

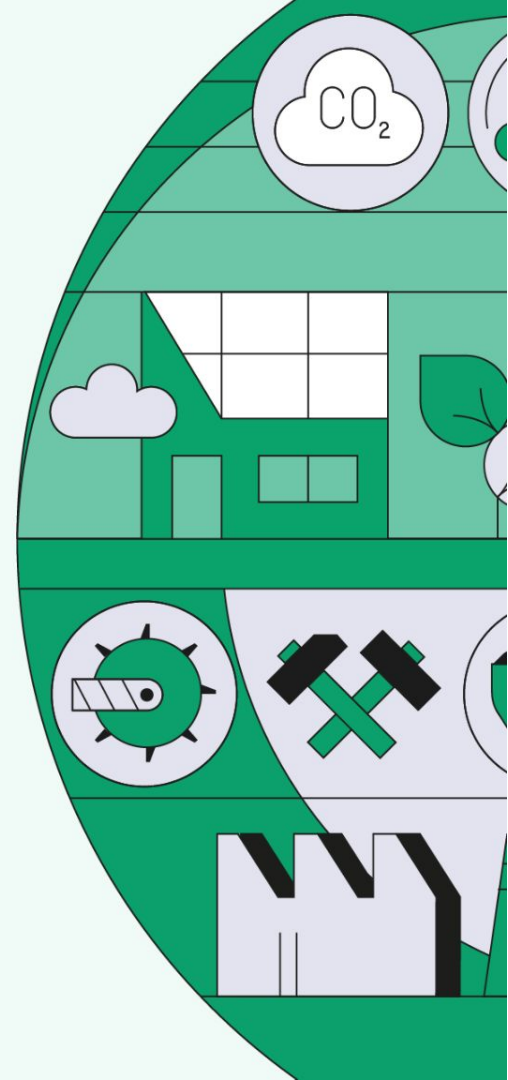


Polska prawie bezemisyjna?

Modelowanie ścieżek
dekarbonizacji polskiej energetyki
i gospodarki do 2040

1 grudnia godz. 9:30-14:00

© Centralny Dom Technologii



Instrat: Wspieramy debatę i polityki publiczne otwartymi danymi i badaniami, działając na rzecz sprawiedliwej, zielonej i cyfrowej gospodarki



Solidne podstawy technologiczne:
własne narzędzia do modelowania
i monitorowania rynku energii



Partnerstwa z sektorem publicznym,
inwestorami i społeczeństwem
obywatelskim



Think tank z Polski
z oddziaływaniem na Brukselę
Ekspansja międzynarodowa
ku Ukrainie i Bałkanom Zachodnim



> 25 analityków, badaczy i ekspertów ds.
polityk publicznych



7 lat działalności



>6 mln wyświetleń miesięcznie
Rozpoznawalność w mediach
międzynarodowych

Zielona i sprawiedliwa transformacja musi być oparta na danych i solidnych analizach, a nie przekonaniach



Zasilanie debaty i procesów decyzyjnych

Dane i wyniki modelowania muszą odpowiadać na bieżące potrzeby debaty o politykach publicznych i kształcie strategii energetycznej



Koniec z analizami typu *black box*

Domyślnie otwarty dostęp do danych, metodologii i narzędzi umożliwia większe zrozumienie oraz partycypację – społeczeństwa obywatelskiego i sektora prywatnego

Polska prawie bezemisyjna

Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.

Autorstwo: Patryk Kubiczek, Michał Smoleń, Wojciech Żelisko

Współpraca: Bernard Swoczyna, Jarosław Kopeć, Michał Hetmański

Warszawa • 12.12.2023

01

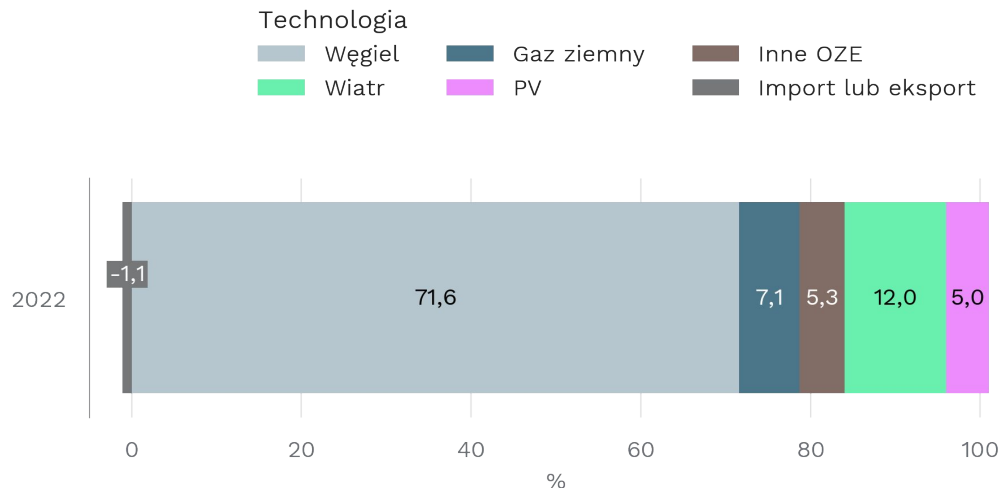
**Cztery scenariusze i pięć spostrzeżeń
dot. polskiej transformacji
energetycznej do 2040 r.**

Patryk Kubiczek



Węgiel to obecnie podstawa polskiej energetyki

Udział technologii i wymiany handlowej w wypełnieniu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w **2022 r.** (%)



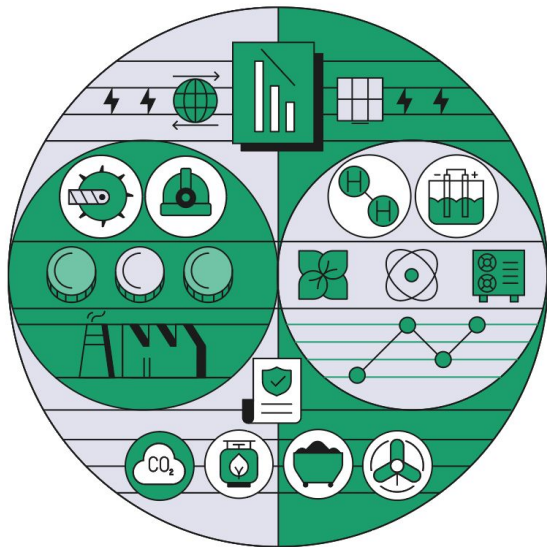
Paliwa kopalne spalane w elektroenergetyce w 2022 r. spowodowały emisję ok. **130 mln t CO₂**.

To jedna trzecia rocznych polskich emisji gazów cieplarnianych.

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie produkcji i zużycia netto energii elektrycznej (ARE). Obecność eksportu powoduje, że suma udziału źródeł wytwórczych w wypełnieniu krajowego zapotrzebowania może przekroczyć 100%.

Polska prawie bezemisyjna

Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.



Instrat Policy Paper 06/2023
Patrik Kubicek
Michał Smoleń
Wojciech Żelisko

Jaka będzie Polska w 2040 r.?

Prawie bezemisyjna?

Z energetyka opartą na OZE czy na atomie?

A może wpadniemy w pułapkę gazową?

Tego nie wie nikt.

A jaka transformacja energetyczna byłaby opłacalna?

To zależy.

Ocena opłacalności wymaga systematyzacji danych i wyobrażeń o rzeczywistości – *modelowania*.

Zrobiliśmy to w Instracie i stworzyliśmy cztery alternatywne światy – *scenariusze*.

Modelowanie energetyczne

Co dokładnie – i jak – to robimy?



Definiujemy system

W tej analizie interesują nas sektory, w których paliwa kopalne mają zastosowania energetyczne* → **75% emisji**

*lub do wytwarzania wodoru



Nadajemy koszt emisjom

Przypisujemy wszystkim emisjom CO₂ ten sam koszt – to gwarantuje sensowną priorytetyzację dekarbonizacji



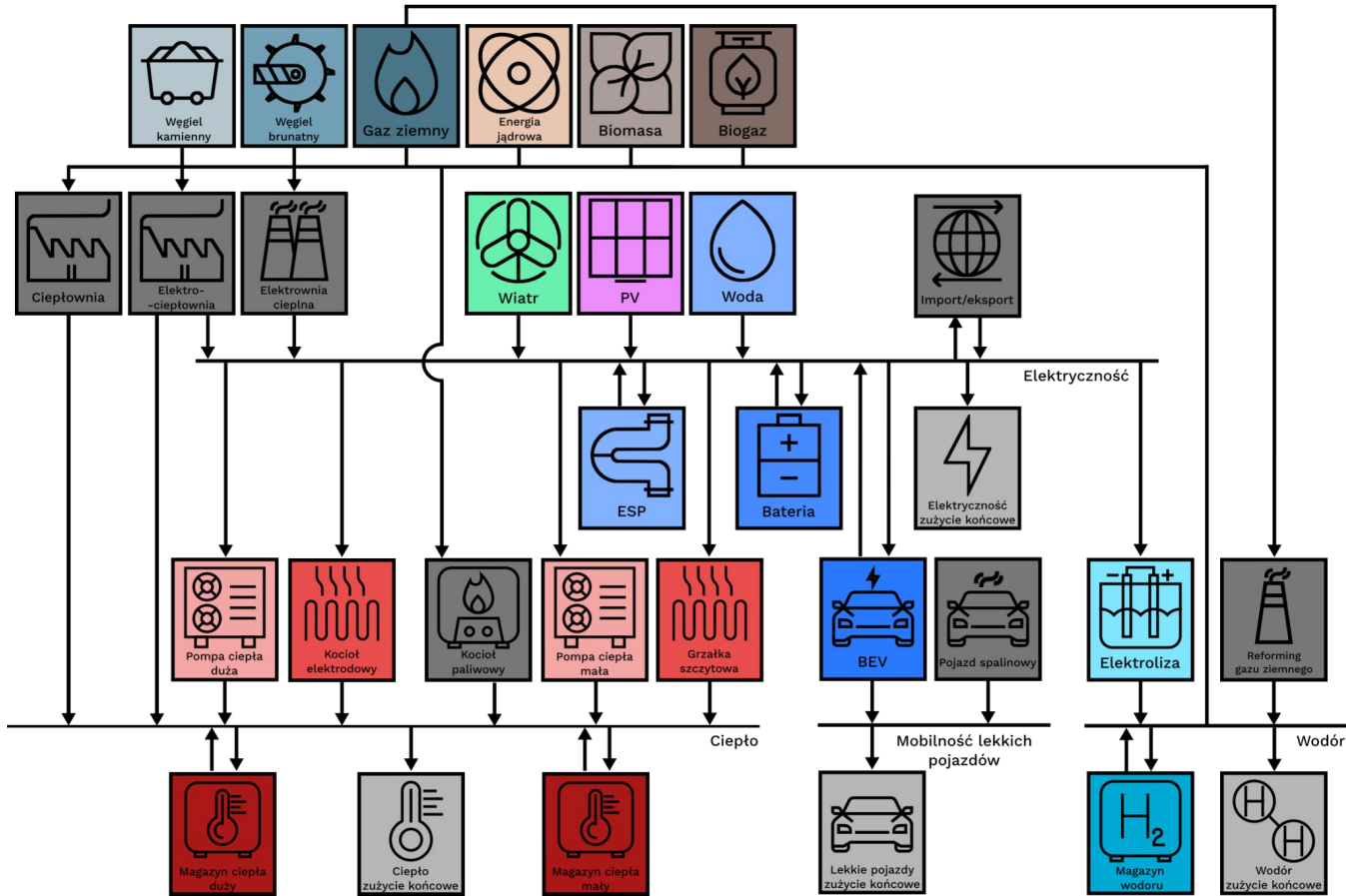
Kompilujemy dane

Łączymy dane z różnych źródeł nt. zużycia nośników energii, istniejącej infrastruktury i kosztów



Optymalizujemy koszty

Szukamy rozwiązania spełniającego zapotrzebowanie przy najniższych kosztach CAPEX i OPEX → **PyPSA-PL**



PyPSA-PL to otwarty model systemu energetycznego autorstwa Instytutu Informatyki i Systemów, zainspirowany projektem [PyPSA-Eur](#).

Rozszerzyliśmy najnowszą wersję o ciepłownictwo, mobilność pojazdów lekkich i sektor wodorowy.

Więcej informacji na github.com/instrat-pl/pypsa-pl.

Cztery scenariusze

Jak je formułujemy?

Nasze scenariusze różnią się:

- ścieżkami zapotrzebowaniem na nośniki energii (elektryczność, ciepło, wodór, energia do napędzania samochodów),
- ścieżkami dozwolonych poziomów mocy zainstalowanej w różnych technologiach – lub tempem ich przyrostu,
- dozwolonym poziomem godzinowego udziału tzw. źródeł niesynchronicznych (np. elektrowni wiatrowych i słonecznych) w produkcji energii elektrycznej.

Założenia nt. kosztów są takie same dla wszystkich scenariuszy.

Każdy scenariusz jest kosztowo optymalny wobec definiujących go założeń.

AMBITNY ROZWÓJ OZE
I ENERGETYKI JĄDROWEJ

S1: OZE+EJ

Szybki rozwój OZE i EJ
możliwy, wysokie
zapotrzebowanie na en.
elektryczną, niskie na
ciepło, wysoki udział OZE
dozwolony

AMBITNY ROZWÓJ OZE
BEZ EN. JĄDROWEJ

S2: OZE

Szybki rozwój OZE
możliwy, brak EJ, wysokie
zapotrzebowanie na en.
elektryczną, niskie na
ciepło, wysoki udział OZE
dozwolony

SCENARIUSZ BAZOWY

S3: BAZA

Rozwój OZE maks. do
poziomu ostatnich
nieoficjalnych prognoz
MKiŚ, rozwój EJ taki, jak
w S1, średnie
zapotrzebowanie na en.
elektryczną i ciepło

OPÓŹNIONA
TRANSFORMACJA

S4: OT

Opóźniony rozwój OZE
i EJ, niskie
zapotrzebowanie na en.
elektryczną, wysokie na
ciepło, udział OZE
w miksie ograniczony

01

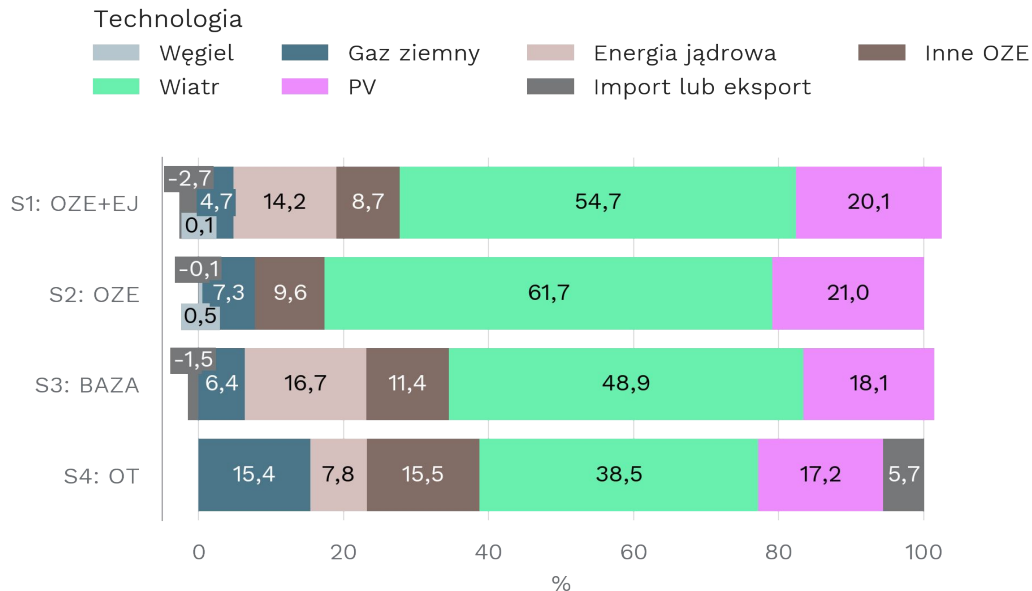
Spostrzeżenie 1

Wiatr i słońce stanowią najbardziej opłacalną bazę dla przyszłego systemu energetycznego Polski.



We wszystkich scenariuszach w miksie elektroenergetycznym 2040 r. dominują wiatr i słońce

Udział technologii i wymiany handlowej w wypełnieniu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w **2040 r.** (%)

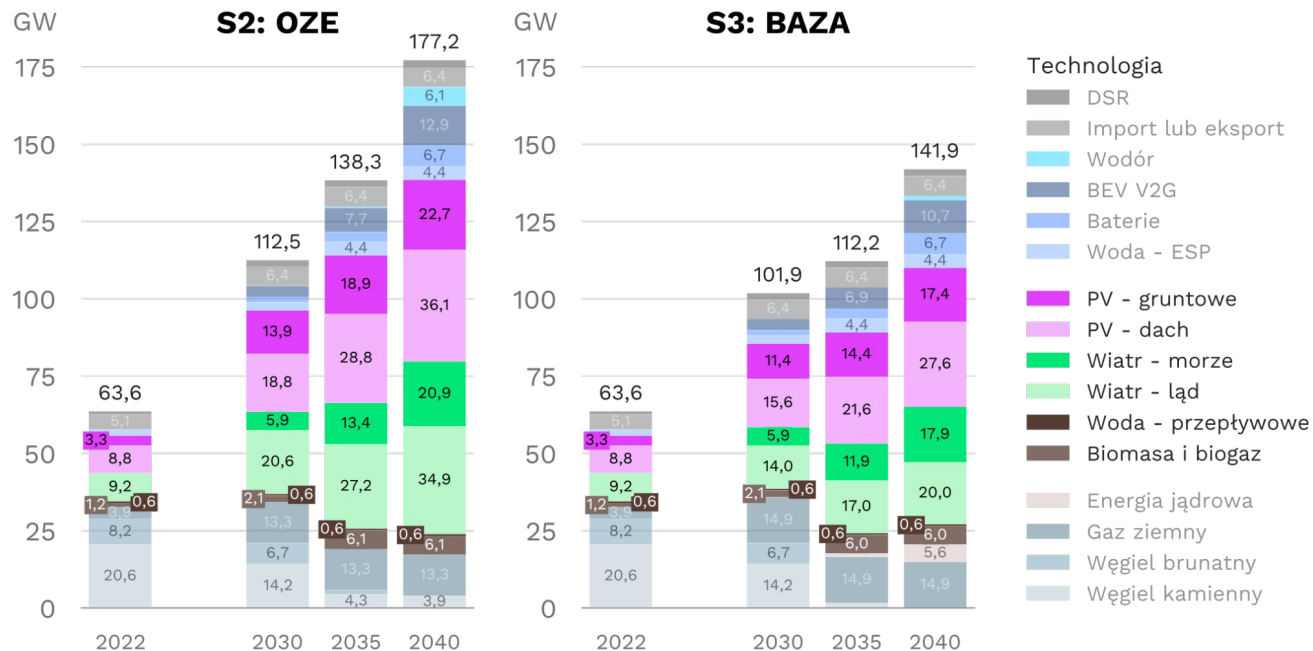


Odnawialne źródła energii stanowią **92%** miks energii elektrycznej w scenariuszu OZE i **84%** w scenariuszu OZE+EJ.

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Obecność eksportu powoduje, że suma udziału źródeł wytwórczych w wypełnieniu krajowego zapotrzebowania może przekroczyć 100%.

W 2040 r. możemy osiągnąć aż 56 GW mocy w wietrze i 59 GW mocy w PV

Moce zainstalowane w elektroenergetyce (GW)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych historycznych ARE i PSE oraz wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podane moce elektrowni ciepłych są mocami netto.

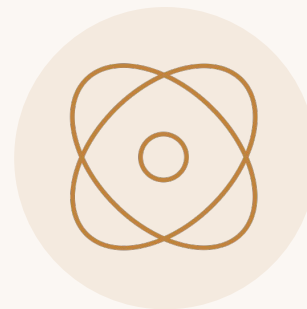
W scenariuszu OZE+EJ do 2040 r. powstaje 3,5 GW mniej morskich farm wiatrowych w porównaniu do OZE.

Scenariusz BAZA to dużo wolniejszy rozwój lądowych farm wiatrowych, nieco wolniejszy rozwój PV i porównywalnie szybki rozwój morskich farm wiatrowych.

02

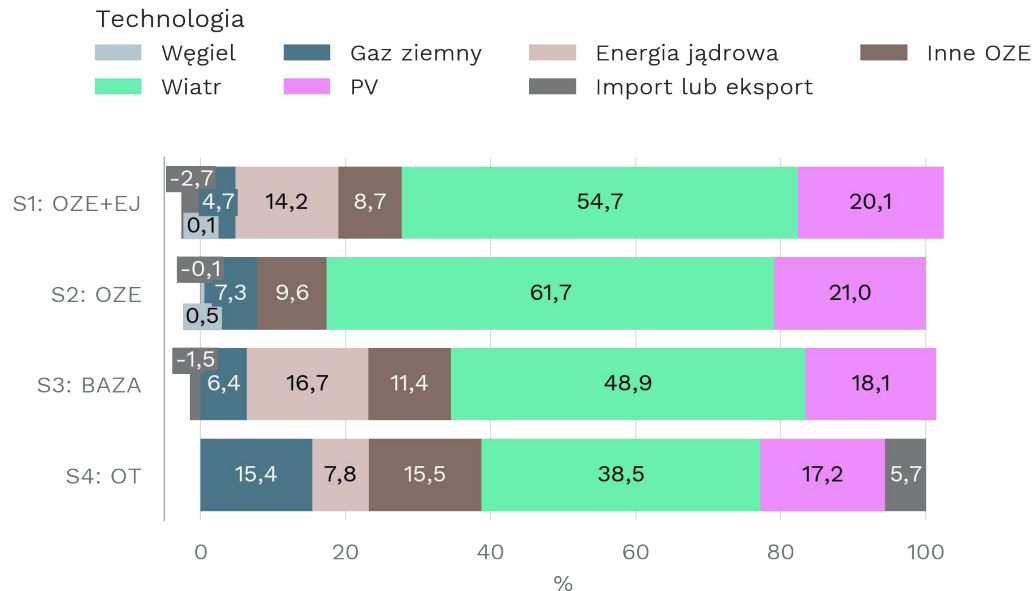
Spostrzeżenie 2

Energetyka jądrowa może być kosztowo efektywną częścią miksu elektroenergetycznego – ale nie jego trzonem.



Do 2040 r. energia jądrowa nie przekracza 17-proc. udziału w miksie

Udział technologii i wymiany handlowej w wypełnieniu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w 2040 r. (%)



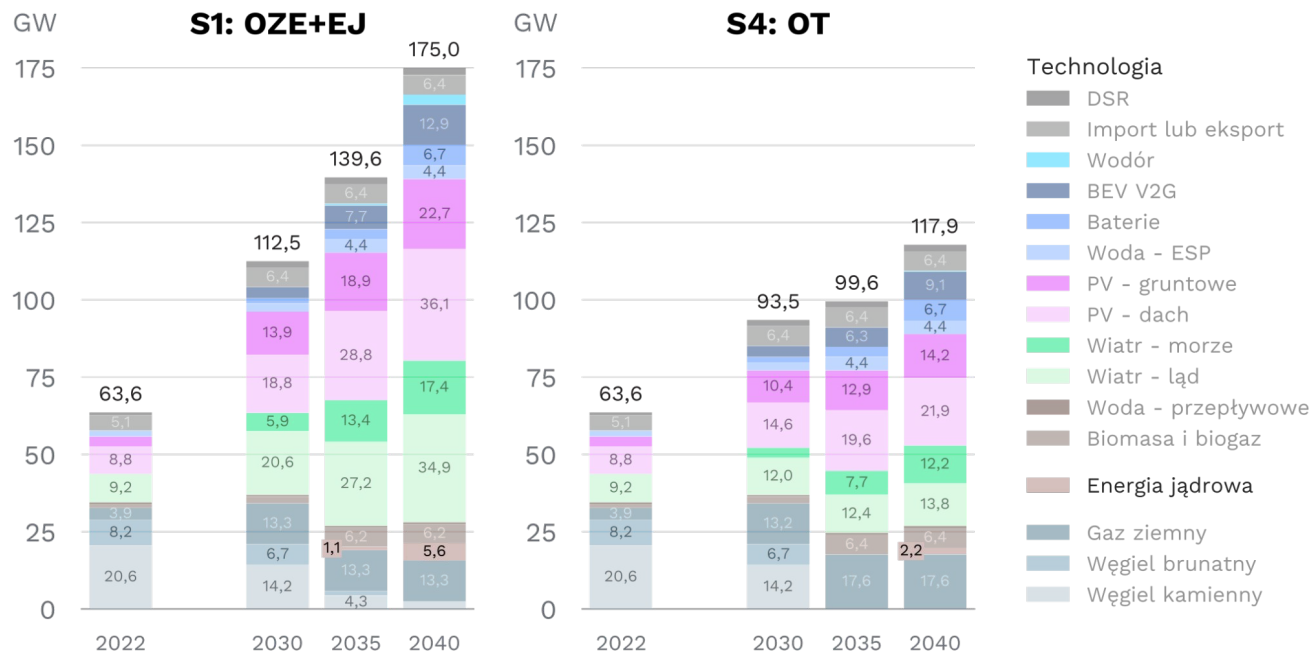
Udział energii jądrowej wynosi **14%** w scenariuszu OZE+EJ i **17%** w scenariuszu BAZA.

Elektrownie jądrowe pomagają stabilizować system i zmniejszają udział gazu ziemnego w miksie.

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Obecność eksportu powoduje, że suma udziału źródeł wytwórczych w wypełnieniu krajowego zapotrzebowania może przekroczyć 100%.

Ambitny rozwój energetyki jądrowej to 1,1 GW w 2035 r. i 5,6 GW w 2040 r.

Moce zainstalowane w elektroenergetyce (GW)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych historycznych ARE i PSE oraz wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podane moce elektrowni ciepłych są mocami netto.

Optimalny poziom mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych pokrywa się w scenariuszach OZE+EJ i BAZA.

Ograniczeniem rozwoju EJ są realistyczne terminy oddawania bloków jądrowych. Według scenariusza OT do 2035 r. nie powstaje w Polsce żaden blok.

03

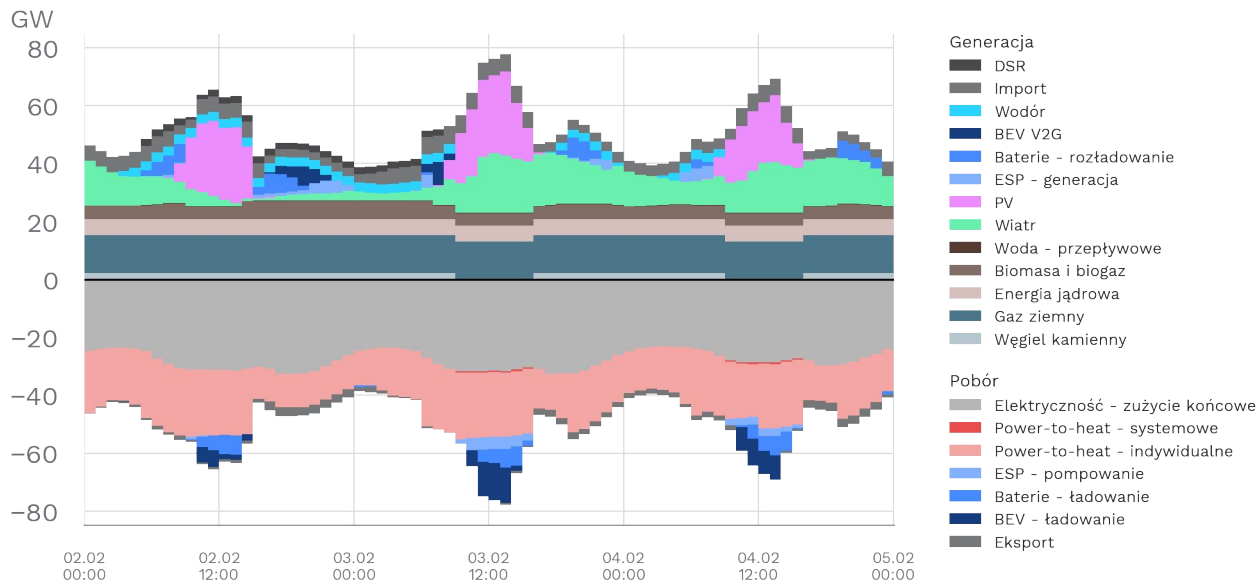
Spostrzeżenie 3

Rozpowszechnienie się pomp ciepła zwiększy szczytowe obciążenie systemu elektroenergetycznego. Rodzi to zapotrzebowanie na rzadko wykorzystywane moce dyspozycyjne.



Dyspozycyjne źródła energii elektrycznej są potrzebne także w scenariuszach ambitnego rozwoju OZE

Struktura produkcji i poboru energii elektrycznej (GW) podczas wybranych zimowych dni w 2040 r. – scenariusz **S1: OZE+EJ**



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

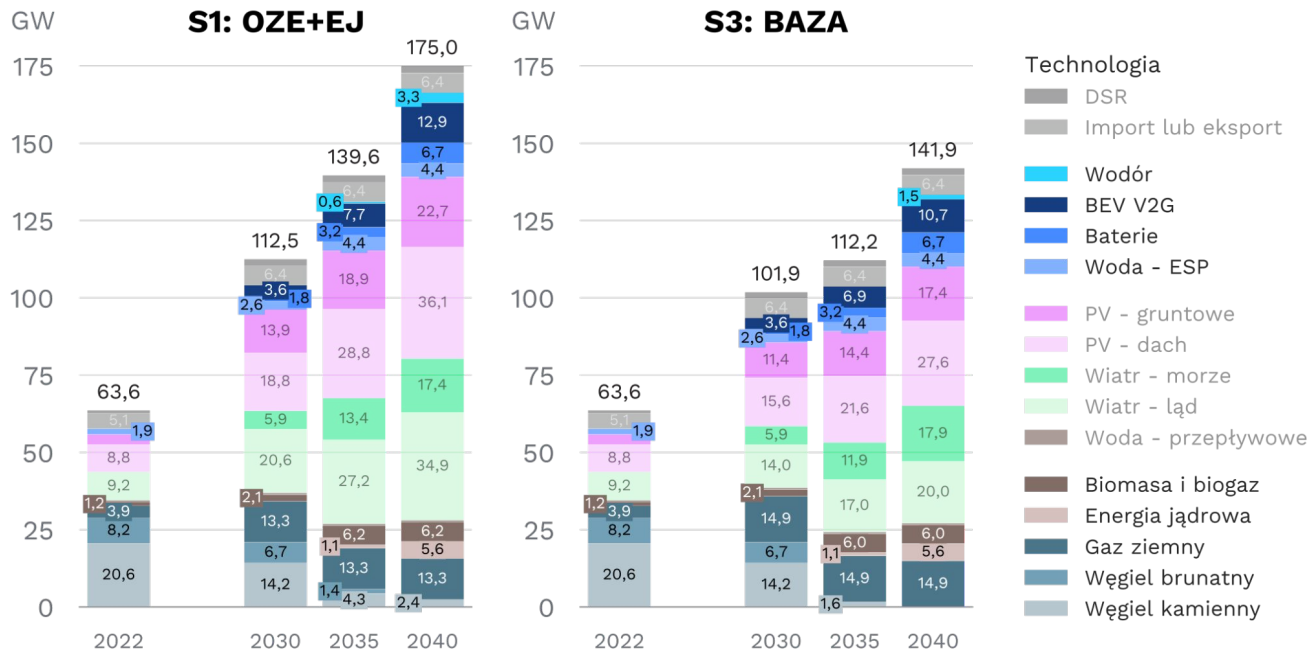
Szybki rozwój pomp ciepła w budynkach jest opłacalny, mimo że zapotrzebowanie pomp na moc może wynosić w zimne bezwietrzne dni po zmroku **ok. 16 GWe** (scenariusz OZE+EJ).

W takich momentach moce dyspozycyjne* mają kluczowe znaczenie dla zapewnienia dostaw energii.

* gaz ziemny, węgiel, atom, biomasa/biogaz, wodór, magazyny energii

Moce dyspozycyjne to miks czystych i emisyjnych technologii

Moce zainstalowane w elektroenergetyce (GW)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych historycznych ARE i PSE oraz wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podane moce elektrowni ciepłych są mocami netto.

Zakładamy, że po 2030 r. nie powstają bloki na gaz ziemny*. Powstawać za to mogą szczytowe bloki wodorowe.

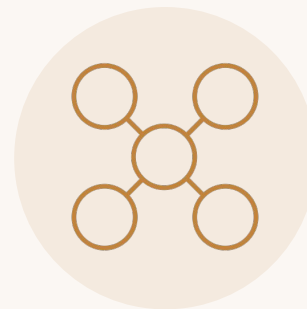
Część bloków węglowych może pełnić rolę rezerwowych źródeł szczytowych nawet do 2040 r. – dzieje się to w scenariuszach OZE+EJ i OZE.

* z wyjątkiem scenariusza OT, w którym rokiem granicznym jest 2035

04

Spostrzeżenie 4

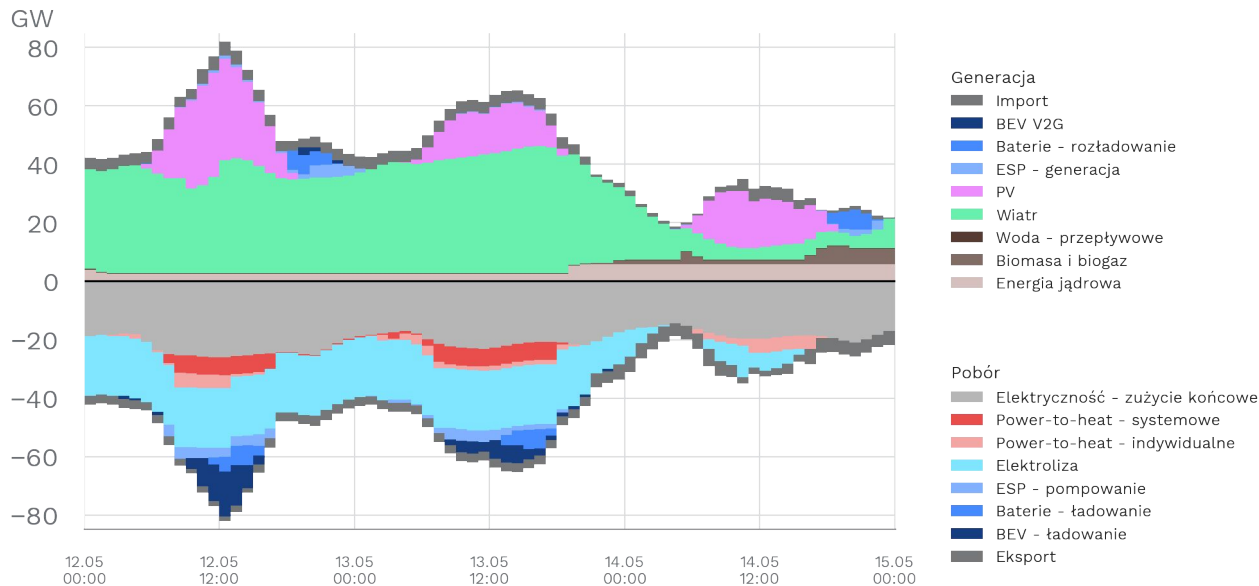
Elastyczny odbiór energii elektrycznej w poszczególnych sektorach umożliwia dobre zagospodarowanie energii z wiatru i słońca.



Generacja z wiatru i słońca może w niektóre godziny przekraczać 70 GW

Struktura produkcji i poboru energii elektrycznej (GW)

podczas wybranych wiosennych dni w 2040 r. – scenariusz **S1: OZE+EJ**



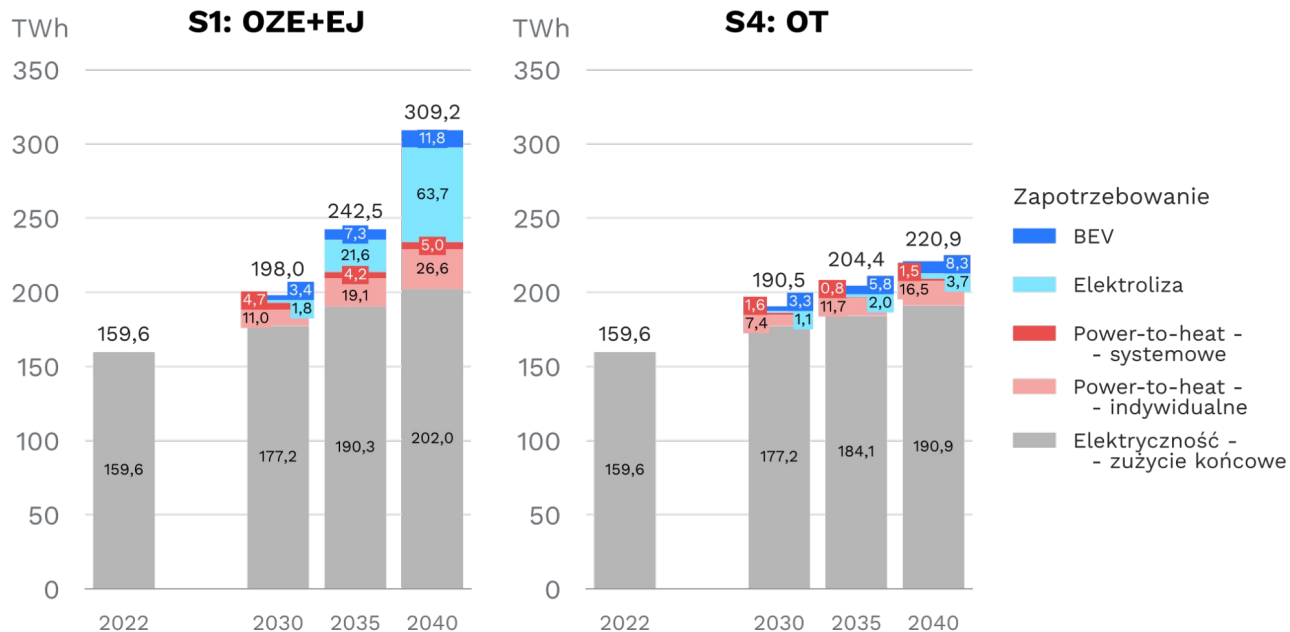
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

W godzinach wysokiej produkcji elektrowni wiatrowych i słonecznych elektrolizery pracują z maksymalną mocą około **20 GWe** w scenariuszach OZE+EJ i OZE.

Inne ważne źródła elastyczności popytu to ładowanie BEV i technologie power-to-heat.

Elektryfikacja gospodarki prowadzi do istotnego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną

Struktura krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną (TWh)



Różnica w całkowitym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w 2040 r. pomiędzy dwoma skrajnymi scenariuszami: OZE+EJ i OT wynosi aż **90 TWh**.

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych historycznych ARE oraz wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zawiera w sobie straty przesyłowe i dystrybucyjne, ale nie uwzględnia potrzeb własnych elektrowni ciepłych.

05

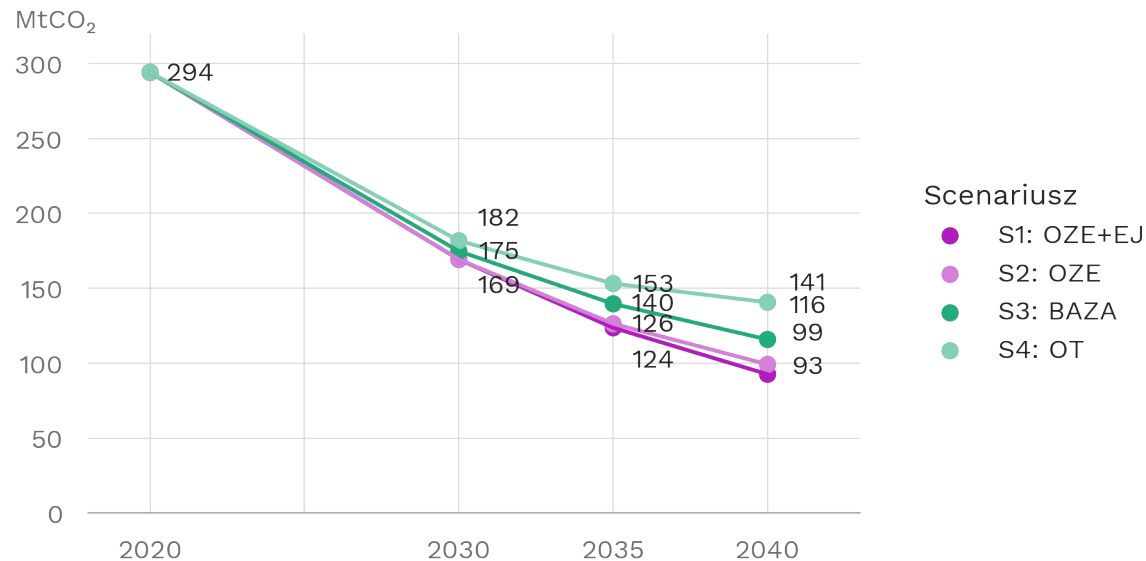
Spostrzeżenie 5

Scenariusze ambitnego rozwoju OZE to najniższe emisje i najniższe koszty systemowe.



Scenariusze ambitnego rozwoju OZE to najniższe emisje CO₂ ...

Roczne emisje CO₂ z energetycznych zastosowań paliw kopalnych i produkcji wodoru (Mt)



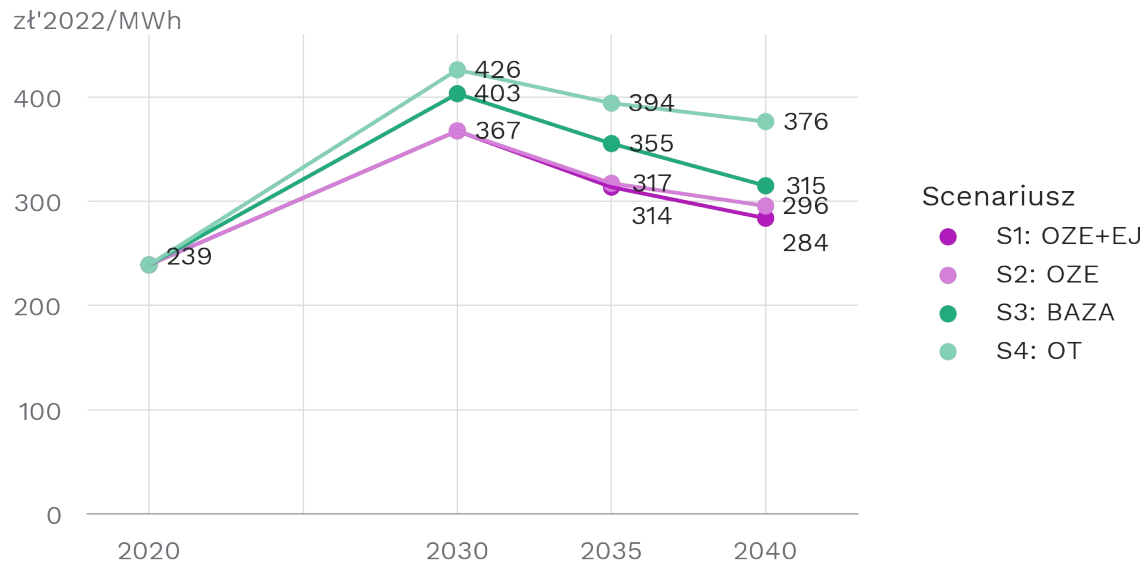
Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 r. – średnia danych historycznych za lata 2019–2021 na podstawie KOBiZE, Eurostatu i własnych założeń. Lata 2030–2040 – dane ustalone na podstawie wyników modelu PyPSA-PL i założeń na temat emisji związanych z niemodelowanym bezpośrednio energetycznym zastosowaniem paliw kopalnych.

Scenariusz OZE+RES prowadzi do **68% redukcji** rocznych emisji z rozważanych sektorów* do 2040 r. w stosunku do roku 2020.

* w 2020 wyniosły one ok. 75% całkowitych emisji gazów cieplarnianych w Polsce

... i najniższe koszty wytwarzania energii

Średni koszt jednostkowy wytwarzania energii elektrycznej (zł'2022/MWh)



Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 – średnia danych historycznych 2019–2021 na podstawie ARE. 2030–2040 – wyniki modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL: koszty zawierają CAPEX przeliczony na ratę roczną, stały OPEX i zmienny OPEX (w tym koszt emisji CO₂) związane z infrastrukturą produkującą i magazynującą energię elektryczną; tylko inwestycje ukończone w latach 2026–2040 są brane pod uwagę w obliczaniu składnika CAPEX.

Nie tylko jednostkowe, ale także całkowite koszty systemowe są niższe w ambitnych scenariuszach.

Przykładowo, roczny koszt systemowy produkcji energii elektrycznej, ciepła i wodoru w 2040 r. w scenariuszu OZE+EJ wynosi ok. **120 mld zł***.

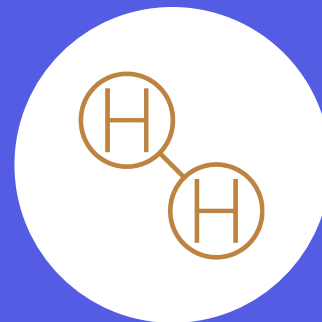
BAZA to **6 mld zł** więcej. OT to **21 mld zł** więcej.

* nie zostały uwzględnione koszty rozbudowy sieci elektroenergetycznych i termomodernizacji budynków

02

Czy wodór będzie brakującym ogniwem dekarbonizacji polskiej gospodarki?

Wojciech Żelisko



Zbiornik pod ciśnieniem

Dlaczego zajęliśmy się modelowaniem wodoru?

Skala i znaczenie sektora

Krajowa produkcja wodoru to 1 mln ton – niemal całość z gazu ziemnego; służy do przerobu i oczyszczania ropy oraz wytwarzania amoniaku



Narzędzie dekarbonizacji

Wodór wytwarzany w procesie elektrolizy może pomóc zredukować emisje, szczególnie w sektorach przemysłu i transportu ciężkiego



Konfrontacja przekonań

Istnieje wiele sprzecznych wizji rozwoju zielonej gospodarki wodorowej – nasze modelowanie to drogowskaz pomocny w ich ocenie



Jak uchwycić nieuchwytny gaz?

Sposób uwzględnienia sektora wodoru w PyPSA-PL



Metody produkcji

Model zakłada rywalizację obecnie generowanego szarego wodoru z zielonym zasilanym z sieci ee.



Rozwój elektrolizerów

Na 2030 r. cel z PSW, potem zgodnie z optymalizacją kosztów systemowych modelowanych sektorów



Założenia

Model nie bierze pod uwagę systemów wsparcia (np. kontraktów różnicowych) oraz możliwości importu



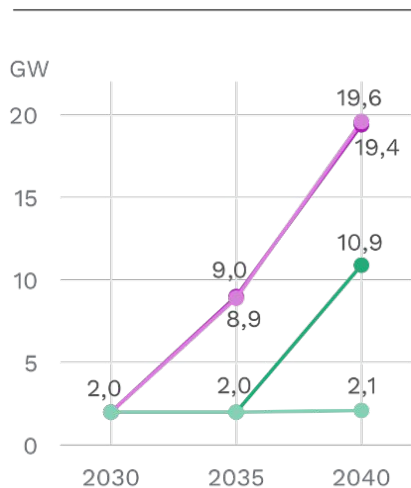
Zapotrzebowanie

Im bardziej ambitny scenariusz, tym wyższy popyt na wodór (przemysł, transport ciężki i elektroen.)

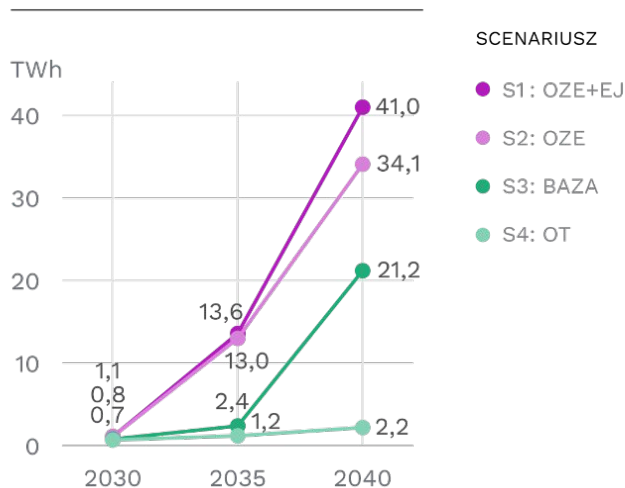
Zielona gospodarka wodorowa rozwinie się na dobre nie wcześniej niż w latach 30.

Moc elektryczna zainstalowana w elektrolizerach (GW) oraz ich produkcja wodoru (TWh) dla poszczególnych modelowanych scenariuszy

A. ELEKTRYCZNA MOC ZAINSTALOWANA (GW)



B. PRODUKCJA WODURU (TWh)



Wynikiem modelu jest zoptymalizowana pod kątem kosztów systemowych moc elektrolizerów.

Scenariusze różnią się potencjałem produkcji wodoru, zależnym od dostępności czystej energii i wykorzystania elektrolizerów.

Jego zakres jest szeroki – od **0,07 mln ton** w OT do **1,2 mln ton** w OZE+EJ (2040 r.).

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

Potencjał nie tak wybuchowy

Wybrane wnioski z modelowania wodoru

1

Deficyt wodoru

Elektrolizery pracują w 2030 r. sporadycznie, co skutkuje **wysokim kosztem produkcji** oddziałującym na kwestie **programów wsparcia i importu**

2

Śrubokręt, nie scyzoryk

Szary wodór nie jest w pełni zastąpiony zielonym **w żadnym scenariuszu** – ograniczona dostępność wodoru dla nowych zastosowań

3

Współzależność

Rozmiar gospodarki wodorowej jest zależny od powodzenia transformacji energetycznej – **nie może być jednak celem samym w sobie**, a służyć tej drugiej

Dobra platforma startowa nie wystarczy

Wybrane rekomendacje z modelowania wodoru



Priorytetyzacja aplikacji

Kryteriami stosowania zielonego wodoru powinny być **prostota** oraz **potencjał redukcji emisji CO₂**



Analiza potencjału

Rzetelna **ocena potencjału i kosztów produkcji** zielonego wodoru pozwoli urealnić popyt i określić cele sektorowe



Regionalny ekosystem

Wysokie koszty (produkcji, transportu, magazynowania) wskazują na opłacalność **decentralizacji sektora**



Trudne początki

Subsidia mogą spowodować szybszy rozwój sektora, ale w 2030 r. **czysta energia** jest bardziej potrzebna **gdzie indziej**

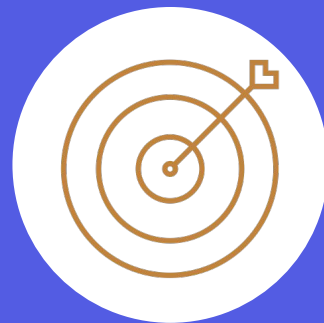


instrat

03

**Wnioski dla strategii polskiej
transformacji: cele OZE i inne polityki
wymagające uwagi nowego rządu**

Michał Smoleń



Polska transformacja wymaga strategicznej reorientacji



Nadciąga 2030 r.

To ostatni moment, by przyspieszyć inwestycje.



Jasne cele

Sprawa jest zbyt złożona, by przeprowadzać ją bez kompleksowej strategii.



KPEiK i PEP

Aktualizacja dokumentów strategicznych wymagana na poziomie unijnym.

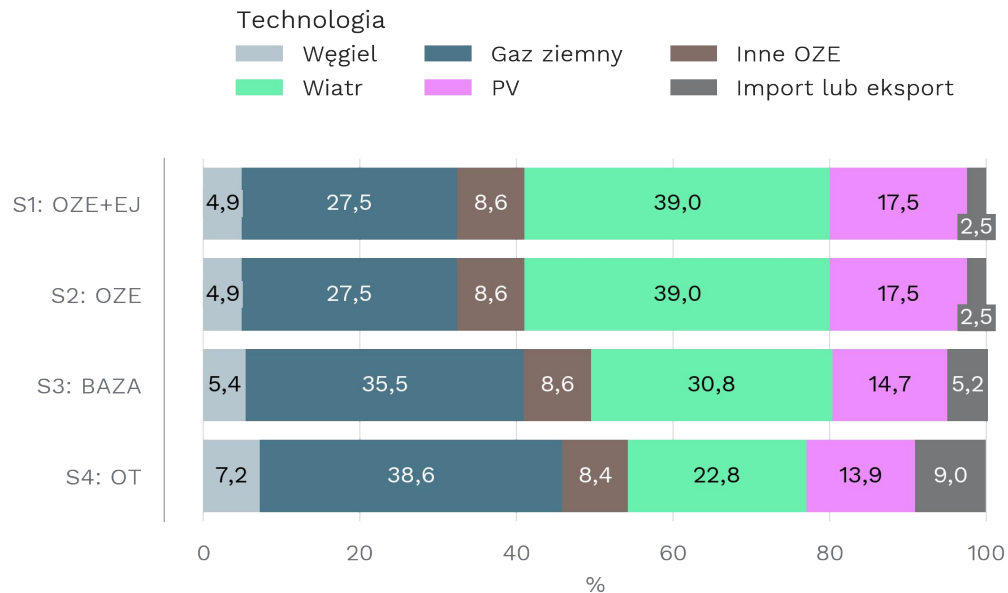


Dialog społeczny

Transformacja nie powiedzie się bez uczciwej komunikacji ze społeczeństwem.

1. Nie ma alternatywy dla szybkiego rozwoju energii słonecznej i wiatrowej.

Udział technologii i wymiany handlowej w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w **2030 r.** (%)



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.

Energia wiatrowa i słoneczna to główne, skalowalne źródła czystej energii.

Przyspieszenie modernizacji i rozbudowy **sieci elektroenergetycznych** oraz poprawa **otoczenia prawnego** to warunki konieczne dla rozbudowy OZE w najbliższych latach.

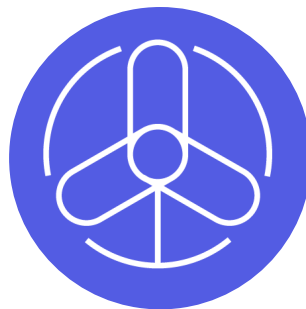
2. Potrzebujemy bardziej elastycznego systemu.

Sam przyrost czystych mocy nie wystarczy.

Transformacja oparta o moce słoneczne i wiatrowe musi obejmować:

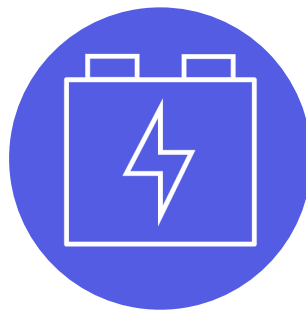
- rozwój magazynów energii elektrycznej i ciepła,
- stopniowe odejście od ciągłej pracy elektrowni konwencjonalnych „w podstawie”,
- poprawę elastyczności mocy dyspozycyjnych (w tym biomasowych i biogazowych),
- rozwój elastycznego popytu.

Scenariusz ambitnego rozwoju OZE+EJ – 2040 r.



95%

Osiągalny udział źródeł niesynchronicznych (wiatr, słońce, baterie) w chwilowym mixie produkcji energii elektrycznej



52 GW

Średnie zaopatrzenie magazynów energii, aut elektrycznych, elektrolizerów oraz produkcji ciepła w 40 najbardziej słonecznych i wietrznych godzinach roku

Ograniczenia sieci i elastyczności przekładają się na utracone korzyści, ale istnieją sposoby na zmniejszenie skali problemu



Magazyny energii

Odpowiedź m.in. na lokalne przeciążenia sieci elektroenergetycznej.



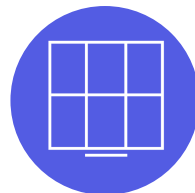
Elektrolizery i grzałki

Możliwość wykorzystania “nadwyżek” OZE gdy nie możemy dalej obniżyć produkcji z węgla czy gazu.



Cable pooling

Przyłączenie zróżnicowanych mocy OZE za cenę utraty części nadwyżek.



Niestandardowe OZE

Np. instalacje fotowoltaiczne wschód-zachód, bardziej rozproszona energetyka wiatrowa.

3. Potrzebujemy znacznych dyspozycyjnych mocy szczytowych nawet w 2040 r.

Taki mamy klimat.

Nawet w scenariuszu dopuszczającym szybki rozwój energetyki jądrowej i bioenergii, sporadycznie uruchamiane elektrownie na paliwa kopalne to optymalne zabezpieczenie szczytowego zimowego zapotrzebowania.

Utrzymanie tych mocy, a także elektrowni wodorowych, wymagać będzie odpowiedniej konstrukcji rynku energii.

Scenariusze OZE+EJ oraz OZE – 2040 r.



16-17 GW

Mocy zainstalowanych w energetyce węglowej i gazowej. Powstaje również 3-6 GW elektrowni wodorowych.

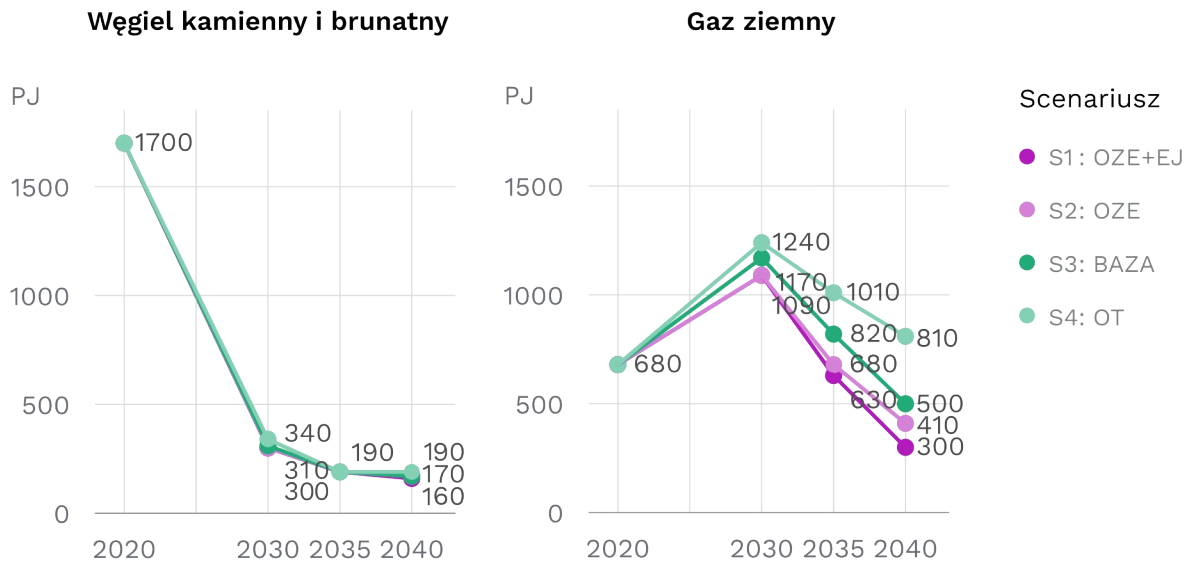


5-8%

Łączny udział elektrowni węglowych i gazowych w rocznej produkcji energii elektrycznej

Rachunek ekonomiczny zachęca do szybkiego odejścia od węgla

Zużycie węgla i gazu na potrzeby energetyczne oraz produkcję wodoru (PJ)



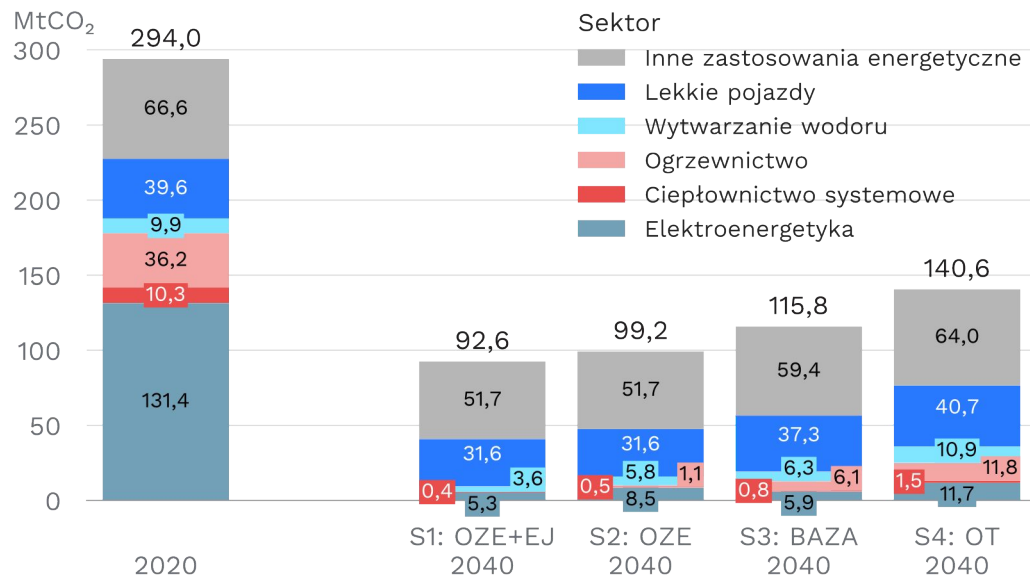
Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 r. – dane historyczne na podstawie danych Eurostatu, KOBiZE i własnych założeń. Lata 2030–2040 – obliczenia na podstawie wyników modelu PyPSA-PL i założeń na temat niemodelowanego bezpośrednio zużycia energetycznego paliw.

Cena uprawnień do emisji oraz rezygnacja ze szkodliwego spalania węgla w gospodarstwach domowych przyczyniają się do spadku zużycia węgla kamiennego do zaledwie **15 mln ton w 2030 r.**

Zapotrzebowanie na gaz rośnie do 2030 r. (**30–34 mld m³**), a później spada w zależności od ambicji scenariusza.

4. Na znaczeniu zyskają emisje z sektorów trudniejszych do dekarbonizacji.

Emisje CO₂ z energetycznych zastosowań paliw kopalnych i produkcji wodoru (Mt), 2020 vs. 2040



Źródło: opracowanie własne Instrat. 2020 r. – dane historyczne na podstawie danych Eurostatu, KOBiZE i własnych założeń. Lata 2030–2040 – obliczenia na podstawie wyników modelu PyPSA-PL i założeń na temat emisji z niemodelowanego bezpośrednio zużycia energetycznego paliw.

W 2020 r. emisje z elektroenergetyki i ciepłownictwa odpowiadały za **60%** emisji z analizowanych sektorów.

W 2040 to może spaść do **6-18%**.

Wolniej będą spadać emisje aut osobowych i towarowych, przemysłu, rolnictwa czy lotnictwa.



Patryk Kubiczek

patryk.kubiczek@instrat.pl

Michał Smoleń

michal.smolen@instrat.pl

Wojciech Żelisko

wojciech.zelisko@instrat.pl

**Zapraszamy do
kontaktu**



instrat



**Raport do
pobrania**