

Dekarbonizacja, bezpieczeństwo, koszty – wielki energetyczny trylemat



DR ARTUR KOPIJKOWSKI-GOŻUCH

Dyrektor, Narodowe Centrum Analiz Energetycznych

Transformacja energetyczna w Polsce staje się jednym z kluczowych wyzwań rozwojowych nadchodzących dekad. Jej powodzenie zależy od umiejętnego pogodzenia trzech celów: bezpieczeństwa dostaw energii, dekarbonizacji oraz zapewnienia akceptowalnych kosztów dla odbiorców. Wymaga to nie tylko inwestycji w OZE, atom i magazyny energii, lecz także (a raczej głównie) odpowiedzialnego i elastycznego zarządzania systemem i realistycznego podejścia do roli węgla i gazu w okresie przejściowym.

Transformacja energetyczna to proces niezwykle złożony, wymagający jednoczesnego uwzględnienia bezpieczeństwa dostaw, ochrony klimatu, efektywności ekonomicznej oraz aspektów społecznych. Polska gospodarka była historycznie silnie oparta na węglu – zarówno kamiennym, jak i brunatnym. Zapewniało to relatywnie wysoki poziom niezależności energetycznej i stabilność cen, ale jednocześnie wiązało się z wysokimi emisjami gazów cieplarnianych oraz uzależnieniem cen energii od rosnących kosztów uprawnień do emisji CO₂.

Obecnie Polska stoi przed wyzwaniem osiągnięcia neutralności klimatycznej, która jest celem dla całej Unii Europejskiej do 2050 roku. Oznacza to konieczność

znacznego ograniczenia spalania paliw kopalnych, zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii, zapewnienia odpowiednich mocy w systemie, poprawy efektywności energetycznej oraz podniesienia elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Trójkąt energetyczny

Bezpieczeństwo nieprzerwanych dostaw energii, dekarbonizacja energetyki oraz akceptowalny poziom kosztów – a więc także ceny dla odbiorców końcowych – to trzy główne wyzwania efektywnej transformacji energetycznej. Aby pokazać złożoność i wzajemne relacje tych procesów, najłatwiej wyobrazić je sobie jako wierzchołki trójkąta. Problem w tym, że w krótkiej i średniej perspektywie nie da się w pełni zrealizować każdego z tych postulatów bez osłabienia

pozostałych. Kluczowy staje się więc wybór priorytetów. Jeśli najważniejsza będzie dekarbonizacja, trzeba odejść od tradycyjnych źródeł dyspozycyjnych i postawić na OZE, atom oraz magazyny energii. Wyliczenia pokazują jednak, że taki miks źródeł wytwórczych w początkowej fazie wiąże się z wysokimi kosztami i dużymi wyzwaniem bilansowania po stronie operatora – a więc z niższym poziomem bezpieczeństwa. Jeśli celem stanie się jak najniższy koszt, paliwa kopalne pozostaną w miksie jeszcze przez wiele lat, co uniemożliwi spełnienie wymogów klimatycznych i ograniczy zdolność do pokrywania szczytów zapotrzebowania. Z kolei maksymalizacja bezpieczeństwa dostaw będzie utrudniać zapewnienie taniej energii i ograniczanie emisji. Zespolecie tych czynników i ich wzajemne powiązanie powoduje, że niezależnie od tego jak przesuniemy akcenty (boki), suma kątów naszego trójkąta pozostanie taka sama.

Transformacja energetyczna to gra, która toczy się wewnątrz trójkąta, którego wierzchołki to bezpieczeństwo, koszty i dekarbonizacja. Te cele wzajemnie się ograniczają, ale w długim horyzoncie ich równowaga staje się możliwa – dzięki technologii, regulacjom i odpowiedzialności w budowaniu nowego systemu.

Czy oznacza to sytuację patową? Niekoniecznie. Żyjemy w czasach niezwykle dynamicznych, w których geopolityka, regulacje, reguły rynkowe, postęp technologiczny i czynniki społeczne silnie wpływają na sektor energii. Dostępność surowców, nowe technologie

czy zmiany sposobu zarządzania rynkami powodują, że system energetyczny dostosowuje się do zmieniającej się rzeczywistości. Kluczowe jest tempo transformacji. Rynek energii należy analizować nie tylko w krótkiej i średniej perspektywie (5–15 lat), ale przede wszystkim w długim horyzoncie (ponad 20 lat). Skuteczne rozwiązania będą kosztowne i wymagające, lecz w przyszłości przyniosą wymierne korzyści – od czystszej środowiska, przez brak konieczności dopłat i większe urynkowanie cen energii, po uniezależnienie się od kosztów zmiennych produkcji.

OZE gonią węgiel

Aby odpowiedzieć na pytanie „Jaki miks energetyczny dla Polski?”, należy oprzeć się na scenariuszach rozwoju przedstawionych w najnowszych dokumentach strategicznych – w tym w aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) w wariantach WAM i WEM, analizach think tanków InStrat i Forum Energii, analizie wystarczalności przygotowanej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) oraz strategiach rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) opracowanych przez zespół Narodowego Centrum Analiz Energetycznych (NCAE).

W latach 2015–2024 Polska zanotowała dynamiczny rozwój fotowoltaiki – z niespełna 0,5 GW do blisko 21 GW mocy zainstalowanej, głównie dzięki programom wsparcia prosumentów („Mój Prąd”, „Czyste Powietrze”)¹. Rozwój lądowych farm wiatrowych

1 W sierpniu 2025 r. moc zainstalowana PV w Polsce przekraczała 23 GW.

został zahamowany przez tzw. ustawę odległościową, jednak liberalizacja przepisów w 2023 roku otworzyła drogę do nowych inwestycji. W systemie elektroenergetycznym rośnie także znaczenie gazu jako paliwa przejściowego, choć przy wysokich cenach tego surowca i dążeniu UE do neutralności klimatycznej do 2050 roku jego rola powinna być ograniczona do źródeł szczytowych i stabilizujących pracę systemu.

Ostatnie dwa lata przyniosły skokowy wzrost mocy odnawialnych i wyraźne zmiany w strukturze produkcji energii elektrycznej. Do lipca 2024 roku łączna moc OZE w KSE przekroczyła 30 GW, co przełożyło się na ok. 30% rocznej produkcji energii elektrycznej – więcej niż węgiel brunatny, który odpowiadał za 24%. To wyraźny sygnał trwałej zmiany kierunku, choć system wciąż w dużym stopniu opiera się na paliwach stałych.

Na koniec 2024 roku całkowita moc osiągalna w systemie wyniosła 71,3 GW (średniorocznie 68,3 GW; +6,5 GW r/r). OZE stanowiły 46,9% mocy (33,5 GW), z czego fotowoltaika 20,9 GW (ponad 62% mocy OZE), a wiatr na lądzie 10,6 GW (prawie 1/3). Moc węglowa wynosiła: węgiel kamienny 21,9 GW, węgiel brunatny 8,2 GW, gaz 5,5 GW. W 2024 roku przybyło ponad 1,5 GW mocy gazowych (m.in. nowe bloki w Gryfinie) oraz 5,2 GW w OZE. Szczytowe zapotrzebowanie w 2024 roku wyniosło ok. 28,5 GW (szczyt roczny) oraz 22,3–23,0 GW latem – przy czym wartości letnie mogą być częściowo niedoszacowane ze względu na autokonsumpcję prosumentów.

W 2024 roku OZE wytworzyły 49,8 TWh, czyli 29,4% energii elektrycznej brutto. W strukturze

OZE dominowały: wiatr na lądzie 24,5 TWh (14,5%) i fotowoltaika 15,2 TWh (9,0%); dalej hydro 2,1 TWh (1,3%), biomasa 4,6 TWh (2,7%) i biogaz 1,6 TWh (0,9%). Paliwa stałe odpowiadały za 56,2% produkcji: węgiel kamienny 34,9% (59,1 TWh), węgiel brunatny 21,3% (36,0 TWh). Gaz ziemny miał udział 12,2% (20,6 TWh). Oznacza to kolejny spadek udziału węgla względem 2023 roku (–4,3 p.p.).

Polska elektroenergetyka jest dziś w połowie drogi transformacji – OZE stają się filarem mocy zainstalowanej, ale w produkcji nadal dominuje węgiel. Kluczem na najbliższe lata będzie elastyczność systemu i przewidywalność, aby szybki wzrost odnawialnych źródeł przekładał się na realne bezpieczeństwo dostaw.

Prosumenci stanowili istotny element miksu operacyjnego: na koniec 2024 roku działało ok. 1,5 mln instalacji (głównie PV) o łącznej mocy 12,1 GW. Ich szacowaną produkcję oceniono na 10,5 TWh, z czego ok. 2,6 TWh zużyto w autokonsumpcji, a 7,9 TWh wprowadzono do sieci (ok. 4,7% krajowej produkcji), redukując jednocześnie zapotrzebowanie widoczne w KSE o ok. 1,5%.

Zużycie energii elektrycznej wzrosło nieznacznie r/r do 171,3 TWh, a Polska była importerem netto na poziomie 1,96 TWh (import 15,21 TWh, eksport 13,25 TWh). To niemal o połowę mniej niż w 2023 roku, gdyż krajowa produkcja rosła szybciej niż zużycie. Strukturalnie Polska importuje głównie z Niemiec i Szwecji, a eksportuje przede wszystkim do Czech i Słowacji.

Przy wysokiej generacji PV i ograniczonej elastyczności bloków węglowych i gazowych rosła skala nierynkowego redysponowania OZE (ang. *curtailment*). W 2024 roku ograniczono ok. 731,4 GWh produkcji OZE (ok. 2% potencjału pogodozależnych źródeł), z czego 618 GWh przypadło na farmy PV, a 113 GWh na wiatr. Około 70% przypadków redukcji wystąpiło w weekendy i święta.

Co z tego wynika? Po pierwsze – polski miks energetyczny szybko się „zazielenia”. OZE to już niemal połowa mocy osiągalnej, a fotowoltaika zbliżyła się skalą do mocy węgla kamiennego. Jednak dyspozycyjność i sezonowość wymagają wsparcia elastycznością po stronie sieci, magazynów, DSR i źródeł szczytowych. Po stronie produkcji miks pozostaje zdominowany przez węgiel (56,2% w 2024 r.), choć trend spadkowy jest wyraźny, a OZE „ciągną” głównie wiatr na lądzie i PV.

Poprawiło się bezpieczeństwo dostaw (minimalna rezerwa 3,6 GW), ale w szczytach wieczornych i zimowych wciąż zdarzają się trudne sytuacje bilansowe. Wymiana transgraniczna wspiera system, lecz nie zastąpi krajowych mocy dyspozycyjnych. Integracja prosumentów istotnie zmienia profil popytu (autokonsumpcja ok. 1,5% zużycia), jednak *curtailment* pokazuje, że tempo modernizacji sieci i wzrost elastyczności muszą nadążyć za przyrostem OZE.

Magazyny energii (głównie ESP) są już widoczne w bilansie, a rozwój magazynów bateryjnych stanie się jednym z kluczowych czynników ograniczania redukcji OZE i stabilizacji cen na rynku spotowym – zwłaszcza wieczorem.

Na podstawie tych danych można stwierdzić, że aktualny miks pod względem mocy zainstalowanej OZE jest „w połowie drogi transformacji”. OZE staje się coraz ważniejszym filarem systemu, lecz w produkcji wciąż dominuje węgiel. Priorytety na najbliższe dwa-trzy lata to: przyspieszenie modernizacji sieci, wzrost elastyczności (magazyny, DSR, jednostki szczytowe), likwidacja barier przyłączeniowych i utrzymanie adekwatności mocy.

Sama energia to za mało

Na rynku energii możemy i powinniśmy mówić o różnych produktach – nie tylko o samej energii, lecz także o mocy i elastyczności. Energii mamy pod dostatkiem, a okresowo wręcz w nadmiarze. Jednak w miksie coraz silniej zdominowanym przez zależne od pogody OZE zdarzają się momenty (czasem godziny, a czasem nawet dni czy tygodnie), w których brakuje mocy do pokrycia bieżącego zapotrzebowania. Problem szczególnie dotyczy szczytu wieczornego, gdy słońce już nie świeci, a także okresu od listopada do marca, gdy nasłonecznienie jest niskie, a wiatr zbyt słaby. Wtedy konieczna jest praca jednostek dyspozycyjnych (węglowych, gazowych, a w przyszłości także atomowych) oraz zapewnienie odpowiedniej elastyczności rynku energii, aby zagwarantować bezpieczeństwo systemu.

Nie są to rozważania czysto teoretyczne – analizy PSE wskazują, że w latach 2030–2035 Polska może stanąć w obliczu deficytu mocy w okresach szczytowego zapotrzebowania. Wynika to z wycofywania starych bloków węglowych oraz opóźnień w oddawaniu nowych źródeł dyspozycyjnych, przy rosnącym udziale OZE w miksie.

Bezpieczeństwo energetyczne oznacza zdolność systemu do zapewnienia ciągłych dostaw energii o akceptowalnej jakości i cenie, w każdych warunkach – także kryzysowych. W polskim kontekście obejmuje to zarówno utrzymanie adekwatności mocy (dostatecznej rezerwy w szczytach zapotrzebowania), jak i odporność na zakłócenia w dostawach paliw czy awarie infrastruktury. Kluczowym wyzwaniem transformacji energetycznej jest pogodzenie tego celu z dynamiczną dekarbonizacją i rosnącym udziałem OZE.

W 2024 roku średnia moc dyspozycyjna JWCD² wynosiła 23,6 GW, podczas gdy szczytowe zapotrzebowanie przekraczało 28 GW – lukę pokrywały import, źródła nierynkowe oraz rezerwa interwencyjna. Wysokie ubytki mocy (średnio 52% mocy osiągalnej było niedostępne z powodu remontów, postojów i ograniczeń pogodowych) pokazują, że bezpieczeństwo systemu wymaga dywersyfikacji źródeł i zwiększenia elastyczności.

Na koniec 2024 roku w KSE funkcjonowały magazyny o mocy ok. 2 GW i pojemności ok. 8 GWh, z czego ponad 90% w elektrowniach szczytowo-pompowych. Magazyny bateryjne dysponowały pojemnością ok. 702 MWh, lecz segment ten rozwija się dynamicznie – m.in. dzięki aukcjom rynku mocy oraz projektom realizowanym w formule *standalone*. Magazyny odgrywają kluczową rolę w przesuwaniu nadwyżek energii z fotowoltaiki na wieczorne godziny szczytu. Równolegle PSE rozwija mechanizm *Demand Side Response* (DSR), czyli zarządzania popytem, jako narzędzie redukcji

zapotrzebowania w krytycznych godzinach. Potencjał DSR w Polsce szacuje się na 1–1,5 GW w perspektywie kilku lat, głównie w sektorze przemysłu energochłonnego.

Dodatkowym elementem bezpieczeństwa w zarządzaniu KSE jest możliwość bilansowania i kontroli rozptyłów w sieci krajowej. Ostatnie zdarzenia w Hiszpanii, które doprowadziły do masowych przerw w dostawach prądu na terenie całego kraju (tzw. *blackout*), pokazują, jak istotne są to czynniki.

Istotą transformacji energetycznej nie jest zmiana źródeł wytwarzania energii, konieczne jest zapewnienie bezpieczeństwa – mocy i elastyczności – bez nich system oparty na OZE może być kruchy. Polska, ucząc się na przykładzie Hiszpanii, musi budować rezerwy, magazyny i inteligentne mechanizmy zarządzania, by zielona energia oznaczała także bezpieczeństwo.

Na podstawie dostępnych informacji można stwierdzić, że w momencie awarii OZE stanowiły ok. 78% miksu Hiszpanii, z czego sama fotowoltaika dostarczała ok. 60%. Pośrednią przyczyną była utrata generacji rzędu 15 GW (ok. 60% zapotrzebowania) w ciągu kilku sekund. Wywołało to gwałtowny spadek częstotliwości, automatyczne odcięcie i przerywaną synchronizację z sieciami sąsiednimi. Jednocześnie operator nie dysponował odpowiednimi narzędziami do zarządzania tak rozproszoną strukturą wytwórczą, by zabezpieczyć system przed załamaniem. Nie oznacza to, że przyczyną zdarzenia była sama struktura miksu opartego

² Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (przyp. red.).

na OZE, ale że taki system wymaga innego modelu zarządzania. Przy niskim poziomie możliwości regulacji częstotliwości, braku inercji, ograniczonej liczbie magazynów energii i niewystarczających zdolnościach wymiany transgranicznej (Hiszpania ma tylko ok. 3–10% połączeń w stosunku do zapotrzebowania) doszło do tak skrajnej sytuacji.

Mądry Polak przed szkodą

Jakie działania należy podjąć, aby zabezpieczyć polski system przed podobnym zdarzeniem? Po pierwsze – utrzymać odpowiedni poziom dyspozycyjnych źródeł wytwórczych i zapewnić możliwość ich szybkiego uruchomienia w sytuacjach kryzysowych.

Po drugie – wyposażać operatorów (głównie sieci przesyłowych, ale także sieci dystrybucyjnych) w uprawnienia do interwencyjnego sterowania produkcją i magazynami energii – aby mogli szybko reagować na zdarzenia sieciowe.

Po trzecie – usprawnić przepływ danych w czasie rzeczywistym, gwarantując pełną widoczność produkcji, konsumpcji i pracy wszystkich podmiotów w systemie.

Równie ważne jest zapewnienie odpowiedniej inercji i stabilnej kontroli napięcia przy rozproszonym systemie coraz silniej opartym na źródłach OZE. Rozwiązaniem są tzw. *grid forming inverters*, urządzenia pozwalające OZE funkcjonować podobnie do źródeł konwencjonalnych. Umożliwiają one zarządzanie poziomami napięcia i częstotliwości zwiększając odporność całego systemu. Naturalnym kierunkiem jest także dalsza, racjonalna modernizacja i rozbudowa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, rozwój rynku magazynów energii oraz zwiększanie przepustowości

połączeń transgranicznych (z Niemcami, Czechami, Słowacją i Litwą), które obecnie wynoszą ok. 5 GW.

Rosnące znaczenie OZE powinno kierować naszą uwagę na tzw. grid forming inverters, urządzenia pozwalające instalacjom odnawialnym funkcjonować podobnie do źródeł konwencjonalnych. Umożliwiają one zarządzanie poziomami napięcia i częstotliwości zwiększając odporność całego systemu.

Hiszpański *blackout* pokazuje, że nawet technologicznie rozwinięte systemy mogą stać się ofiarą krytycznych błędów w sterowaniu i nadzorze. W erze energetyki odnawialnej nie wystarczy produkować czystą energię – trzeba to robić stabilnie i bezpiecznie. Dla Polski, której system charakteryzuje się niższym udziałem OZE, doświadczenie Hiszpanii powinno być jasnym ostrzeżeniem i punktem odniesienia przy kształtowaniu przyszłego miksu energetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem bezpieczeństwa i stabilności dostaw.

Co zamiast węgla?

Dekarbonizacja – drugi filar determinujący miks energetyczny – to proces ograniczania emisji dwutlenku węgla w gospodarce, stanowiący centralny element polityki energetycznej Polski. Jej główne cele wynikają zarówno z unijnych zobowiązań klimatycznych (neutralność klimatyczna do 2050 r.), jak i z rosnącej presji kosztowej związanej z systemem EU ETS. W 2024 roku średni koszt uprawnień do emisji przekroczył 70–80 €/tCO₂, co czyni produkcję energii z węgla coraz mniej konkurencyjną.

Jeśli chodzi o strukturę wytwarzania, węgiel kamienny i brunatny odpowiadały w 2024 roku za 56% produkcji energii elektrycznej. Udział OZE wzrósł do blisko 30%, z dominującą rolą fotowoltaiki i wiatru, i z każdym rokiem jest coraz wyższy. Gaz ziemny stanowił ok. 12% miks, pełniąc funkcję źródła bilansującego. Emisyjność polskiej elektroenergetyki pozostaje jedną z najwyższych w Europie – średnio ~650 g CO₂/kWh wobec unijnej średniej ~270 g.

Dekarbonizacja w energetyce poniekąd wymusza rozwój odnawialnych źródeł energii. W przyszłości udział OZE w produkcji energii może osiągnąć 50–70%, a w niektórych scenariuszach jeszcze więcej. Kluczowymi technologiami będą fotowoltaika, wiatr na lądzie oraz – w zależności od struktury kosztowej – także wiatr na morzu. Dalsza ekspansja OZE wymaga ich integracji z systemem poprzez nowe mechanizmy zarządzania produkcją, budowę magazynów energii i rozwój systemów DSR. To właśnie inwestycje w OZE są postrzegane jako filar zdekarbonizowanego systemu i fundament transformacji energetycznej.

Choć źródła odnawialne praktycznie nie generują kosztów zmiennych i stanowią relatywnie najtańszą inwestycję w źródło wytwórcze, to ich szybki rozwój wiąże się z wyzwaniem kosztowymi i systemowymi. Zależność od warunków pogodowych wymusza utrzymywanie rezerw mocy dyspozycyjnych, co oznacza dodatkowe nakłady i w konsekwencji wpływa na koszty całego systemu.

Niezwykle istotny w procesie dekarbonizacji jest również rozwój energetyki jądrowej.

W dokumentach strategicznych państwa oraz w analizach NCAE i PSE atom wskazywany jest jako fundament miksu energetycznego po 2030 roku. Pierwszy blok elektrowni jądrowej w Polsce ma zostać uruchomiony po 2035 roku, a kolejne reaktory będą oddawane co 2–3 lata. Do początku lat czterdziestych roku planowane jest uruchomienie sześciu reaktorów o łącznej mocy 6–9 GW, co pozwoli pokryć 20–25% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Według scenariusza WAM do 2040 roku energetyka jądrowa może osiągnąć udział 15–20% w miksie i zastąpić znaczną część produkcji z węgla i gazu, co przełoży się na redukcję emisji o kilkadziesiąt milionów ton CO₂ rocznie. Głównym mankamentem tej technologii pozostaje wysoki koszt inwestycyjny oraz ograniczona elastyczność – elektrownia atomowa, ze względów technologicznych i ekonomicznych, powinna pracować stabilnie przy wysokim *capacity factor*, co utrudnia jej dopasowanie do zmiennych warunków pracy systemu.

Drugim kluczowym elementem dekarbonizacji jest transformacja rynku gazu. Gaz ziemny pełni w Polsce rolę paliwa przejściowego. Jego znaczenie wzrosło po rezygnacji z importu z Rosji i uruchomieniu nowych kierunków dostaw. W perspektywie najbliższych dwóch dekad gaz ma być istotnym narzędziem równoważenia systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza w okresie rosnącego udziału niestabilnych źródeł odnawialnych. W najbliższych latach niezwykle istotne dla stabilizacji systemu oraz utrzymania strategicznej rezerwy mocy jest powstanie nowych bloków gazowych – gazowo-parowych oraz kogeneracyjnych – zapewniających elastyczność i zdolność

do szybkiego reagowania na niedobory energii z OZE. Jednostki te, pracujące w cyklu regulacyjnym, umożliwią bilansowanie sieci w godzinach niskiej produkcji ze źródeł pogodozależnych, a w przypadku dłuższych przerw w ich pracy staną się niezbędne dla bezpieczeństwa systemu. Wymaga to jednak nowych mechanizmów rynku mocy, które stworzą impuls inwestycyjny i finansowy do budowy takich instalacji. Warto podkreślić, że przyszła rola jednostek gazowych – do czasu przejścia na bardziej „zielone” paliwa – będzie ograniczona przede wszystkim do pracy godzinowej, co przełoży się na istotnie mniejszą emisję CO₂.

Dekarbonizacja polskiej energetyki to nie wybór, lecz konieczność – warunek bezpieczeństwa, konkurencyjności i zdrowia. Jej powodzenie zależy jednak od równowagi między OZE, atomem i gazem oraz od mądrego podziału kosztów, których ponoszenie dziś jest wyzwaniem, ale jutro może stać się źródłem istotnych oszczędności.

Pozostałymi wyzwaniami w procesie dekarbonizacji są od lat kwestie społeczno-gospodarcze – przede wszystkim konieczność restrukturyzacji regionów górniczych – infrastrukturalno-systemowe (dostosowanie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, inwestycje w dystrybucję) oraz finansowe (szacuje się, że całkowite koszty transformacji sięgną 500–600 mld zł do 2040 roku). Jednocześnie transformacja przynosi wymierne korzyści: zwiększa bezpieczeństwo energetyczne poprzez zmniejszenie zależności od importu paliw kopalnych, obniża koszty energii w długim

okresie (przy odpowiedniej polityce regulacyjnej i otwartym rynku koszt wytwarzania z OZE i atomu będzie niższy niż z węgla i gazu obciążonych opłatami za emisję CO₂) oraz poprawia warunki zdrowotne i środowiskowe (lepsza jakość powietrza dzięki redukcji emisji pyłów oraz zanieczyszczeń SO₂ i NO_x).

Podsumowując, dekarbonizacja polskiej elektroenergetyki to proces trudny, ale nieunikniony – konieczny zarówno z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego, jak i kosztów oraz zobowiązań klimatycznych. Nie jest to wyłącznie wyzwanie technologiczne i polityczne, ale przede wszystkim ekonomiczne. Decyzje dotyczące miksu energetycznego muszą uwzględniać bezpieczeństwo dostaw, redukcję emisji oraz koszty – inwestycyjne, eksploatacyjne i systemowe – a także ich wpływ na ceny energii dla odbiorców. Struktura kosztów systemu elektroenergetycznego obejmuje: koszty inwestycyjne (CAPEX) związane z budową jednostek wytwórczych, koszty operacyjne (OPEX), czyli koszty zmienne, w tym opłaty, oraz koszty systemowe, do których należą rozbudowa sieci, utrzymanie rezerw, mechanizmy wsparcia (rynek mocy, a w przyszłości rynek elastyczności). Nie można jednak wprost utożsamiać kosztów wytwarzania z cenami energii dla odbiorcy końcowego – wpływ mają bowiem taryfy, warunki rynkowe i instrumenty wsparcia. Pewne jest natomiast, że im niższe będą koszty wytwarzania, tym niższe powinny być rachunki dla odbiorcy końcowego.

Jaka kontrola, gdy pewna jest tylko zmiana?

Jak powinien wyglądać optymalny miks energetyczny, aby spełnić wszystkie te warunki

a zarazem uwzględnić skomplikowaną sytuację na rynku energii?

1. Po pierwsze – musi zapewniać bezpieczeństwo energetyczne, rozumiane jako nieprzerwane dostawy energii elektrycznej.
2. Po drugie – jego celem powinna być optymalizacja kosztowa, którą – na podstawie swoich modeli – prowadzą wszystkie ośrodki analityczne.
3. Po trzecie – miks powinien być projektowany w perspektywie długookresowej, gdyż tylko w niej możliwa jest korelacja pomiędzy kosztami transformacji a realizacją celów klimatycznych.

Wspólną cechą wszystkich scenariuszy jest dynamiczny wzrost OZE – w każdej z prognoz odnawialne źródła energii stają się największym filarem produkcji energii

elektrycznej, osiągając 50–75% udziału do 2040 roku. Równolegle postępuje spadek roli węgla – jego udział w miksie zmniejsza się do poziomu jednocyfrowego w latach 40. XXI wieku, choć tempo tego procesu różni się w zależności od scenariusza.

W każdej analizie istotne miejsce zajmuje energetyka jądrowa, mimo wysokich kosztów inwestycyjnych (CAPEX). W długiej perspektywie atom daje bezpieczeństwo dostaw, zeroemisyjność oraz przewidywalny koszt wytwarzania. Kluczowym technologicznie elementem pozostaje także gaz ziemny – jako paliwo przejściowe i stabilizujące system. Jego znaczenie rośnie w scenariuszach ostrożnych (WEM, PSE), natomiast w wariantach protransformacyjnych (Instrat, WAM, Forum Energii) po 2040 roku ustępuje miejsca OZE, magazynom energii i wodorowi.

W poniższej tabeli zestawiono wyniki analiz różnych instytucji:

Element	PSE (Ocen. wyst.)	Instrat (Model. 2025)	Forum Energii (Transformacja 2025)	KPEiK – WAM/WEM
OZE w 2030 r.	ok. 50–55% w produkcji	63%	~60%	WAM: 63%, WEM: 50%
OZE w 2040 r.	~65–70%	75–78%	~75%	WAM: 75%, WEM: 60%
Węgiel w 2030	30–35%	15%	<20%	WAM: 15%, WEM: 30%
Węgiel w 2040	15–20%	<3%	3–5%	WAM: 3%, WEM: 15%
Gaz w 2030	10–15%	15%	10%	WAM: 15%, WEM: 20%
Gaz w 2040	10–15%	4–7%	5%	WAM: 7%, WEM: 15%
Jądrowa 2040	15%	15–18%	15%	WAM: 15%, WEM: 10%
Zapotrz. 2040	~190–200 TWh	~175 TWh (efektywność)	~180 TWh	WAM: ~180, WEM: ~200 TWh

Podsumowując, wszystkie analizowane źródła wskazują, że polski miks będzie ewoluował w stronę dominacji OZE i atomu, przy marginalnej roli węgla w latach 40. XXI wieku i utrzymaniu gazu jako gwaranta bezpieczeństwa. Różnice między scenariuszami dotyczą przede wszystkim tempa transformacji i skali inwestycji w moce elastyczne – to one przesądzą, czy bezpieczeństwo dostaw zostanie utrzymane bez ryzyka wzrostu importu i gwałtownych wahań cen. Rola biomasy, choć będzie miała swój rosnący udział w miksie, nie będzie przekraczała 5 max 10%. Natomiast przy obecnej wiedzy na temat procesów związanych z wykorzystaniem wodoru należy stwierdzić, iż jego rola w miksie elektroenergetycznym będzie marginalna.

Realną przyszłością polskiej energetyki może być więc miks oparty na OZE (w przeszłości atomie), wspierany przez gaz i decentralizację rynku, oraz jego połączenie z sektorem ciepłowniczym – kluczowe będzie jednak tempo transformacji (czas), możliwości ponoszenia kosztów inwestycyjnych a przede wszystkim utrzymanie zdolność systemu do bezpiecznej pracy.

Z badań i analiz NCAE wynika, że model hybrydowy może być optymalnym miksem w okresie transformacji energetycznej. Powinien on przede wszystkim gwarantować bezpieczeństwo dostaw energii, nawet jeśli oznacza to wydłużenie drogi do pełnej dekarbonizacji i brak pełnej optymalizacji kosztowej w krótkim oraz średnim okresie. Przy dalszym rozwoju OZE (powyżej stosunkowego udziału na poziomie 50%) konieczne jest zachowanie kontrolowanego poziomu

wsparcia i odpowiednich mechanizmów rynkowych oraz regulacyjnych. Priorytetem pozostaje odblokowanie potencjału energetyki wiatrowej na lądzie, a dopiero w przypadku niewystarczających mocy – rozwój energetyki wiatrowej na morzu. O inwestycjach w offshore powinny decydować przede wszystkim koszty budowy i model finansowania, tak aby nie prowadziły one do trwałego zawyżenia cen energii.

Każdorazowo należy oceniać, czy KSE dysponuje odpowiednią rezerwą, możliwościami bilansowania i przepustowością sieci, aby wchłonąć dodatkowe moce OZE. Wycofywanie źródeł węglowych powinno odbywać się stopniowo, tak aby nie narazić systemu na braki mocy. Kluczowe znaczenie ma także rozwój zdecentralizowanej produkcji energii przy wprowadzeniu standardów jej zarządzania. Oznacza to animowanie lokalnych rynków energii, rozwój magazynów energii oraz wdrażanie adekwatnych usług rynkowych i regulacyjnych stabilizujących system. Prowadzi to też do dość istotnego wniosku, dalszy rozwój OZE (choć pożądaný) musi być bezwzględnie kontrolowany z uwagi na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii.

Z uwagi na charakter opracowania załączone wnioskowanie naturalnie nie jest pełne, przedstawia tylko główny zakres po stronie KSE. Do wszystkich omawianych zjawisk należy dołączyć elektryfikację i transformację sektora ciepłowniczego, dalszą elektryfikację sektora transportu, nieprzewidywalną ścieżkę wzrostu poziomu zapotrzebowania na energię, zmiany w sektorze przemysłowym, czy w końcu wspomnianą decentralizację produkcji i zarządzania (lokalne obszary bilansujące).

Niezbędne jest stworzenie systemu finansowego umożliwiającego rozwój mocy gazowych (stabilnych) jako rezerwy bezpieczeństwa w okresach niskiej generacji z OZE (na wzór rynku mocy). Równolegle należy konsekwentnie rozwijać energetykę jądrową – zarówno w formie dużych jednostek, jak i lokalnych SMR-ów.

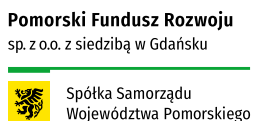
Trzeba podkreślić także, że jest to analiza odnosząca się do obecnego momentu. Świat

i rynek zmieniają się dynamicznie, dlatego ocena miksu powinna być prowadzona na bieżąco. Nowe technologie, zmiany geopolityczne, decyzje regulacyjne czy transformacja sektorów ciepłownictwa i transportu będą stale wpływać na jego kształt oraz umożliwiać nie ocenione zasoby elastyczności. Kluczowe jest jednak, aby podejmując decyzje o przyszłości rozwoju rynku energii kierować się zawsze zasadami polityki opartej na dowodach analitycznych. ■

O AUTORZE

dr **Artur Kopijkowski-Goźuch** – menadżer, analityk, dyrektor zarządzający, z 20-letnim stażem zawodowym w obszarach: rynku energii, inżynierii finansowej, ekonometrii, ekonomicznej analizy prawa, administracji, strategii i organizacji. Aktualnie Dyrektor Narodowego Centrum Analiz Energetycznych – ośrodka analitycznego odpowiedzialnego za przygotowywanie analiz strategicznych w zakresie transformacji energetycznej (sektor energetyczny, gazowy, paliwowy oraz środowiskowy), działającego na rzecz administracji rządowej oraz Urzędu Regulacji Energetyki. Doktor Nauk Ekonomicznych posiadający dorobek naukowy z dziedzin: rynku energii, finansowania inwestycji oraz rynku kapitałowego. W latach 2017-2021 pełnił funkcję Dyrektora Zarządzającego w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych, gdzie był odpowiedzialny za budowę i prowadzenie strategii operatora przesyłowego, zarządzania portfelem projektów, nadzór nad analizami, prowadzenie strategicznych projektów spółki, a także za pion organizacyjny oraz ład korporacyjny. Wieloletni pracownik administracji rządowej, w ramach której nadzorował działania z zakresu: rynku energii, koordynacji polityk horyzontalnych, planowania legislacyjnego, systemu Oceny Skutków Regulacji (OSR), prowadzenia działalności gospodarczej, reformy regulacji oraz deregulacji prawa.

Partnerzy



2000-2025 LAT
POLSKO-AMERYKAŃSKA
FUNDACJA WOLNOŚCI



Pomorski Thinkletter

2025 nr 3 (22)

WIELKA TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA – JAK JĄ WYGRAĆ DLA BEZPIECZEŃSTWA I ROZWOJU POLSKI?

O JAKĄ STAWKĘ GRAMY

- DRUGA FALA MODERNIZACJI CZY STAGNACJA?

WIELKI ENERGETYCZNY TRYLEMAT

- BEZPIECZEŃSTWO - DEKARBONIZACJA - KOSZTY

JAKI MODEL TRANSFORMACJI

- KONCENTRACJA CZY ROZPROSZENIE?

ILE INTEGRACJI - ILE AUTONOMII?

- MIĘDZY NIŻSZYMI KOSZTAMI A SUWERENNOŚCIĄ

NOWE ZACHOWANIA SPOŁECZNE

- OD BEZREFLEKSYJNEJ DO ŚWIADOMEJ KONSUMPCJI



POBIERZ CAŁĄ PUBLIKACJĘ

www.kongresobywatelski.pl

