© prof. dr hab. inż. Władysław Mielczarski i dr Artur Bartoszewicz

Ocena technicznej i finansowej wykonalności Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.

Opracowanie przygotowane na zlecenie Zarządu Regionu Śląsko-Dąbrowskiego NSZZ „Solidarność”

Warszawa, 5 listopada 2024 r.

Spis treści

I. Analiza aspektów technicznych i wykonalności Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. 3
1. Podsumowanie analiz 3
1.1. Błędy metodologiczne 3
1.2. Błędy merytoryczne 3
1.3. Błędne wyniki obliczeń i prognoz w aKPEiK 4
2. Omówienie aKPEiK 5
2.1. Zakres planu 5
2.2. Podejmowane działania i strategie 7
2.3. Załączniki do planu 7
2.4. Kluczowe wyniki aKPEiK 8
2.5. Obniżenie emisyjności 9
2.6. Poprawa efektywności energetycznej 10
2.7. Bezpieczeństwo energetyczne 10
2.7.1. Pokrycie zapotrzebowania na węgiel 10
2.7.2. Pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny 10
2.7.3. Pokrycie zapotrzebowania na ropę naftową i paliwa ciekłe 11
2.7.4. Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na paliwo jądrowe 11
2.7.5. Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na wodór 11
2.7.6. Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną 12
2.8. Załączniki do aKPEiK 12
2.8.1. Scenariusz aktywnej transformacji 12
2.8.2. Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do *business as usual* 12
2.8.3. Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania 17
2.8.4 Opis środków poprawy efektywności energetycznej i współczynnika PEF w sieci energetycznej 20
2.8.6. Odniesienie do zaleceń KE 21
3. Analiza techniczna Krajowego Planu w dziedzinie Energetyki i Klimatu 22
3.1. Założenia analiz 22
3.2. Stan wyjściowy analiz 22
3.2.1. Produkcja energii elektrycznej w roku 2023 22
3.2.2. Prezentacja bilansów mocy i energii 23
3.3. Analiza bilansów energii i mocy 24
3.3.1. Bilanse mocy i rezerwy 24
3.3.2. Energia ze źródeł odnawialnych 24
3.5. Weryfikacja bilansów mocy podanych w aKPEiK 27
3.6. Rezerwy mocy 28
3.7. Moce przyłączeniowe 31
3.8. Główne pułapki w planowaniu rozwoju systemów elektroenergetycznych 32
3.9 Podsumowanie 35
II. Ocena pewności finansowania transformacji klimatyczno-energetycznej – analiza projektu *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.)* 36
1. Podstawa analizy 36
2. Wstęp 36
3. Założenia finansowe KPEiK – wydatki 38
4. Założenia finansowe KPEiK – źródła finansowania 42
5. Dostępne źródła finansowania transformacji energetycznej i celów klimatycznych w KPO 2022–2026 42
6. Dostępne źródła finansowania transformacji energetycznej i celów klimatycznych w Polityce Spójności 2021–2027 43
7. Ocena możliwych do wykorzystania źródeł finansowania wskazanych w aKPEiK 45
8. Wnioski i podsumowanie 52
Notki o autorach 55

I. Analiza aspektów technicznych i wykonalności Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.

Prof. dr hab. inż. Władysław Mielczarski

1. Podsumowanie analiz

Prezentowany *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.)*, opublikowany w październiku 2024 r. (dalej: aKPEiK), zawiera szereg błędów metodologicznych i merytorycznych oraz błędnych założeń i prognoz, które czynią go nierealnym, a próby jego wdrażania mogą doprowadzić do zakłócenia ciągłości zasilania w energię elektryczną oraz poważnych strat gospodarczych i naruszenia zasad bezpieczeństwa energetycznego w Polsce.

1.1. Błędy metodologiczne

Do głównych błędów metodologicznych przedstawionego aKPEiK należą:

- budowa planów działania i stawianie celów bez uwzględnienia dynamiki pracy systemu elektroenergetycznego oraz analizy koincydencji pracy odnawialnych źródeł energii (dalej: OZE), w szczególności niedyspozycyjnych OZE, takich jak elektrownie wiatrowe lądowe i morskie oraz farmy fotowoltaiczne, z wielkościami odbiorów energii oraz pracą ewentualnych magazynów;
- brak weryfikacji aKPEiK przy użyciu dynamicznych modeli rozwoju i pracy systemów elektroenergetycznych z uwzględnieniem ich ograniczeń typu *must-run*;
- brak weryfikacji możliwości realizacji założeń oraz proponowanych na ich podstawie planów, a w szczególności zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz paliw do wytwarzania tej energii, co może prowadzić do braku ciągłości zasilania w energię elektryczną dla społeczeństwa i gospodarki (*supply adequacy*).

1.2. Błędy merytoryczne

Oprócz błędów metodologicznych w aKPEiK występują błędy merytoryczne, które dyskwalifikują ten plan. Do najistotniejszych z nich należą:

- nieprawidłowy sposób tworzenia bilansów mocy, do których wliczono niedyspozycyjne moce źródeł odnawialnych, co narusza ustalone zasady (UCTE i ENTSO-E) i może prowadzić do destabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego i awarii typu *black-out*;
- błędne założenie uzyskiwania dodatkowej energii elektrycznej z magazynów energii, co jest niemożliwe w świetle praw fizyki, jak również nieuwzględnienie dynamiki pracy magazynów energii oraz ich parametrów, takich jak pojemność i moc maksymalna;
- zawyżenie możliwej do pozyskania energii ze źródeł odnawialnych, a tym samym błędne założenie, że możliwe jest zastąpienie przez OZE dyspozycyjnych źródeł energii;
- zaniżenie ilości paliw, a w szczególności węgla, niezbędnej dla pracy dyspozycyjnych źródeł energii i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego;
- zawyżenie wielkości możliwych rezerw mocy poprzez wliczenie niedyspozycyjnych źródeł energii, co może prowadzić do niezbilansowania systemu i utraty stabilności;

- brak wykonania analizy możliwości przyłączenia nowych źródeł, w szczególności źródeł odnawialnych, do systemu elektroenergetycznego.

1.3. Błędne wyniki obliczeń i prognoz w aKPEiK

W celu weryfikacji, jak bardzo nierealne są założenia aKPEiK i błędne wyniki obliczeń, dane z opublikowanego aKPEiK wprowadzono do dynamicznych modeli pracy systemu elektroenergetycznego opartych na profilach godzinowych generacji i zużycia energii, obejmujących optymalizację miksu energetycznego w okresie transformacji energetycznej, z uwzględnieniem bilansów mocy i energii oraz parametrów niezbędnych do zagwarantowania bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych.

Najistotniejsze wyniki weryfikacji aKPEiK przedstawiono w podrozdziale 1.3., a szczegółowe analizy są omówione w rozdziale 3 niniejszego opracowania.

Do najważniejszych błędów w obliczeniach i prognozach zamieszczonych w aKPEiK należą:

- **Zawyżenie możliwej do pozyskania energii ze źródeł odnawialnych** (tabela 3.3.) ze względu na koincydencję pracy farm wiatrowych i fotowoltaicznych, przy ograniczonej możliwości odbioru energii, występuje jednak nadmiar mocy z OZE, który operatorzy sieci redukują przez wyłączenia. Tylko w roku 2024 przy produkcji OZE wynoszącej około 27,0–28,0% zapotrzebowania wystąpiło prawie 50 wyłączeń OZE. Część energii, jaka zostałaby stracona na skutek wyłączeń, może zostać odzyskana w magazynach energii. Realna do pozyskania wielkość OZE jest jednak znacznie mniejsza od zakładanej w aKPEiK.

- **Błędne bilanse energii elektrycznej** (tabela 3.4. w podrozdziale 3.3.). Błędne obliczenia możliwej do pozyskania energii z OZE powodują kolejne błędy w wielkości energii możliwej do pozyskania przy użyciu magazynów. Nierealne jest założenie o produkcji 58,0 TWh z elektrowni jądrowych (odpowiednia moc – 8,0 GW), co odpowiadałoby wybudowaniu i uruchomieniu 7–8 bloków jądrowych, z których każdy miałby moc ~1,2 GW. Jeśli energia będzie produkowana z gazu, jak przyjęto w aKPEiK, w celu zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną konieczna jest znacznie większa niż zakładana produkcja energii z węgla, tj. 67,0 TWh w roku 2030 (zamiast 43,0 TWh, jak przyjęto w aKPEiK) oraz 110,0 TWh w roku 2040 (zamiast 4,0 TWh jak przyjęto w aKPEiK). Inne powinny być udziały technologii w produkcji energii elektrycznej (zob. tabela 3.5.). Błędy w prognozach produkcji energii elektrycznej w aKPEiK mogą doprowadzić do jej braków już po roku 2030.

- **Błędne bilanse mocy** (tabela 3.6. w podrozdziale 3.5.). Prezentowane w aKPEiK bilanse mocy nie są zgodne z metodologią przyjmowaną od lat przez operatorów sieci, w której suma mocy w pełni dyspozycyjnych źródeł energii musi być większa niż największe w roku zapotrzebowanie powiększone o margines bezpieczeństwa (rezerwy mocy). Tylko bilanse mocy wykonane taką metodą gwarantują ciągłość zasilania w średnim i dłuższym horyzoncie czasowym (*supply adequacy*). Weryfikacja bilansów mocy dokonanych w aKPEiK wskazuje, że braki mocy niezbędnej dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego wyniosą 3,9 GW mocy w roku 2030 oraz 13 GW mocy roku 2040.

- **Nierealne założenie rozwoju OZE** (tabela 3.7. w podrozdziale 3.5.). Wzrosty mocy zainstalowanych OZE, jakie są prognozowane w aKPEiK, są nierealne. Wskazują one na: 200,0% wzrostu mocy zainstalowanej farm wiatrowych lądowych w latach

2023–2030; 300,0% wzrostu mocy farm wiatrowych morskich w latach 2030–2040; 170,0% wzrostu mocy paneli fotowoltaicznych w latach 2023–2040. Całkowity, zakładany w aKPEiK, wzrost mocy OZE w latach 2023–2030 ma wynosić ponad 200,0%, a w latach 2030–2040 – około 170,0%. Biorąc pod uwagę ograniczenia w lokalizacji farm wiatrowych, możliwości przyłączenia mocy OZE przez operatorów sieci (tabela 3.9. w podrozdziale 3.7.), jak również możliwości odbioru energii wyprodukowanej przez OZE, prognozy produkcji energii ze źródeł odnawialnych ujęte w aKPEiK są nierealne.

- **Błędne założenia dotyczące rezerw mocy** (tabela 3.8., rysunki 3.1. i 3.2. w podrozdziale 3.6.). W aKPEiK błędnie się zakłada, że farmy wiatrowe lądowe mogą dostarczyć w chwili wystąpienia szczytowego obciążenia w systemie 12,5% mocy dyspozycyjnej, a farmy wiatrowe morskie – 15,0% mocy osiągalnej. Jest to założenie całkowicie błędne. W podrozdziale 3.6. zweryfikowano założenia aKPEiK dla dnia maksymalnego obciążenia w roku 2023 i pokazano, jak bardzo błędne są założenia aKPEiK i jak tragiczne mogą być ich skutki.

2. Omówienie aKPEiK

2.1. Zakres planu

W aKPEiK wyodrębniono pięć głównych celów:

- **obniżenie emisyjności**, w którego zakres wchodzą:
  - redukcja gazów cieplarnianych i wzrost wykorzystania OZE, obejmujące:
    - ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z gospodarki,
    - ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w sektorze non-ETS i szacowana redukcja w sektorach ETS,
    - wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto ogółem jako cel ogólny,
  - dekarbonizacja i rozwój OZE według sektorów, obejmujące:
    - redukcję emisji GC w sektorze elektroenergetycznym, w tym rozwój OZE,
    - redukcję emisji GC z ciepłownictwa, w tym rozwój OZE,
    - redukcję emisji GC z transportu, w tym rozwój OZE i elektromobilności,
    - redukcję emisji GC w przemyśle,
    - redukcję emisji GC w rolnictwie,
  - udział sektora LULUCF w wypełnianiu celów redukcyjnych, a w szczególności dążenie do zwiększenia pochłaniania gazów cieplarnianych,
  - poprawa jakości środowiska, w tym powietrza, obejmująca następujące cele szczegółowe:
    - cel w zakresie jakości powietrza,
    - cel w zakresie stanu wód,
    - cel w zakresie stanu gleb,
    - cel w zakresie odpadów,
  - gospodarka w obiegu zamkniętym, a w szczególności wspieranie transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym,
  - adaptacja do zmian klimatu;
- **poprawa efektywności energetycznej** dotycząca następujących obszarów:
  - poprawa efektywności energetycznej w gospodarce obejmująca:

        - wkład Polski w zakresie zużycia energii pierwotnej,
        - wkład Polski w zakresie końcowego zużycia energii,
        - generowanie oszczędności końcowego zużycia energii,
        - zmniejszenie finalnego zużycia energii przez instytucje publiczne,
    - niskoemisyjne budownictwo, w którego zakres wchodzą:
        - redukcja potrzeb energetycznych istniejących budynków,
        - nowe budownictwo bezemisyjne;
- **bezpieczeństwo energetyczne** obejmujące:
    - zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego jako cel ogólny, w tym w szczególności:
        - zapewnienie suwerenności energetycznej,
        - pokrywanie zapotrzebowania na surowce krytyczne,
    - pokrycie zapotrzebowania na węgiel kamienny poprzez wykorzystanie surowców krajowych,
    - pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny poprzez dywersyfikację importu oraz utrzymanie krajowego wydobycia i zapewnienie odpowiedniego stanu infrastruktury przesyłowej, a także możliwość radzenia sobie z ograniczeniami w dostawach,
    - pokrycie zapotrzebowania na ropę naftową i paliwa ciekłe, obejmujące dywersyfikację dostaw;
    - perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na paliwo jądrowe, w tym:
        - zapewnienie bezpiecznych dostaw paliwa jądrowego,
        - inwentaryzacja krajowych złóż surowców,
    - perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na wodór oraz jego pochodne chemiczne, obejmujące:
        - zapewnienie krajowej produkcji wodoru,
        - zapewnienie infrastruktury transportowej,
        - rozwój infrastruktury do magazynowania wodoru,
    - pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną, w tym:
        - zapewnienie wystarczalności mocy,
        - zapewnienie elastyczności systemu elektroenergetycznego dla lepszej integracji OZE,
        - zapewnienie gotowości do radzenia sobie z przerwami w dostawach energii elektrycznej;
- **wewnątrzunijny rynek energii oraz społeczny aspekt transformacji**, a w tym:
    - sprawna infrastruktura energetyczna i wystarczające zdolności przesyłowe,
    - sprawna i wystarczająca infrastruktura gazowa,
    - odpowiednia struktura paliwowa,
    - rozwój energetyki rozproszonej poprzez integrację prosumentów oraz tworzenie społeczności lokalnych,
    - sprawiedliwa transformacja i ochrona konsumentów poprzez redukcję ubóstwa energetycznego, transportowego, wsparcie regionów węglowych, tworzenie miejsc pracy oraz zachowanie równowagi społecznej i ekonomicznej;
- **badania naukowe, innowacje i konkurencyjność**, w tym:
    - zapewnienie środków na badania i rozwój,
    - rozwój w obszarach sprzyjających transformacji,

- rozwój kompetencji kadrowych.

2.2. Podejmowane działania i strategie

Wskazane powyżej pięć głównych celów powinno zostać osiągnięte poprzez następujące działania:

- obniżenie emisyjności,
- efektywność energetyczną,
- bezpieczeństwo energetyczne,
- wewnątrzunijny rynek energii i społeczne aspekty transformacji,
- badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

Strategia aKPEiK oparta jest na scenariuszu aktywnej transformacji, nazywanym WAM (ang. *with additional measures*). Dodatkowo jest uwzględniony scenariusz bazowy, nazywany WEM (ang. *with existing measures*), który przedstawia rozwój sytuacji na podstawie już istniejących instrumentów i zaplanowanych polityk, w efekcie zbliżony jest zatem do scenariusza *business as usual* (biznes jak zwykle).

Scenariusz WAM (załącznik 1) rozumiany jest jako scenariusz aktywnej transformacji, dążący do realizacji założeń i celów Fit for 55. Przewiduje on wdrażanie nowych instrumentów polityki klimatyczno-energetycznej w stosunku do dotychczasowych rozwiązań, tak aby przyspieszyć rozwój i konkurencyjność oraz dążenie do neutralności klimatycznej.

Mimo że scenariusz WAM wskazuje szerszy wachlarz rozwiązań i działań inwestycyjnych, Polska osiąga w nim tylko część wskaźników i celów zawartych w Fit for 55, w tym 50,4% redukcji emisji gazów cieplarnianych (w porównaniu do celu Unii Europejskiej [dalej: UE] na poziomie 55,0%).

Scenariusz WEM (załącznik 2) rozumiany jest jako bazowy scenariusz transformacji – prognozy opierają się na założeniu zbliżonego do aktualnego (*business as usual*) tempa rozwoju technicznego, organizacyjnego i ekonomicznego.

Projekt aKPEiK – w porównaniu do wersji z 29 lutego 2024 r. – został uzupełniony o scenariusz WAM, do którego dostosowano treść dokumentu zasadniczego. Rozbudowano cele i działania, a także opracowano załącznik przedstawiający zagadnienie finansowania transformacji oraz odniesienie do zaleceń Komisji Europejskiej (dalej: KE) dotyczących projektu aKPEiK z 29 lutego 2024 r.

2.3. Załączniki do planu

Do głównego dokumentu opracowano sześć załączników:

- załącznik 1 zawierający scenariusz WAM, tj. scenariusz aktywnej transformacji (cele bieżącego dokumentu odnoszą się do scenariusza WAM);
- załącznik 2 zawierający scenariusz WEM, tj. scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do *business as usual*;
- załącznik 3 zawierający założenia analityczne i metodykę prognozowania (dla obu scenariuszy);
- załącznik 4 zawierający opis środków poprawy efektywności energetycznej i współczynnika PEF w sieci elektroenergetycznej; w załączniku tym opisano środki mające na celu osiągnięcie wymaganych oszczędności końcowego zużycia energii, o których mowa w art. 8 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz

zmieniającej rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz. UE L 231 z 20.09.2023, s. 1–111, dalej: dyrektywa 2023/1791), oraz wartości współczynnika nakładu energii pierwotnej dla energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej (ang. *primary energy factor* – PEF) dla Polski zgodnie z art. 31 ww. dyrektywy;

- załącznik 5 zawierający opis finansowania transformacji klimatyczno-energetycznej (w tym opis potrzeb inwestycyjnych);
- Załącznik 6 zawierający odniesienie do zaleceń KE dotyczących projektu aKPEiK z 29 lutego 2024 r.

2.4. Kluczowe wyniki aKPEiK

W aKPEiK podano trzy rodzaje wyników możliwych do osiągnięcia wskutek jego realizacji (zob. rysunek 2.1.).

Kluczowe wyniki aKPEiK

możliwe do osiągniecia przez Polskę w 2030 r.		cele dla PL wg regulacji UE
Redukcja emisji gazów cieplarnianych (GC)		
w całej gospodarce (vs. 1990)	**-50,4%**	wkład do celu UE -55%
w sektorach non-ETS (vs. 2005)	-18,2%	dla Polski -17,7%
w sektorach ETS (vs. 2005)	-49%	wkład do celu UE -62%
pochłanianie przez LULUCF	-42,1 mln t	dla Polski – 38,098 mln t
Odnawialne źródła energii (OZE)		
w finalnym zużyciu energii brutto	**32,6%**	wg Impact Assessment do projektu dyrektywy REDIII dla Polski 31-32%
w elektroenergetyce	56,1%	*brak zobowiązań*
w ciepłownictwie	35,4%	przyrost o 0,8–1,1 pp. r/r
w transporcie	17,7%	29% (lub 14,5% obniżenia emisji GC)
Efektywność energetyczna		
zużycie energii pierwotnej *redukcja vs. prognozy PRIMES2020*	**–13,6%** *przy czym Polska będzie dążyć do 14,4%*	dla Polski wg formuły z dyrektywy EED: 79,9 Mtoe, –14,4% vs. PRIMES 2020
finalne zużycie energii *redukcja vs. prognozy PRIMES2020*	**–4,6%** *przy czym Polska będzie dążyć do 12,8%*	dla Polski wg formuły z dyrektywy EED: 58,5 Mtoe, –12,8% vs. PRIMES 2020

Rysunek 2.1. Wyniki, które według aKPEiK zostaną osiągnięte do 2030 r.

Źródło: Streszczenie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacji KPEiK z 2019 r.), s. 3.

Wyniki, które według aKPEiK zostaną osiągnięte, dotyczą:

- redukcji emisji gazów cieplarnianych,
- udziału OZE w końcowym zużyciu energii oraz
- poprawy efektywności energetycznej.

Jednocześnie podane są koszty, jakie muszą być poniesione na potrzeby realizacji aKPEiK. Realizacja scenariusza WAM w zakresie inwestycji w latach 2026–2030 ma kosztować 792,0 mld PLN, podczas gdy największe inwestycje w sektorze elektroenergetycznym, obejmujące przesyłanie, dystrybucję i moce wytwórcze, mają wynieść 328,0 mld PLN.

2.5. Obniżenie emisyjności

Obniżenie emisyjności miałoby obejmować następujące działy gospodarki: elektroenergetykę, ciepłownictwo, transport, rolnictwo i przemysł, oraz działania na rzecz pochłaniania emisji dwutlenku węgla (dalej: CO_2).

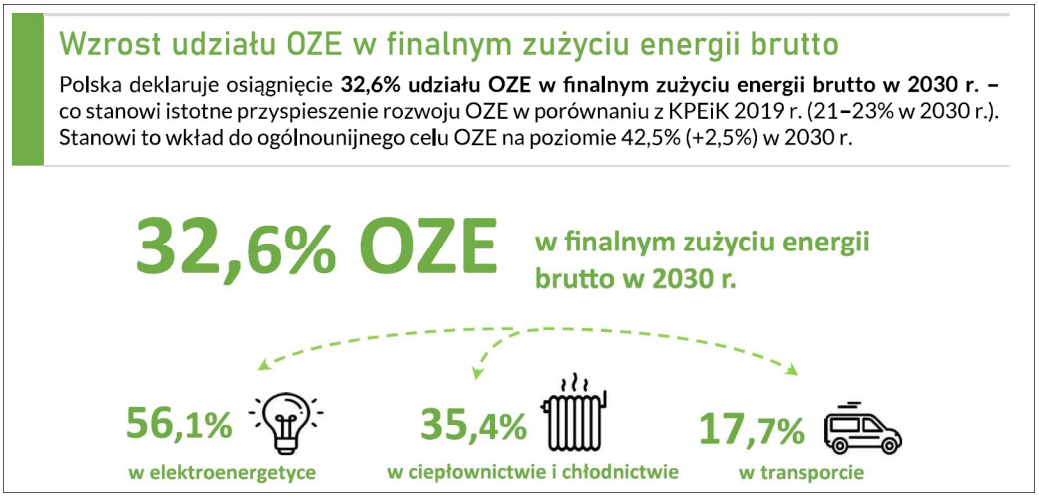
W obszarze elektroenergetyki obniżenie emisji miałoby następować poprzez:

- wzrost udziału OZE do 56,1% w roku 2030 oraz do około 70,0% w roku 2040,
- rozwój infrastruktury,
- stopniowe wycofywanie mocy węglowych przy utrzymaniu mocy gazowych oraz
- rozwój energetyki jądrowej po 2030 roku.

W zakresie ciepłownictwa obniżanie emisji miałoby następować poprzez:

- wzrost udziału OZE do 35,2% w roku 2030 oraz 62,6% w roku 2040,
- wycofanie węgla z gospodarstw domowych oraz
- dążenie do powszechnego wykorzystywania pomp ciepła.

W obszarze transportu udział OZE miałby wzrosnąć do 17,7% w roku 2030 oraz do 46,1% w roku 2040. Nastąpiłby rozwój elektromobilności, tak aby w roku 2030 liczba samochodów elektrycznych oraz hybrydowych typu *plug-in* wynosiła 1,46 mln sztuk, w tym 4,5 tys. zeroemisyjnych autobusów miejskich. Ma się rozwijać czysty transport miejski, intensyfikować elektryfikacja linii kolejowych, a w lotnictwie mają być wykorzystywane zrównoważone paliwa. Postępowałaby również dekarbonizacja transportu morskiego i żeglugi śródlądowej.



Rysunek 2.2. Wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii

Źródło: Streszczenie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacji KPEiK z 2019 r.), s. 6.

W obszarze rolnictwa spadek emisji CO_2 jest trudny do osiągnięcia i wymagałby wdrożenia innowacji i nowoczesnych metod produkcji żywności. Podejmowane byłyby również działania na rzecz pochłaniania emisji CO_2, co mogłoby dać wynik około 42,1 mln ton ekwiwalentu CO_2 w roku 2030. W przemyśle szczególną rolę mogłyby odegrać poprawa efektywności energetycznej oraz działania na rzecz wykorzystania „zielonego" wodoru. Instalacje produkcyjne mogłyby osiągnąć zdolność około 43,0 tys. ton tego gazu rocznie.

2.6. Poprawa efektywności energetycznej

Poprawa efektywności energetycznej jest priorytetowym zadaniem według aKPEiK. Zmierza się do ograniczenia – w stosunku do roku 2020 – zużycia energii pierwotnej o 16,7%, a energii końcowej – o około 10,0%. To powodowałoby zużycie w roku 2030 energii pierwotnej na poziomie 80,6 Mtoe, a energii końcowej – na poziomie 64,1 Mtoe.

Jednym ze sposobów osiągnięcia poprawy efektywności energetycznej jest niskoemisyjne budownictwo. Celem jest, aby do 2035 r. zmodernizowane zostały budynki o wskaźniku EP powyżej 230,0 kWh/m^2/rok. W przypadku nowego budownictwa wszystkie budynki w Polsce od 2030 r. powinny być bezemisyjne.

2.7. Bezpieczeństwo energetyczne

Zgodnie z aKPEiK bezpieczeństwo energetyczne ma priorytetowy charakter. Zagwarantowanie dostaw paliw i energii wymaga, by zmiany zachodziły w sposób zaplanowany, dlatego powinny się opierać na określonych założeniach i celach. Dążenie do neutralności klimatycznej wiąże się z odchodzeniem od paliw kopalnych, dlatego niezbędne jest zagwarantowanie dostaw tych surowców dla gospodarki i odbiorców w okresie przejściowym. Do realizacji celu przyczyniać się będą działania wpływające na dywersyfikację dostaw surowców, a także zapewnienie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło oraz zastępowanie paliw kopalnych własnymi źródłami i surowcami.

2.7.1. Pokrycie zapotrzebowania na węgiel

Węgiel kamienny od wielu lat stanowi podstawę pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce, ale trend ten ulega zmianie, ponieważ Polska weszła na ścieżkę transformacji energetycznej. W kolejnych latach węgiel będzie stopniowo zastępowany przez paliwa zeroemisyjne, a przejściowo również przez gaz ziemny, który charakteryzuje się niższą niż węgiel emisyjnością, ale w tym okresie niezbędne jest również pokrycie zapotrzebowania na ten surowiec.

Polska nie wyznacza celu w zakresie węgla brunatnego, gdyż jego wykorzystanie jest bezpośrednio powiązane z pracą elektrowni zasilanej tym surowcem. Z tego względu decydujące znaczenie w tym obszarze mają decyzje dotyczące pracy tych jednostek wytwórczych, przy czym trzeba uwzględnić społeczne aspekty zakończenia wydobycia w danym regionie.

Według założeń aKPEiK zużycie węgla kamiennego w energetyce nie przekroczy 22,5 mln ton rocznie w roku 2030. Głównym źródłem pokrycia zapotrzebowania na węgiel energetyczny ma być wydobycie krajowe.

2.7.2. Pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny

Ze względu na ograniczone zasoby krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny jest pokrywane głównie przez import tego surowca. Głównym celem w zakresie pokrycia tego zapotrzebowania jest dywersyfikacja dostaw tego paliwa.

Powyższy cel będzie realizowany przez zapewnienie możliwości odbioru dostaw gazu ziemnego dzięki odpowiedniej ochronie i utrzymaniu pełnej funkcjonalności połączeń z systemami państw sąsiadujących (Niemcy, Litwa, Czechy, Słowacja, Ukraina), gazociągu Baltic Pipe, umożliwiającego import z szelfu norweskiego i duńskiego, oraz terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu, a dodatkowo przez budowę terminalu LNG typu FSRU w Zatoce Gdańskiej, jak również zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju.

Zakłada się również zobowiązanie przedsiębiorstw energetycznych do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Do 2026 r. udział gazu ziemnego importowanego z jednego źródła w danym roku kalendarzowym nie może przekraczać 33,0%. Wyniki cyklicznego monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych będą stanowić podstawę do określania tego poziomu w kolejnych latach i w dalszej perspektywie.

2.7.3. Pokrycie zapotrzebowania na ropę naftową i paliwa ciekłe

Polska, która pokrywa ponad 90,0% zapotrzebowania na paliwa płynne w drodze importu, wyznacza sobie na 2030 r. cel dalszego zapewnienia stabilności dostaw ropy naftowej drogą morską do rafinerii krajowych i zagranicznych przy jednoczesnej rozbudowie infrastruktury przesyłowej i przeładunkowej.

Główne działania, jakie będą podejmowane, obejmują:

- monitorowanie potrzeb magazynowych w zakresie ropy naftowej i paliw ciekłych;
- wsparcie inwestycji mających na celu dywersyfikację oraz zwiększenie dostaw ropy naftowej, w tym m.in. zwiększenie możliwości przeładunkowych Naftoportu, budowę drugiej nitki rurociągu Pomorskiego.

2.7.4. Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na paliwo jądrowe

W polskim systemie energetycznym obecnie nie występują elektrownie jądrowe, ale po uruchomieniu pierwszej wielkoskalowej elektrowni jądrowej, budowanej w ramach Programu Polskiej Energetyki Jądrowej na Pomorzu, oraz pierwszego bloku drugiej siłowni planowanej w ramach tego programu, wraz inwestycją realizowaną w partnerstwie prywatnym, łączna moc zainstalowana wielkoskalowych jednostek jądrowych może wynieść w 2040 r. około 6,2 GW (netto), a po 2040 r. – około 10,0 GW (dwa kolejne bloki drugiej elektrowni jądrowej w ramach powyższego programu). Kilka przedsiębiorstw deklaruje także chęć budowy małych reaktorów jądrowych.

Polska nie posiada własnych złóż paliw dla elektrowni jądrowych, jak również instalacji do ich przetwarzania, dlatego wszystkie elektrownie jądrowe, które powstaną w Polsce, będą całkowicie zależne od importu paliwa jądrowego.

2.7.5. Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na wodór

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L z 31.10.2023, tzw. dyrektywa RED III) obliguje państwa członkowskie do zapewnienia, aby wodór RFNBO (ang. *renewable fuels of non-biological origin*) stanowił 42,0% do 2030 r. i 60,0% do 2035 r. wodoru stosowanego do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne w przemyśle. Należałoby zapewnić, aby udział paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego w energii dostarczanej do sektora transportu wyniósł co najmniej 1 pkt proc. w 2030 r. Wykorzystanie wodoru w tych gałęziach gospodarki może się przyczynić do przełomu w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, tj. istotnego jej obniżenia.

W dalszej perspektywie wodór spalany w elektrowniach i elektrociepłowniach będzie mógł częściowo zastąpić gaz ziemny, a tym samym przyczynić się do bilansowania systemu elektroenergetycznego. Ponadto powinien następować przepływ międzysektorowy, tak aby możliwie najlepiej wykorzystywać źródła odnawialne, by energia, na którą nie będzie popytu w danym momencie, mogła być zmagazynowana.

Według wyliczeń Ministerstwa Klimatu i Środowiska Polska będzie potrzebować w 2030 r. około 315,0 tys. ton wodoru RFNBO, tak aby można było realizować cele w przemyśle i transporcie (do jego produkcji potrzebne jest około 16,7 TWh energii elektrycznej). Szacuje się, że możliwa do osiągnięcia w 2030 r. jest budowa mocy wytwórczych z niskoemisyjnych źródeł i procesów na poziomie około 2,0 GW (zgodnie z *Polską Strategią Wodorową do roku 2030 z perspektywą do roku 2040*), co miałoby umożliwić produkcję 193,5 tys. ton wodoru odnawialnego rocznie. Wolumen ten jednak nie będzie pokrywał całości zapotrzebowania na wodór niskoemisyjny i odnawialny w Polsce w 2030 r., dlatego pożądany byłby wyższy poziom własnych mocy produkcyjnych. Pokrycie brakujących wartości wymaga importu surowca.

Dodatkowo trzeba zapewnić odpowiednią infrastrukturę, co wymaga budowy nowej instalacji rurociągów do przesyłania dużych ilości wodoru niezbędnych w energetyce. Konieczne jest też zapewnienie odpowiedniej wielkości magazynów do składowania tego gazu.

2.7.6. Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną

Zakończenie wydobycia węgla kamiennego w Polsce i planowana redukcja mocy jednostek produkujących energię elektryczną z węgla będą prowadzić do obniżenia stopnia pewności dostaw energii elektrycznej. Polska stawia sobie za cel, by przerwy w zasilaniu wynosiły do 3 godzin rocznie, lecz jego osiągnięcie jest mało realne, o czym informują dokumenty publikowane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, przewidujące przerwy w dostawach energii po roku 2030 na poziomie od kilkuset do kilku tysięcy godzin rocznie.

Jako działania w obszarze zapewnienia dostaw energii elektrycznej aKPEiK wymienia:

- wdrażanie energetyki jądrowej,
- przedłużenie funkcjonowania rynku mocy,
- modernizację linii przesyłowych i zwiększenie przepustowości połączeń transgranicznych oraz
- modernizację systemów dystrybucyjnych.

2.8. Załączniki do aKPEiK

2.8.1. Scenariusz aktywnej transformacji

W aKPEiK przedstawione są dwa główne scenariusze:

- WAM – który zakłada, że zostaną podjęte dodatkowe działania na rzecz realizacji planu, oraz
- WEM – który zakłada działanie na rzecz transformacji bez podejmowania dodatkowych działań.

Pierwszy z nich można określić jako optymistyczny, podczas gdy drugi – jako realistyczny. Dlatego w niniejszej analizie skupiono się na scenariuszu WEM i odniesiono się w poszczególnych aspektach do scenariusza WAM.

2.8.2. Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do *business as usual*

Załącznik 2 zawiera wyniki analiz i prognoz w scenariuszu WEM, który rozumiany jest jako bazowy, tj. scenariusz transformacji w warunkach zbliżonych do *business as usual*. Prezentuje analizę i ocenę obecnej sytuacji oraz prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego z uwzględnieniem istniejących polityk i środków. Dotyczy to pięciu głównych wymiarów unii energetycznej – bezpieczeństwa energetycznego, wewnętrznego rynku energii, efektywności energetycznej, obniżenia emisyjności oraz

badań naukowych, innowacyjności i konkurencyjności. Dokument zawiera również opis prognozowanych stopniowych zmian głównych czynników zewnętrznych mających wpływ na rozwój systemu energetycznego i emisję gazów cieplarnianych.

Analizy i prognozy zostały wykonane na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska przez konsorcjum, w którego skład wchodziły Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy (dalej: IOŚ-PIB) oraz Agencja Rynku Energii S.A. (dalej: ARE S.A.).

Załącznik ten dotyczy pięciu głównych wymiarów polityki energetycznej, tj.:

- obniżenia emisyjności,
- efektywności energetycznej,
- bezpieczeństwa energetycznego,
- wewnętrznego rynku energii,
- badań naukowych, innowacji i konkurencyjności.

2.8.2.1. Obniżenie emisyjności

W załączniku 2 w pierwszej części przedstawiono głównie publikacje Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) oraz IOŚ-PIB pokazujące kształtowanie się emisyjności w różnych sektorach gospodarki. W rozdziale 1.2. omówiono kwestię energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. Zaprezentowane dane obejmują okres 2015–2022, co nie oddaje dynamicznego rozwoju źródeł odnawialnych w roku 2023, co ma istotny wpływ na wyniki analiz.

Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych oparta na dotychczasowych trendach, przy braku działań nadzwyczajnych wybiegających poza istniejące dotąd ramy prawne i regulacyjne, wskazuje, że możliwe jest osiągnięcie udziału OZE w finalnym zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r. na poziomie około 30,0%, a w 2040 r. – około 44,0%. Udział OZE wzrasta dynamicznie we wszystkich sektorach – elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym. W sektorze elektroenergetycznym w latach 2020–2030 udział OZE rośnie z 16,2% do 50,0%. Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne. Na potrzeby analiz prezentowanych w aKPEiK przyjęto udział źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii elektrycznej na poziomie 56,0%.

Pokazano, że najszybciej rozwijającą się technologią w budynkach będzie fotowoltaika (charakteryzująca się największą dynamiką redukcji kosztów i stanowiąca wygodne rozwiązanie techniczne dla gospodarstw domowych, wspólnot mieszkaniowych i budynków usługowych).

2.8.2.2. Efektywność energetyczna

W części odnoszącej się do efektywności energetycznej pokazano dane dotyczące zużycia energii końcowej w latach 2011–2021 oraz zużycie energii pierwotnej i końcowej wraz z prognozą do roku 2040. Informacje zostały pogrupowane według sektorów gospodarki, takich jak: przemysł, transport, gospodarstwa domowe i rolnictwo. Zaprezentowane dane nie są jednak spójne z wielkościami przyjętymi w aKPEiK i wykazują dużą rozbieżność. Na przykład według tabeli 2.3. (s. 30) zużycie energii elektrycznej w roku 2030 ma wynosić 13 687 ktoe. Przy założeniu, że 1 ktoe = 0,01163 TWh, wynik to 159,0 TWh, podczas gdy już w roku 2023 zużycie energii elektrycznej wyniosło 166,0 TWh, a w aKPEiK na rok 2030 prognozuje się zużycie w wysokości 193,0 TWh.

Załącznik 2 pokazuje intensywność zużycia energii końcowej oraz wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej, jak również wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji. Oprócz tego przedstawiono udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii

elektrycznej i ciepła, a także produkcję energii cieplnej w elektrowniach i elektrociepłowniach. Ujęta jest również produkcja energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła. Omawiany załącznik również zawiera analizę potencjału wysokosprawnej kogeneracji, a także prezentuje optymalne poziomy wymagań dotyczące efektywności energetycznej.

2.8.2.3. Bezpieczeństwo energetyczne

W rozdziale 3 załącznika 2 omówiono krajowe zasoby energetyczne. Zasoby węgla w roku 2022 oceniane są na około 150,0 mld ton, podczas gdy wydobycie krajowe wynosi około 50,0 mln ton rocznie. Zasoby węgla brunatnego są szacowane na 70,0 mld ton, podczas gdy wydobycie wynosi około 50,0 mln ton rocznie. Zasoby gazu ziemnego są natomiast szacowane na około 160,0 mld m^3, podczas gdy wydobycie wynosi około 5,0 mld m^3 rocznie. Polska nie posiada złóż rudy uranowej.

Realny potencjał rynkowy biomasy w Polsce to 533,0 PJ. Potencjał techniczny w roku 2020 wyniósł około 600,0 PJ rocznie, a prognoza dla roku 2030 wynosi do 900,0 PJ rocznie. Biogaz rolniczy umożliwia osiągnięcie produkcji energii elektrycznej na poziomie około 4,4 TWh rocznie, z możliwością zwiększenia do 5,1 TWh rocznie w roku 2040. Inne gazy, jak gaz wysypiskowy, mają potencjał produkcji energii elektrycznej na poziomie 1,3 TWh w roku 2030.

Potencjał geotermiczny i jego wykorzystanie ocenia się na 45,0 PJ rocznie w roku 2030. Szacunki wskazują potencjał produkcji energii elektrycznej z wody na poziomie 8,0 TWh rocznie, z czego obecnie wykorzystuje się około 25,0%.

Zgodnie z szacunkami podanymi w załączniku 2 potencjał elektrowni wiatrowych lądowych jest przewidywany w wysokości mocy zainstalowanej około 30,0 GW do roku 2030, co wydaje się myśleniem życzeniowym, ponieważ na koniec 2023 r. moc zainstalowanych elektrowni na lądzie wynosiła około 10,0 GW, co oznaczałoby potrojenie mocy wytwórczych trzykrotnie w ciągu 6 lat. Podobnie życzeniowo ocenia się potencjał energetyki wiatrowej morskiej na 7,5 GW w roku 2030 i 33,0 GW w roku 2040. Realnie, o ile nie będzie opóźnień, moce energetyki wiatrowej morskiej do roku 2030 będą wynosić około 5,0 GW. Potencjał rozwoju energetyki słonecznej ocenia się natomiast na 30,0–35,0 GW w roku 2030 oraz do 45,0 GW w roku 2040.

W krajowych elektrowniach cieplnych zawodowych na koniec 2022 r. pracowało 420 turbozespołów (o 8 mniej niż w 2021 r.), z czego 136 jest już w eksploatacji ponad 30 lat. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosi 19 134,0 MW, a zatem ich udział w całkowitej mocy zainstalowanej we wszystkich turbozespołach wynosi 56,9%. W przypadku bloków pracujących poniżej 21 lat te wartości wynoszą odpowiednio 10 588,0 MW, czyli 31,5%. Bloki oddane do eksploatacji w ciągu ostatnich 5 lat stanowią zaledwie 14,04% (4723,0 MW).

Załącznik 2 zawiera analizę struktury i mocy produkcyjnych oraz wieku majątku wytwórczego energii elektrycznej:

- Analogicznie wygląda struktura wieku kotłów energetycznych zainstalowanych w elektrowniach cieplnych zawodowych. Liczba zainstalowanych urządzeń to 288, z czego 167 to jednostki ponad 30-letnie (63,0%). Łączna wydajność najstarszych urządzeń wynosi 62 234 t/h. Najmłodsze jednostki (do 5 lat) to 10 486 t/h sumarycznej wydajności (10,6%). Łącznie wszystkie bloki poniżej 21 lat stanowiły 25,3% (24 993 t/h).

- Moc zainstalowana w turbozespołach kondensacyjnych lub upustowo-kondensacyjnych to 28 815,0 MW, co stanowi ponad 85,0% wszystkich bloków występujących w elektrowniach cieplnych zawodowych w Polsce. Pod względem wielkości polska energetyka opiera się na blokach klasy 200,0 MW, których łączna moc zainstalowana to 11 745,0 MW (51 jednostek). Szeroko wykorzystywane są również turbozespoły 360,0 MW, których moc zainstalowana to 5703,0 MW. Na poniższym wykresie przedstawiona została struktura mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (dalej: KSE) w podziale na poszczególne typy turbozespołów.
- W polskich elektrowniach zawodowych dominują kotły pyłowe. Łączna wydajność 128 kotłów tego typu wynosi 78 354 t/h, co w odniesieniu do całkowitej wydajności wszystkich urządzeń zainstalowanych w KSE daje udział w wysokości 79,4%. Innym istotnym rodzajem tego typu urządzeń są kotły fluidalne. Ich liczba wynosi 37, co stanowi 13,4% sumarycznej wydajności (13 181 t/h).
- Pod względem sumarycznej wydajności dominującą grupą kotłów są urządzenia z grupy o wydajności ponad 1000 t/h. Ich łączna wydajność wynosi 36 726 t/h, co stanowi 37,2% sumy dla wszystkich kotłów zainstalowanych w elektrowniach zawodowych. Najliczniejszą grupę stanowią kotły o wydajności z przedziału 161–410 t/h (62 sztuki).
- Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło według danych za rok 2022 charakteryzują się niewielką wielkością z przewagą ilościową małych źródeł o mocach do 50,0 MW. Tylko 8 koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną swoich źródeł przekraczającą 1000,0 MW każde, a ich łączna moc osiągalna stanowiła około ⅓ mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Podmioty te działały również w obszarze wytwarzania energii elektrycznej.

Jeśli chodzi o produkcję energii elektrycznej z podziałem na rodzaje paliw, załącznik 2 do aKPEiK zakłada:

- W okresie 2020–2030 podaż węgla kamiennego wykazuje kontynuację tendencji spadkowej obserwowanej w latach 2005–2020. Wydobycie tego surowca spada z poziomu 22,6 Mtoe w 2020 r. do około 14,0 Mtoe w 2030 r. (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio około 42,0 mln ton i ponad 25,0 mln ton).
- Podaż węgla brunatnego ulega znacznej redukcji już po 2025 r. (głównie w wyniku wyłączania wyeksploatowanych bloków energetycznych i wyczerpywania się części złóż). W analizie nie zakładano uruchomienia nowych złóż węgla brunatnego. W kontekście Kompleksu Energetycznego Bełchatów (KEB) uwzględniono dane z *Terytorialnego planu sprawiedliwej transformacji województwa łódzkiego* w zakresie prognozowanego wydobycia węgla brunatnego – około 8,4 mln ton w 2030 r.
- Nie przewiduje się wydobycia rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe w Polsce.

Załącznik 2 pokazuje wielkość importu paliw (tabela 3.6., s. 63). W roku 2030 import węgla kamiennego ma być na poziomie odpowiadającym energii 1896 ktoe, a import gazu ziemnego – na poziomie energii 16 628 ktoe. W saldzie importowym energii elektrycznej przewiduje się brak jej importu i eksportu w roku 2030 (bilans zerowy).

Prognozowana produkcja energii elektrycznej ma wynieść około 268,0 TWh w roku 2040, co wydaje się wielkością nadmiernie optymistyczną. W analizach prezentowanych w aKPEiK przyjmuje się jednak, że produkcja ta wyniesie 308,0 TWh w roku 2030, co jest zgodne ze scenariuszem WAM.

2.8.2.4. Wewnętrzny rynek energii

Ta część załącznika 2 dotyczy połączeń transgranicznych polskiego systemu elektroenergetycznego. Obecnie Krajowy System Przesyłowy współpracuje:

- synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E (dawniej UCTE), tj. niemieckim, czeskim, słowackim i ukraińskim (od 2023 r.),
- asynchronicznie z systemem szwedzkim przez kabel podmorski prądu stałego,
- asynchronicznie z systemem litewskim przez linię prądu przemiennego i wstawkę prądu stałego.

Pokazana analiza możliwości rozwoju połączeń transgranicznych nie przewiduje zwiększenia przepustowości na linii Mikułowa–Hagenverder tylko pewną rozbudowę połączenia Krajnik–Vierraden do mocy około 3490,0 MW. Zakłada się utrzymanie na tym samym poziomie przepustowości połączenia z Czechami, podobnie jak ze Słowacją i Szwecją. Połączenie z Ukrainą (elektrownia Chmielnicki) ma pozostać na poziomie 1039,0 MW. Błędnie podano, że przestanie działać połączenie Ełk–Alytus (przepustowość 0,0 MW). Ma powstać nowe połączenie Harmony Link między Litwą i Polską.

Przedstawiono też plany zwiększenia możliwości importu gazu ziemnego dzięki rozbudowie terminala w Świnoujściu i zwiększeniu przepustowości z 5,0 mld m^3 rocznie do 8,3 mld m^3 rocznie, a także budowie terminala FSRU w Zatoce Gdańskiej na poziomie regazyfikacji 6,1 mld m^3 gazu rocznie.

Załącznik 2 prezentuje stan systemu przesyłowego najwyższych napięć. Składa się on z:

- 303 linii o łącznej długości 15 964 km, w tym 131 linii o napięciu 400 kV, o łącznej długości 8562 km;
- 171 linii o napięciu 220 kV, o łącznej długości 7288 km;
- 110 stacji najwyższych napięć (NN);
- podmorskiego połączenia 450 kV DC Polska–Szwecja o całkowitej długości 254 km, z czego 127 km należy do Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (dalej: PSE S.A.).

W tabeli 4.7. (załącznik 2, s. 90) jest pokazana charakterystyka krajowych linii systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych.

Jak podano w rozdziale 4.3 załącznika 2 handel energią elektryczną odbywał się w następujący sposób:

- Podstawową formą handlu hurtowego energią elektryczną w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych była sprzedaż w ramach rynków regulowanych, a dominujące znaczenie miały giełda energii oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Na wzrost popularności giełdowego obrotu energią elektryczną w Polsce wpłynęła przede wszystkim nowelizacja ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz.U. z 2024 r. poz. 266, dalej: Prawo energetyczne) z 2018 r., która podniosła tzw. obligo giełdowe z 30,0% do poziomu 100,0% w latach

2019–2022. Obowiązek nie dotyczył energii elektrycznej wytworzonej m.in. z OZE, w kogeneracji, na potrzeby własne oraz w jednostkach o mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50,0 MWe. W 2022 r. obowiązek obliga giełdowego został zniesiony.

- Głównym kanałem sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w 2022 r. była ponownie Towarowa Giełda Energii S.A., której udział w całkowitym obrocie wyniósł 74,3%. Dla porównania udział giełdy w rynku w 2005 r. wynosił 0,7%, w 2010 r. – 4,2%, w 2015 r. – 48,2%, a w 2020 r. – 63,0%. Do przedsiębiorstw obrotu zostało sprzedane w 2022 r. 15,7% energii elektrycznej, a udział tego kierunku w sprzedaży energii przez wytwórców zmniejszył się w stosunku do 2020 r. o 9,4 pkt proc., a w stosunku do 2015 r. – aż o 27,9 pkt proc. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (7,6%), w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, a tylko w niewielkim stopniu do odbiorców końcowych i na eksport.
- Rynek detaliczny od strony popytowej jest rynkiem odbiorcy końcowego. „Odbiorcą końcowym" zgodnie z definicją zawartą w Prawie energetycznym jest odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
- Uczestnikami rynku detalicznego obok odbiorców końcowych są sprzedawcy energii elektrycznej oraz jej dostawcy – operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). Wspomniani operatorzy to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego przy jednoczesnym zagwarantowaniu skutecznego i niedyskryminującego dostępu do tego systemu wszystkim uczestnikom rynku.

2.8.2.5. Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność

W załączniku 2 oceniono konkurencyjność strategicznych technologii neutralnych emisyjnie, określonych w akcie UE pt. *Plan przemysłowy Zielonego Ładu* w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie. Zawiera on przegląd przeobrażeń, jakim podlegają technologie i rynki, aby możliwe stało się osiągnięcie celów Europejskiego Zielonego Ładu i planu REPowerEU. W proponowanym dokumencie w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie określono osiem strategicznych technologii neutralnych emisyjnie, służących do osiągnięcia celu Fit for 55 na 2030 r., którym jest redukcja emisji gazów cieplarnianych netto o co najmniej 55,0% w porównaniu z poziomami z 1990 r. Technologie te obejmują energię słoneczną (technologie fotowoltaiczne i technologie słonecznej energii cieplnej), technologie lądowej energii wiatrowej i technologie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych na morzu, elektrolizery i ogniwa paliwowe, technologie magazynowania energii w akumulatorach, zrównoważone technologie biogazu/biometanu, technologie wychwytywania i składowania CO_2, pompy ciepła i technologie energii geotermicznej oraz technologie sieciowe.

2.8.3. Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania

2.8.3.1. Metody i modele

W załączniku 3 przedstawiono założenia prognostyczne i metodykę prognozowania. Punktem wyjścia w zastosowanej do celów pracy metodyce obliczeniowej była analiza

energochłonności gospodarki w latach 1994–2021. Na jej podstawie dokonano podziału zużycia energii na poszczególne sektory i podsektory i w dalszej kolejności na poszczególne kierunki użytkowania (ogrzewanie, oświetlenie, procesy technologiczne etc.) w ramach zdefiniowanych w dedykowanym modelu podsektorów.

W analizach wykorzystano dwa główne modele – model STEAM-PL oraz model MESSAGE.

STEAM-PL jest modelem zużycia końcowego (*end-use*) przeznaczonym dla krajowego systemu paliwowo-energetycznego, szczegółowo odzwierciedlającym techniczne aspekty związane z wykorzystaniem energii w poszczególnych sektorach gospodarki. Jest to zintegrowany model hybrydowy umożliwiający jednoczesne wyznaczanie przyszłego poziomu zapotrzebowania na energię użyteczną (z zastosowaniem klasycznego podejścia *bottom-up*) i sposobów jego pokrycia (z zastosowaniem podejścia *top-down*).

MESSAGE jest modelem alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię i ich ogólnego oddziaływania na środowisko. Został zaprojektowany jako model optymalizacyjny dla średnio- i długoterminowego planowania systemu energetycznego, scenariuszy rozwoju oraz analizy polityki energetycznej.

2.8.3.2. Likwidacja mocy wytwórczych

Kluczowe dla analizy i oceny aKPEiK są rozdziały 2.12. (s. 22) oraz 2.13. (s. 26) w załączniku 3, pokazujące kluczowe parametry mające wpływ na realizację tego planu. Szczególnie istotne są wskazania dotyczące wycofania jednostek wytwórczych. Zgodnie z danymi przedstawionymi w załączniku 3 dla scenariusza WAM do 2040 r. zostanie trwale wycofanych z eksploatacji około 36,5 GW mocy wytwórczych, w tym w grupie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) około 23,7 GW. W przypadku elektrociepłowni zawodowych w grupie jednostek wytwórczych niebędących jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi (nJWCD) do roku 2040 zostanie wycofane około 6,2 GW mocy wytwórczych. W ramach scenariusza WEM wycofania te będą mniejsze i obejmą 30,5 GW mocy wytwórczych.

Moce jednostek wytwórczych korzystających z węgla kamiennego wynosiły w roku 2022 około 16,6 GW w elektrowniach kondensacyjnych i około 5,9 GW w elektrociepłowniach. Zakładano, że w horyzoncie czasowym obejmującym prognozy nie powstaną nowe moce wytwórcze energii elektrycznej korzystające z węgla kamiennego jako paliwa.

W roku 2022 moce wytwórcze energii elektrycznej w jednostkach korzystających z węgla brunatnego wynosiły 8,9 GW. Podobnie jak w przypadku węgla kamiennego nie przewiduje się budowy nowych mocy wytwórczych. W kompleksie energetycznym Bełchatów produkcja energii elektrycznej w roku 2030 ma wynieść 6,9 TWh energii elektrycznej przy zużyciu około 8,4 mld ton węgla.

2.8.3.3. Nowe moce wytwórcze

Kluczowe dla bilansowania zarówno mocy, jak i energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym są nowe jednostki wytwórcze, które zastąpiłyby wycofywane moce wytwórcze. Plan budowy nowych jednostek wytwórczych przyjętych w scenariuszu WAM jest pokazany rysunku 2.5. w załączniku 3 (s. 33).

	2022-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Magazyny en.	48	1 925	1 541	5 113
El_Wodór*	0	0	0	1 124
Fotowoltaika	12 310	9 250	8 925	8 500
EL_Wiatr_Morze	0	5 927	6 306	5 650
EL_Wiatr_Ląd	4 865	7 153	5 001	6 551
EL i EC_Biogaz/biometan	122	172	62	106
EL i EC_Biomasa	81	315	160	270
EL_Pompowe	0	743	0	1 725
EL_Wodne	17	110	30	30
EC_Przemysłowe	330	62	70	125
EL_Jądrowe_SMR	0	0	600	600
EL_Jądrowe	0	0	1 170	5 055
EC_Gaz	283	1 633	331	185
EL_Gaz	1 332	4 625	0	424

Rysunek 2.5. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w scenariuszu WAM w latach 2022-2040

** Turbiny szczytowe oraz jednostki gazowo-parowe spalające tylko wodór*

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

Rysunek 2.3. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w scenariuszu WAM w latach 2022–2040

Źródło: *Załącznik 3. do aKPEiK. Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania*, s. 33.

Prezentowane założenia nie mają pokrycia w obecnym etapie rozwoju technologii oraz w realistycznych prognozach ich rozwoju, jak również nie oddają stanu obecnego zaawansowania budowy nowych mocy wytwórczych.

Do najbardziej nierealistycznych założeń należą:

- Budowa elektrowni wodorowych w latach 2036–2040 o wielkości 5113,0 MWm, co odpowiadałoby budowie i oddaniu do eksploatacji 7 turbin wodorowych o mocy 730,0 MW każda. W roku 2024 nie ma znanych technologii elektrowni wodorowych opartych na turbinach wodorowych, bo tylko takie technologie mogą być zastosowane w elektroenergetyce wielkoskalowej. Z potwierdzonych informacji i uregulowań prawnych wynika, że istnieje możliwość spalania wodoru w turbinach, o ile jego domieszka nie przekracza 10,0% gazu ziemnego. Nie ma uzasadnionych badaniami planów opanowania technologii wodorowych na poziomie produkcyjnym do 2035 r., które uzasadniałyby takie założenie.
- Budowa do 2040 r. ponad 46,0 GW mocy w panelach fotowoltaicznych. Według stanu na rok 2023 około 17,0 GW mocy wymagałoby budowy ponad 30,0 GW mocy wytwórczych, co jest założeniem mało realistycznym.
- Oddanie do eksploatacji ponad 16,0 GW w nowych instalacjach wiatrowych na lądzie w latach 2025–2040. Przy obecnych mocach wytwórczych w roku 2024 na poziomie 10,0 MW oznacza to zwiększenie mocy do około 26,0 GW, co jest mało realne, biorąc pod uwagę tereny, które można przeznaczyć na budowę lądowych farm wiatrowych.
- O ile założenie budowy 5,9 GW farm wiatrowych morskich do roku 2030 można uznać za optymistyczne, o tyle budowa kolejnych 12,0 GW w latach 2030–2040 jest mało realna.

- Uruchamianie nowych mocy wytwórczych w elektrowniach biogazowych i biomasowych jest optymistyczne, choć możliwe do realizacji. Produkcja z tych elektrowni stanowi jednak zaledwie kilka procent potrzebnej energii i rozwój tych mocy wytwórczych nie będzie miał istotnego wpływu na bilanse mocy i energii, a zatem na bezpieczeństwo energetyczne.
- Założenie, że zostanie oddane do użytku w elektrowniach jądrowych 1170,0 MW do roku 2035 oraz ponad 5,0 GW mocy w latach 2035–2040, jest bardzo mało prawdopodobne, biorąc po uwagę stopień zaawansowania budowy tych elektrowni na koniec roku 2024, kiedy ani nie ma ustalonego sposobu finansowania, ani nie ogłoszono, a tym bardziej nie rozstrzygnięto przetargów.
- Założenie, że zostaną zbudowane małe reaktory jądrowe SMR o wielkości 600,0 MW w latach 2030–2035 oraz kolejne 600,0 MW w latach 2035–2040. W 2024 r. nie ma w pełni komercyjnych zastosowań SMR, mimo że ta technologia jest badana od ponad 80 lat. Instalacja dla testów polowych będzie oddana w prowincji Ontario dopiero w roku 2029. Nawet jeżeli testy będą pozytywne, to komercjalizacja technologii zajmie 10–15 lat.
- Budowa i oddanie do użytku 1740,0 MW w nowych elektrowniach szczytowo-pompowych w latach 2035–2040. Nie ma obecnie nowych realnych planów budowy takich elektrowni, a budowa elektrowni szczytowo-pompowej Młoty o mocy 740,0 MW jest uwzględniona w bilansie mocy już w okresie 2026–2030.

Dodatkowo, jeśli chodzi o nierealistyczne założenia dotyczące technologii wytwarzania energii elektrycznej, brak jest sprawdzenia, czy wybudowane ewentualnie moce wytwórcze mogą być przyłączone do sieci, a gdyby zostały przyłączone, to czy produkowałyby energię w wielkościach wskazanych w bilansach energii w aKPEiK.

2.8.3.4. Rezerwy mocy

W załączniku 3 przyjęto, że „**w momencie wystąpienia obciążenia szczytowego sumaryczna moc dyspozycyjna elektrowni wiatrowych na lądzie będzie wynosić 12,5% ich mocy osiągalnej, natomiast na elektrowni wiatrowych na morzu 15%”** (s. 35).

Założenie dyspozycyjności elektrowni wiatrowych, szczególnie w szczycie obciążenia, jest nieuzasadnione w świetle fizyki działania elektrowni wiatrowych, ponieważ nie są one dyspozycyjne. Jest to założenie sprzeczne z metodologią liczenia bilansów mocy UCTE i ETSO-E, które wymagają, aby największe zapotrzebowanie (szczytowe) na energię elektryczną wraz z odpowiednią rezerwą (długoterminową 18,0%) było pokryte przez elektrownie w pełni dyspozycyjne, takie jak: węglowe, gazowe, jądrowe. Przyjęcie, że elektrownie wiatrowe są dyspozycyjne, co jest wbrew prawom fizyki, będzie prowadzić do braków mocy i destabilizacji systemu skutkujących awarią systemową *black-out*. Tym samym jest to zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego.

2.8.3.5. Pojazdy elektryczne

Scenariusz WAM zakłada, że w roku 2030 liczba samochodów elektrycznych będzie wynosić ponad 880,0 tys., a w roku 2040 – 4300,0 tys. Według scenariusza WEM liczby te są nieznacznie mniejsze, wynoszą odpowiednio – 870,0 tys. i 3013,0 tys.

Założenia te nie są w żaden sposób uzasadnione.

2.8.4 Opis środków poprawy efektywności energetycznej i współczynnika PEF w sieci energetycznej

2.8.4.1. Zakres załącznika 4

Załącznik 4 zawiera opis środków poprawy efektywności energetycznej i współczynnika PEF w sieci elektroenergetycznej. Obejmuje następujące zagadnienia:

- system zobowiązujący do poprawy efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 9 dyrektywy 2023/1791;
- alternatywne środki z dziedziny polityki dotyczące oszczędności energii, takie jak: Fundusz Modernizacji i Remontów, ulga podatkowa z tytułu wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych, rozwój publicznego transportu zbiorowego w miastach, poprawa efektywności energetycznej budynków mieszkalnych, efektywny energetycznie sektor publiczny.

W załączniku 3 jest również prezentowana wartość współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla energii elektrycznej z sieci energetycznej dla Polski.

2.8.4.2. Wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla energii elektrycznej

Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla energii elektrycznej pobieranej z sieci wynosi aktualnie 2,50. Odzwierciedla on sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach, która w przypadku cieplnych elektrowni węglowych wynosi około 40,0% (współczynnik 2,50), a dla układów gazowo-parowych może wynosić 55,0–60,0% (współczynnik 1,90–1,66).

Obecnie Polska przyjmuje współczynnik nakładu energii nieodnawialnej na poziomie 1,90, co oznacza, że sprawność wytwarzania energii elektrycznej i sprawność jej przesyłania od elektrowni do odbiorców końcowych wynosi co najmniej 52,0%.

Straty w sieciach przesyłowych najwyższych napięć wynoszą w Polsce około 2,3%, podczas gdy straty w sieciach dystrybucyjnych wahają się od 6,0 do 8,0%. Pod uwagę są brane tylko straty techniczne, bez tzw. strat bilansowych, w które wliczone są również kradzieże energii.

Przyjęcie współczynnika nakładu energii nieodnawialnej na poziomie 1,90 implikuje, przy założeniu strat sieciowych, sprawność wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 60,0% i więcej, co jest mało realne nie tylko obecnie, ale również w dającej się przewidzieć przyszłości.

2.8.6. Odniesienie do zaleceń KE

Zgodnie z art. 9 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 1–77) państwa członkowskie UE przekazują KE projekty lub projekty aktualizacji krajowego planu na rzecz energii i klimatu. Polska opracowała wstępny, częściowy projekt aktualizacji *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (pod nazwą: *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.*). Został on przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich 29 lutego 2024 r., a następnie przekazany KE w marcu 2024 r.

24 kwietnia 2024 r. KE wydała 23 zalecenia do tego projektu, stanowiące grupy szczegółowych oczekiwań. Przedstawiony do dyskusji aKPEiK uwzględnia te uwagi.

3. Analiza techniczna Krajowego Planu w dziedzinie Energetyki i Klimatu

3.1. Założenia analiz

Niniejsza analiza Krajowego Planu w dziedzinie Energetyki i Klimatu skupia się głównie na trzech aspektach:

- produkcji energii elektrycznej jako najistotniejszej formy energii dla działania społeczeństwa i gospodarki;
- surowcach energetycznych pozwalających zapewnić niezbędne poziomy mocy i energii elektrycznej;
- bezpieczeństwie pracy systemu elektroenergetycznego i określeniu niezbędnych warunków technicznych działania tego systemu w okresie transformacji.

Dokumentem wyjściowym jest publikacja Ministerstwa Klimatu i Środowiska zatytułowana *Krajowy Plan w dziedzinie Energetyki i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.)*. Składa się ona z dokumentu głównego (164 strony), streszczenia (15 stron) oraz sześciu załączników (430 stron) – razem jest to 609 stron. Szczegółowe omówienie aKPEiK jest zawarte w rozdziale 2 niniejszego raportu. Prezentowana poniżej analiza obejmuje aspekty techniczne proponowanego planu.

Prezentowane w aKPEiK założenia i wyniki zostały poddane analizie z wykorzystaniem danych publikowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) PSE S.A. oraz danych statystycznych ARE S.A., dotyczących energii elektrycznej i paliw. Zastosowano również metody UCTE i ENTSO-E do obliczenia bilansów mocy i energii elektrycznej.

W analizie wykorzystano modele autora niniejszego opracowania dotyczące optymalizacji składu technologii wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem ograniczeń technicznych, wytycznych z dokumentów politycznych i regulacyjnych oraz modelujących pracę systemów elektroenergetycznych i odbiorców przy użyciu standaryzowanych profili godzinowych, a także optymalizacji zastosowania magazynów energii.

3.2. Stan wyjściowy analiz

3.2.1. Produkcja energii elektrycznej w roku 2023

Produkcja energii elektrycznej w roku 2023 wyniosła 166,0 TWh, z czego prawie 120,0 TWh, stanowiących 72,0% energii, wyprodukowano w elektrowniach konwencjonalnych, a około 27,0% – z OZE. OZE podzielono na dwie główne kategorie:

- OZE_A – czyli technologie o pewnym stopniu dyspozycyjności i sterowania przy ograniczonym dostępie paliw, takie jak: elektrownie biomasowe, elektrownie biogazowe, elektrownie wodne;
- OZE_B – czyli technologie niedyspozycyjne o ograniczonej sterowalności, których działanie jest zależne od warunków atmosferycznych, takie jak: farmy wiatrowe lądowe, farmy wiatrowe morskie, instalacje fotowoltaiczne (ang. *photovoltaics* – PV).

Elektrownie konwencjonalne to instalacje wytwórcze korzystające z węgla kamiennego i brunatnego, gazu ziemnego oraz elektrownie jądrowe. Na potrzeby analizy pracy systemu korzystano z podziału stosowanego przez OSP, tj. wyróżniono instalacje w pełni dyspozycyjne i sterowane (JWCD – jednostki wytwórcze centralnie sterowane) oraz jednostki, które nie mają pełnej sterowalności (nJWCD).

Tabela 3.1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2023 r.

Technologia	Energia (TWh)	Moc (GW)	Wykorzystanie mocy (h/y)	Udział % w energii
Biogaz	1.5	0.3	5 227	0.9%
Biomasa	4.9	0.9	5 551	2.9%
Wodne	2.4	1	2 474	1.4%
Hybrydowe OZE	1.8	0.4	4 403	1.1%
OZE_A	**10.5**	**2.5**	**4 154**	**6.3%**
PV	11.4	17.1	879	7.0%
Wiatrowe	23.2	9.4	2 464	14.0%
OZE_B	**34.6**	**26.5**	**1941**	**21.0%**
Razem OZE	***45.1***	***29***	***2 456***	***27.1%***
Konwencjonalne	***119.9***	***36.2***	***3 312***	***72%***
w tym: kamienny	66.1	21.5	3 072	40%
brunatny	34.8	8.9	3 918	21%
gaz	16.6	4.4	3 756	10%
inne	2.4	1.4	1 818	2%
Razem	**166**	**65**	**2 506**	**100%**

Źródło: dane PSE S.A., ARE S.A.

3.2.2. Prezentacja bilansów mocy i energii

Rok 2023 jest rokiem wyjściowym do analiz i prognoz prezentowanych w aKPEiK. W planie tym nie ma jednorodnej kategoryzacji, ponieważ obok siebie występuje podział biorący pod uwagę paliwa, takie jak: węgiel (chociaż bez podziału na kamienny i brunatny), gaz ziemny i paliwo jądrowe oraz podział na technologie magazynowania. OZE są zgrupowane w bilansach, chociaż oddzielnie jest również prezentowana informacja o energii i mocy w podziale na technologie.

Tabela 3.2. Bilanse energii elektrycznej i mocy w aKPEiK

Bilanse energii i mocy	2023		2 030		2040	
Krajowy Plan	**Energia (TWh)**	**Moc (GW)**	**Energia (TWh)**	**Moc (GW)**	**Energia (TWh)**	**Moc (GW)**
Węgiel	100.7	31.5	43	20	4	5.6
Gaz ziemny	16.5	4.1	31	12	28	13
OZE	43.4	28.8	108	57	195	93
EJ	0	0	0	0	58	7
Magazyny, ESP	1.3	1.4	7	7	20	17
Inne	4.5	0.6	4	0.3	3	0.2
Razem	166.4	66.4	193	96.3	308	135.8

Źródło: *Streszczenie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacji KPEiK z 2019 r.)*, s. 12.

3.3. Analiza bilansów energii i mocy

3.3.1. Bilanse mocy i rezerwy

Bilanse mocy przedstawione w aKPEiK nie spełniają założeń metodologii wykonywania takich bilansów (UCTE i ENTSO-E), w których suma mocy w pełni dyspozycyjnych źródeł wytwórczych musi być większa niż największe obciążenie systemu, z odpowiednią wielkością rezerw zakładaną w długim horyzoncie czasowym na 18,0%.

Prezentowany w aKPEiK bilans zawiera również istotny błąd merytoryczny, ponieważ zaliczono magazyny do wytwórców energii i powiększono bilanse energii o energię zmagazynowaną. Energia elektryczna nie może być produkowana w żadnej z form magazynów. Mogą one tylko przechowywać energię już wyprodukowaną, którą następnie oddają do systemu elektroenergetycznego. Magazynowaniu zawsze towarzyszą straty.

Również błędne jest zgrupowanie dwóch różnych technologii, tj. magazynów, w domyśle BESS (ang. *battery energy storage system*), oraz elektrowni szczytowo-pompowych (dalej: ESP). Chociaż obie technologie magazynują energię, to ich zastosowanie jest inne. ESP mają na celu wyrównywanie obciążenia systemu przez pobieranie energii w okresach, kiedy jej zużycie jest małe i oddawanie energii do systemu, kiedy zapotrzebowanie jest odpowiednio większe.

Energia pobierana przez ESP może być i jest najczęściej wytwarzana w konwencjonalnych elektrowniach. Głównym zadaniem BESS jest natomiast gromadzenie energii wytworzonej przez OZE w okresach, kiedy taka energia nie może być zużyta i OZE są przymusowo wyłączane. BESS mogą być również użyte do bilansowania poboru energii czy świadczenia regulacyjnych usług systemowych.

Chociaż cele i zastosowania ESP i BESS mogą się różnić, to ich cechą wspólną jest to, że nie produkują energii elektrycznej, a dodatkowo przy magazynowaniu energii ponoszone są straty. Dlatego ujęcie magazynów energii (BESS) i ESP w bilansach energii, tak jak to zostało zrobione w aKPEiK, jest błędne i prowadzi do zawyżania produkowanej energii.

3.3.2. Energia ze źródeł odnawialnych

W celu weryfikacji, jakie są realne możliwości produkcji energii z OZE, dokonano symulacji przy użyciu profili godzinowych, umożliwiających uwzględnienie koincydencji produkcji energii z OZE oraz możliwości jej odbioru. Analizę godzinową wykonano dla danych, jakie podano w aKPEiK dla roku 2030 i 2040 przy następujących założeniach:

- produkcja energii z OZE ma pierwszeństwo, o ile system elektroenergetyczny jest w stanie tę energię fizycznie przyjąć (bilans);
- pozostałe źródła wytwarzania dostosowują się do OZE, tj. zmniejszają swoją produkcję, tak aby system elektroenergetyczny mógł przyjąć jak największą ilość energii ze źródeł odnawialnych;
- zmniejszenie mocy elektrowni konwencjonalnych (węgiel, gaz) następuje z zachowaniem minimum systemowego (*must-run*) na poziomie 4,0 GW;
- utrzymywana jest produkcja energii w skojarzeniu z ciepłem na potrzeby elektrociepłowni i przemysłu (jako *must-run* kogeneracyjny);
- część nadmiaru energii z OZE jest przekazywana do magazynów energii, a następnie oddawana do systemu w okresach, kiedy jest to możliwe;

- przyjęto wielkości mocy zainstalowanych OZE zgodnie z danymi z aKPEiK w wielkościach: w 2030 r. wiatr na lądzie = 19,0 GW, wiatr na morzu = 5,9 GW, PV = 29,0 GW; w 2040 r. wiatr na lądzie = 25,8 GW, wiatr na morzu = 17,9 GW, PV = 46,2 GW. Przyjęto następujące wielkości produkcji z grupy OZE_A: 2030 r. = 14,0 TWh, 2040 r. = 15,0 TWh;
- przyjęto zgodnie z założeniami aKPEiK wielkości magazynów energii, a stosunek energii do mocy na poziomie 3, co oznacza możliwość ładowania lub rozładowania z pełną mocą w czasie 3 godzin: 2030 r. – P = 7,0 GW, E = 21,0 GWh, 2040 r. – P = 17,0 GW, E = 51,0 GWh;
- magazynowany jest tylko nadmiar energii z OZE, którego nie jest w stanie przyjąć *on-line* system elektroenergetyczny. Magazyny oddają energię do systemu, kiedy tylko jest to możliwe, w celu maksymalizacji pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych.

Wyniki symulacji są pokazane w tabeli 3.3. Potencjalna produkcja energii z OZE wynosi 110,0 TWh w roku 2030 i 189,0 TWh w roku 2040. Ze względu jednak na koincydencje produkcji energii z wiatru i słońca, a także wielkości odbiorów nadmiar energii z OZE wynosi 21,8 TWh w roku 2030 i 30,3 TWh w roku 2040.

W przypadku istnienia magazynów energii część instalacji OZE, która byłaby wyłączana, gdyby magazynów nie było, może pracować i ładować magazyny, a wielkość energii pozyskiwanej dzięki magazynom wynosi 1,4 TWh w roku 2030 i 2,7 TWh w roku 2040. Odpowiada to 6% wielkości nadmiaru energii z OZE w roku 2030 oraz 8% nadmiaru energii z OZE w roku 2040.

Oznacza to, że magazyny energii mogą zmniejszyć ograniczaną możliwość produkcji energii elektrycznej przez OZE na skutek przymusowych wyłączeń tylko o około 5-8%. Należy podkreślić, że magazyny nie produkują energii, jak to jest przyjęte w bilansach w aKPEiK, ale pozwalają tylko na ograniczenie strat potencjalnej produkcji energii przez instalacje OZE na skutek przymusowych wyłączeń.

Potencjalne wielkości energii ze źródeł odnawialnych podane w tabeli 3.3. są wielkościami z aKPEiK skorygowanymi w bardzo niewielkim zakresie (< 2,0–3,0%) przez programy dynamicznej symulacji użyte do weryfikacji obliczeń zamieszczonych w aKPEiK.

Tabela 3.3. Wielkości potencjalne i rzeczywiste produkcji OZE

[TWh]	**2030**	**2 040**
Energia potencjalna OZE	110.0	189.2
Nadmiar OZE	21.8	30.3
Energia OZE z magazynu	1.4	2.7
Realna wielkość OZE	89.6	161.6
Wielkość OZE w aKPEiK	108.0	195.0
Zmiejszenie założeń OZE	- 18.4	- 33.4

Źródło: symulacje własne.

Realnie pozyskiwana energia z OZE wynosi 89,6 TWh w roku 2030, co stanowi 81,4% wielkości zakładanych w aKPEiK i 161,6 TWh w roku 2040, co stanowi 85,0% wielkości zakładanych w aKPEiK. Przy zakładanych wielkościach odbioru energii pokazane w tabeli 3.3. wielkości realne dotyczące OZE nie mogą być zwiększane przez zwiększanie

mocy zainstalowanych źródeł odnawialnych, ponieważ zwiększaniu mocy OZE będzie towarzyszyło zwiększone przymusowe wyłączanie OZE.

3.4. Realne bilanse energii

Urealniono bilans energii, który został podany w aKPEiK, poprzez:

- urealnienie wielkości produkcji energii elektrycznej z OZE oraz wielkości, jaką można pozyskać z nadmiaru energii w przypadku istnienia magazynów;
- przyjęcie, że obecne zaawansowanie programu energetyki jądrowej wskazuje, że takie instalacje nie powstaną wcześniej niż po roku 2040;
- utrzymanie wielkości produkcji energii z elektrowni gazowych, jak przyjęta w aKPEiK;
- utrzymanie wielkości zapotrzebowania na energię, jak przyjęta w aKPEiK (mimo zastrzeżeń co do zbyt dużej wielkości), i w związku z tym dostosowanie wielkości produkcji energii elektrycznej z węgla, tak aby zapewnić bilans energii, w którym energia produkowana jest równa energii zużywanej.

Elementem dyskusyjnym jest założenie zużycia energii elektrycznej w Polsce, które według aKPEiK zwiększy się z 166,0 TWh w roku 2023 do 193,0 TWh (16,0%) w roku 2030 oraz 308,0 TWh w roku 2040. Tak duże wzrosty, szczególnie do roku 2040 (ponad 85,0% w stosunku do roku 2023), nie są odpowiednio uzasadnione.

Zawyżenie prognozowanego zużycia energii co prawda ułatwia w obliczeniach bilansowych umieszczenie większej ilości energii ze źródeł odnawialnych i tym samym pokazanie, że wypełniane są zalecenia KE z zakresu udziału OZE w produkcji energii elektrycznej, ale jednocześnie może to prowadzić do błędnych decyzji inwestycyjnych o znacznym koszcie i obciążeniu odbiorców energii. Urealniony bilans energii jest przedstawiony w tabeli 3.4.

Tabela 3.4. Urealniony bilans energii w latach 2030 i 2040

Bilans energii	2023	2030	2040	2023	2030	2040
[TWh]	aKPEiK	aKPEiK	aKPEiK	Statystyki	Realnie	Realnie
Węgiel	100	43	4	100	67	110
Gaz ziemny	17	31	28	17	31	28
OZE	45	108	195	45	90	162
El. Jądrowe	-	-	58	-	-	-
OZE zmagazynowane	1	7	20	-	1.4	2.7
Pozostałe	4.5	4	3	4	4	4
Zapotrzebowanie	166	193	308	166	193	306

Źródło: dane z aKPEiK i obliczenia własne.

Istotnym wnioskiem wynikającym z urealnienia bilansu energii jest konieczność utrzymania produkcji energii elektrycznej z węgla na poziomie pozwalającym na uzyskanie 67,0 TWh w roku 2030 oraz 110,0 TWh w roku 2040. Odpowiada to zużyciu węgla kamiennego przez elektrownie węglowe na poziomie około 30,0 mln ton rocznie, w zależności od szybkości odchodzenia od węgla brunatnego.

Udziały procentowe poszczególnych technologii w zapewnieniu bilansu zapotrzebowania na energię elektryczną są pokazane w tabeli 3.5. Obliczenia wskazują, że nie jest możliwe osiągnięcie zakładanych w aKPEiK udziałów OZE w produkcji energii elektrycznej.

Tabela 3.5. Udziały procentowe poszczególnych technologii w produkcji energii elektrycznej

Bilans energii -udziały technologii	**2023**	**2030**	**2040**	**2030**	**2040**
[%]	aKPEiK	aKPEiK	aKPEiK	Realnie	Realnie
Węgiel	60%	22%	1%	35%	36%
Gaz ziemny	10%	16%	9%	16%	9%
OZE	27%	56%	63%	46%	53%
El. Jądrowe	0%	0%	19%	0%	0%
Energia OZE z magazynu	1%	4%	6%	1%	1%
Pozostałe	3%	2%	1%	2%	1%
Zapotrzebowanie	100%	100%	100%	100%	100%

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych z tabeli 3.4.

Szacowany dla Polski udział OZE w produkcji energii elektrycznej wynosi 50,0–60,0% całej produkcji i wielkości te są maksymalne. Zwiększanie mocy zainstalowanych elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych ponad wskazany poziom skutkuje coraz większym nadmiarem energii ze źródeł odnawialnych i wyłączaniem tych instalacji, ponieważ odbiorcy systemu elektroenergetycznego nie są w stanie przyjąć większej ilości takiej energii. Zwiększanie pojemności magazynów ma ograniczone rezultaty.

3.5. Weryfikacja bilansów mocy podanych w aKPEiK

Bilanse energii przedstawione w tabeli 3.4. są niezbędne dla zagwarantowania dostaw energii elektrycznej do wszystkich odbiorców i wymagają odpowiedniego poziomu mocy wytwórczej. Moce wytwórcze, dzięki którym można wyprodukować potrzebną ilość energii elektrycznej, są ukazane w tabeli 3.6.

Przy obliczaniu realnych bilansów mocy, opartych na stosowanej powszechnie metodologii (UCTE, ENTSO-E), dokonano korekt bilansów prezentowanych w aKPEiK w następującym zakresie:

- nie wliczano do bilansów mocy niedyspozycyjnych źródeł energii oraz
- zredukowano moce magazynów, jakie mogą być wykorzystane do bilansu w szczycie zapotrzebowania, o 50,0%; kierowano się przy tym wielkościami wykorzystania magazynów z symulacji dynamicznych za pomocą godzinowych profili generacji OZE i zapotrzebowania.

Tabela 3.6. Ocena wystarczalności zasilania (*supply adequacy*) wykonana zgodnie ze stosowaną metodologią

Bilanse mocy	**2023**	**2030**	**2040**	**2023**	**2030**	**2040**
[MW]	aKPEiK	aKPEiK	aKPEiK	Statystyki	Realnie	Realnie
Węgiel	31.5	20.0	5.6	31.5	20.0	16.0
Gaz ziemny	4.1	12.0	13.0	4.1	12.0	13.0
OZE	28.8	57.0	93.0	28.8	93.0	57.0
El. Jądrowe		0.0	7.0	0.0	0.0	0.0
Magazyny, ESP	1.4	7.0	17.0	1.4	7.0	17.0
Inne	0.6	0.3	0.2	0.6	0.2	0.2
Suma	66.4	96.3	135.8	36.2	35.7	30.7
Moc Max+ Rez	32.2	39.5	43.7	32.2	39.6	43.7
Bilans całkowity	34.2	56.8	92.1	4.0	-3.9	-13.0

Źródło: dane z aKPEiK, PSE S.A. i symulacje własne.

Analiza danych przedstawionych w tabeli 3.6. pokazuje, że o ile w roku 2023 można było zachować warunek adekwatności zasilania energią elektryczną i mieć pewną niewielką nadwyżkę w wielkości około 4,0 GW mocy, o tyle już w roku 2030, przy zakładanym ograniczeniu dyspozycyjnych mocy wytwórczych, warunek adekwatności zasilania nie jest zachowany i negatywny bilans wynosi 3,9 GW, a w roku 2040 ten negatywny bilans powiększa się i wynosi 13 GW. Tak duży brak adekwatności zasilania spowoduje awarie systemowe i braki w dostarczaniu energii elektrycznej na potrzeby społeczeństwa i gospodarki.

Tabele 3.7. Moce zainstalowane OZE

Moce zainstalowane	**Moc [GW]**			**Wzrost [%]**	
Lata	2023	2030	2040	2030/2023	2040/2030
Wiatr - Onshore	9.5	19	25.8	200%	136%
Wiatr - Offshore	0	5.9	17.9	100%	303%
PV	17.1	29	46.2	170%	159%
Razem Wiatr+PV	26.6	53.9	89.9	203%	167%

Źródło: dane z aKPEiK, obliczenia własne.

Głównym powodem braku adekwatności zasilania w roku 2030 i 2040 jest szybki rozwój źródeł odnawialnych (tabela 3.6.), któremu nie towarzyszy rozwój dyspozycyjnych źródeł energii:

- moce instalacji węglowych spadają,
- moce instalacji gazowych nie wzrastają,
- bardzo powolny postęp w realizacji programu energetyki jądrowej wskazuje, że jeżeli tego typu źródła będą zbudowane, to nie wcześniej niż po roku 2040.

3.6. Rezerwy mocy

Rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym musi cechować dyspozycyjność, co oznacza możliwość ich uruchomienia i pozyskiwania energii w każdej dowolnej chwili, kiedy jest to potrzebne do zbilansowania systemu elektroenergetycznego, niezależnie od pory dnia, roku czy warunków atmosferycznych.

Obecnie znane są trzy technologie mogące zapewnić dyspozycyjność źródeł wytwórczych energii elektrycznej:

- elektrownie węglowe, które są najbardziej elastyczne,
- elektrownie gazowe, szczególnie pracujące w układzie otwartym oraz
- elektrownie jądrowe.

Do pewnego stopnia można wykorzystać magazyny energii jako rezerwy mocy. W żadnym wypadku nie powinno się jednak zakładać wykorzystania – jako rezerw mocy – OZE z grupy źródeł niedyspozycyjnych, takich jak farmy wiatrowe i fotowoltaiczne.

Pomimo bardzo jasnych zasad wyznaczania bilansów mocy i rezerw w aKPEiK w *Załączniku 3. do aKPEiK. Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania* w rozdziale 2.13.1.4. „**założono, że w momencie wystąpienia obciążenia szczytowego sumaryczna moc dyspozycyjna elektrowni wiatrowych na lądzie i wynosić będzie 12,5% ich mocy osiągalnej, natomiast elektrowni wiatrowych na morzu 15%”** (s. 35). Założenie to nie jest

uzasadnione, a oparcie na nim pracy systemu elektroenergetycznego będzie prowadzić do braków w dostawach energii elektrycznej i ewentualnej awarii systemowej.

Analiza możliwości pozyskania rezerw wskazuje, że w rzeczywistości realizacja założenia aKPEiK dotyczącego pozyskiwania rezerw mocy z OZE jest niemożliwa. Przykładem jest rok 2023, który jest początkowym rokiem analiz dokonanych w aKPEiK i w którym maksymalne zapotrzebowanie wystąpiło 18 listopada 2023 r.

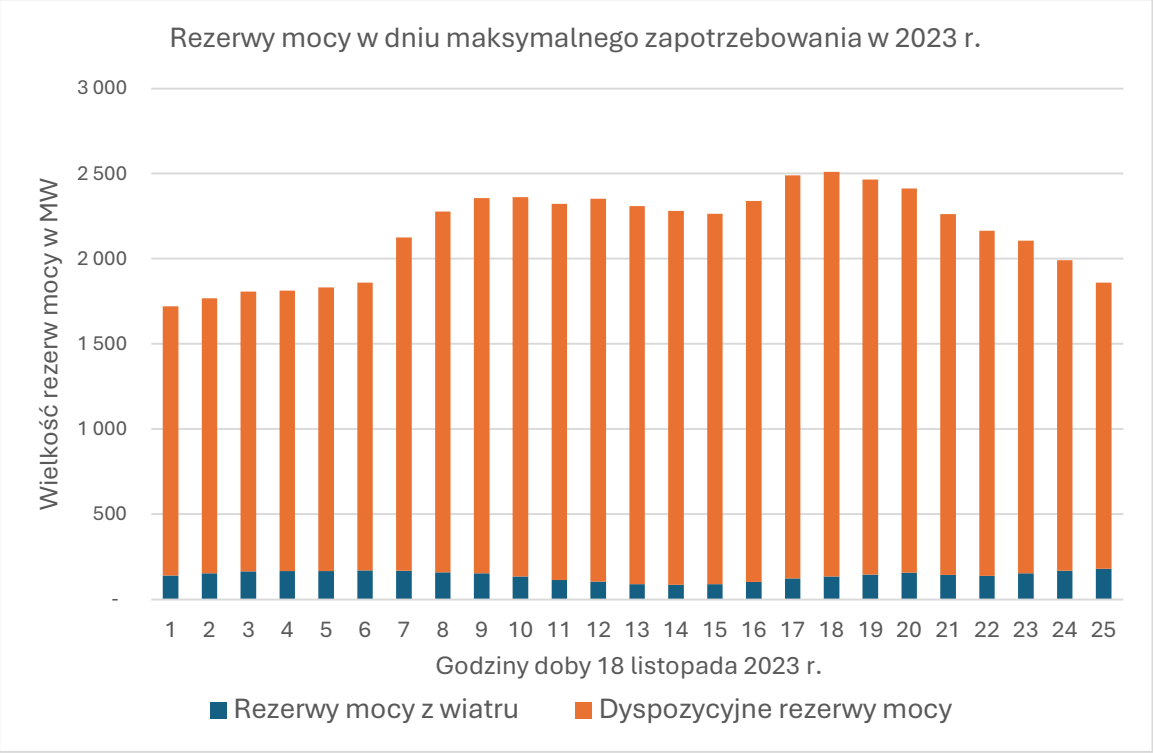
Tabela 3.8. Analiza możliwości wykorzystania rezerw mocy z wiatru.

Godziny dnia 18 list. 2023 r.	Zapotrzebowanie na moc (MW)	Potrzebne rezerwy (MW)	Rezerwy mocy z wiatru (MW)	Udział rezerw z wiatru (%)
1	18 926	1 580	140	8.8%
2	18 434	1 615	152	9.4%
3	18 230	1 643	164	10.0%
4	18 294	1 647	165	10.0%
5	18 662	1 667	165	9.9%
6	19 575	1 690	169	10.0%
7	22 410	1 956	168	8.6%
8	24 522	2 118	159	7.5%
9	25 743	2 201	153	7.0%
10	26 391	2 227	134	6.0%
11	26 480	2 208	113	5.1%
12	26 795	2 248	103	4.6%
13	26 772	2 220	88	4.0%
14	26 687	2 195	85	3.9%
15	26 142	2 174	89	4.1%
16	26 242	2 236	102	4.6%
17	26 665	2 366	122	5.2%
18	26 502	2 376	133	5.6%
19	26 138	2 319	146	6.3%
20	25 865	2 256	156	6.9%
21	25 176	2 120	143	6.7%
22	23 568	2 026	138	6.8%
23	21 937	1 953	153	7.8%
24	20 628	1 824	167	9.2%
25	19 552	1 681	179	10.6%

Źródło: dane z aKPEiK, PSE S.A., obliczenia własne.

Gdyby, jak proponuje się w aKPEiK, oprzeć zapewnienie rezerw mocy na generacji z wiatru, to farmy wiatrowe w dniu maksymalnego zapotrzebowania dostarczyłyby nie więcej niż około 10,0% potrzebnych rezerw. Pozostałe niezbędne dla systemu elektroenergetycznego rezerwy mocy muszą być zapewnione przez elektrownie w pełni dyspozycyjne, takie jak elektrownie węglowe i gazowe.

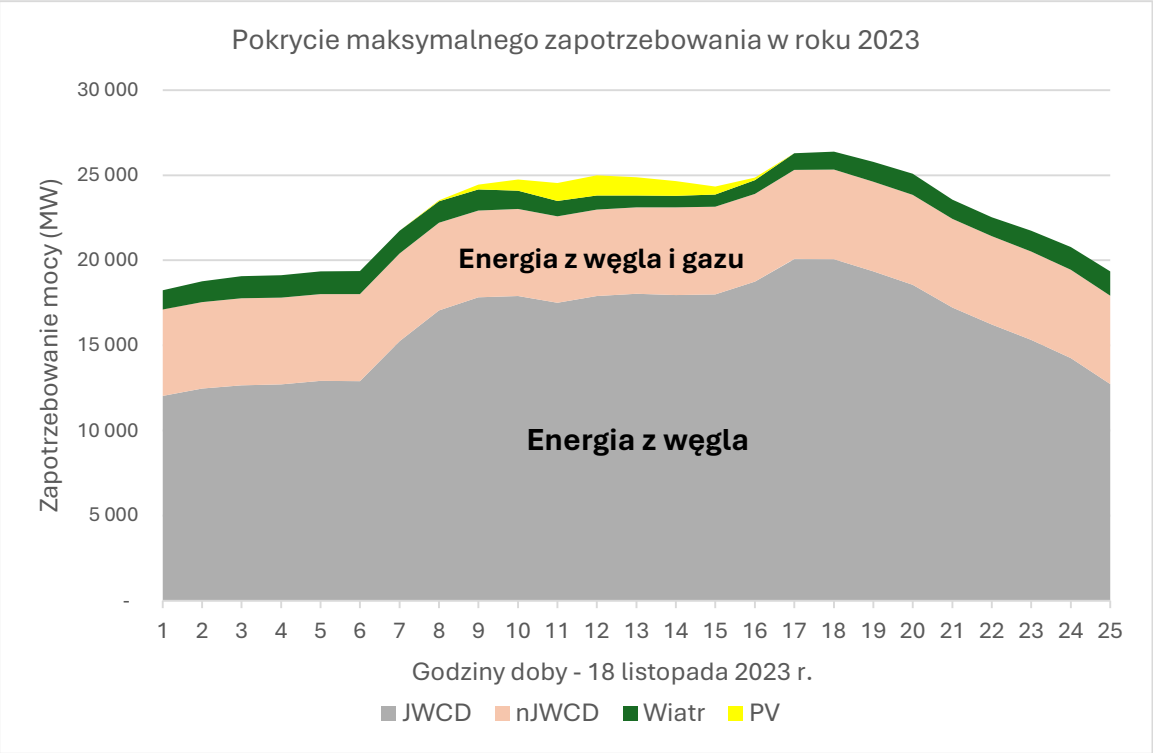
Udział OZE w rezerwach mocy w dniu największego zapotrzebowania ilustruje rysunek 3.1.



Rysunek 3.1. Możliwy udział generacji z wiatru w rezerwach mocy

Źródło: dane PSE S.A., aKPEiK.

Założenie możliwości dostarczania rezerw przez generację energii z wiatru, jak czyni się to w aKPEiK (załącznik 3, rozdział 2.13.1.4.), jest mało odpowiedzialne, co ilustruje rysunek 3.2. pokazujący bilanse mocy w dniu 18 listopada 2023 r., kiedy wystąpiło największe zapotrzebowanie na moc.



Rysunek 3.2. Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w dniu maksymalnego zapotrzebowania przez różne technologie (JWCD i nJWCD = węgiel i gaz)

Źródło: dane PSE S.A.

3.7. Moce przyłączeniowe

Operatorzy sieci są zobowiązani corocznie publikować informacje o wielkości istniejących mocy przyłączeniowych sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych oraz wielkościach, jakie mogą wystąpić 5 lat później. Informacje te są uaktualniane corocznie. Wielkość mocy przyłączeniowych zależy od wielkości odbiorów energii i była ograniczona w roku 2023 w systemach dystrybucyjnych, gdzie przyłączana jest większość źródeł odnawialnych, do około 4,0 GW.

Tabela 3.9. Wielkości mocy przyłączeniowych deklarowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych.

Rok	ENEA	PGE	ENEGA	TAURON	STOEN	Razem
2023	2.21	0.57	0	0.32	0.93	4.03
2028	2.31	0.62	0	0.32	0.99	4.24

Źródło: dane spółek ENEA, PGE, ENERGA, TAURON, STOEN.

Analiza planowanych nowych mocy OZE w aKPEiK pokazuje, że w latach 2023–2030 nastąpi wzrost mocy zainstalowanych elektrowni wiatrowych na lądzie o 9,0 GW, wiatrowych na morzu o 5,9 GW oraz fotowoltaicznych o 12,0 GW. Całkowity przyrost mocy OZE do 2030 r. jest szacowany w aKPEiK na około 27,0 GW. Kolejne wzrosty mają nastąpić w latach 2030–2040 i mają wynosić w przypadku elektrowni wiatrowych na lądzie 6,8 GW, wiatrowych na morzu – 12,0 GW, fotowoltaicznych – prawie 17,2 GW. W sumie wzrosty mocy OZE w latach 2030–2040 mają wynosić około 36,0 MW.

Tabela 3.10. Planowane moce do przyłączenia według aKPEiK i istniejące moce przyłączeniowe

Nowe moce (GW)		
Okres	2023-2030	2030-2040
Wiatr na lądzie	9	6.8
Wiatr na morzu	5.9	12
PV	12	17.2
Razem nowe OZE	26.9	36
Możliwości przyłączenia do 2028	4.24	?
Brak mocy przyłączeniowych	-22.66	?
Brak mocy przyłączeniowych w %	**84%**	?

Źródło: dane z aKPEiK oraz spółek ENEA, PGE, ENERGA, TAURON, STOEN.

Z analizy danych zawartych w tabelach 3.9. i 3.10. wynika, że praktycznie nie ma możliwości przyłączenia nowych mocy wytwórczych w wielkościach liczonych na tysiące MW, tak aby zapewnić realizację aKPEiK. O trudnej sytuacji, jeśli chodzi o możliwość nowych przyłączeń, świadczą dane Urzędu Regulacji Energetyki, pokazujące, że tysiące wniosków o przyłączenie zostały odrzucone przez operatorów sieci ze względu na brak mocy przyłączeniowych.

Planowane w aKPEiK moce przyłączeniowe OZE są nierealne, co czyni cały Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu niemożliwym do realizacji.

3.8. Główne pułapki w planowaniu rozwoju systemów elektroenergetycznych

Dokonując planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego należy brać pod uwagę trzy głównie pułapki planowania, które mogą prowadzić do strategicznych błędów.

1. **Pułapka zastąpienia elektrowni węglowych przez elektrownie gazowe**, która ma następujące główne elementy:
    a. *Dostępność paliwa gazowego*. Polska ma ograniczone zasoby gazu ziemnego, którego własne wydobycie wynosi około 5 mld m^3 rocznie. Kolejne 5 mld m^3 rocznie może być dostarczane do gazoportu z możliwością pewnej rozbudowy w postaci gazu płynnego (LNG). Rurociąg Baltic Pipe może teoretyczne dostarczyć 10 mld m^3 gazu ziemnego, ale rurociąg ten jest kontrolowany przez Polskę tylko na odcinku wybrzeże Polski i Danie, ponieważ dalej jest on dołączony do duńskiego systemu gazowego, a następnie do rurociągu Niemcy-Norwegia (Euro Pipe II), którego przepustowość wynosi 24 mld m^3 z czego Baltic Pipe może pobierać do 10 mld m^3. Wielkość gazu płynącego do Polski jest silnie zależna od zapotrzebowania Danii i Niemiec na gaz ziemny z Norwegii, co stwarza ryzyko ograniczenia dostaw gazu ziemnego do Polski w planowanych ilościach. Dla rozwoju elektroenergetyki w oparciu o elektrownie i elektrociepłownie gazowe potrzebne byłoby dodatkowo ponad 30 mld m^3 niezawodnych dostawa gazu ziemnego rocznie.

b. *Ryzyko dostaw gazu LNG*. Budowa nowych gazoportów w Polsce zwiększa, co prawda, możliwość przyjmowania gazu, ale jednocześnie zwiększa uzależnienie do dostaw drogą morską, która ze względu na trwające konflikty staje się coraz bardziej ryzykowna. Przykładem mogą być dostawy gazu LNG z Bliskiego Wschodu do Europy, które są realizowane są wokół Afryki ze względu na brak bezpieczeństwa na Morzu Czerwonym. Rozwój elektrowni korzystających z gazu, jako paliwa niesie za sobą znaczne ryzyko.

c. *Spekulacje na rynku LNG*. Łatwość przekierowania dostaw gazu LNG powoduje, że rynek LNG staje się rynkiem spekulacyjnym o szybko zmieniających się cenach, powoduje to zwiększone ryzyko niestabilności kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach gazowych.

d. *Elastyczność pracy elektrowni gazowych*. Elektrownie gazowe mają dużą elastyczność pracy pod warunkiem, że turbiny gazowe pracują w układzie otwartym. Jednak ze względu na niską sprawności otwartego układu (35%), najczęściej stosuje się turbiny gazowo-parowe, w których spaliny wylotowe z turbiny gazowe są wykorzystywane do produkcji pary, która napędza turbinę parową. Takie układy (CCGT – Combine Cycle Gas Turbine) mogą pracować w trzech konfiguracjach: „1:1" – jedna turbina gazowa i jedna parowa, „2:1" – dwie turbiny gazowe i jedna parowa oraz „3:1" trzy turbiny gazowe i jedna parowa. Jednak charakterystyki pracy układów gazowo-parowych powodują znaczne zmniejszenie elastyczności całego układu, co powoduje, że układy CCGT często są znacznie mniej elastyczne od elektrowni węglowych, co ogranicza ich zastosowanie do bilansowania odnawialnych źródeł energii.

2. **Rozbudowa sieci elektroenergetycznych.** Panuje powszechnie przekonanie, że konieczna jest rozbudowa sieci elektroenergetycznych w Polsce w celu zwiększenia produkcji energii ze źródeł odnawialnych, która obecnie jest ograniczana ze względu na przeciążenia sieci. Na rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych tylko w roku 2024 zostanie wydane ponad trzynaście (13) miliardów zł. Jednak znaczne inwestycje w sieci elektroenergetyczne będę miały ograniczony wpływ na zwiększenie produkcji ze źródeł odnawialnych, ponieważ:

   a. *Produkcja energii z OZE jest ograniczona* głównie ze względu na bilanse mocy, kiedy moce produkujące energię z OZE są większe od wielkości odbiorów. Zastosowanie magazynów energii może tylko w pewnym stopniu zwiększyć produkcję OZE, co jest pokazane w rozdziale 3.

   b. *Sieci przesyłowe najwyższych napięć (220kV i 400kV) są coraz bardziej niedociążone*, ze względu na coraz większą ilość energii produkowaną na niższych napięciach. Niedociążenie sieci przesyłowych powoduje znaczny wzrost napięć (nawet o ponad 40%), co powoduje konieczność stosowania kosztowym kompensatorów równoległych.

c. *Wzrost mocy i produkcji energii z OZE powoduje zmniejszenie poboru energii* ze źródeł centralnych i zmniejszenie obciążenia sieci dystrybucyjnych (poza pewnymi wyjątkami w sieciach koordynowanych 110kV) i prowadzi do zwiększenia przepustowości sieci i zmniejszenia strat, które to zmniejszenie wynika głównie z różnych kierunków przepływu energii dla odbiorców ze źródeł centralnych i energii produkowanej przez OZE.

d. *Obecnie straty energii w sieciach przesyłowych wynoszą około 2%,* a w sieciach dystrybucyjnych około 6-8% w zależności od rozległości sieci, a zatem możliwość istotnego zmniejszenia strat jest ograniczona.

e. *Możliwości przyłączania nowych źródeł zależą głównie od bilansu mocy* wprowadzanie do system i pobieranej z systemu, a więc efekty rozwoju sieci są ograniczone.

f. *Sieci elektroenergetyczne w Polsce były budowane w celu zapewnienia energii elektrycznej odbiorcom* i robią to skutecznie od 50 lat. Obecnie sieci są rozbudowywane głównie na potrzeby produkcji energii z OZE i koszty rozwoju tych sieci powinni ponosić producenci energii OZE.

g. *Rozwój sieci dla OZE, w szczególności dla farm wiatrowych morskich jest bardzo kosztowny,* ponieważ wymaga budowy linii najwyższych napięć w celu przetransportowania energii z wybrzeża do głównych centrów odbioru na linii Kraków-Katowice-Opole- Wrocław, na odległość około 500-700km. Kosztami rozwoju tych sieci powinni zostać obciążeni właściciele morskich farm wiatrowych.

3. **Rozbudowa magazynów energii.** Ponieważ nie istnieje bezpośrednia możliwość magazynowania energii elektrycznej, to możliwości pośredniego magazynowania są ograniczone zarówno w czasie, jak i w wielkości:

   a. *Wykorzystanie magazynów energii dla zwiększenia produkcji energii ze źródeł odnawialnych jest ograniczone*, jak pokazują analizy w rozdziale 3.

   b. Ze względu na sezonowość produkcji energii ze słońca i wiatru *elektroenergetyka potrzebuje długoterminowych i wielkoskalowych magazynów energii*, których technologie nie są obecnie dostępne.

   c. Duże nakłady inwestycyjne szczególnie w technologie typu *BESS mogą poprawić warunki krótkookresowego bilansowania, ale nie mogą istotnie zredukować ograniczania pracy farm wiatrowych i PV*, których dokonują operatorzy sieci i ewentualnego wykorzystania tej energii w okresach, kiedy OZE nie produkują energii np. okresy flauty.

Planując rozwój systemu elektroenergetyczne i warunki zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego dla odbiorców energii należy uważnie przeanalizować wskazane powyżej pułapki rozwoju, które często, w powszechnych opiniach, są łatwymi drogami do osiągnięcia planowych celów, ale w rzeczywistości okazują się błędnymi drogami na skróty.

3.9 Podsumowanie

Wieloletnie badania prowadzone w zakresie miksu energetycznego z zastosowaniem modeli dynamicznych wskazują, że maksymalna wielkość energii, jaka może być uzyskana z odnawialnych źródeł i wprowadzona do systemu elektroenergetycznego, wynosi około 55,0–60,0% całkowitego zużycia energii elektrycznej w Polsce.

Jeśli się założy, że istnieje realna możliwość wyprodukowania około 10,0% energii z gazu ziemnego, a być może później z wodoru oraz że jest małe prawdopodobieństwo, że elektrownie jądrowe zostaną zbudowane przed rokiem 2040, to około 30,0% energii elektrycznej, w wielkości około 100,0–120,0 TWh, musi być wyprodukowane z węgla. A zatem zapotrzebowanie wielkoskalowej elektroenergetyki na węgiel kamienny osiągnie poziom minimum 25,0–30,0 mln ton rocznie.

II. Ocena pewności finansowania transformacji klimatyczno-energetycznej – analiza projektu *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.)*

dr Artur Bartoszewicz

1. Podstawa analizy

Opinia przygotowana na podstawie analizy następujących dokumentów:

- *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.)*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, październik 2024 r. (dalej: aKPEiK).
- *Załącznik 5. do aKPEiK. Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, październik 2024 r.
- *Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności*, Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, Warszawa, czerwiec 2022 r.
- Komisja Europejska, *Dokument roboczy służb Komisji – Analiza planu odbudowy i zwiększania odporności Polski. Towarzyszący dokumentowi: Wniosek dotyczący DECYZJI WYKONAWCZEJ RADY w sprawie zatwierdzenia oceny planu odbudowy i zwiększania odporności Polski {COM (2022) 268 final}*, Bruksela, dnia 1.06.2022 r., SWD (2022) 161 final.
- *Szczegółowy Opis Priorytetów Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027*, wersja SZOP.FENX.008, obowiązuje od dnia 2024-06-28, SZOP Bieżący, Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, Departament Programów Infrastrukturalnych.
- *Komentarz do rozporządzeń UE dla polityki spójności na lata 2021–2027*, Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, Warszawa 2022.

2. Wstęp

W analizach przeprowadzonych w ekspertyzie *Drapieżny Zielony (Nie) Ład*[1] eksperci wykazali szereg kosztów związanych z implementacją założeń transformacji energetycznej przewidzianej w tej ideologii.

Według analiz prezentowanych w tej ekspertyzie sam średni koszt renowacji budynku to około 200,0 tys. PLN, co oznacza, że tylko koszt renowacji budynków wybudowanych do 2002 r. będzie wynosił około 1000,0 mld PLN. W Polsce znajduje się około 15,0 tys. km głównych dróg. Wymóg instalowania ładowarek co 60 km oznacza zatem obowiązek wybudowania około 250 ładowarek, które powinny mieć 4–8 miejsc pozwalających na ładowanie prądem stałym. Koszt ich budowy można szacować na około 500,0 mln PLN. Proponowany przez rząd program dopłat do pojazdów elektrycznych w

[1] *Drapieżny Zielony (Nie) Ład,* pod red. dr Artura Bartoszewicza, opracowania eksperckie i badanie społeczne przygotowane na zlecenie Komisji Krajowej NSZZ „Solidarność", NSZZ „Solidarność" & Tysol sp. z o.o., Warszawa 2024.

ramach wykorzystania środków z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (dalej: KPO) w wysokości ponad 1,6 mld PLN oznacza wzrost liczby samochodów elektrycznych o co najmniej 500,0 tys. tylko w ramach tego programu. Projektowana dyrektywa zakłada konieczność instalacji ładowarki o mocy minimum 1,3 kW na 1 samochód elektryczny, co oznacza, że potrzeba około 200,0 tys. ładowarek, których koszt wraz z instalacją wynosi około 20,0 tys. PLN, czyli całkowity koszt budowy ładowarek tylko dla samochodów osobowych to prawie 4,0 mld PLN.

Dotychczas Ministerstwo Klimatu i Środowiska szacowało, że na przeprowadzenie zielonej transformacji Polski do 2030 r. przeznaczonych zostanie ogółem 260,0 mld PLN pochodzących z funduszy unijnych i krajowych. Kwota ta obejmuje wsparcie z różnych źródeł, m.in. z polityki spójności, a także priorytetowych programów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (dalej: NFOŚiGW), Wspólnej Polityki Rolnej oraz krajowych funduszy celowych. Jeszcze w lutowym projekcie KPEiK szacowano, że dla Polski transformacja w kierunku gospodarki o niskiej, a następnie zerowej emisji przyniesie w najbliższej dekadzie koszty na poziomie około 2,5–3,0% produktu krajowego brutto (dalej: PKB), czyli według dzisiejszych cen około 60,0 mld PLN rocznie, co daje łącznie około 500,0 mld PLN do 2030 r. W ramach polityki spójności i Instrumentu na Rzecz Odbudowy i Odporności Polska może otrzymać w latach 2021–2027 około 170,0 mld EUR, a do 2030 r. – około 250,0 mld PLN.

Jak wyliczył francuski Institut Rousseau, koszt dekarbonizacji w całej Unii Europejskiej (dalej: UE) do roku 2050 wyniesie aż 40,0 bln EUR (wydatki publiczne i prywatne), czyli około 1,5 bln EUR co roku przez 27 lat (2024–2050). To kwota absolutnie niewyobrażalna. Obecny PKB UE wynosi około 15,0 bln EUR, a to oznacza, że na dekarbonizację ma być wydawane co roku średnio 10,0% PKB. Polska jest w jeszcze gorszej sytuacji niż średnia unijna. Institut Rousseau wyliczył, że na dojście do zeroemisyjności nasz kraj będzie musiał z pieniędzy publicznych i prywatnych wydawać co roku przez 27 lat aż 13,6% PKB. Łączne „inwestycje" publiczne i prywatne na ten cel wyniosą 2,4 bln EUR, czyli ponad 10,0 bln PLN. Każdego Polaka, włączając niemowlaki, bezrobotnych i emerytów, będzie to kosztowało około 270,0 tys. PLN. Statystycznie to 660,0 tys. PLN lub – inaczej licząc – 25,0 tys. PLN rocznie na każdego pracującego Polaka. To 10 razy więcej niż wszystkie dotacje unijne (245,5 mld EUR), jakie Polska otrzymała przez 20 lat (2004–2023). Jednocześnie to 15 razy więcej niż wszystkie dotacje unijne netto (po odjęciu polskiej składki do UE), jakie Polska otrzymała przez te 20 lat (161,5 mld EUR). Według wyliczeń Institut Rousseau w przypadku Polski łączne „inwestycje" publiczne i prywatne na ten cel wyniosą 90,0 mld EUR rocznie, z czego te pierwsze – 34,0 mld EUR.

Analizy i informacje z polskiego Ministerstwa Aktywów Państwowych oraz Banku Pekao S.A. ze stycznia 2022 r. wskazywały, że koszty polityki klimatycznej w postaci Fit for 55 do 2030 r. będą się wiązały dla Polski z kosztem 2,4–2,5 bln PLN, co oznaczało koszt roczny na każdego obywatela Polski w latach 2021–2030 w wysokości około 6,4 tys. PLN. W marcu 2024 r. media informowały, że sama modernizacja budynków w Polsce zgodnie

z założeniami Zielonego Ładu będzie kosztowała polskie gospodarstwa domowe około 1,5 bln PLN.

Z kolei, jak wynika z analizy Banku Pekao S.A., aby sprostać wyzwaniom związanym z pakietem Fit for 55, Polska do 2030 r. musi przeprowadzić inwestycje o wartości około 527,0 mld EUR. Wielka część tych inwestycji i tak musiałaby zostać zrealizowana, a koszty dodatkowe stanowią mniej niż połowę tej kwoty. Bank ocenia, że do 2030 r. Polska musi zainwestować około 7,0% swojego PKB, aby osiągnąć cele klimatyczne.

Według analiz przeprowadzonych przez Spółkę Restrukturyzacji Kopalń S.A. za lata 2015–2023 koszty likwidacji kopalń, w zależności od ich wielkości, to od 213,3 mln do 460,4 mln PLN. Co ważne, zajmie to od 2 do ponad 6 lat przy jednoczesnym ponoszeniu kosztów utrzymania takiego zakładu górniczego. Dla porównania KE zatwierdziła polski program pomocy państwowej o wartości 300,0 mln EUR na złagodzenie kosztów społecznych związanych z zamykaniem elektrowni i kopalń węgla.

Całkowity budżet Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji na lata 2021–2027 wynosi 17,5 mld EUR. Kwota 7,5 mld EUR jest finansowana z wieloletnich ram finansowych, a dodatkowe 10,0 mld EUR – w ramach NextGenerationEU. Znaczna część tych środków trafi do przedsiębiorstw z różnych sektorów gospodarki europejskiej, które warunkują działania otrzymywaniem wsparcia publicznego (teoretycznie zabronionej w UE pomocy publicznej).

Skalę niezbędnych nakładów na transformację energetyczną opartą na klimatyzmie obrazuje jednak koszt, jaki został oszacowany w największej uprzemysłowionej gospodarce UE – gospodarce Niemiec. Ekspert do spraw energii André Thess uważa, że koszty te wyniosłyby około 10,0 bln EUR, czyli około 100,0 tys. EUR na mieszkańca. Niemcy musiałyby wydawać rocznie około 10,0% swojej produkcji gospodarczej na neutralność klimatyczną na przestrzeni następnych 20 lat. To wykazuje irracjonalność Zielonego Ładu i nierealistyczność postawionych w nim celów. Mimo to tamtejszy rząd nadal deklaruje, że kraj osiągnie neutralność klimatyczną do 2045 r.

3. Założenia finansowe KPEiK – wydatki

Analizowany materiał obejmuje prezentację potrzeb inwestycyjnych, jakie według Ministerstwa Klimatu i Środowiska wynikają z transformacji klimatyczno-energetycznej Polski. Analiza oparta została na dwóch scenariuszach: WAM (ang. *with additional measures*) i WEM (ang. *with existing measures*). Scenariusze WAM i WEM, opisane w aKPEiK w załączniku 1 (WAM) i załączniku 2 (WEM), przedstawiają dwa różne podejścia do realizacji celów klimatycznych – od bazowego scenariusza utrzymania istniejących polityk po scenariusz aktywnej transformacji z dodatkowymi środkami i instrumentami. Analiza obejmuje łączne potrzeby inwestycyjne, przy czym w sektorze elektroenergetycznym dokonano również podziału na produkcję energii i jej transport. Dodatkowo szczegółowe informacje w kontekście rozwoju infrastruktury energetycznej, technologii odnawialnych źródeł energii (dalej: OZE) oraz modernizacji istniejących systemów energetycznych przedstawiono w załącznikach 1 i 2 do aKPEiK.

Scenariusz WEM (załącznik 2 do aKPEiK) przedstawia potrzeby inwestycyjne związane z transformacją energetyczną Polski, oparte na analizie obecnych polityk i środków.

Scenariusz WAM (załącznik 1 do aKPEiK) zakłada bardziej ambitne (aktywne) podejście do transformacji energetycznej Polski w porównaniu ze scenariuszem WEM. Wymaga on znacznie większych nakładów inwestycyjnych w różnych sektorach gospodarki, aby zrealizować dodatkowe polityki i środki mające na celu głębszą redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenie efektywności energetycznej.

Tabela 3.1. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych dla scenariusza WEM (mln PLN)

Sektor		2021–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2021–2040
Łączne nakłady inwestycyjne		**638 303**	**673 545**	**554 547**	**491 548**	**2 357 943**
Przemysł		31 493	26 713	28 000	27 721	**113 926**
Transport		185 308	150 855	77 067	61 954	**475 184**
Gospodarstwa domowe		74 290	78 317	57 696	40 087	**250 390**
Usługi		8 329	6 064	5 180	5 002	**24 576**
Rolnictwo		20 779	18 888	17 194	15 680	**72 540**
Sektor energetyczny	Produkcja energii elektrycznej	117 203	181 113	199 504	177 729	**675 549**
	Przesył i dystrybucja energii elektrycznej	19 092	67 932	47 508	56 388	**190 920**
Sektor ciepłowniczy	Produkcja ciepła	4 880	4 152	4 311	7 570	**20 912**
	Dystrybucja ciepła	35 520	39 960	39 960	39 960	**155 400**
Sektor gazowy (w tym biometan)		88 800	47 527	26 729	17 975	**181 030**
Sektor paliw płynnych		44 071	44 393	44 652	35 520	**168 636**
Górnictwo		8 538	7 633	6 746	5 963	**28 879**

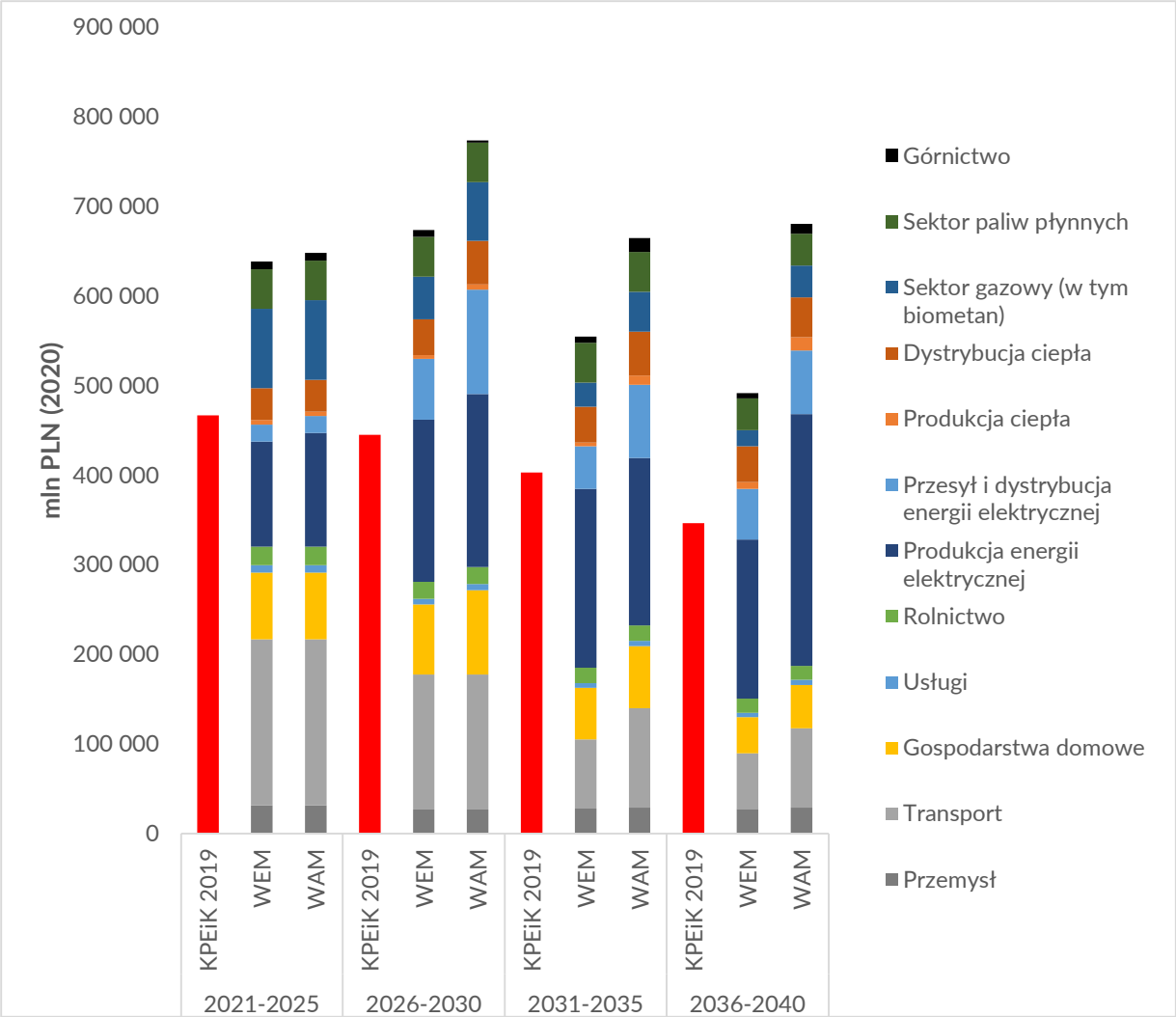
Źródło: *Załącznik 5. do aKPEiK. Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej*, s. 4.

Tabela 3.2. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych dla scenariusza WAM (mln PLN)

Sektor		2021–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2021–2040
Łączne nakłady inwestycyjne		**647 898**	**773 412**	**664 637**	**680 448**	**2 766 395**
Przemysł		31 493	26 711	28 860	28 860	**115 924**
Transport		185 308	150 853	111 000	88 800	**535 961**
Gospodarstwa domowe		74 290	93 981	69 237	48 103	**285 612**
Usługi		8 329	6 975	5 958	5 754	**27 017**
Rolnictwo		20 779	18 888	17 192	15 682	**72 541**
Sektor energetyczny	Produkcja energii elektrycznej**	126 873	193 224	187 031	280 861	**787 989**
	Przesył i dystrybucja energii elektrycznej	19 092	116 417	81 696	71 040	**288 245**
Sektor ciepłowniczy	Produkcja ciepła	4 804	5 643	10 230	14 807	**35 484**
	Dystrybucja ciepła	35 520	48 840	48 840	44 400	**177 600**
Sektor gazowy (w tym biometan)		88 800	65 268	44 400	35 520	**233 988**
Sektor paliw płynnych		44 071	44 391	44 653	35 520	**168 636**
Górnictwo		8 538	2 220	15 540	11 100	**37 398**

Źródło: *Załącznik 5. do aKPEiK. Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej*, s. 4.

W scenariuszu WAM całkowite nakłady inwestycyjne w okresie 2021–2040 są wyższe o około 17,0% w porównaniu do scenariusza WEM. Łączne inwestycje w scenariuszu WAM wynoszą około 2,766 mld PLN, podczas gdy w scenariuszu WEM jest to około 2,358 mld PLN. Największe różnice w nakładach inwestycyjnych występują w sektorach energetycznym, w zakresie produkcji (niespełna 20,0%), przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej (51,0%) oraz sektorze ciepłowniczym w zakresie produkcji ciepła (70,0%). Scenariusze nie różnią się znacząco w zakresie szacowanych nakładów w przemyśle, rolnictwie i sektorze rafineryjnym.



Rysunek 3.1. Porównanie nakładów względem scenariuszy z przeznaczeniem na działania związane z wprowadzeniem KPEiK w latach 2021–2040
Źródło: *Załącznik 5. do aKPEiK. Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej*, s. 6.

Nakłady inwestycyjne w sektorze energetyki wzrastają w scenariuszu WAM do około 1,076 mld PLN, czyli jest to około 210,0 mld PLN więcej niż w scenariuszu WEM. Scenariusz WAM zakłada większe o ponad 20,0% inwestycje w rozwój OZE. Scenariusze WEM i WAM dla ciepłownictwa przewidują odpowiednio około 35,5 lub 20,9 mld PLN inwestycji w produkcję ciepła (70,0% przewagi WAM nad WEM) oraz odpowiednio 177,6 lub 155,4 mld PLN nakładów na dystrybucję energii. W zakresie inwestycji w ciepłownie scenariusz WAM zakłada nakłady na poziomie 36,0 mld PLN (wartość podana z uwzględnieniem modernizacji), czyli ponad 60,0% więcej niż w analogicznych nakładach zgodnie ze scenariuszem WEM. Największe stosunkowe różnice w wysokości nakładów występują w prognozach dla magazynów ciepła (160,0%), a także kotłów ciepłowniczych (67,0%) i pomp ciepła (71,0%). W sektorze transportu potrzeby inwestycyjne są wyższe w scenariuszu WAM o 13,0%. W gospodarstwach domowych łączne nakłady w scenariuszu WEM wynoszą około 250,0 mld PLN, a w scenariuszu WAM – około 286,0 mld PLN.

4. Założenia finansowe KPEiK – źródła finansowania

Środki przeznaczone dla Polski z funduszy unijnych na transformację klimatyczno-energetyczną, czyli szacunkowa wielkość wydatków klimatycznych w latach 2021–2027, mogą wynieść około 260,0 mld PLN.

Tabela 4.1. Wykaz źródeł finansowania według aKPEiK

Źródło	Okres wydatkowania	Szacowana wartość
• Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FEnIKS) • Fundusze Europejskie dla Polski Wschodniej (FEPW) • Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności • Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji, w tym Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. Wsparcie ze środków unijnych realizowane jest również w ramach programów regionalnych, za których wdrażanie odpowiadają poszczególne województwa • Wpływy z systemu EU ETS, które będą wydatkowane m.in. w ramach Funduszu Modernizacyjnego	2021–2027 (do 2030)	260,0 mld PLN
W tym wskazane w aKPEiK:		
Społeczny Fundusz Klimatyczny (SCF)	2026–2032	11,4 mld EUR
Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF) – 44,96% całkowitej alokacji powiązane jest z osiągnięciem celów klimatycznych	2022–2026	26,9 mld EUR z 59,8 mld EUR
Fundusze polityki spójności na zieloną transformację (PS)	2021–2027	20 mld EUR z 75,5 mld EUR
	Łącznie w EUR	58,3 mld EUR
	Łącznie w PLN przy kursie z 27.10.2024 = 4,34 PLN	125,1 mld PLN

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Załącznika 5. do aKPEiK. Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej*, s. 7 i kolejne.

Łączna alokacja SCF + RRF + PS w powyższych okresach to 149,7 mld EUR (649,7 mld PLN), na zieloną transformację i cele klimatyczne przeznaczone jest jednak 58,3 mld EUR (125,1 mld PLN).

5. Dostępne źródła finansowania transformacji energetycznej i celów klimatycznych w KPO 2022–2026

Łączna wartość zaalokowanych pierwotnie środków na cele klimatyczne w RRF (KPO) wynosiła 35,36 mld EUR (152,77 mld PLN).

Tabela 5.1. Wkład komponentów polskiego RRF w realizację celów klimatycznych

Komponent	Dotacje (mln EUR)	Pożyczki (mln EUR)	Koszt łączny (mln EUR)	Wkład w cele klimatyczne (mln EUR)	Wkład w cele klimatyczne (% łącznego kosztu)
A – Odporność i konkurencyjność gospodarki	4 455,0	245,0	4 700,0	130,4	0,4
B – Zielona energia i zmniejszenie energochłonności	5 696,0	8 172,0	13 868,0	8 766,2	24,8
C – Transformacja cyfrowa	2 797,0	2 100,0	4 897,0	74,0	0,2
D – Efektywność, dostępność i jakość systemu ochrony zdrowia	4 092,0	289,5	4 381,5	0,0	0,0
E – Zielona, inteligentna mobilność	4 092,0	289,5	7 517,0	6 119,3	17,3
F – Poprawa jakości instytucji i warunków realizacji KPO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ogółem	23 857,0	11 506,5	35 363,5	15 089,9	42,7

Źródło: Komisja Europejska, *Dokument roboczy służb Komisji – Analiza planu odbudowy i zwiększania odporności Polski. Towarzyszący dokumentowi: Wniosek dotyczący DECYZJI WYKONAWCZEJ RADY w sprawie zatwierdzenia oceny planu odbudowy i zwiększania odporności Polski {COM (2022) 268 final}*, Bruksela, dnia 1.06.2022 r., SWD (2022) 161 final, s. 27 i 59.

6. Dostępne źródła finansowania transformacji energetycznej i celów klimatycznych w Polityce Spójności 2021–2027

- Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FEnIKS):

Priorytet	Alokacja (mld EUR)	Alokacja (mld PLN)
Priorytet FENX.01 Wsparcie sektorów energetyka i środowisko z Funduszu Spójności	4,62	19,94
Priorytet FENX.02 Wsparcie sektorów energetyka i środowisko z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego	5,13	22,16
Priorytet FENX.03 Transport miejski	2,00	8,64
Priorytet FENX.04 Wsparcie sektora transportu z Funduszu Spójności	4,39	18,94
Priorytet FENX.05 Wsparcie sektora transportu z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego	6,53	28,19
Łącznie	**22,67**	**97,87**

Źródło: *Załącznik 1. Tabele finansowe, Szczegółowy Opis Priorytetów Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027*, wersja SZOP.FENX.008, obowiązuje od dnia 2024-06-28, SZOP Bieżący, Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, Departament Programów Infrastrukturalnych.

- Fundusze Europejskie dla regionalnych programów operacyjnych – łącznie województwa dostaną 33,36 mld EUR, z tego na cele klimatyczne co najmniej 30,0%.

- Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji – jego całkowity budżet na lata 2021–2027 wynosi 17,5 mld EUR. Kwota 7,5 mld EUR jest finansowana z wieloletnich ram finansowych, a dodatkowe 10,0 mld EUR – w ramach NextGenerationEU. W Polsce środki z Funduszu na lata 2021–2027 otrzymało 5 regionów:
  - województwo dolnośląskie – 581,6 mln EUR (podregion wałbrzyski),
  - województwo łódzkie – 369,5 mln EUR (wybrane gminy z podregionów piotrkowskiego i sieradzkiego),
  - województwo małopolskie – 264,5 mln EUR (podregion oświęcimski),
  - województwo śląskie – 2216,9 mln EUR (podregiony: katowicki, bielski, tyski, rybnicki, gliwicki, bytomski i sosnowiecki),
  - województwo wielkopolskie – 414,8 mln EUR (podregion koniński).

7. Ocena możliwych do wykorzystania źródeł finansowania wskazanych w aKPEiK

Poziomy pewności finansowania

Niewiadomy
Prawdopodobny
Pewny

Przyjęty do analizy kurs EUR 4,32 PLN

	Projekt	Okres	mld EUR	mld PLN	Źródło finansowania	Pewność finansowania	Uwagi
1	System wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce	25 lat	44,60	192,67	Opłata OZE		
2	Aukcyjny system wsparcia dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych	2016–2039	35,41	152,97	Opłata OZE		
3	Stała cena zakupu (FIT)	2018–2047	0,14	0,62	Opłata OZE		3 i 4 – to samo źródło finansowania z tej samej kwoty
4	Dopłaty do ceny rynkowej (FiP)	2018–2047	0,14	0,62	Opłata OZE		3 i 4 – to samo źródło finansowania z tej samej kwoty
5	System świadectw pochodzenia	2024–2031	4,75	20,50	Zielone lub błękitne certyfikaty		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję (na podstawie ceny wyznaczanej na zasadzie popytu i podaży). Od roku 2024 do 2031 przewiduje się od 1,50 mld do około 20,50 mld PLN w zależności od ceny i popytu.
6	System gwarancji pochodzenia	2013–					Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję (na podstawie ceny wyznaczanej na zasadzie popytu i podaży).
7	System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE	2025–2045	2,22	9,60	Opłata OZE		

8	Systemy wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego okresu wsparcia	2025–2034	0,37	1,60	Opłata OZE		
9	System wsparcia dla biometanu (*Feed-In-Premium*)	2024–			Opłata OZE		Brak jednoznacznie określonego budżetu
10	Przeznaczone dla klastrów energii i spółdzielni energetycznych systemy wsparcia w ramach ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity Dz.U. z 2024 r. poz. 1361)	2024–2029			Mechanizm wsparcia klastrów energii obejmuje następujące elementy: – zwolnienie energii elektrycznej zużywanej przez członków klastra z opłaty OZE oraz z obowiązku umarzania świadectw pochodzenia, – zwolnienie energii elektrycznej zużywanej przez członków klastra z opłaty kogeneracyjnej oraz obowiązku umarzania świadectw efektywności energetycznej, – obniżenie kosztów usług dystrybucji		Brak jednoznacznie określonego budżetu
11	Rynek mocy	2021–2040	9,26	40,00	Opłata mocowa		
12	Premia kogeneracyjna	Trwa	8,40	36,30	Opłata kogeneracyjna		
13	Opłata zastępcza – białe certyfikaty	Trwa			Opłata zastępcza		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
14	Dwustronny kontrakt różnicowy dla energetyki jądrowej	2033–2097					Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
15	Podwyższenie kapitału zakładowego dla energetyki jądrowej	2025–2037	13,89	60,00	Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Finansów		
16	Gwarancje i poręczenia dla energetyki jądrowej	2026–2059					Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
17	Finansowanie dłużne dla energetyki jądrowej	2026–2059	16,69	72,10	Export–Import Bank of the United States		

18	System wsparcia dla sektora wydobywczego węgla kamiennego do 2056 r.	2022–2049	31,69	136,90	Budżet państwa		
19	Krajowy Program Kolejowy do 2030 roku	2014–2030	38,52	166,40	Środki UE, budżet państwa		
20	Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności	2020–2026	26,67	115,22	Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF)		20, 21, 27 i 31 – to samo źródło finansowania z tej samej kwoty
21	Program termo (od 1 lutego 2023 r. do 10 grudnia 2023 r. złożono 3484 wnioski na kwotę wsparcia wynoszącą 264,23 mln PLN. Wartość inwestycji brutto wynosi 666,73 mln PLN, a liczba mieszkań w budynkach, dla których zawnioskowano o granty, wynosi 240 960)	1999–			Fundusz Termomodernizacji i Remontów (FTiR), zasilany ze środków budżetu państwa oraz KPO		20, 21, 27 i 31 – to samo źródło finansowania z tej samej kwoty
22	Społeczny Fundusz Klimatyczny (SCF)	2026–2032	15,25	65,88	Środki ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w ramach ETS2 i ETS		
23	Fundusz Innowacyjny	2020–2030	9,26	40,00	Dochody unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji		
24	Connecting Europe Facility – CEF	2021–2027	15,80	68,26	Connecting Europe Facility – CEF		Ogólny budżet CEF w skali UE wynosi 33,70 mld EUR, w tym: transport – 25,80 mld EUR, energia – 5,80 mld EUR, technologie cyfrowe – 2,10 mld EUR. Po 2027 r. – zależne od kształtu kolejnych wieloletnich ram finansowych. Przyjęto 40,0% dla transportu i energii
25	Program Fundusze europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko 2021–2027 (FEnIKS)	2021–2029	22,66	97,88	Fundusz Spójności i Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego		25 i 39 – to samo źródło finansowania z tej samej kwoty
26	Fundusz Modernizacyjny	2021–2030	4,17	18,00	Środki ze sprzedaży 2,0% ogólnej puli uprawnień do emisji CO_2 w ramach unijnego systemu handlu emisjami, tzw. EU ETS (Europejski Bank Inwestycyjny)		244,20 mln EUR w roku 2023 dla Polski. Ostateczna pula środków tego Funduszu zależeć będzie od aktualnej ceny uprawnień do emisji. Szacowana całość środków dla Polski –

							18,00 mld PLN
27	Fundusz Wsparcia Energetyki	2024–2026	17,10	73,87	Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF)		20, 21, 27 i 31 – to samo źródło finansowania z tej samej kwoty
28	Program Uzupełniania Lokalnej i Regionalnej Infrastruktury Kolejowej – Kolej+ do 2029 r.	2019–2029	3,06	13,20	Dokapitalizowanie PKP PLK S.A. na Program Kolej+, środki jednostek samorządu terytorialnego		
29	FENG – Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki	2021–2027	7,90	34,13	Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego i Fundusz Spójności		Program znacznie wykracza poza cele klimatyczne
30	Program Ramowy Unii Europejskiej Horyzont Europa	2021–2027			Komisja Europejska		Program znacznie wykracza poza cele klimatyczne. Polska ma niską skuteczność w tym programie
31	Fundusz Morskiej Energetyki Wiatrowej	2020–2026	4,79	20,67	KPO – rozdział dotyczący REPowerEU		20, 21, 27 i 31 – to samo źródło finansowania z tej samej kwoty
32	PFR Green Hub	2024–	1,05	4,55	Polski Fundusz Rozwoju S.A. PFR Ventures Sp. z o.o.		
33	Programy regionalne	2021–2027	4,00	17,28	Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego i Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji		Istotne niedoszacowanie. Fundusze Europejskie dla regionalnych programów operacyjnych – łącznie województwa dostaną 33,36 mld EUR, z tego na cele klimatyczne co najmniej 30,0% 2,65 mld EUR ze środków UE. Podział środków między poszczególne obszary wsparcia: przedsiębiorczość i innowacje – 500,00 mln EUR, energia i klimat – 430,00 mln EUR, zrównoważona mobilność miejska – 420,00 mln EUR,
34	Fundusze europejskie dla Polski Wschodniej 2021–2027	2021–2027	0,85	3,67	Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego		

							spójna sieć transportowa – 1,10 mld EUR, zrównoważona turystyka – 140,00 mln EUR, pomoc techniczna – 40,00 mln EUR
35	Plan Strategiczny WPR 2023–2027	2023–2027	0,49	2,10	Europejski Fundusz Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich		
36	Rządowy program budowy lub modernizacji przystanków kolejowych na lata 2021–2025	2021–2025	0,23	1,00	Środki własne PKP PLK S.A		
37	Program Fundusze Europejskie dla Rybactwa	2021–2027	0,21	0,90	Europejski Fundusz Morski, Rybacki i Akwakultury, budżet państwa		
38	Inwestycje PGW Wody Polskie	2025–2029	0,03	0,15	Środki własne (działalność gospodarcza wymieniona w art. 255 ust. 10b ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne, tekst jednolity Dz.U. z 2024 r. poz. 1087)		
39	Fundusz Żeglugi Śródlądowej	2022–2027	0,01	0,04	Budżet państwa i Fundusze Europejskie		25 i 39 – to samo źródło finansowania z tej samej kwoty
40	Czyste Powietrze	2018–2029	23,84	103,00	Środki własne NFOŚiGW, środki własne wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej (dalej: WFOŚiGW), fundusze unijne, pożyczki		
41	Energia Plus	2019–2030	0,93	4,00	Środki własne NFOŚiGW, środki własne WFOŚiGW, fundusze unijne, pożyczki		
42	Mój Prąd	2019–2025	0,69	3,00	Środki własne NFOŚiGW		
43	Mój Elektryk	2021–2025	0,21	0,90	Środki własne NFOŚiGW		
44	Inne programy finansowane przez NFOŚiGW	2021–2027	0,01	0,05	Środki własne NFOŚiGW		
45	Programy finansowane przez WFOŚiGW	2021–2027	1,85	8,00	Środki własne WFOŚiGW		

46	Strategiczny Program Badań Naukowych i Prac Rozwojowych pn. „Nowe Technologie w zakresie energii" (NTE)	2021–2036	0,19	0,80	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju		
47	Projekty Badawcze Sieci Badawczej Łukasiewicz				Środki własne Sieci Badawczej Łukasiewicz (dotacje celowe, subwencje), budżet państwa		
48	Konkursy Narodowego Centrum Nauki	2024–2028	0,02	0,09	Narodowe Centrum Nauki (NCN)		
49	Działania Narodowego Centrum Badań i Rozwoju				Budżet państwa, środki własne Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, Fundusze Europejskie		
50	Kształcenie i doskonalenie zawodowe kadr dla gospodarki w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej	2023–2027			Subwencja oświatowa		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
51	Zwolnienia z akcyzy dla generatorów o łącznej mocy nieprzekraczającej 1 MW				Budżet państwa		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
52	Zwolnienia z akcyzy dla energii elektrycznej				Budżet państwa		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
53	Ulgi ustawowe w podatkach samorządowych (elektroenergetyka)				Budżet gminy i budżet państwa (rekompensaty dla gmin)		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
54	Ulgi i zwolnienia fakultatywne wprowadzane przez rady gmin w podatkach samorządowych (transport)				Budżet gminy		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
55	Zwolnienie z akcyzy pojazdów elektrycznych, wodorowych oraz hybrydowych typu *plug-in*	2018–2029			Budżet państwa		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję

56	Korzystniejsze odpisy amortyzacyjne dla pojazdów nisko- i zeroemisyjnych			Budżet państwa		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
57	Ulga termomodernizacyjna			Budżet państwa		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
58	Ulgi ustawowe w podatkach samorządowych (rolnictwo)			Budżet gminy		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
59	Ulgi i zwolnienia fakultatywne wprowadzane przez rady gmin w podatkach samorządowych (rolnictwo)			Budżet gminy		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
60	Zwolnienia ustawowe z podatków samorządowych (badania i rozwój)			Budżet gminy i budżet państwa (rekompensaty dla gmin)		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
61	Ulgi i zwolnienia fakultatywne wprowadzane przez rady gmin w podatkach samorządowych (inne sektory)			Budżet gminy		Trudna do oszacowania ze względu na swoją konstrukcję
	Łącznie	**367,34**	**1 586,92**			
		29,82	128,81	**NIEWIADOMY**		
		140,50	606,97	**PRAWDOPODOBNY**		
		197,02	851,14	**PEWNY**		

Za pewne źródła uznano środki z budżetu państwa i budżetu UE, za prawdopodobne te, które pośrednio pochodzą z tych źródeł, lecz zarządzane są przez podmioty trzecie. Za nieprawdopodobne uznano te, które nie posiadają wskazanej wartości/okresu/konstrukcji lub wskazują źródła bazujące na innych obszarach tematycznych, niepowiązanych z zakresem opracowania. Za nieprawdopodobne uznano również te, które wielokrotnie odnoszą się do tego samego źródła pierwotnego.

8. Wnioski i podsumowanie

I. Skala błędów metodologicznych i merytorycznych w aKPEiK wskazanych w części pierwszej (analizy aspektów techniczny i wykonalności) dyskwalifikują dokument również w wymiarze wykonalności finansowo-ekonomicznej. Opracowanie nie prezentuje planowanych do osiągniecia wyników ujętych w nim inwestycji z pełną analizą ich wykonalności oraz racjonalności finansowej i ekonomicznej. Brak jest podstawowych analiz np. wewnętrznej stopu zwrotu (IRR) oraz bieżącej wartości netto (NPV) poszczególny inwestycji, co umożliwiłoby ocenę porównawczą wobec tradycyjnych modeli wytwórczych energii i ciepła w stosunku do proponowanych planem. Taka analiza powinna objąć wszystkie wydatki łączące się z decyzją inwestycyjną zarówno w wymiarze finansowym, ale też ekonomicznym identyfikowane w całym okresie życia inwestycji, w tym pełną wycenę wszystkich powiązanych z nią wydatków publicznych i prywatnych.

II. Zaprzeczanie prawom fizyki, niedoszacowanie mocy, błędy w analizie dynamiki pracy urządzeń, brak zapewnienia ciągłości dostaw w energię elektryczną dla społeczeństwa i gospodarki dyskwalifikuje plan jako narzędzie decyzji w polityce publicznej, gdyż tworzy zagrożenie funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa. Jest to dokument opierający się na założeniach niewykonalnych finansowo i ekonomicznie.

III. Nie tylko brak pewności wskazywanych źródeł finansowania jest tu problemem, ale skala niewycenionych wydatków wiążących się z implantacją abstrakcyjnych oczekiwań. Błędnie stworzony bilans mocy, błędne założenia wobec uzyskiwania dodatkowej energii elektrycznej z magazynów energii, zawyżenie możliwej do pozyskania energii ze źródeł odnawialnych, a przede wszystkim zaniżenie ilości paliw, a w szczególności węgla, niezbędnej dla pracy dyspozycyjnych źródeł energii i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego powodują, że wyzwaniem nie jest potencjalne zapewnieniem źródeł finansowania na realizację zaplanowanych scenariuszy, lecz uznanie, że te scenariusze doprowadzą do osiągniecia założonych celów.

IV. Plan jest również niewykonalny z uwagi na zawyżenie wielkości możliwych rezerw mocy co wskazuje na istotne braki w prezentacji rzeczywistych kosztów w analizie Wato podkreślić, że nie tylko brak wykonania analizy możliwości, ale przede wszystkim kosztów, przyłączenia nowych źródeł, w szczególności źródeł odnawialnych, do systemu elektroenergetycznego wskazuje na kolejny wymiar niewykonalności założonego planu.

V. W analizowanym dokumencie brak jest jednoznacznego wskazania pełnych kosztów planowanej transformacji energetycznej oraz działań podjętych na rzecz ograniczenia zmian klimatu i osiągnięcia zaplanowanych celów. Nie podano kosztów skutecznych metod ograniczenia tych zmian, jak też wyceny działań i technologii, które to umożliwią. Brak strony kosztowej uniemożliwia pełną ocenę, czy zaplanowane wydatki zapewnią realizację celów aKPEiK.

VI. Skala zaplanowanych wydatków (maksymalnie 1,60 bln PLN, w tym tzw. pewnych 0,85 bln PLN i prawdopodobnych 0,60 bln PLN) nie koreluje ze wskazywaną w badaniach krajowych i międzynarodowych skalą niezbędnych nakładów (nawet 10,00 bln PLN), tym samym nie można potwierdzić rzetelności przygotowania aKPEiK.

VII. Nie przygotowano analizy korelacji potrzeb wydatkowych i dostępnych środków w ujęciu czasowym, tam samym może dochodzić do istotnych braków środków finansowych (krajowych i europejskich) na poszczególnych etapach realizacji planu. Wskazana byłaby analiza przepływów pieniężnych dla całego okresu obowiązywania aKPEiK.

VIII. Brak jest potwierdzenia pewności i dostępności czasowej poszczególnych źródeł finansowania, co jest tym bardziej istotne w sytuacji nałożenia na Polskę procedury nadmiernego deficytu, która może skutkować koniecznością ograniczenia części wydatków z budżetu państwa.

IX. Istnieje znaczna rozbieżność między kwotą wskazywaną w aKPEiK, ujętą w KPO na cele klimatyczne (26,90 mld EUR), w relacji do kwoty wskazywanej na te cele w zapisach KPO przyjętych przez KE (35,36 mld EUR).

X. Istnieje znaczna rozbieżność między kwotą wskazywaną w aKPEiK, ujętą w PS na cele klimatyczne (20,00 mld EUR), w relacji do kwoty wskazywanej na te cele w zapisach FEnIKS przyjętych przez KE (22,67 mld EUR).

XI. Fundusz Sprawiedliwej Transformacji został pominięty w prezentacji źródeł finansowania w aKPEiK, ujawnia się w ramach programów regionalnych (poz. 33) bez wskazania wartości alokacji.

XII. Nie zaprezentowano szczegółowych analiz dotyczących regionalnych programów operacyjnych, wskazano jedynie te pogramy jako mechanizmy wsparcia programu FEnIKS.

XIII. Znaczna część wymienionych źródeł finansowania ma charakter postulatywny, bez wskazania budżetu (poz. 47–61). Ponadto kwota ponad 128,81 mld PLN może być traktowana jako niepewna z uwagi na kilkukrotne wskazywanie tego samego źródła (KPO) do finansowania kolejnych działań. W poz. 20 podana jest całościowa alokacja KPO, w poz. 21, 27 i 31 kolejny raz wskazywane zaś są zasoby w ujęciu specyficznych programów interwencji. Podobnie w przypadku poz. 25 i 39 (FEnIKS).

XIV. Za niepewne finansowanie uznano również budżety gmin (decyzje poszczególnych jednostek samorządu terytorialnego) oraz NFOŚiGW i WFOŚiGW, gdyż instytucje te zależne są od zasilenia z budżetu państwa.

XV. W opracowaniu brakuje pełnej wyceny kosztów przyłączenia (inwestycyjnych i operacyjnych) planowanych OZE, w tym elektrowni wiatrowych lądowych i morskich oraz farm fotowoltaicznych, z sieciami energetycznymi oraz ewentualnymi magazynami, wszystko w skali oczekiwanych mocy ujętych w aKPEiK.

XVI. W opracowaniu brakuje wyceny planowanych inwestycji w ujęciu scenariuszowym

w kontekście czasowym prowadzonych inwestycji, kosztów włączania nowych inwestycji do systemu energetycznego, wyłączeń dotychczasowych źródeł mocy, jak też rozwoju sieci i przyłączy.

XVII. Analiza pomija prezentację ryzyka i przyjętych założeń metodycznych umożliwiających ocenę realności przedstawionych wartości finansowych, szczególnie w kontekście błędów metodologicznych i merytorycznych omówionych w pierwszej części niniejszego opracowania.

XVIII. Z uwagi na nierealne założenia i błędne wyniki obliczeń danych prezentowanych w aKPEiK (zawyżenie możliwej do pozyskania energii ze źródeł odnawialnych, błędne bilanse energii elektrycznej, błędne bilanse mocy, nierealne założenie rozwoju OZE, błędne założenia dotyczące rezerw mocy) przyjęte założenia finansowe uznać należy za błędne, nierealne i niepełne, na poziomie zarówno planowanych wydatków, jak i potencjalnych źródeł finansowania. Powyższe dyskwalifikuje plan jako narzędzie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego społeczeństwu i gospodarce.

Notki o autorach

Władysław Mielczarski – prof. dr hab. inż., ekspert w dziedzinie elektroenergetyki, w szczególności jej transformacji i działania w warunkach rynków konkurencyjnych. Posiada ponad 40-letnią międzynarodową i krajową praktykę w optymalizacji działania systemów elektroenergetycznych i ich transformacji. Dwukrotnie był doradcą rządu Rzeczypospolitej Polskiej oraz pracował w Komisji Europejskiej jako European Energy Coordinator – był odpowiedzialny za rozwój połączeń transgranicznych w północnej i środkowej Europie. Był jednym z twórców rynku energii elektrycznej w Polsce. Jako nauczyciel akademicki jest związany z Politechniką Łódzką. Pracował również ponad 10 lat jako Associate Professor na Monash University w Melbourne w Australii oraz na innych zagranicznych uczelniach. Jego dorobek publikacyjny obejmuje 12 książek wydanych w języku angielskim i polskim oraz ponad 200 naukowych artykułów i referatów.

Artur Bartoszewicz – dr nauk ekonomicznych; ekspert polityki publicznej, finansów publicznych, pomocy publicznej i zarządzania strategicznego; adiunkt w Instytucie Rozwoju Gospodarczego w Kolegium Analiz Ekonomicznych w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. Ekspert ds. oceny projektów Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, Polskiej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości oraz Centrum Projektów Polska Cyfrowa. Członek Rady Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Pełnił i pełni funkcje w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa, w tym PTE PZU, PGE SA i Węglokoks SA. Posiada bogate doświadczenie w projektach *private equity*, *public affairs* i inwestycjach infrastrukturalnych. Autor książek i publikacji naukowych oraz licznych ekspertyz. Pomysłodawca i autor projektów ustaw. Sporządził ponad 100 ekspertyz i ewaluacji z zakresu analiz ekonomiczno-finansowych, finansów publicznych, pomocy publicznej, strategii i planów wieloletnich na rzecz przedsiębiorstw, administracji rządowej i samorządowej. Jest autorem licznych recenzowanych artykułów naukowych i książki. Uznany ekspert ekonomiczny prezentujący swoje poglądy w mediach krajowych: prasie, radiu i telewizji, jak też na YouTubie oraz innych kanałach społecznościowych.