne na infrastrukturę sieciową

Tabela nr 2

Łączne nakłady inwestycyjne na infrastrukturę sieciową w mld EUR (CAPEX)

Kategoria	WEM	WAM	WIN	Różnica (WA-WEM)	Różnica (WAM-WIN)
Sieci elektroenergetyczne (łącznie)	66,9	108,0	149,7	41,1	61,7
sieć przesyłowa	23,1	27,2	33,9	4,1	6,7
sieć dystrybucyjna	43,8	80,8	115,8	37,0	35,0

Tabela 2 przedstawia zagregowane nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury sieciowej w horyzoncie do 2040 r., obejmujące zarówno sieci przesyłowe, jak i dystrybucyjne, w podziale na analizowane scenariusze.

Nakłady na infrastrukturę sieciową zostały wyznaczone proporcjonalnie do skali i struktury przyrostu mocy zainstalowanej w poszczególnych scenariuszach, bez definiowania jednostkowych kosztów przypadających na MW nowej mocy.

Oznacza to, że w porównaniu do scenariusza WEM:

- scenariusz **WAM** generuje **+41 mld EUR** nakładów sieciowych,
- scenariusz **WIN** generuje dodatkowe **+42 mld EUR** nakładów sieciowych względem scenariuszu WAM.

Skala tych różnic pokazuje, że infrastruktura sieciowa jest jednym z kluczowych czynników kosztowych różnicujących scenariusze transformacji. W szczególności scenariusz WIN ujmuje pełny koszt infrastrukturalny nowoczesnej, wysoko zelektryfikowanej gospodarki, w której sieci pełnią rolę aktywnej infrastruktury rozwojowej, a nie wyłącznie technicznego zaplecza systemu elektroenergetycznego.

Należy zaznaczyć, że kluczowym obszarem nakładów inwestycyjnych będzie rozwój sieci dystrybucyjnych najbardziej podatnych na zmianę struktury miksu energetycznego. Tak silna koncentracja dodatkowych nakładów w segmencie dystrybucji potwierdza, że koszty sieciowe są wprost powiązane nie tylko z udziałem OZE, lecz przede wszystkim z modelem rozwoju gospodarki: poziomem elektryfikacji, decentralizacją wytwarzania oraz rolą odbiorców aktywnych.

Wyższy poziom CAPEX sieciowego w wariantach o przyspieszonym rozwoju OZE i magazynów energii wynika z:

- większej kapitałochłonności inwestycji sieciowych związanych z przyłączaniem źródeł rozproszonych,
- konieczności rozbudowy i wzmocnienia sieci dystrybucyjnych przy rosnącym udziale generacji lokalnej,
- zwiększonych obciążeń sieci wynikających z dwukierunkowych przepływów energii oraz integracji magazynów energii.

Takie podejście pozwala zachować spójność pomiędzy architekturą miksu mocowego a poziomem inwestycji sieciowych, traktując CAPEX sieciowy jako konsekwencję struktury systemu, a nie jako niezależny parametr jednostkowy.

5.3.5. Docelowe moce zainstalowane w 2040 r. i jednostkowe założenia technologiczne

Tabela nr 3

Docelowe moce zainstalowane w 2040r.

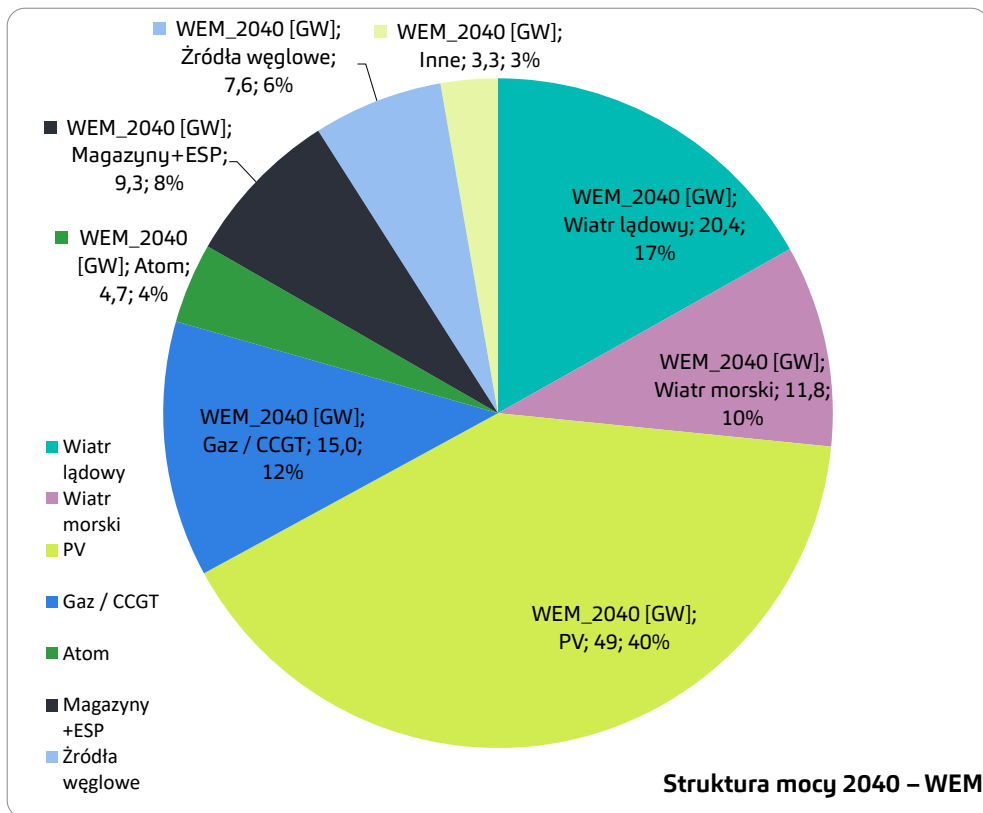
Technologia	WEM_2040 [GW]	WAM_2040 [GW]	WIN_2040 [GW]	CAPEX jednostkowy [mln PLN/MW]	Capacity factor [%]
Wiatr lądowy	20,4	28,8	35,1	6,2	30 - 35
Wiatr morski	11,8	16,1	17,9	8,5 - 11,4	45 - 55
PV	49,0	43,0	57,0	2,3	11 - 12
Gaz / CCGT	15	25,6	25,6	3,9	40
Atom	4,7	5,9	1,2	18,7	90
Magazyny+ESP	9,3	23,1	28,2	n.d.	12 - 20
Źródła węglowe i inne (biomasa, biogaz)	10,9	9,4	9,4	n.d.	55 - 65
Suma mocy 2040 [GW]	131,9	153,8	176,4		

5.3.6. Moce zainstalowane w 2040 r. – porównanie scenariuszy

Porównanie struktury miksu mocowego w 2040 r. przedstawiono na wykresach kołowych dla trzech analizowanych wariantów. Zestawienie to pozwala w sposób syntetyczny uchwycić różnice w udziałach poszczególnych technologii w mocy zainstalowanej oraz skalę przesunięć pomiędzy źródłami odnawialnymi, sterowanymi i magazynami energii.

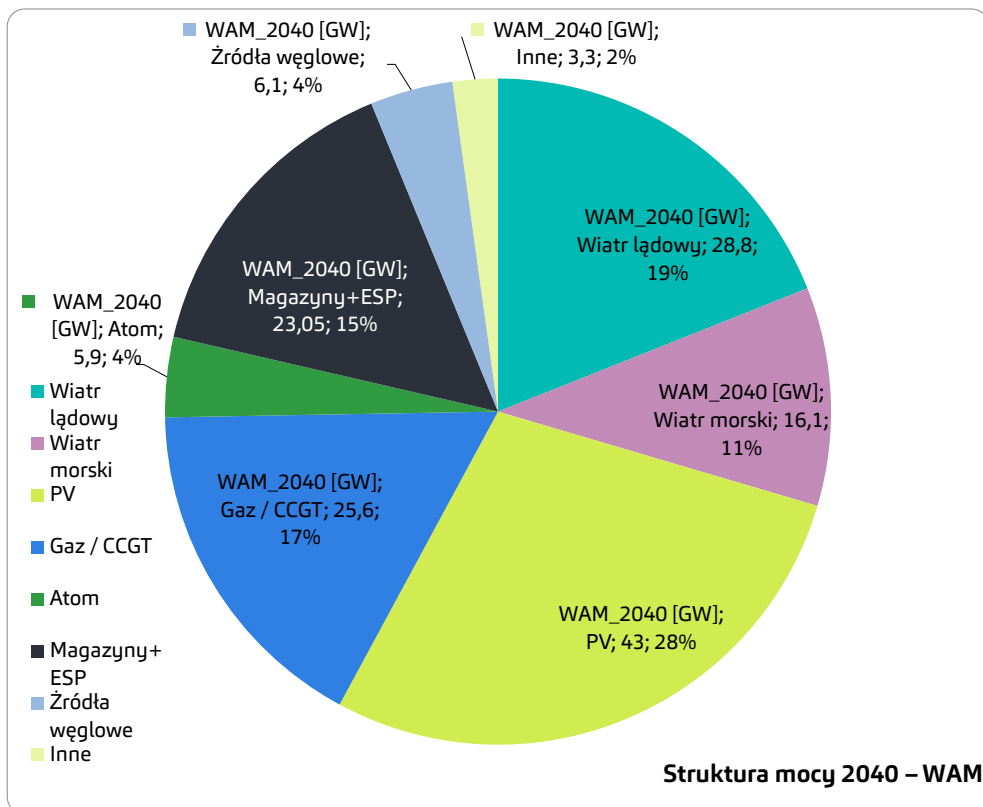
Rysunek nr 18

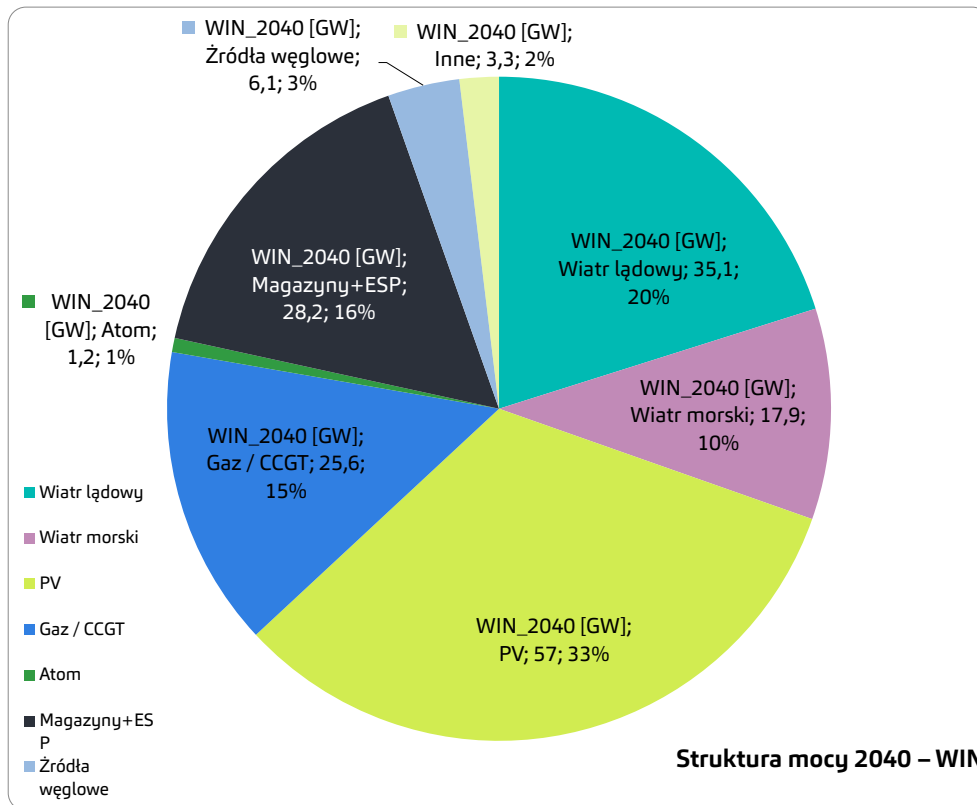
Udział technologii w miksie mocy – WEM 2040



Rysunek nr 19

Udział technologii w miksie mocy – WAM 2040



Udział technologii w miksie mocy – WIN 2040**5.3.7. Komentarz ilościowy i implikacje strukturalne**

Porównanie docelowych miksów mocowych w 2040 r. pokazuje wyraźne różnice nie tylko w udziałach procentowych technologii, lecz także w bezwzględnej skali mocy zainstalowanej oraz sposobie bilansowania systemu.

W scenariuszu WEM całkowita moc zainstalowana pozostaje relatywnie niższa, a istotną rolę nadal odgrywają źródła paliwowe pełniące funkcję bilansującą. Udział OZE w mocy jest znaczący, jednak struktura miks powoduje, że system w dalszym ciągu opiera się na sterowalnych jednostkach konwencjonalnych.

Scenariusz WAM lokuje się pomiędzy WEM a WAM zarówno pod względem całkowitej mocy, jak i struktury technologicznej. Charakteryzuje się on mniejszym udziałem OZE, źródeł sterowalnych oraz magazynów energii.

Wariant WIN infrastrukturalnie charakteryzuje się najwyższą łączną mocą zainstalowaną, wynikającą z dominującego udziału energetyki wiatrowej (lądowej i morskiej) oraz istotnego przyrostu mocy magazynowych. Udział OZE w mocy zainstalowanej przekracza poziomy obserwowane w pozostałych wariantach, a rola źródeł paliwowych zostaje ograniczona głównie do funkcji zabezpieczającej i bilansującej. Taka struktura miks implikuje wyższe nakłady inwestycyjne, ale jednocześnie znacząco zmniejsza zależność systemu od paliw oraz redukuje presję na koszty zmienne. Scenariusz ten przy wzroście zapotrzebowania może być obsługiwany bez nadmiernego wzrostu kosztów systemowych, o ile towarzyszy mu równoległy rozwój elastyczności i infrastruktury.

Z punktu widzenia dalszej analizy kosztowej kluczowe jest to, że różnice w miksach mocowych przekładają się bezpośrednio na:

- skalę wymaganych inwestycji w sieci elektroenergetyczne,
- poziom zapotrzebowania na usługi systemowe i rezerwy,
- strukturę kosztów pomiędzy CAPEX a kosztami operacyjnymi systemu.

Oznacza to, że docelowy miks mocy w 2040 r. stanowi **główny czynnik różnicujący całkowity koszt funkcjonowania systemu**, a nie jedynie parametr techniczny opisujący strukturę wytwarzania.

5.4. CAPEX wytwarzania i infrastruktury

Analiza trajektorii cen energii elektrycznej przedstawiona w raporcie jednoznacznie wskazuje, że ich kształt jest bezpośrednią konsekwencją struktury nakładów inwestycyjnych w miks wytwórczy, nakłady na rozwój sieci oraz w zasoby elastyczności systemu. Zanim ocenione zostaną koszty infrastruktury sieciowej, kluczowe jest zrozumienie, w jakie technologie system realnie inwestuje oraz jak te inwestycje przekładają się na wypychanie technologii cenotwórczych i stabilizację rynku.

Struktura CAPEX w wytwarzaniu i magazynach energii

Agregacja nakładów inwestycyjnych w wytwarzaniu energii elektrycznej i magazynach energii w horyzoncie 2026–2040 pokazuje wyraźne różnice pomiędzy scenariuszami WEM, WAM i WIN – zarówno pod względem skali, jak i struktury technologicznej.

Skumulowane nakłady inwestycyjne w obszarze wytwarzania energii elektrycznej stanowią jeden z głównych elementów różnicujących analizowane scenariusze. Ich poziom i struktura wynikają bezpośrednio z przyjętej architektury miksu mocowego, w szczególności z udziału technologii odnawialnych, źródeł sterowalnych oraz magazynów energii.

W ujęciu skumulowanym do 2040 r. wariant **WEM** charakteryzuje się najniższym poziomem CAPEX w wytwarzaniu, co wynika z wolniejszego tempa inwestycji w kapitałochłonne technologie OZE i magazynowe. W latach 2026–2035 istotną rolę odgrywają bloki gazowe CCGT (łącznie ok. 37,5 mld PLN do 2035 r.), pełniące funkcję stabilizującą system. Nakłady na wiatr na lądzie maleją w czasie (27,2 mld PLN w latach 2026–2030, 21,6 mld PLN w latach 2031–2035 i jedynie 5,6 mld PLN po 2035 r.), co ogranicza długoterminowy efekt merit order. Offshore wind rozwijany jest stopniowo (łącznie ok. 134 mld PLN), natomiast fotowoltaika pełni rolę uzupełniającą. Nakłady na magazyny bateryjne pozostają relatywnie niskie (ok. 9,5 mld PLN w całym horyzoncie), co przekłada się na wyższą zmienność cen energii. Strategia ta ogranicza nakłady inwestycyjne w krótkim i średnim horyzoncie, lecz przenosi ciężar kosztów na dalsze elementy rachunku systemowego. Skumulowane koszty **wraz z nakładami sieciowymi wynoszą 763 mld PLN**.

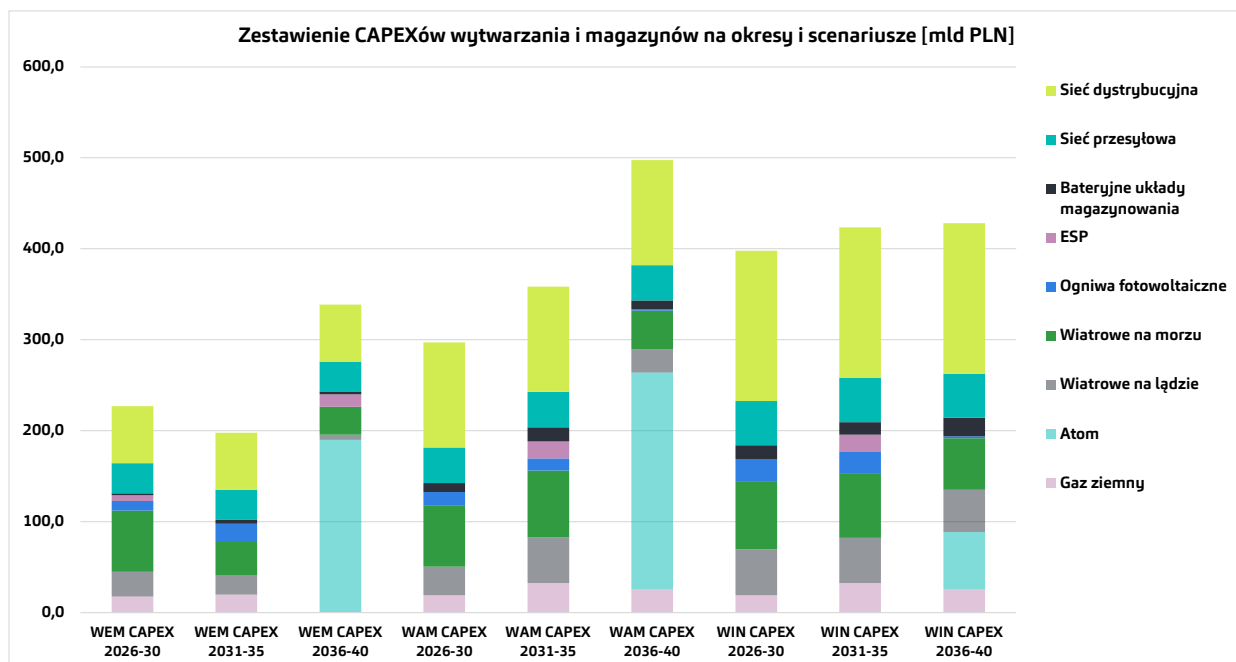
Scenariusz **WAM** generuje najwyższy skumulowany CAPEX w wytwarzaniu energii elektrycznej **w wysokości 689 mld PLN**. Jest to konsekwencja **wyższego** udziału energetyki wiatrowej (w tym morskiej), rozwoju magazynów energii oraz inwestycji w moce wspierające elastyczność systemu. Nakłady na wiatr na lądzie wzrastają do ponad 107 mld PLN, a na offshore wind do ok. 183 mld PLN. Jednocześnie znacząco rosną inwestycje w gazowe jednostki CCGT (łącznie ok. 76,6 mld PLN), pełniące rolę zabezpieczenia systemowego, oraz w bateryjne magazyny energii (ok. 35 mld PLN). Taka struktura CAPEX pozwala na najsilniejsze obniżenie cen energii po 2035 r., lecz kosztem bardzo wysokiej kapitałochłonności. Wariant ten **materializuje** znaczną część kosztów systemowych w nakładach inwestycyjnych. **Z kosztami sieciowymi wynosi 1153 mld PLN**.

Wariant **WIN** lokuje się pomiędzy WEM a WAM pod względem poziomu CAPEX **w wytwarzaniu na poziomie 607,5 mld PLN**. Charakteryzuje się on bardziej zrównoważonym tempem inwestycji oraz dywersyfikacją technologii, co pozwala ograniczyć skrajności zarówno po stronie niskiego, jak i bardzo wysokiego CAPEX. Nakłady na wiatr na lądzie są najwyższe spośród analizowanych scenariuszy (ok. 146 mld PLN), co czyni tę technologię głównym filarem wypychania gazu z roli technologii cenotwórczej. Offshore wind rozwijany jest w sposób stabilny i rozłożony w czasie (ok. 203 mld PLN), a fotowoltaika osiąga znaczącą skalę (ok. 50 mld PLN), lecz bez nadmiernej koncentracji w jednym okresie. Kluczowym elementem WIN są również magazyny energii, których łączne nakłady (bateryjne oraz elektrownie szczytowo-pompowe)

przekraczają 67 mld PLN, co bezpośrednio przekłada się na stabilizację cen i ograniczenie kosztów bilansowania. **Generuje jednak najwyższy łączny CAPEX po uwzględnieniu kosztów sieciowych i wynosi 1250 mld PLN.**

Rysunek nr 21

Skumulowany CAPEX energii elektrycznej w horyzoncie 2026–2040, z rozbiem na główne grupy technologiczne i infrastrukturę.



Z punktu widzenia efektywności systemowej analiza ta prowadzi do wniosku, że największy efekt cenowy przyniosą inwestycje w energetykę wiatrową (lądową i morską) wsparte adekwatną skalą magazynów energii, natomiast inwestycje w moce gazowe pełnią rolę uzupełniającą i zabezpieczającą, a nie strukturalnie cenotwórczą.

5.5. Koszty usług systemowych i rynku bilansującego

W szerokim rozumieniu, na „koszty systemowe” składają się koszty usług systemowych, których katalog precyzuje Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Zgodnie z IRiESP, usługi systemowe obejmują m.in:

- usługi w zakresie częstotliwości, tj. energia bilansująca (EB), moce bilansujące (MB), interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy (IRP), interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy (IZP),
- usługi w zakresie napięcia, tj. udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, usługa pracy kompensatorowej,
- usługi sieciowe, wykorzystywane do zarządzania ograniczeniami sieciowymi poza integrowanym procesem grafikowania.

Z uwagi na ograniczoną dostępność szczegółowych danych historycznych odnośnie większości powyższych usług, przedmiotem dalszej analizy są koszty mocy bilansujących, tj.:

- koszty rezerw utrzymania częstotliwości „w górę” oraz „w dół” (odpowiednio FCR_g, FCR_d),
- koszty rezerw mocy odbudowy częstotliwości „w górę” oraz „w dół” (odpowiednio FRR_g oraz FRR_d²⁴).

Koszty energii bilansującej są niejako uwzględnione i wycenione w ramach ścieżek cen hurtowych energii elektrycznej z uwagi na to, iż modelowanie ścieżek cenowych de facto modeluje rynek energii bilansującej.

Koszty mocy bilansujących oszacowano w oparciu o historyczne (za rok 2025)²⁵ i prognozowane ceny poszczególnych rezerw, a także historyczne (za rok 2025)²⁵ i prognozowane wolumeny zapotrzebowania na daną rezerwę.

Ceny poszczególnych typów mocy bilansujących przedstawia Rys. 29. Dane dla roku 2025 to dane historyczne PSE. Tendencja spadkowa w horyzoncie 2030 roku odzwierciedla spodziewany wpływ BME.

Na chwilę obecną moce bilansujące pochodzą głównie z jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) opalanych węglem brunatnym, węglem kamiennym czy gazem ziemnym, ponoszących koszt paliwa oraz CO₂. Spodziewany wzrost mocy zainstalowanej w BME przełoży się na spadek cen mocy bilansujących, ponieważ możliwość świadczenia rezerw mocy „w górę” przez BME wymaga z uwagi na następujące czynniki:

- niższe koszty ponoszone przez BME w związku ze świadczeniem rezerw „w górę” – spodziewane ładowanie BME na potrzeby świadczenia rezerw „w górę” będzie możliwe głównie z nadwyżek generacji OZE oraz w mniejszym stopniu z energii pochodzącej ze źródeł węglowych czy gazowych
- możliwość zniwelowania kosztu BME w przypadku świadczenia rezerw mocy „w dół” – świadczenie rezerw mocy „w dół” przez BME polega na możliwości ładowania magazynu, co w praktyce oznacza ładowanie głównie w okresach nadpodaży energii z OZE, w tym zwłaszcza w okresach cen ujemnych. Ceny ujemne dla magazynu energii stanowią de facto przychód, który pozwoli zniwelować koszty ładowania mającego miejsce w interwałach, w których następuje ono z energii ze źródeł węglowych lub gazowych.

Biorąc pod uwagę powyższe, a także przykłady z innych krajów (Niemcy, Holandia czy Australia), gdzie ceny mocy bilansujących spadły znacząco wraz ze wzrostem udziału BME, przyjęto założenie spadku cen mocy bilansujących w Polsce w horyzoncie roku 2030 do poziomu 50% cen obecnych.

Z punktu widzenia wolumenowego przyjęto stopniowy wzrost zapotrzebowania na moce FCR_g, FCR_d, FRR_g oraz FRR_d zilustrowany na Rys. 30.

W przypadku mocy FCR_g oraz FCR_d, kluczowym czynnikiem warunkującym wielkość zapotrzebowania na te moce jest zmienność w czasie zapotrzebowania na energię elektryczną. Biorąc pod uwagę spodziewany wzrost mocy OZE w poszczególnych modelowanych scenariuszach (WEM, WAM, WIN), przyjęto, że wzrost zapotrzebowania na moce FCR_g oraz FCR_d będzie skorelowany ze wzrostem zmienności godzinowego profilu zapotrzebowania rezydualnego, tj. krajowego zapotrzebowania na moc pomniejszonego o potencjalną generację z pogodozależnych OZE. Obliczone na podstawie modelowania ścieżek cenowych roczne współczynniki zmienności profilu zapotrzebowania rezydualnego zastosowano jako wskaźniki wzrostu zapotrzebowania na moce FCR_g i FCR_d względem zapotrzebowania obecnego, wynoszącego ok. 170 MW dla FCR_g oraz ok. 170 MW dla FCR_d (według danych operacyjnych PSE za rok 2025).

²⁴Rezerwy FRR_g oraz FRR_d można dalej zdekomponować na rezerwy aFRR_g, aFRR_d, mFRR_g, mFRR_d. Ponieważ jednak istota tych rezerw z punktu widzenia procesu bilansowania jest podobna, na potrzeby niniejszej analizy dokonano agregacji aFRR_g i mFRR_g oraz aFRR_d i mFRR_d.

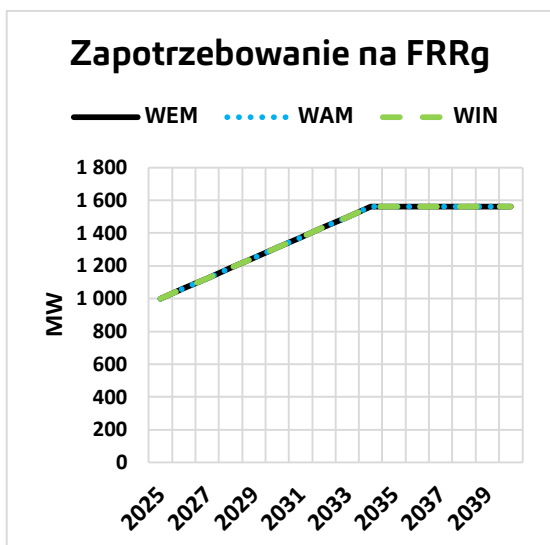
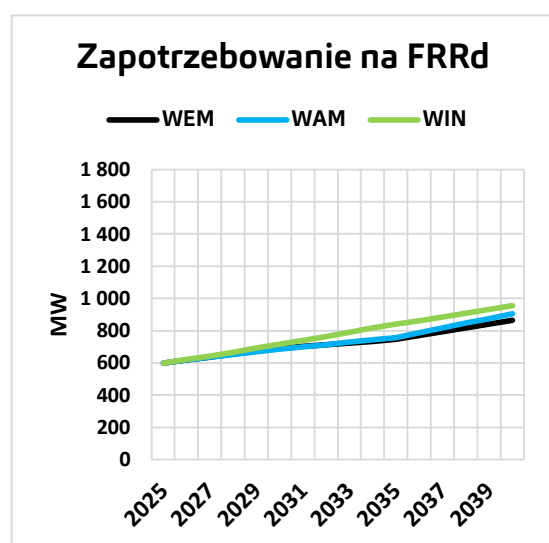
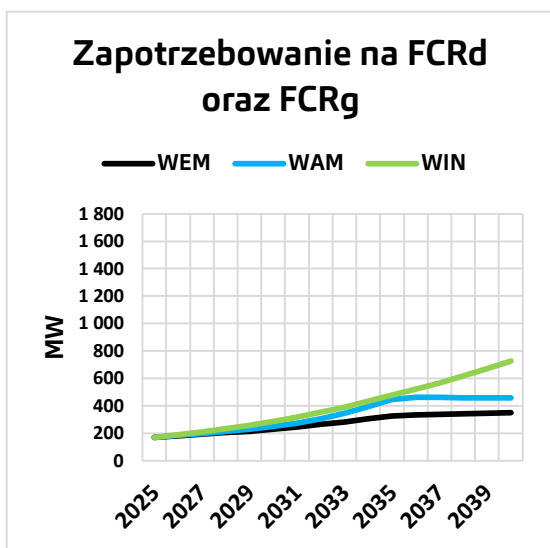
²⁵Pierwszy pełny rok danych cenowych i wolumenowych dot. rezerw mocy bilansujących to rok 2025 (za rok 2024 dane dostępne są jedynie od 14 czerwca, jako daty reformy rynku bilansującego w Polsce).

W przypadku mocy FRR_g, czynnikiem warunkującym wielkość zapotrzebowania jest moc największego utraconego generatora (zasada N-1). Obecne zapotrzebowanie na FRR_g to ok. 1000 MW (według danych operacyjnych PSE za rok 2025), co odpowiada mocy bloków klasy 900-1000 MW (Jaworzno, Kozienice, Opole). Przyjęto, że w horyzoncie roku 2035 wielkość największego generatora wzrośnie do ok. 1,5-1,6 GW, co odpowiada planowanej mocy morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk 1.

W przypadku mocy FRR_d, czynnikiem warunkującym wielkość zapotrzebowania jest moc największego utraconego odbioru (zasada N-1). Obecne zapotrzebowanie na FRR_d to ok. 600 MW (według danych operacyjnych PSE za rok 2025). Ponieważ spodziewany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w dużej mierze wiązać się będzie z pojawieniem się nowych dużych odbiorów (centra danych, elektrolizery), przyjęto, że wartość 600 MW będzie wzrastać w tempie odpowiadającym wzrostowi krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w każdym ze scenariuszy (WEM, WAM, WIN).

Rysunek nr 22

Udziały wytwarzania z paliw węglowych, gazu ziemnego oraz OZE



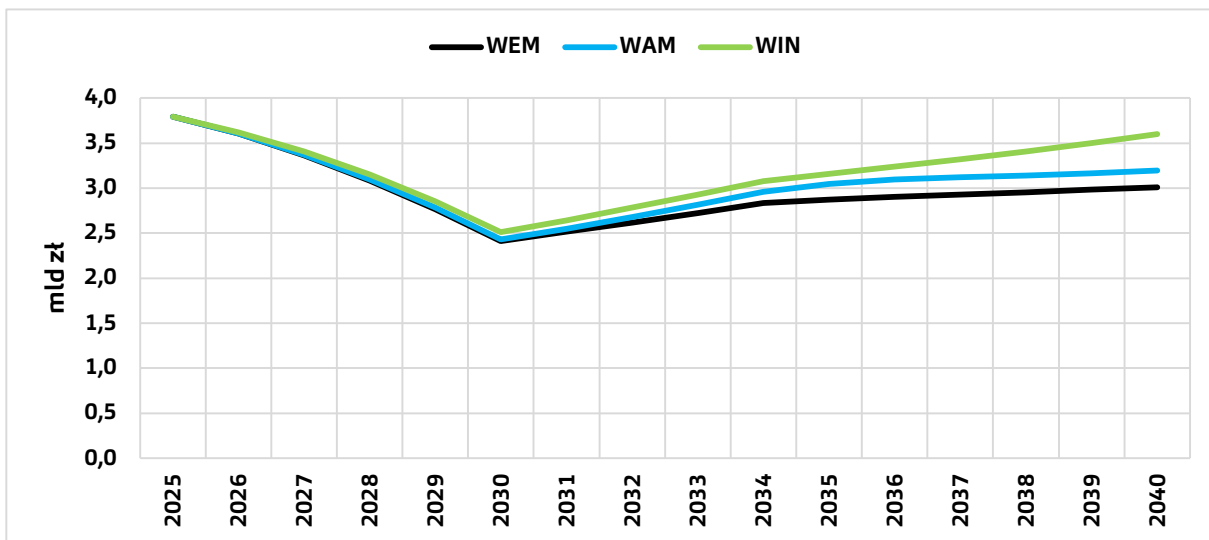
Na podstawie powyższych założeń, oszacowano roczne koszty rezerw mocy bilansujących w Polsce. Wyniki prezentuje Rys. 31 oraz 32.

Łączne koszty rezerw mocy bilansujących w horyzoncie roku 2040 (dla wszystkich czterech typów rezerw) to:

- 47,4 mld zł w scenariuszu WEM,
- 48,9 mld zł w scenariuszu WAM,
- 51,0 mld zł w scenariuszu WIN.

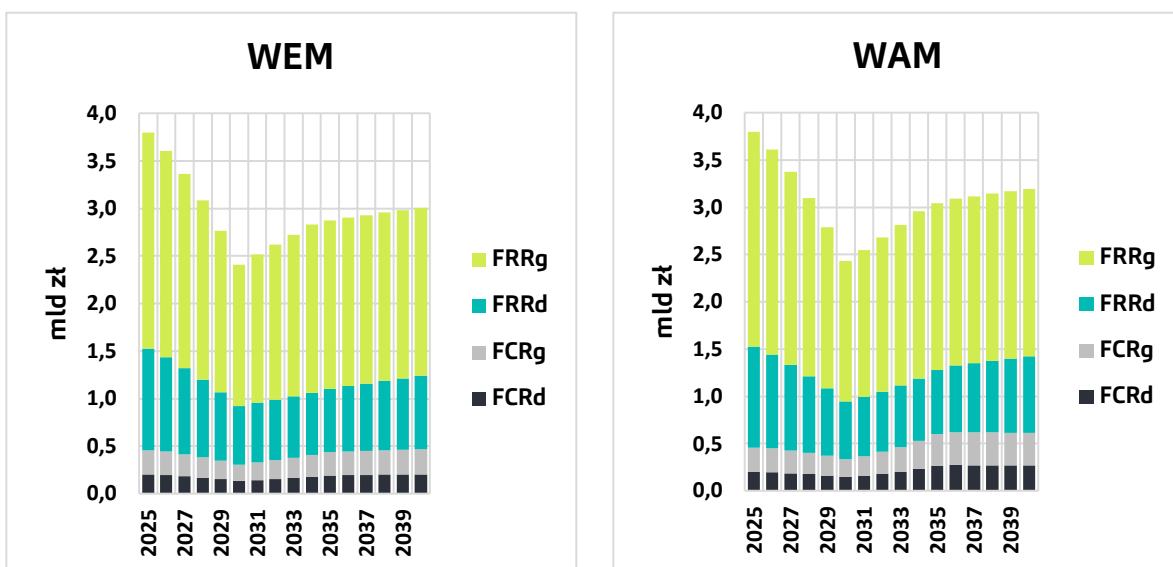
Rysunek nr 23

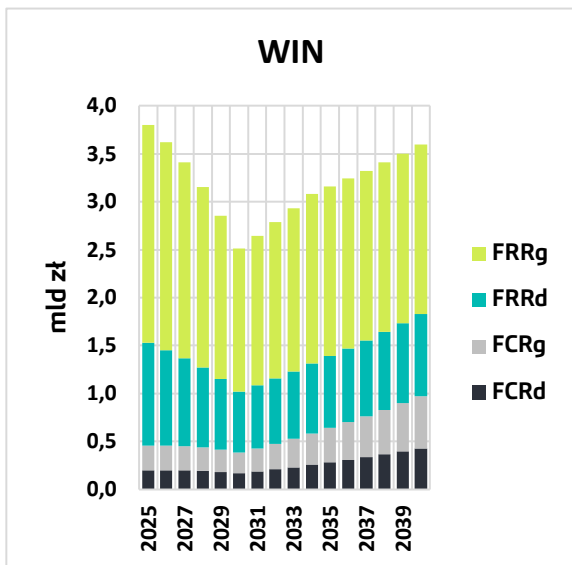
Roczne koszty rezerw mocy bilansujących



Rysunek nr 24

Roczne koszty rezerw mocy bilansujących w podziale na typ rezerwy





Tendencja spadkowa w początkowych latach wynika z przyjętego założenia odnośnie spadku cen rezerw mocy (która kompensuje wzrost wolumenów). Po 2030 r. obserwowany wzrost kosztów mocy bilansujących nie oznacza pogorszenia efektywności rynku, lecz jest pochodną rosnącego zapotrzebowania na usługi bilansujące w systemie o coraz wyższym udziale źródeł zmiennych. W tym kontekście różnice pomiędzy scenariuszami mają charakter strukturalny:

WEM utrzymuje najniższy koszt mocy bilansujących, ponieważ wolniejsza transformacja ogranicza skalę zmienności generacji, ale jednocześnie oznacza wyższą ekspozycję na koszty paliw i CO₂ poza rynkiem bilansującym.

WAM generuje umiarkowanie wyższe koszty mocy bilansujących, co jest konsekwencją szybkiego przyrostu OZE i większych potrzeb bilansowania w okresie przejściowym.

WIN charakteryzuje się najwyższym kosztem mocy bilansujących po 2032 r., co wynika z większego wolumenu energii do bilansowania przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania systemowego, a nie z nieefektywności rynku.

Kluczowe wnioski wskazują, że wzrost kosztów rynku bilansującego w WIN jest kosztem obsługi większego, bardziej elektrycznego i nowocześniejszego systemu, jednak nie jest na tyle wysoki, aby obciążać istotnie całkowite koszty systemowe.

5.6. Pozostałe kwestie techniczne modelowania rezerw mocy

W porównaniu do WEM i WAM, scenariusz WIN cechuje się najwyższymi wolumenami mocy zainstalowanej w OZE (onshore, offshore, PV).

Powyższe w naturalny sposób prowadzi do pytania o techniczną stronę pracy KSE w warunkach wysokiej penetracji mocy pogodozależnych.

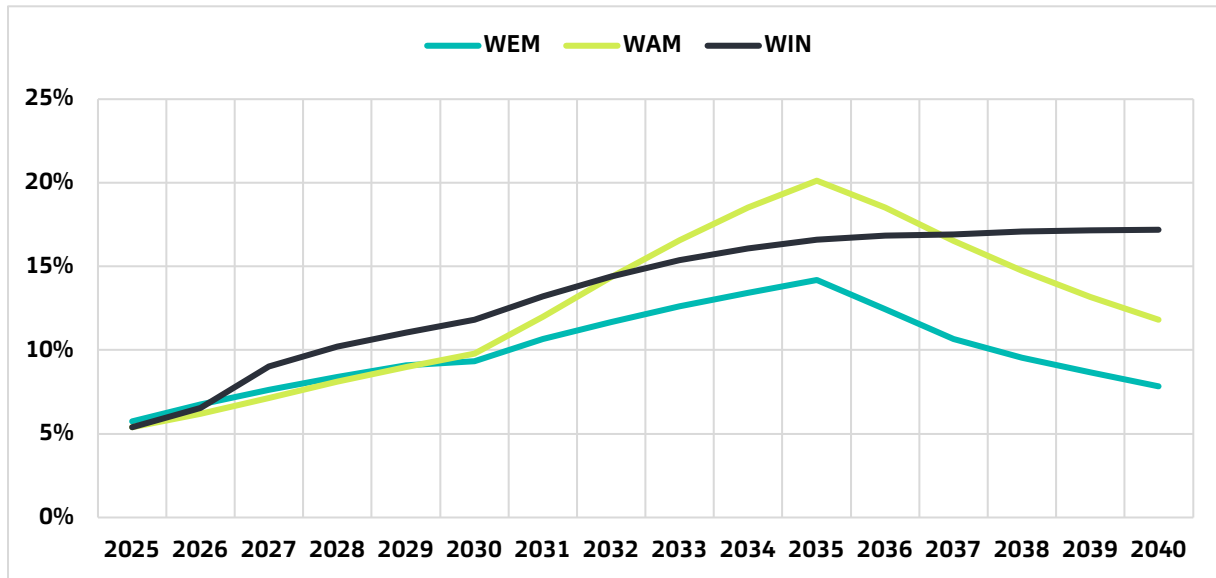
Z punktu widzenia modelowanej wystarczalności zasobów (system adequacy), mierzonej m.in. wskaźnikiem EENS (Expected Energy Not Served), scenariusz WIN wykazuje 2.129 MWh EENS w roku 2032. Dla porównania, modelowane wolumeny EENS dla scenariusza WEM wynoszą 909 MWh w roku 2035 oraz ok. 22.828 MWh w roku 2037, natomiast dla scenariusza WAM wynoszą zero MWh w całym okresie modelowania.

Z punktu widzenia łącznego curtailmentu OZE (suma dla onshore, offshore, PV), liczonego jako % łącznego availability (tj. potencjału generacji), scenariusz WIN cechuje się średnio 13,4% „niewykorzystaniem” potencjału generacji OZE. Podobnym wskaźnikiem niewykorzystania OZE (12,6%) cechuje się scenariusz WAM. Scenariusz WEM cechuje się wskaźnikiem 9,9.

Roczne wskaźniki curtailmentu (suma dla onshore, offshore, PV) jako % availability (suma dla onshore, offshore, PV) przedstawia poniższy wykres.

Rysunek nr 25

Roczne wskaźniki curtailmentu (suma dla onshore, offshore, PV) jako % availability (suma dla onshore, offshore, PV)



Z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy systemu (tj. utrzymania rezerw mocy bilansujących), każdy ze scenariuszy modelowany jest z następującymi ograniczeniami:

- W zakresie rezerw mocy bilansujących w dół – z ograniczeniem minimum systemowego w każdej modelowanej godzinie (co - pomimo wzrostu mocy magazynowych – przekłada się na konieczność curtailmentu OZE)
- W zakresie rezerw mocy bilansujących w górę – z ograniczeniem polegającym na prowadzeniu pracy niektórych JWCD węglowych i gazowych oraz magazynów energii poniżej ich mocy maksymalnej, co pozwala na utrzymanie zadanych wolumenów rezerw mocy bilansujących „w górę” w każdej modelowanej godzinie.

Należy dodać, że dla scenariusza WIN zastosowano rozszerzone podejście modelowe do oceny wystarczalności, w którym uwzględniono nie tylko klasyczne źródła sterowalne, lecz również zdolność świadczenia usług systemowych przez nowe technologie.

W szczególności:

- odnawialne źródła energii zostały uwzględnione jako uczestnicy rynku usług systemowych, w tym rezerw mocy, choć w sposób ograniczony – wynikający z ich charakterystyki pracy oraz dostępności w czasie,
- magazyny energii zostały potraktowane jako pełnoprawne zasoby elastyczności systemu, zdolne do świadczenia usług bilansujących oraz rezerwowych na równi z jednostkami konwencjonalnymi.

Takie podejście odzwierciedla rzeczywistą ewolucję rynku energii, w którym zdolność do zapewnienia elastyczności i bilansowania systemu przestaje być domeną wyłącznie jednostek wytwórczych opartych na paliwach kopalnych.

Jednocześnie należy podkreślić, że ekonomika inwestycji w magazyny energii jest w istotnym stopniu uzależniona od możliwości uczestnictwa w rynku usług systemowych. Przychody z arbitrażu cenowe-

go stanowią jedynie część modelu biznesowego, podczas gdy kluczową rolę odgrywają przychody z tytułu świadczenia usług regulacyjnych i rezerwowych.

Uwzględnienie tych mechanizmów w analizie wystarczalności prowadzi do odmiennych wniosków niż w podejściu konserwatywnym – wskazując, że odpowiednio rozwinięty portfel zasobów elastycznych (BESS, DSR, częściowo OZE) może w istotnym stopniu ograniczyć zapotrzebowanie na nowe moce konwencjonalne.

5.7. Podsumowanie

Porównanie trzech analizowanych scenariuszy pokazuje, że kluczowa różnica pomiędzy nimi nie polega wyłącznie na łącznej skali nakładów inwestycyjnych, lecz na odmiennym rozkładzie kosztów w czasie oraz różnej odporności systemu elektroenergetycznego na czynniki zewnętrzne, takie jak zmienność cen paliw, uprawnień do emisji CO₂ czy napięcia geopolityczne.

W scenariuszu **WEM** ograniczenie nakładów inwestycyjnych w krótkim okresie prowadzi do utrzymania wysokiej ekspozycji systemu na koszty paliwowe i emisyjne. Gaz ziemny oraz jednostki konwencjonalne pozostają często technologiami cenotwórczymi, co – zgodnie z mechanizmem cenotwórczym opartym o merit order²⁶ – skutkuje podwyższonym poziomem średnich cen energii oraz ich dużą zmiennością.

Scenariusz **WAM** zakłada wyższe tempo inwestycji w OZE, sieci oraz zasoby elastyczności, co po 2035 roku prowadzi do istotnego obniżenia kosztów operacyjnych systemu i stabilizacji cen energii. Efekt ten osiągnąć jest jednak kosztem bardzo wysokiej kapitałochłonności, generującej presję na taryfy sieciowe i wymagającej mobilizacji znacznych zasobów kapitału w relatywnie krótkim czasie.

WIN stanowi wariant pośredni, w którym większość korzyści cenowych charakterystycznych dla WAM osiągnąć jest przy podobnym CAPEX ale większym udziale OZE oraz większych nakładach na rozwój sieci. Kluczowym elementem tego scenariusza jest selektywny dobór technologii oraz synchronizacja inwestycji w wytwarzanie, magazyny energii i sieci, co pozwala ograniczyć koszty systemowe bez utraty efektu obniżenia cen energii.

W ujęciu syntetycznym rachunek systemowy w horyzoncie 2026–2040 można przedstawić jako sumę:

- skumulowanego CAPEX (wytwarzanie + sieci),
- skumulowanych kosztów bilansowania (koszty mocy bilansujących: FCR+FRR).

Najważniejsze wnioski:

- CAPEX sieciowy rośnie wraz z ambicją rozwoju OZE i magazynów, ale w relacji do całkowitego CAPEX pozostaje ograniczony: ~17,9% (WEM), ~19,2% (WAM), ~29,9% (WIN).
- Skumulowane koszty mocy bilansujących w latach 2026–2040 są zbliżone pomiędzy scenariuszami i mieszczą się w przedziale ~43,6–47,2 mld PLN.
- W przeliczeniu na zapotrzebowanie, jednostkowy koszt bilansowania w badanym okresie osiąga maksimum ok. 22,2 zł/MWh (rok 2026), co wskazuje, że scenariusz zwiększenia udziału OZE (WIN) nie powoduje skokowego wzrostu tych kosztów w relacji do energii zużytej. W kolejnych latach jednostkowy koszt bilansowania (zł/MWh zapotrzebowania) obniża się, co wynika z jednoczesnej zmiany wolumenów oraz trajektorii kosztów MB w modelu.

Wyniki wspierają tezę, że przy odpowiednim rozwoju elastyczności i infrastruktury, scenariusz o wysokim udziale OZE może być realizowany bez „nadmiernego” wzrostu kosztów systemowych bilansowania, a nakłady sieciowe – mimo wzrostu w ujęciu bezwzględny – nie dominują w całkowitym CAPEX systemu.

²⁶Mechanizm merit order (mechanizm ceny krańcowej) oznacza, że cenę hurtową dla danego interwału (godzina, kwadrans) wyznacza najdroższa oferta jednostki wytwórczej wykorzystana do zbilansowania zapotrzebowania.

6. Transformacja systemu energetycznego jako dźwignia konkurencyjności, bezpieczeństwa i napływu kapitału



6. Transformacja systemu energetycznego jako dźwignia konkurencyjności, bezpieczeństwa i napływu kapitału

6.1. Zmiana paradygmatu: od „systemu paliw” do „systemu infrastruktury i elastyczności”

Największa szansa, jaka pojawia się w Polsce w najbliższych latach, nie polega wyłącznie na zastąpieniu jednych technologii innymi, ale na zmianie paradygmatu funkcjonowania elektroenergetyki.

W tradycyjnym modelu (historycznie dominującym w KSE) decydujące były:

- dostępność paliwa i logistyki (węgiel/gaz),
- praca źródeł w trybie możliwie stabilnym,
- bilansowanie realizowane głównie przez konwencjonalne moce regulacyjne.

W modelu, do którego zmierza Europa i świat – co mocno wybrzmiewa w raporcie WEO 2025 – rośnie rola elektryfikacji i samej energii elektrycznej w gospodarce, a kluczowym „wąskim gardłem” stają się sieci, magazyny i elastyczność systemu. IEA wprost wskazuje, że bezpieczeństwo w „Age of Electricity” zależy przede wszystkim od tempa, w jakim rozwijamy sieci, magazyny i inne źródła elastyczności; jednocześnie zwraca uwagę na dysproporcję: inwestycje w wytwarzanie rosną szybciej niż inwestycje w sieci.

Dlatego obecny stan Polskiego systemu energetycznego tj. zamortyzowany park wytwórczy, zamortyzowane sieci, przy podjęciu odważnych decyzji politycznych o transformacji mogą stanowić dla Polski szansę na zbudowanie spójnego nowoczesnego systemu energetycznego odpowiadającego wymaganiom XXI wieku. Obecna sytuacja daje nam możliwość „przeskoczenia” etapów i budowy systemu nowej generacji (hybrydy, magazyny, DSR, digitalizacja sieci). Dzięki modernizacji systemu możemy ograniczyć strukturalną wrażliwość cen energii na paliwa importowane oraz możemy budować przewagi gospodarcze nie tylko przez tanią energię, ale przez tańszy, stabilniejszy i bardziej przewidywalny system.

6.2. Ryzyko i przestrzeń dla trzech wariantów popytu

W wariantach popytu (niski / referencyjny / wysoki) kluczowe jest to, że zapotrzebowanie na energię elektryczną może rosnać szybciej niż dotąd, ponieważ elektryfikacja transportu, ciepła, przemysłu, a także rozwój nowoczesnych przemysłów energochłonnych jak np. Data Center, czy sztuczna inteligencja (AI). WEO 2025 mocno akcentują wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jako zjawisko strukturalne w kolejnych dekadach.

Poniżej znajduje się krótki opis jak poszczególne warianty zapotrzebowania mogą napędzać rozwój gospodarki:

Wariant nr 1: popyt „wysoki” może być motorem rozwoju, jeśli system buduje zdolność absorpcji (a nie tylko produkcji)

W polskich realiach często zakłada się automatyczne przejście:

„większy popyt = wyższe ceny = większe ryzyko”

Tymczasem przy dobrze zaprojektowanej transformacji miksu większy popyt może stabilizować system i obniżać średnie koszty, ponieważ:

- rosnący popyt „wypełnia” godziny o niskiej cenie energii z OZE, poprawiając wykorzystanie infrastruktury,
- pozwala rozwijać rynki elastyczności i usługi systemowe (FCR/aFRR/mFRR) oraz poprawiać ekonomię magazynów,
- w naturalny sposób buduje bodziec do długoterminowych kontraktów (PPA), czyli do stabilizacji cen w sektorze przemysłowym.

Wariant nr 2: popyt „niski” to okazja do szybkiej redukcji kosztów systemowych (jeśli OZE rośnie), ponieważ mniej walki zapewni wystarczalność mocy w systemie

W wariantcie niskiego popytu łatwiej:

- szybciej zredukować udział źródeł o najwyższych kosztach paliwowo-emisyjnych,
- ograniczać potrzebę inwestycji w moce szczytowe,
- budować nadwyżkę mocy w okresach wysokiej produkcji OZE, którą można monetizować przez eksport energii, ładowanie magazynów, pobudzanie popytu elastycznego (DSR) i nowych odbiorów (np. e-boilery, elektrolizery w oknach nadwyżek).

Wariant nr 3: „referencyjny” wariant zrównoważonego rozwoju gospodarczego to najlepsze pole do budowy przewag kosztowych, jeśli priorytetem jest elastyczność i sieć

W tym wariantcie kluczowa jest zdolność do:

- rozwoju OZE w tempie, które ogranicza koszt krańcowy energii w skali roku,
- rozbudowa sieci tak, by minimalizować curtailment,
- urynkwienia elastyczności tak, aby bilansowanie nie rosło wykładniczo wraz z OZE, tylko było ograniczane inwestycjami i regułami rynku.

6.3. OZE jako „przewaga strukturalna” – obniżenie kosztu energii i ryzyk, nie tylko redukcja emisji

W KPEiK transformacja energetyczna jest wiązana z bezpieczeństwem, konkurencyjnością i obniżaniem cen energii – to jest wprost ujęte w narracji dokumentu i komunikacji rządowej wokół niego.

W praktyce największa szansa związana z transformacją i modernizacją systemu elektroenergetycznego OZE w Polsce polega na tym, że:

- zmienia się struktura kosztów w systemie: z dominacji kosztów zmiennych (paliwo, CO₂) na dominację kosztów infrastrukturalnych (CAPEX, sieci, magazyny),
- a koszty infrastruktury są bardziej przewidywalne i w większym stopniu finansowalne (bankowalne) niż koszty paliwowe.

Takie podejście daje nam trzy bardzo konkretne korzyści tj.:

1. Korzyść cenowa i konkurencyjność przemysłu: stabilizacja i spadek średniej ceny energii

Rosnący udział OZE przesuwają merit order, a przez to:

- Obniża liczbę godzin, w których cenę wyznaczają jednostki o wysokim koszcie krańcowym (gaz/CO₂),
- Zwiększa liczbę godzin o niskich cenach energii,
- Daje fundament do rozwoju kontraktów długoterminowych (PPA) po cenach akceptowalnych dla przemysłu.

2. Korzyść związana z obniżeniem ekspozycji na paliwa importowane

Rosnąca ilość OZE wpływa na spadek importu paliw, a to:

- Redukuje ryzyko geopolityczne i cenowe,
- Poprawia bilans handlowy (mniej importu gazu/węgla),
- Ogranicza presję na mechanizmy osłonowe.

3. Szansa na „elektryfikację konkurencyjności”

Jeśli energia z OZE jest dostępna to zyskujemy realną szansę przyciągać:

- Tradycyjny przemysł energochłonny (chemia, metale, materiałoznawstwo),
- Nowoczesny przemysł energochłonny jak Data Centers/AI (tu ważna jest też stabilność i gwarancje pochodzenia),
- Nowe łańcuchy wartości w technologii (komponenty, automatyka, software energetyczny).

6.4. Bilansowanie systemu jako nowy rynek — szansa na „monetyzację elastyczności” zamiast narastania kosztów

Rynek usług systemowych może stać się również szansą dla rozwoju i być swego rodzaju katalizatorem inwestycji:

- Magazynów energii jako źródeł szybkiej regulacji,
- DSR/agregacji popytu jako „wirtualnej elektrowni”,
- Hybryd OZE+magazyn (redukcja curtailmentu, lepszy profil podaży),
- Digitalizacji i automatyzacji (prognozy, sterowanie, optymalizacja).

To powoduje, że bilansowanie nie jest tylko kosztem, ale staje się rynkiem przychodów dla tych, którzy dostarczają elastyczność, a system „kupi usługę”, zamiast utrzymywać nadmiar drogiej mocy konwencjonalnej

Podobnie może być w przypadku ograniczania curtailmentu, który również może stanowić pewien zasób energii i zostać potraktowany jako swego rodzaju „paliwo” dla:

- magazynów,
- ciepłownictwa elektrycznego (e-boilery),
- procesów przemysłowych elastycznych,
- wodoru tam, gdzie ma to sens kosztowy i sieciowy.

6.5. Local content i atrakcyjność inwestycyjna Polski

Local content w energetyce to nie tylko udział „polskich komponentów”. To zdolność kraju do zatrzymania wartości dodanej w całym cyklu inwestycji:

- projektowanie i inżynieria,
- produkcja komponentów i konstrukcji,
- usługi budowlane i montażowe,
- serwis, O&M, diagnostyka,
- software, automatyka, cyberbezpieczeństwo,
- logistyka, porty, transport,
- oraz kompetencje finansowe i kontraktowe (PPA, hedging, gwarancje pochodzenia).

W polskich dyskusjach coraz częściej local content jest pokazywany jako narzędzie awansu w łańcuchach wartości i nowej konkurencyjności gospodarki. Również branżowe opracowania (np. PSEW) opisują local

content jako mechanizm zatrzymania możliwie dużej części nakładów inwestycyjnych w gospodarce oraz impuls dla krajowego łańcucha dostaw.

Udział Local contentu rośnie wówczas, gdy rynek ma ciągłość inwestycji (pipeline projektów, przewidywalność), skalę i jednolite standardy. W przeciwnej sytuacji udział lokal content nigdy nie będzie wysoki..

Jeżeli Polska utrzyma wysoki rytm budowy OZE (zwłaszcza onshore/offshore w dużych wolumenach) oraz równolegle rozwinie sieci i magazyny, to wówczas firmy przemysłowe będą lokalizować u nas fabryki komponentów i centra serwisowe, wzrośnie baza podwykonawców, wzrosną kompetencje inżynierskie i projektowe, a przy kolejnych projektach coraz większa część wartości dodanej zostanie w Polsce.

Dlaczego niski mikś OZE może odstraszyć inwestorów od Polski?

Warstwa 1: inwestor przemysłowy patrzy na energię jak na „warunek brzegowy”

Dla przemysłu (i coraz częściej dla usług cyfrowych) decyzja „gdzie lokować inwestycję” zależy od:

- przewidywalności kosztu energii (5–15 lat),
- dostępności zielonej energii (wymogi łańcuchów dostaw, ESG, CBAM, cele korporacyjne),
- ryzyka przerw i ograniczeń mocy,
- dostępności przyłączy.

Jeśli przyrost nowego OZE jest niski, pojawia się percepcja:

- że energia będzie droższa i bardziej zmienna (większy udział paliw i CO₂ w cenie),
- że PPA będą trudniej dostępne i droższe,
- że przyłączenia będą ograniczane, a system będzie „ciasny”.

W takiej sytuacji inwestor nie musi wybierać między Polską a „brakiem inwestycji” — on wybiera między Polską, a innym krajem regionu, który potrafi zaoferować lepszą kombinację:

- ceny,
- przewidywalności,
- zielonej energii.

Warstwa 2: niski przyrost OZE osłabia cały ekosystem local content

Jeśli rynek buduje mało nowych mocy OZE, to:

- wykonawcy tracą ciągłość zleceń,
- nie opłaca się lokować fabryk komponentów w Polsce,
- serwis i kompetencje migrują tam, gdzie jest rynek (Skandynawia, Niemcy, Francja, Hiszpania),
- Polska staje się tylko importerem technologii i urządzeń, zamiast beneficjentem łańcucha wartości.

Warstwa 3: niski przyrost OZE pogarsza perspektywę sieci i elastyczności

WEO 2025 ostrzega, że sieci i elastyczność są kluczowe, ale też pokazuje, że bez inwestycji w nie system będzie cierpieć na zatory, opóźnienia przyłączy i curtailment. Paradoks: niski przyrost OZE często idzie w parze z brakiem presji na modernizację sieci „tu i teraz”, a potem system wpada w pułapkę opóźnień, bo kiedy inwestycje ruszają, infrastruktura jest niegotowa.

Warstwa 4: sygnał polityczny i regulacyjny

Inwestorzy czytają tempo OZE jako sygnał:

- stabilności regulacyjnej,
- przewidywalności procesów przyłączeniowych,
- sprawności administracji,
- realnego priorytetu państwa.

Niski przyrost nowego OZE oznacza w ich interpretacji wyższe ryzyko projektowe – i to działa odstrasza-
co nawet wtedy, gdy „na papierze” cele są ambitne.

Local content w branży morskiej energetyki wiatrowej.

Przykładem tego jak local content może się realnie przekładać na gospodarkę jest niedawno opublikowa-
ny raport „Wpływ ekonomiczny budowy morskich farm wiatrowych w Polsce” przygotowany przez Baker
Tilly TPA wraz z PSEW oraz ekspertami rynku offshore. Do 2040 r. w krajowej części Morza Bałtyckiego
może powstać do 18 GW mocy zainstalowanej, a pełny potencjał polskiego offshore sięga aż 33 GW. Pełne
wykorzystanie tego potencjału oznacza inwestycje rzędu 897 mld zł. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej
może wygenerować 346 mld zł wartości dodanej i ponad 56 mld zł wpływów podatkowych, stając się im-
pulssem dla przemysłu, rynku pracy i budżetu państwa. Dzieje się tak m.in. dzięki rozwojowi fabryk, stoczni,
portów, dzięki nowym miejscom pracy, nowym kompetencjom w przemyśle – czyli nowemu sektorowi
gospodarki, który powstaje pod skrzydłami offshore

Rozwój polskiego offshore wind to również ogromna szansa dla rodzimego przemysłu. Local content
– dziś wynoszący ok. 20% – wzrośnie docelowo do około 40% wraz z budową krajowych kompetencji,
rozwojem łańcuchów dostaw oraz rozbudową niezbędną infrastruktury przemysłowej.

Efekty zatrudnieniowe w scenariuszu docelowym 33 GW mocy zainstalowanej wynoszą około 102 tys.
FTE-lat, uwzględniając łączne efekty bezpośrednie, pośrednie i indukowane. Z tej liczby około 84 tys. FTE-
-lat generowanych jest w fazach przygotowania i realizacji inwestycji (DEVEX, CAPEX i DECEX), natomiast
około 18 tys. FTE-lat przypada na fazę 30-letniej eksploatacji (OPEX), co odpowiada średniorocznemu
zatrudnieniu utrzymywanemu przez cały okres funkcjonowania instalacji. Oznacza to, że wraz z przecho-
dzeniem sektora z fazy inwestycyjnej do fazy operacyjnej następuje stopniowe przesunięcie struktury
zatrudnienia w kierunku stabilnych i długookresowych miejsc pracy.

7. Wpływ mixu energetycznego oraz cen energii na gospodarkę



7. Wpływ mixu energetycznego oraz cen energii na gospodarkę

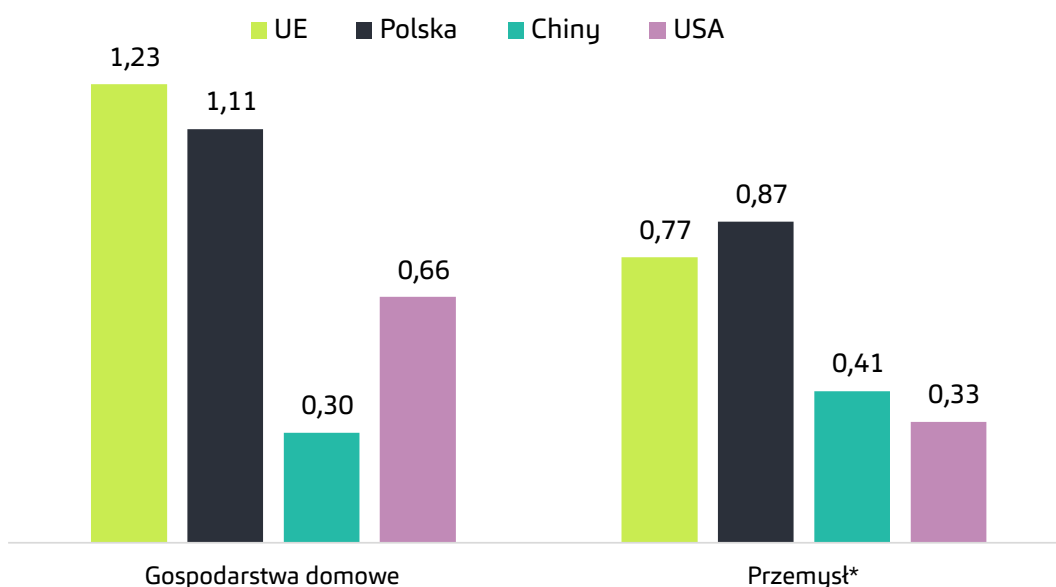
7.1. Ceny energii elektrycznej w Polsce, UE, USA i Chinach

Ceny energii elektrycznej w Unii Europejskiej – w tym w Polsce – pozostają istotnie wyższe niż w Stanach Zjednoczonych oraz Chinach. Skala różnic zależy od grupy odbiorców końcowych:

- ceny dla gospodarstw domowych w UE są ok. **4 razy wyższe niż w Chinach** oraz niemal **2 razy wyższe niż w USA**;
- ceny dla przemysłu są **około 2 razy wyższe niż w Chinach** i **2,4 razy wyższe niż w USA**.

Rysunek nr 26

Średnie ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, pierwsza połowa 2025 roku, PLN za kWh



Źródło: opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych Eurostat, EIA i Statista.

*dla UE i Polski dotyczy odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Ceny nie uwzględniają podatku VAT i innych podatków i opłat podlegających zwrotowi.

Kursy walutowe przyjęte do przeliczeń: EUR/PLN 4,3; USD/PLN 3,9 (średnie długoterminowe).

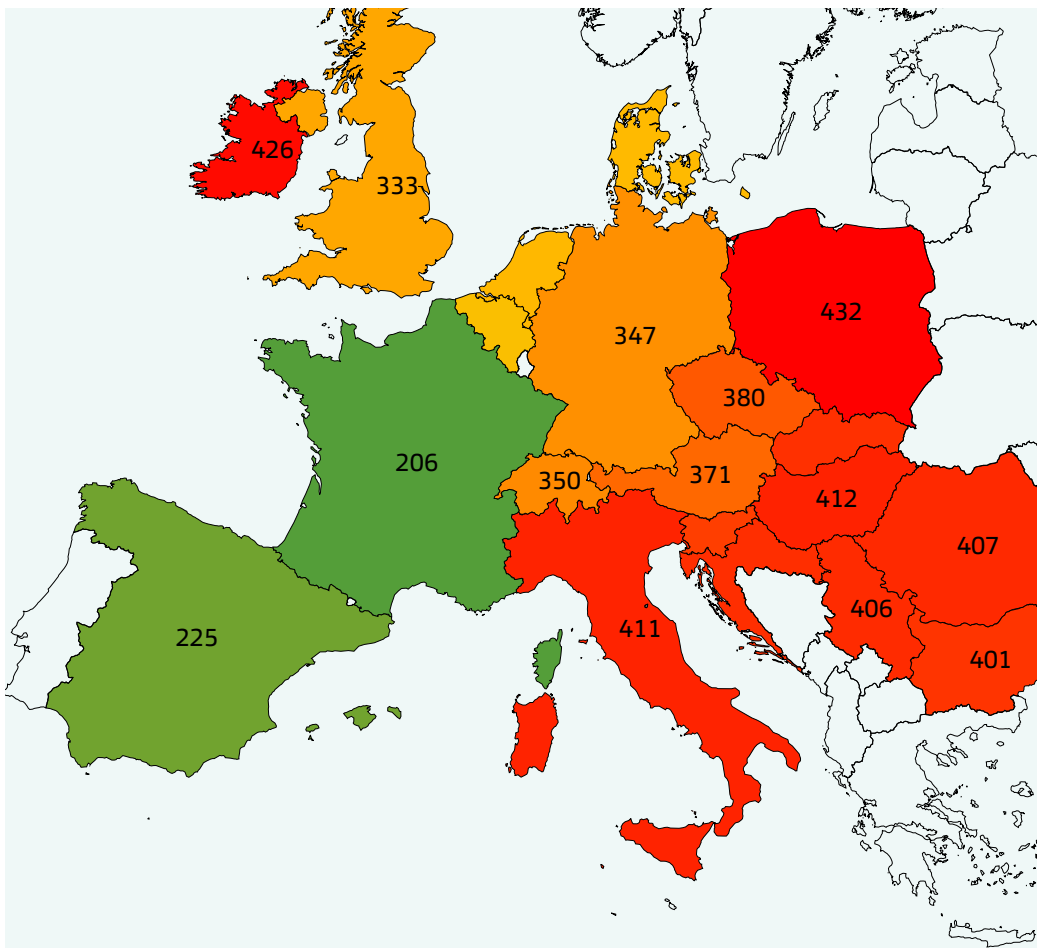
W pierwszej połowie 2025 roku:

- cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce wyniosła **1,11 zł/kWh**, tj. ok. **10% poniżej średniej UE**;
- cena dla odbiorców nienależących do gospodarstw domowych wyniosła **0,87 zł/kWh**, czyli **13% powyżej średniej UE**.

Niższe ceny dla przemysłu względem gospodarstw domowych są typowe dla większości państw – wynika to m.in. z niższych kosztów dystrybucji oraz neutralności VAT dla przedsiębiorstw. Wyjątek stanowią Chiny, w których z przyczyn politycznych utrzymywane są niższe taryfy dla gospodarstw domowych.

Rysunek nr 28

Ceny energii dla wybranych państw w Europie w 2027 roku, PLN/MWh



Źródło: opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych EEX.
Ceny kontraktów terminowych z dostawą w 2027 roku, 05.02.2026
Kursy walutowe przyjęte do przeliczeń: EUR/PLN 4,22; GBP/PLN 4,86.

Ceny kontraktów terminowych z dostawą na 2027 r. wskazują, że:

- przewidywany jest **spadek cen energii we wszystkich państwach**, choć w różnym tempie,
- w Europie Środkowo-Wschodniej spadek ten będzie wolniejszy z uwagi na niższy udział OZE,
- najniższe ceny oczekiwane są w Hiszpanii, Francji oraz krajach nordyckich,
- ceny w Polsce w 2027 roku pozostaną jednymi z najwyższych w UE i niewiele odbiegają od poziomów z 2025 roku.

Wniosek: Duże zróżnicowanie cen wynika m.in. z ograniczonych możliwości przesyłowych pomiędzy państwami UE, co uniemożliwia efektywne przesyłanie tańszej energii (np. z Francji i Hiszpanii) do krajów o wyższych cenach. Większa integracja rynku zmniejszyłaby także wydatki na budowę szczytowych źródeł wytwórczych i magazynów energii, ponieważ każde państwo miałoby dostęp do zasobów produkcyjnych innych krajów.

7.2. Wpływ kosztów energii elektrycznej na rentowność przedsiębiorstw

Sektor przedsiębiorstw w Polsce – podstawowe wskaźniki:

- ~ 4% - długoterminowa przeciętna rentowność przedsiębiorstw niefinansowych,
- 205 mld zł - wynik netto przedsiębiorstw niefinansowych w 2024 roku (przy założeniu średniego poziomu rentowności 4%),
- ~ 78 mld zł - koszty energii elektrycznej w przedsiębiorstwach, około 1,6% kosztów operacyjnych.

Przeciętny udział kosztów energii elektrycznej w przedsiębiorstwach w Polsce wynosi około 1,6%. Udział energii elektrycznej w kosztach operacyjnych poszczególnych podsektorów jest zróżnicowany. W większości branż nie przekracza on 2%, natomiast w sektorach usługowych jest poniżej 1%.

Sprawdziliśmy jaki wpływ na wynik netto mają ceny energii elektrycznej w scenariuszach WEM i WAM w porównaniu do scenariusza WIN. Analiza została wykonana dla dzisiejszego oraz planowanego poziomu zużycia. Wyniki analizy zaprezentowaliśmy poniżej.

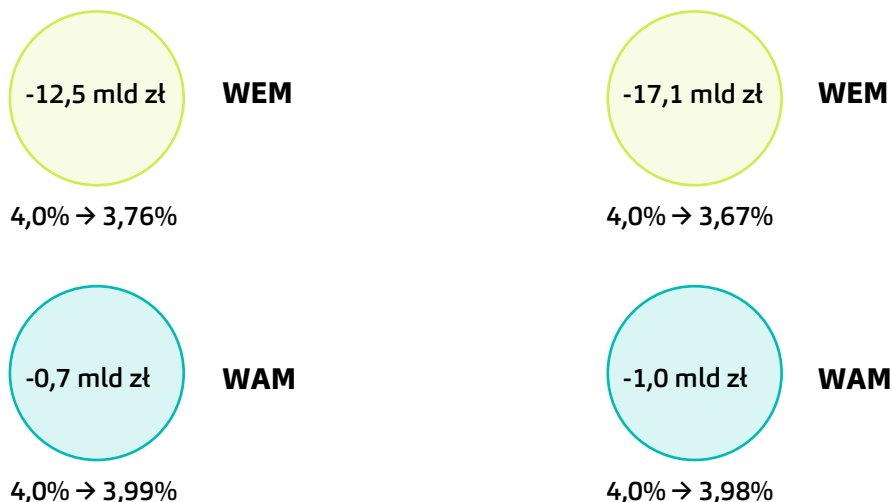
Ceny energii elektrycznej uwzględnione w analizie wynoszą 1,05 PLN/kWh dla WEM, 0,92 PLN/kWh dla WAM oraz 0,91 PLN/kWh dla WIN. Największe różnice widoczne są w scenariuszu WEM, w którym roczny zysk netto przedsiębiorstw byłby niższy o 12,5 mld zł przy dzisiejszym zużyciu w porównaniu do WIN, co oznacza spadek wyniku netto o 6,1%.

Rysunek nr 29

Zmiany wyniku netto przedsiębiorstw oraz przeciętnej rentowności netto w porównaniu do WIN

Przy dzisiejszym poziomie zużycia 89,6 TWh

Przy planowanym poziomie zużycia w 2040 r.:
WEM 123 TWh, WAM: 129 TWh



Źródło: analiza własna na podstawie danych GUS, Eurostat.

Wpływ kosztów energii na rentowność przedsiębiorstw zależy od udziału tych kosztów w strukturze kosztów operacyjnych. Dlatego zmiany cen energii elektrycznej mają największy wpływ na rentowność sektorów energochłonnych.

Sektor przedsiębiorstw energochłonnych w Polsce – podstawowe wskaźniki:

- **+415 tys.** - zatrudnienie w sektorach energochłonnych w Polsce (sektor metalowy, chemiczny, papierniczy, wyrobów z pozostałych mineralnych surowców niemetalicznych oraz wyrobów z drewna i korka),
- **~ 3-7%** - udział kosztów energii dla sektorów energochłonnych w Polsce,
- **~ 4%** - średnia rentowność przedsiębiorstw energochłonnych w 2024 roku,
- **13,9 mld zł** - wynik netto przedsiębiorstw energochłonnych w 2024 roku,
- **~ 13 mld zł** - koszty energii elektrycznej w przedsiębiorstwach, około 3,6% kosztów operacyjnych.

Przemysł energochłonny produkuje podstawowe surowce, takie jak metale, materiały budowlane, nawozy, papier i drewno, wykorzystywane następnie w innych sektorach gospodarki. Ceny tych surowców wpływają na ceny produktów końcowych. Sektor ten ma strategiczne znaczenie dla wymiany handlowej, bezpieczeństwa państwa oraz budowania lokalnych i europejskich łańcuchów wartości.

Udział kosztów energii elektrycznej w branżach energochłonnych wynosi od 3–7%, a cały sektor zatrudnia ponad 415 tys. osób. Ceny energii mają więc istotny wpływ na rentowność tych firm. Koszty energii są również kluczowe dla rozwijającego się sektora centrów danych – mogą one odpowiadać aż za 30-50% kosztów operacyjnych.

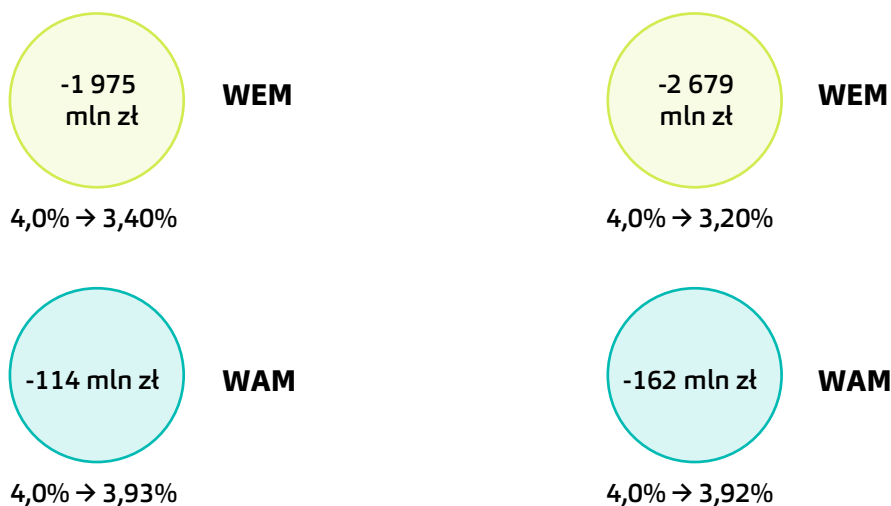
Sprawdziliśmy również jaki wpływ na wynik netto przedsiębiorstw energochłonnych mają ceny energii elektrycznej w scenariuszach WEM i WAM w porównaniu do scenariusza WIN. W scenariuszu WEM, roczny zysk netto przedsiębiorstw energochłonnych byłby niższy o 2 mld zł przy dzisiejszym zużyciu, co oznacza spadek wyniku netto o 14,2%.

Rysunek nr 30

Zmiany wyniku netto przedsiębiorstw energochłonnych oraz przeciętnej rentowności netto w porównaniu do WIN

Przy dzisiejszym poziomie zużycia ~14,2 TWh

Przy planowanym poziomie zużycia w 2040 r.:
WEM 19,3 TWh, WAM: 20,2 TWh



Wniosek: Planowana elektryfikacja przemysłu – oznaczająca podwojenie zużycia energii elektrycznej – zwiększy znaczenie cen energii dla rentowności przedsiębiorstw. Aby elektryfikacja była opłacalna, konieczne jest jednak obniżenie cen energii. Długoterminowe różnice w cenach energii elektrycznej mogą mieć wpływ na decyzje lokalizacyjne dla inwestorów zagranicznych, w szczególności tych działających w sektorach energochłonnych.

7.3. Wpływ poszczególnych wariantów na odbiorcę końcowego

Sektor gospodarstw domowych – podstawowe wskaźniki:

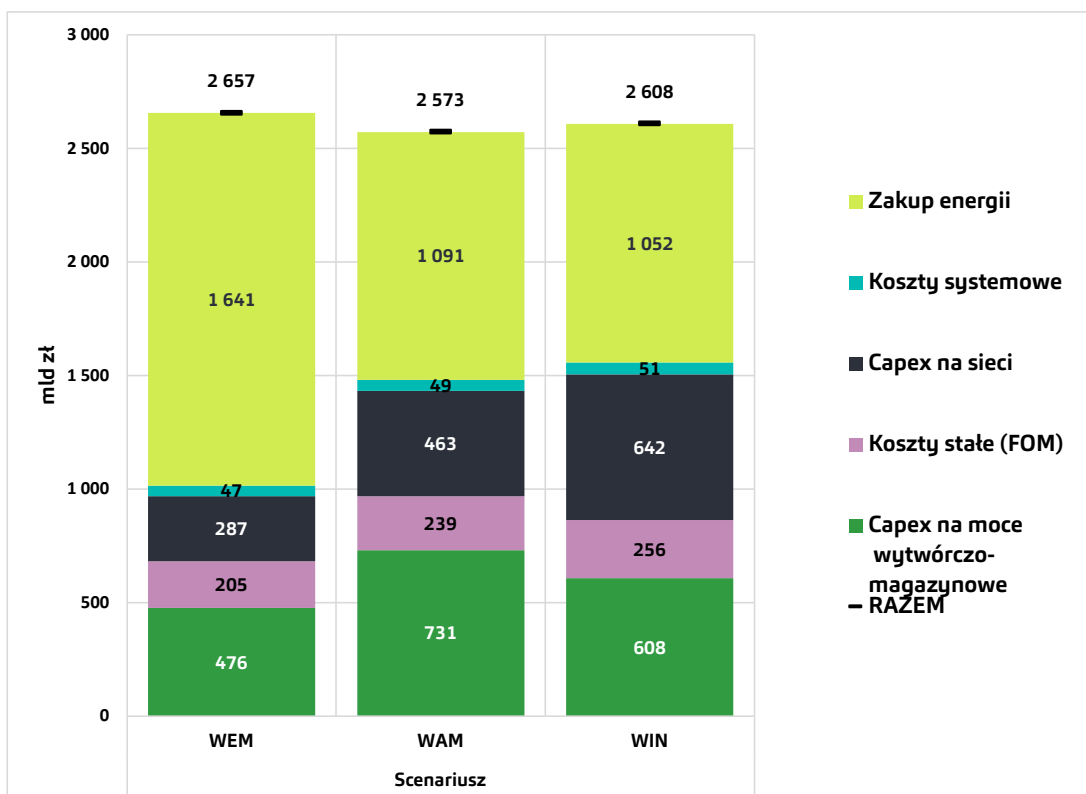
- **845 kwh** - średnie roczne zużycie energii elektrycznej na osobę w gospodarstwach domowych,
- **975 zł** - przeciętne roczne wydatki na energię elektryczną na osobę,
- **~ 4%** - średni udział wydatków na energię elektryczną w wydatkach.

Z punktu widzenia odbiorcy końcowego kluczowe różnice między scenariuszami WEM, WAM i WIN nie wynikają wyłącznie z poziomu nakładów inwestycyjnych, lecz z tego, jaką część finalnej ceny energii stanowią koszty zmienne oraz jakie zapotrzebowanie jest pokrywane.

- w scenariuszu WAM, mimo najniższych kosztów całkowitych systemu (ok. 2,57 bln zł), zakłada on niższe pokrycie zapotrzebowania, w praktyce oznacza ostatecznie wyższe ceny jednostkowe,
- scenariusz WEM generuje najwyższe całkowite koszty systemu, które rosną do ok. 2,66 bln zł, pokrywa najniższe zapotrzebowanie i obciążony jest dużymi ryzykami zmienności cen paliw oraz CO2,
- scenariusz WIN przy niższych kosztach całkowitych na poziomie 2,6 bln zł przekłada się na bardzo zaawansowaną skalę inwestycji napędzającej gospodarkę, spełniająca jednocześnie cele klimatyczne oraz zapewnia pokrycie największego wzrostu zapotrzebowania odbiorców.

Rysunek nr 31

Koszty łączne na bazie ścieżek cenowych



Z analiz wynika, że najkorzystniej dla gospodarki oraz odbiorców końcowych w tym grupy G wypada scenariusz WIN w przeliczeniu na koszt jednostkowy energii (zł/MWh, bez akcyzy i VAT – rys. 32).

W podejściu na bazie opracowanych w raporcie ścieżek cenowych opartych o model kosztu krańcowego oraz popytu, najniższy poziom osiąga scenariusz WIN (ok. 909 zł/MWh), podczas gdy WEM jest najdroższy (ok. 1050 zł/MWh), a WAM (919 zł/MWh). Oznacza to, że ta analiza zbliżona bardziej do realiów rynkowych pokazuje przewagę scenariusza WIN.

W WIN łączny komponent paliwowo-emisyjny jest wyraźnie niższy niż w WEM i WAM w modelu wyznaczania cen hurtowych na bazie kosztów krańcowych, co bezpośrednio obniża średni koszt MWh i zmniejsza wrażliwość ceny energii na zmiany rynkowe. Dlatego scenariusz WIN jest najmniej podatny na ryzyko wzrostu kosztów CO₂ oraz paliw.

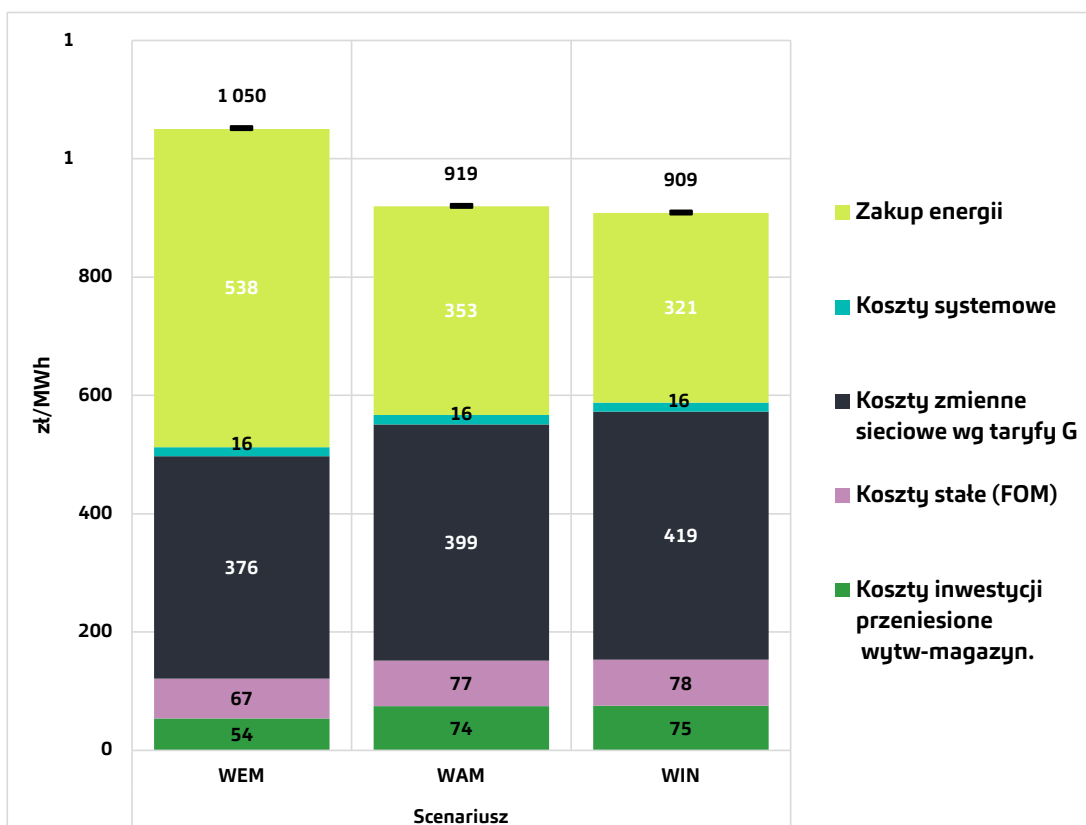
Istotne jest, że koszty sieciowe przyjęte tutaj wg taryfy G na 2026 r. (jako baza wg średnich całkowitych opłat dystrybucyjnych ważonych udziałami w rynku poszczególnych OSD) mają największy udział we wzrostach cen we wszystkich scenariuszach, stanowiąc dominujący, ale element ceny końcowej. Oznacza to, że różnice cenowe pomiędzy scenariuszami wynikają nie tylko z części „rynkowej” energii, ale i z kosztów dystrybucji.

Scenariusz WIN pomimo przeniesienia wyższych sieciowych kosztów inwestycyjnych oraz nakładów w obszarze wytwarzania oraz magazynowania energii broni się niższymi cenami energii hurtowymi, finalnie uzyskując najlepsze ceny netto dla odbiorców końcowych

W praktyce WIN, stabilizuje zmienność rachunków, a pozostałe scenariusze nie dość że droższe to pozostawiają odbiorcę końcowego bardziej narażonego na wzrost cen paliw i CO₂. To samo będzie dotyczyć odbiorców pozostałych grup taryfowych jednak z uwagi na ograniczoną objętość raportu nie dokonywano osobnych wyliczeń kosztów dystrybucyjnych (należy zaznaczyć że kluczowym elementem w tej części będą opłaty za rynek mocy, szczególnie wysokie od 2026 roku)

Rysunek nr 32

Koszty łączne w przeliczeniu na MWh bez akcyzy i VAT – ujęcie na bazie ścieżek cenowych



Wpływ cen energii na inflację:

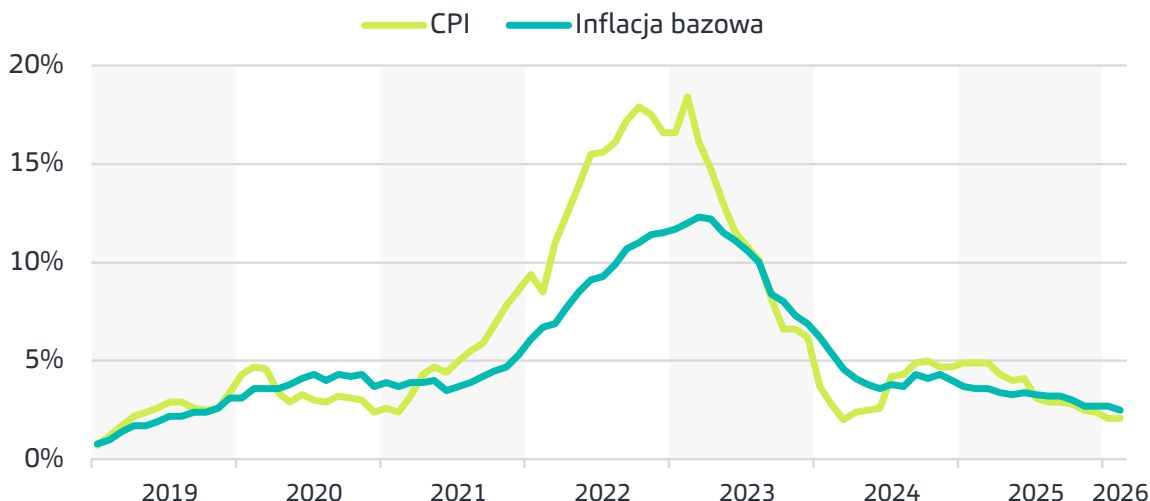
W naszej analizie skupiliśmy się na efektach bezpośrednich wpływu cen energii na rentowność przedsiębiorstw oraz wysokość rachunków dla gospodarstw domowych. Wzrosty cen energii wywołują efekty wtórne, takie jak wzrost cen produktów i usług, co dodatkowo zwiększa poziom cen w gospodarce. Z kolei wzrost inflacji powoduje zazwyczaj zwiększenie presji płacowej, co prowadzi do tak zwanej spirali płacowo-cenowej. Celem niniejszej analizy nie jest oszacowanie takich efektów, co wymagałoby pogłębionej analizy i zastosowania odpowiednich modeli makroekonomicznych. Dokonaliśmy jednak przeglądu publikacji w tym zakresie i poniżej wskazujemy jak niedawne szoki podażowe przełożyły się na inflację oraz PKB.

Przeciętny udział wydatków na energię elektryczną w budżetach gospodarstw domowych wynosi około 4%. Oznacza to, że wzrost cen tych nośników o 10% podnosi rachunki o ok. 0,4 pkt. proc. Całkowity wpływ na inflację jest jednak wyższy ze względu na efekty pośrednie, które są trudniejsze do oszacowania.

Wpływ cen energii i żywności na inflację dobrze ilustruje porównanie inflacji CPI oraz inflacji bazowej (niezawierającej cen energii oraz żywności). Wskaźnik inflacji CPI w Polsce był powyżej inflacji bazowej w od połowy 2021 do połowy 2023 roku. Oznacza to, że ceny energii i żywności istotnie przyczyniły się do wysokiej inflacji w tym okresie w sposób bezpośredni, a jednocześnie oddziaływały w sposób pośredni na inflację bazową.

Rysunek nr 33

Ceny towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) oraz inflacja bazowa (po wyłączeniu cen żywności i energii); zmiana procentowa rok do roku



Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych NBP.

Aby lepiej zobrazować pośredni wpływ kosztów energii na inflację bazową, EBC przeprowadziło badanie dla strefy euro. Koszty energii stanowią średnio około 5,1% całkowitych kosztów produkcji dla inflacji bazowej (HICPX), z czego około 1/3 to bezpośrednie koszty energii a 2/3 to koszty pośrednie²⁷. W związku z tym, zakładając wzrost cen energii o 20%, inflacja bazowa wzrosłaby o około 1 pkt. proc (uwzględniając koszty bezpośrednie i pośrednie). Do tego należy również dodać efekty wtórne, takie jak presja na wzrost wynagrodzeń na rynku pracy.

²⁷IMF i ECB. IMF (2025), The Energy Origins of the Global Inflation Surge; ECB (2024), Decomposing HICPX inflation into energy-sensitive and wage-sensitive items.

Zgodnie z publikacją NBP o wpływie cen energii podczas ostatniego kryzysu energetycznego na polską gospodarkę, szok cenowy na rynku gazu miał najsilniejszy wpływ na ceny konsumpcyjne, a najłagodniejszą reakcją cen konsumpcyjnych zaobserwowano na szok cenowy ropy naftowej. Bezpośredni efekt szoku cenowego dla wszystkich trzech nośników energii (ropa, gaz, węgiel) podniósł deflator konsumpcji o 4,1%. Rozprzestrzenienie się szoku na gospodarkę zwiększyło wzrost cen konsumpcyjnych do 10,3%, a dalsza korekta płac zwiększyła reakcję cen do 15,4%. Dane te pokazują jak wzrost cen nośników energii wpływa na poziom cen w całej gospodarce. Ceny tych nośników (w szczególności węgla i gazu) miały kluczowy wpływ na wzrost cen energii elektrycznej w ostatnich latach.

Wniosek: Ceny energii elektrycznej stanowią jedynie część całego zużycia energii, jednak wraz ze wzrostem elektryfikacji gospodarki wpływ cen energii elektrycznej na poziom inflacji będzie się zwiększał.

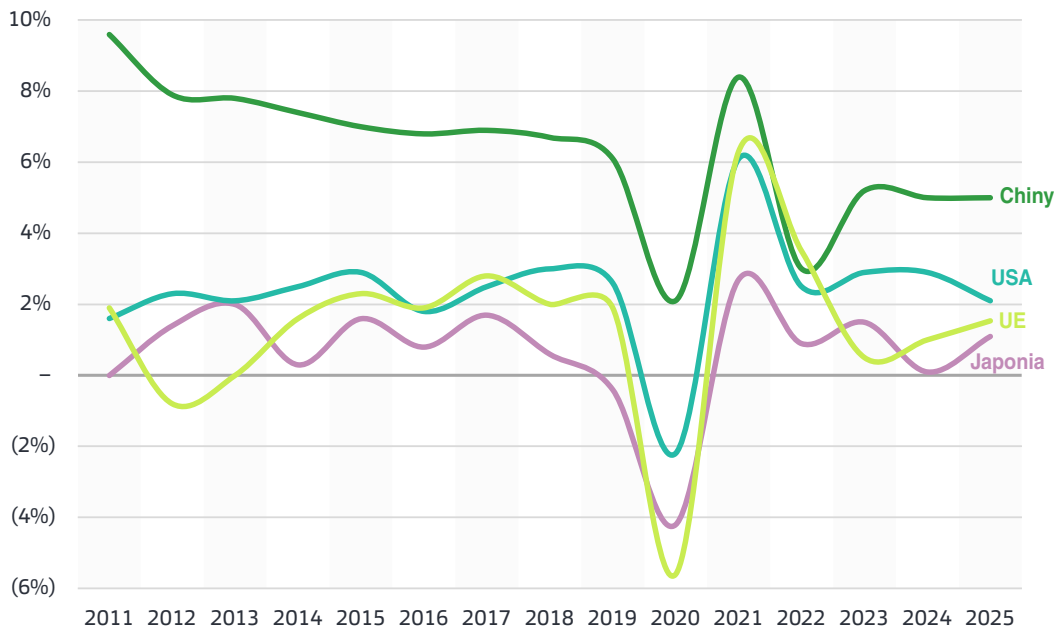
7.4. Oddziaływanie na tempo wzrostu gospodarczego i PKB

Wpływ cen energii na wzrost gospodarczy jest złożony. Wysokie ceny energii zwiększają koszty produkcji, obniżają konkurencyjność międzynarodową przemysłu i zmniejszają atrakcyjność inwestycyjną kraju. Wyższe koszty życia powodują presję na wzrost płac.

EBC szacuje, że gwałtowny wzrost cen w 2022 r. zmniejszył produkcję przemysłową w strefie euro o około 2% w 2022 r. Gwałtownie rosnące ceny energii wpłynęły również na udziały w rynkach eksportowych, w szczególności w energochłonnych gałęziach przemysłu i producentach na wyższym szczeblu łańcucha wartości. Z kolei w wyniku niekorzystnego wpływu na inflację spadła konsumpcja i inwestycje, a wpływ ten został złagodzony przez kosztowne fiskalne środki wsparcia dla gospodarstw domowych i firm.

Rysunek nr 34

Zmiana PKB w latach 2021-2025



Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych Eurostat.

W skali całej gospodarki, długoterminowe negatywne skutki cen energii są istotne, ale mniej zauważalne. W kontekście europejskim kryzys z 2022 roku poważnie wpłynął na energochłonną produkcję przemysłową, która nadal utrzymuje trend spadkowy, ale szerszy sektor wytwórczy radził sobie lepiej.

Z danych MFW wynika, że po uwzględnieniu wewnętrznych usprawnień w zakresie efektywności energetycznej, wpływ kryzysu energetycznego na potencjalny produkt w strefie euro wyniósł ostatecznie około 1 punktu procentowego. Choć jest to mniej, niż początkowo szacowano, jest to nadal znaczna wartość, oznaczająca stratę produkcji rzędu prawie 200 miliardów euro rocznie do 2027 roku.

Symulacje NBP wskazują natomiast, że wzrost cen importu ropy naftowej i gazu miał najsilniejszy wpływ na polską gospodarkę, podczas gdy skutki wzrostu cen importowanego węgla okazały się znacznie słabsze. Łączny szok spowodował spadek PKB w Polsce o 2,8%.

Wykaz skrótów i pojęć

Skrót/pojęcie	Rozwinięcie (EN / PL)	Znaczenie w raporcie
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators	Agencja UE koordynująca współpracę regulatorów rynku energii
CAPEX	Capital Expenditure / Nakłady inwestycyjne	Nakłady na budowę i modernizację aktywów wytwórczych i sieciowych
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	Bloki gazowo-parowe pełniące funkcję elastyczną i zabezpieczającą system
CfD	Contract for Difference	Kontrakt stabilizujący przychody wytwórców energii
cPPA	Corporate Power Purchase Agreement	Długoterminowe umowy na zakup energii elektrycznej bezpośrednio od producenta
CO₂	Dwutlenek węgla	Gaz cieplarniany objęty systemem EU ETS
Curtailment	Ograniczenie generacji	Przymusowe ograniczenie produkcji energii, głównie z OZE
DSR	Demand Side Response	Aktywne zarządzanie zapotrzebowaniem odbiorców
Dunkelflaute	–	Okres niskiej generacji wiatrowej i słonecznej
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	Stowarzyszenie europejskich operatorów systemów przesyłowych
EU ETS	European Union Emissions Trading System	System handlu uprawnieniami do emisji CO ₂
FCR	Frequency Containment Reserve	Rezerwy pierwotne stabilizujące częstotliwość
FRR	Frequency Restoration Reserve	Rezerwy wtórne i trzeciorzędne przywracające równowagę systemu
Grid-forming	–	Źródła aktywnie kształtujące parametry pracy systemu
Grid-following	–	Źródła podążające za parametrami sieci
KPEiK	Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu	Dokument strategiczny polityki energetyczno-klimatycznej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny	System wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii w Polsce
Merit-order effect	–	Efekt obniżania cen przez źródła o niskich kosztach krańcowych
OPEX	Operational Expenditure / Koszty operacyjne	Koszty bieżącej eksploatacji systemu
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego	Podmiot zarządzający siecią dystrybucyjną
OSP	Operator Systemu Przesyłowego	Podmiot zarządzający siecią przesyłową (PSE)
OZE	Odnawialne Źródła Energii	Źródła energii oparte na zasobach odnawialnych
PPA	Power Purchase Agreement	Długoterminowa umowa sprzedaży energii
PV	Photovoltaics / Fotowoltaika	Technologia wytwarzania energii z promieniowania słonecznego

PRSP	Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej	Plan przygotowywany przez PSE pokazujący jak będzie rozwijana sieć elektroenergetyczna w kolejnych latach
RB	Rynek Bilansujący	Segment rynku zapewniający bilans systemu w czasie rzeczywistym
ROCOF	Rate of Change of Frequency	Szybkość zmian częstotliwości po zakłóceniu
WIN	Wzrost Gospodarczy I Niskie Ceny	Autorski scenariusz zoptymalizowanej transformacji
Synthetic inertia	Sztuczna inercja	Stabilizacja częstotliwości przez energoelektronikę
WAM	Wysoka Ambicja Miksu	Scenariusz wysokiej skali inwestycji w OZE i sieci
WEM	Wolniejsza Ewolucja Miksu	Scenariusz zachowawczy transformacji
WEO	World Energy Outlook	Raport IEA wykorzystywany jako punkt odniesienia

Autorzy



Krzysztof Horodko

Managing Partner, Baker Tilly TPA
krzysztof.horodko@bakertilly-tpa.pl

Partner Zarządzający Baker Tilly TPA. Jest ekspertem w zakresie doradztwa transakcyjnego. Brał udział w licznych projektach dotyczących sprzedaży i nabycia przedsiębiorstw, przeglądach due diligence oraz w projektach restrukturyzacyjnych. W trakcie swojej wieloletniej praktyki był również zaangażowany w przygotowanie wielu wycen. Pracował m.in. dla przemysłu naftowego, energetycznego oraz przedsiębiorstw działających w branży telekomunikacyjnej, cukierniczej i budowlanej. Realizował również wielokrotnie projekty dla firm rodzinnych. Posiada uprawnienia biegłego rewidenta. Jest wykładowcą i szkoleniowcem z zakresu wycen, kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem, MSR/MSSF oraz autorem wielu profesjonalnych publikacji w mediach branżowych.



Sebastian Pogorzelski

Manager, Baker Tilly TPA
sebastian.pogorzelski@bakertilly-tpa.pl

Manager w dziale Corporate Finance w Baker Tilly TPA. Posiada tytuł CFA (Chartered Financial Analyst). Posiada kilkuletnie doświadczenie w zakresie doradztwa transakcyjnego, procesów fuzji i przejęć, wycen i modelowania finansowego. Brał udział w projektach M&A o łącznej wartości przedsiębiorstwa przekraczającej 3 mld PLN, głównie w sektorze energetyki odnawialnej. Jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu na kierunku Finanse i Rachunkowość.



Maciej Pyszczek

Senior Associate, Baker Tilly TPA
maciej.pyszczek@bakertilly-tpa.pl

Maciej ma kilkuletnie doświadczenie w zakresie doradztwa transakcyjnego oraz procesów fuzji i przejęć (M&A), które zdobywał podczas pracy dla polskich i zagranicznych klientów, w tym funduszy private equity. Brał udział w kilkudziesięciu projektach due diligence, modelowania finansowego oraz wycen. Absolwent Szkoły Głównej Handlowej na kierunku Finanse i Rachunkowość, obecnie ubiega się o tytuł Chartered Financial Analyst (CFA).

Autorzy



Grzegorz Żarski

Ekspert ds. energii, Baker Tilly TPA

Grzegorz Żarski od ponad 20 lat związany jest z sektorem energetycznym, specjalizując się w strategicznym zarządzaniu, rozwoju rynku energii, zarządzaniu ryzykiem oraz budowie długoterminowej wartości biznesowej. W TAURON Polska Energia odpowiadał za rozwój obszarów zarządzania portfelem i analiz rynkowych, pełniąc funkcje dyrektorskie oraz nadzorcze. Kierował wdrożeniem zaawansowanej analityki cenowej i prognozowania wspierających zarówno decyzje inwestycyjne, jak i operacyjne Grupy.

Następnie do 2025 roku związany był z Grupą GPW w Warszawie. Jako dyrektor oraz doradca zarządu TGE S.A. odpowiadał za rozwój produktów, strategię rynkową oraz dialog regulacyjny sektora energii. Jako Prezes Zarządu InfoEngine S.A. prowadził transformację strategiczną spółki, wzmacniając jej efektywność operacyjną oraz pozycję rynkową w obszarze rynku bilansującego i usług systemowych. Od początku 2026 roku koncentruje się na doradztwie strategicznym dla sektora energii, OZE, transformacji systemu energetycznego oraz wdrażaniu nowych modeli biznesowych na rynku.

Jest absolwentem Politechniki Wrocławskiej, studiów podyplomowych Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu oraz programu MBA Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie. Łączy doświadczenie zarządcze, nadzorcze i operacyjne z ekspercką wiedzą o rynku energii oraz analityką rynkową i finansową. Aktywnie działa również w organizacjach branżowych, w tym w Towarzystwie Obrotu Energią oraz Polskim Stowarzyszeniu Energetyki Wiatrowej.

Baker Tilly TPA, TPA Poland oraz Baker Tilly Legal Poland są nazwami handlowymi odpowiednio Baker Tilly TPA Sp. z o.o., TPA Sp. z o.o. Sp.k., Baker Tilly Gajda Legal Sp.k.

Wszystkie firmy są członkami globalnej sieci Baker Tilly International Ltd, w ramach której każda firma członkowska ma odrębną i niezależną osobowość prawną.

Kontakt

Warszawa

ul. Przyokopowa 33
01-208 Warszawa
Tel.: +48 22 647 97 00

Poznań

ul. Młyńska 12
61-730 Poznań
Tel.: +48 61 630 05 00

Katowice

Al. W. Korfanteo 138A
40-156 Katowice
Tel.: +48 32 732 00 00

