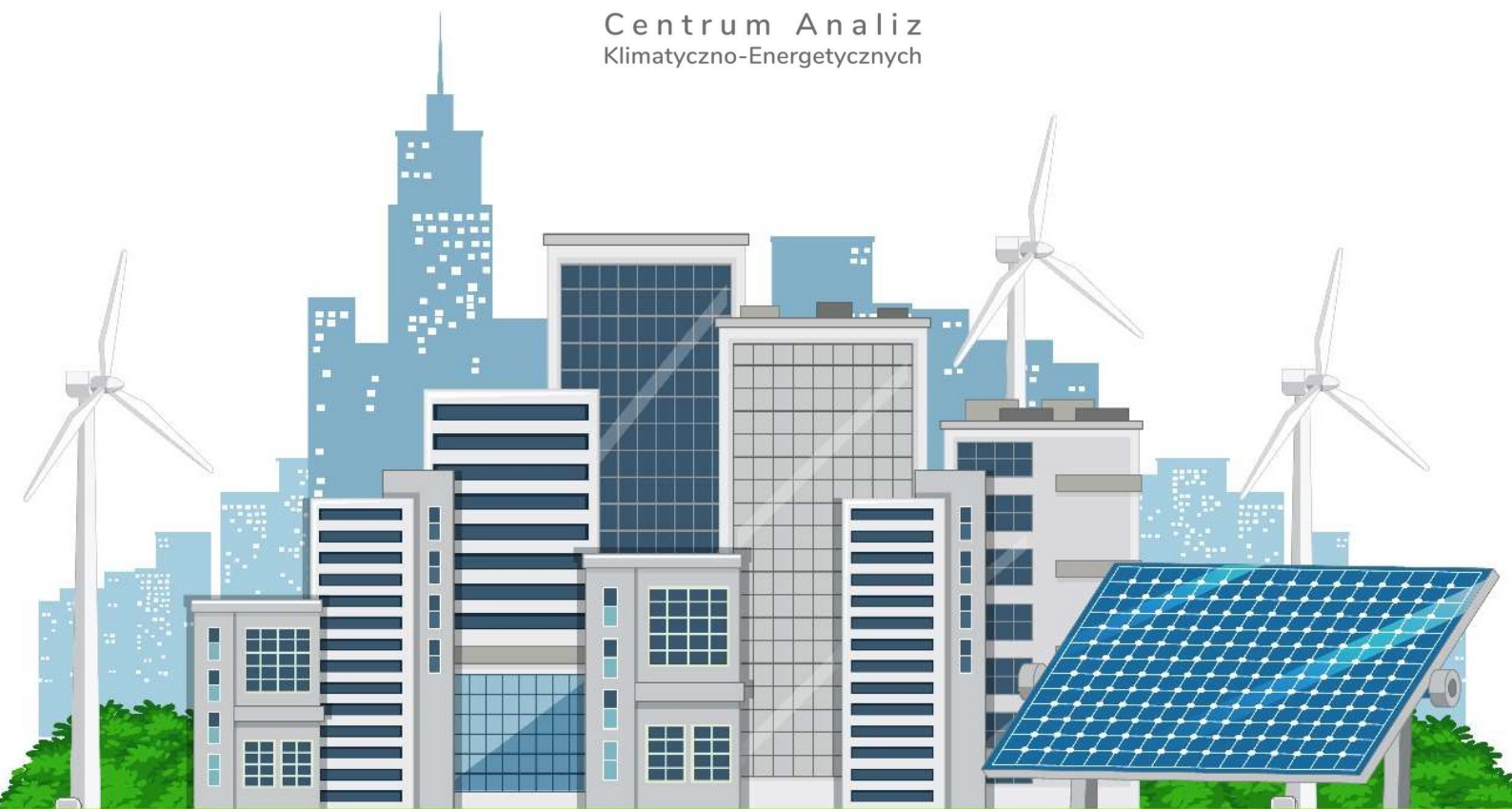




Centrum Analiz  
Klimatyczno-Energetycznych



# POLSKA NET-ZERO 2050

## TRANSFORMACJA SEKTORA ENERGETYCZNEGO POLSKI I UE DO 2050 ROKU

Autorzy:

Igor Tatarewicz, Michał Lewarski, Sławomir Skwierz, Maciej Pyrka, Jakub Boratyński,  
Robert Jeszke, Jan Witajewski-Baltvilks, Monika Sekuła

# LIFEClimateCAKEPL



Warszawa, czerwiec 2022 r.



## AUTORZY I PRAWA AUTORSKIE

**Igor Tatarewicz, Michał Lewarski, Sławomir Skwierz, Maciej Pyrka, Jakub Boratyński, Robert Jeszke, Jan Witajewski-Baltvilks, Monika Sekuła**

Autorzy dziękują za cenny wkład i uwagi do Raportu: Pawłowi Mzyk, Wojciechowi Rabiedze, Arturowi Gorzałczyńskiemu, Izabeli Tobiasz, Adamowi Wąs, Pawłowi Kobus, Sebastianowi Lizak, Maciejowi Cygler, Vitaliy Krupin, Anecie Tylce, oraz członkom Komitetu Sterującego projektu LIFE Climate CAKE PL (w którego skład wchodzi przedstawiciele resortów: MKiŚ, MF, KPRM, MRiT, MRiRW, MI, MGMIŻŚ) za uwagi i komentarze przedstawione podczas spotkania w dniu 9 czerwca 2022 r.

Copyright © 2022 Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy (IOŚ-PIB). Wszelkie prawa zastrzeżone. Udzielono licencji na rzecz Unii Europejskiej (pod określonymi warunkami).

Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S., Pyrka, M., Boratyński, J., Jeszke, R., Witajewski-Baltvilks, J., Sekuła, M. (2022). Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050r. Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

Dokument ten został przygotowany w Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) utworzonym w Krajowym Ośrodku Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), który jest częścią Instytutu Ochrony Środowiska - Państwowego Instytutu Badawczego (IOŚ-PIB).

Niniejszy dokument został przygotowany w ramach projektu: "System dostarczania i wymiany informacji w celu strategicznego wspierania wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej (LIFE Climate CAKE PL)" - LIFE16 GIC/PL/000031 – LIFE Climate CAKE PL.

Prosimy o przesyłanie uwag, pytań lub komentarzy do dokumentu na adres: [cake@kobize.pl](mailto:cake@kobize.pl)

Dokument został ukończony w czerwcu 2022 roku.

**Zastrzeżenie:** Ustalenia, interpretacje i wnioski wyrażone w tym dokumencie są ustaleniami autorów, a niekoniecznie organizacji, z którą autorzy są powiązani. Niniejszy dokument jest rozpowszechniany w nadziei, że będzie przydatny, ale IOŚ-PIB nie ponosi odpowiedzialności za jakiegokolwiek szkody powstałe w wyniku korzystania z jego treści.

Projekt i skład: Robert Jeszke, grafika na okładce: brgfx, Freepick.com

### Kontakt:

**Adres:** Chmielna 132/134, 00-805  
Warszawa  
**WWW:** [www.climatecake.pl](http://www.climatecake.pl)  
**E-mail:** [cake@kobize.pl](mailto:cake@kobize.pl)  
**Tel.:** +48 22 56 96 570  
**Twitter:** @climate\_cake



Projekt " System dostarczania i wymiany informacji w celu strategicznego wspierania wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej" - LIFE16 GIC/PL/000031 (LIFE Climate CAKE PL)" jest współfinansowany z programu UE LIFE i współfinansowany ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.



## Spis treści

Lista skrótów .....	4
Najważniejsze wnioski:.....	5
Streszczenie .....	6
1. Wstęp.....	11
2. Rozpatrywane scenariusze.....	12
3. Modele zastosowane w analizie scenariuszy.....	15
4. Kluczowe założenia przyjęte w analizie.....	17
5. Wyniki obliczeń dla sektora energetycznego.....	20
5.1. Emisje CO <sub>2</sub> .....	20
5.2. Koszty emisji CO <sub>2</sub> .....	22
5.3. Zapotrzebowanie na energię elektryczną.....	24
5.6. Produkcja energii elektrycznej w różnych pasmach obciążenia .....	37
5.7. Produkcja ciepła sieciowego w analizowanych scenariuszach.....	42
5.8. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w analizowanych scenariuszach.....	45
5.9. Nakłady inwestycyjne .....	46
5.10. Wyniki makroekonomiczne.....	48
Bibliografia.....	52
Załącznik I .....	54
Opis zastosowanych narzędzi analitycznych .....	54
A. Model MEESA.....	54
B. Połączenie modelu MEESA z modelem ekonomicznym d-PLACE i modelami sektorowymi .....	56
C. Przekroje czasowe w modelu MEESA.....	58

## Lista skrótów

<b>BECCS</b>	Bioenergia z instalacją wychwytu i składowania CO <sub>2</sub> (ang. Bioenergy with Carbon Capture and Storage)
<b>BEV</b>	Baterijny samochód elektryczny (ang. Battery Electric Vehicle)
<b>BRT ETS</b>	Nowy system handlu uprawnieniami obejmujący sektor budynków i transport drogowy
<b>CAKE</b>	Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych
<b>CGE</b>	Model równowagi ogólnej (ang. Computable General Equilibrium)
<b>COP</b>	Współczynnik wydajności (ang. Coefficient of Performance)
<b>CCS</b>	Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (ang. Carbon Capture and Storage)
<b>CCU</b>	Wychwytywanie i utylizacja dwutlenku węgla (ang. Carbon Capture and Utilisation)
<b>DSR</b>	Usługa DSR dobrowolnego i czasowego obniżenia przez odbiorców zużycia energii elektrycznej (ang. Demand Side Response)
<b>EUA</b>	Uprawnienia do emisji dla instalacji stacjonarnych (EUA z ang. <i>European Union Allowances</i> ) służące do rozliczania emisji w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). 1 EUA = 1 t ekw. CO <sub>2</sub>
<b>EUAA</b>	Uprawnienia do emisji dla operatorów statków powietrznych (EUAA z ang. <i>European Union Aviation Allowance</i> ) służące do rozliczania emisji w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). 1 EUAA = 1 t CO <sub>2</sub>
<b>EU ETS</b>	System handlu uprawnieniami do emisji w Unii Europejskiej (ang. <i>European Union Emission Trading System</i> )
<b>GHG</b>	Gazy cieplarniane (ang. <i>greenhouse gases</i> )
<b>KE</b>	Komisja Europejska
<b>KOBiZE</b>	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
<b>LULUCF</b>	Użytkowanie gruntów, zmiana użytkowania gruntów i leśnictwo (ang. <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i> )
<b>MSR</b>	Rezerwa Stabilności Rynkowej (ang. <i>Market Stability Reserve</i> )
<b>Non-ETS</b>	Sektory nieobjęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS)
<b>OZE</b>	Odnawialne źródła energii
<b>PKB</b>	Produkt Krajowy Brutto
<b>UE</b>	Unia Europejska

## Najważniejsze wnioski:

- ❖ Postępująca dekarbonizacja polskiego sektora elektroenergetycznego, w perspektywie 2050 r., prowadzić będzie do jego kompletnego przemodelowania. Całkowitej zmianie ulegnie struktura mocy i produkcji energii elektrycznej. Dominującymi technologiami staną się elektrownie wiatrowe i słoneczne. W scenariuszach zakładających wdrożenie pakietu „Fit for 55” optymalne byłoby zwiększenie udziału źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej nawet do ok. 50% już w 2030 r. i do 70% lub więcej w perspektywie 2050 r.
- ❖ Nie wszystkie procesy przemysłowe będzie można całkowicie zdekarbonizować. Energetyka jest jedną z tych gałęzi gospodarki, gdzie głęboka redukcja a nawet uzyskanie ujemnych emisji jest możliwe. W scenariuszach neutralności w 2050 r. bilans emisji w energetyce w całej UE osiąga poziom między -120 a -145 Mt CO<sub>2</sub>. W samej polskiej energetyce ujemne saldo wynosi ok. -15 Mt CO<sub>2</sub> w 2050 r. (z różnicami pomiędzy scenariuszami na poziomie 2-3 Mt CO<sub>2</sub>).
- ❖ Transformacja energetyczna będzie zachodzić w dużej mierze dzięki postępującej elektryfikacji różnych gałęzi gospodarki. Wiąże się to ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce z poziomu ok. 140 TWh w 2020 do 330-360 TWh w 2050 roku (w zależności od scenariusza).
- ❖ W podstawowym z rozpatrywanych scenariuszy, zakładającym wdrożenie pakietu „Fit for 55” oraz realizację celu net-zero w 2050 r. (scenariusz NEU), koszt marginalny redukcji emisji rośnie do poziomu ok. 145 EUR'2015/tCO<sub>2</sub> w 2030 r. i ok. 575 EUR'2015/tCO<sub>2</sub> w 2050 r.
- ❖ Polska na tle całej UE ma do wykonania jedno z najtrudniejszych zadań i cały proces jest ogromnym wyzwaniem, ze względu na duży udział paliw kopalnych, szczególnie węgla, w punkcie startowym procesu transformacji. Polska musi obniżyć wskaźnik emisji z poziomu ok. 0,65 tCO<sub>2</sub>/MWh (czyli około 2,5 krotnie wyższego niż średnia UE) do wartości bliskich zero.
- ❖ Wyniki wszystkich scenariuszy pokazują także, że najszybszego wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej należy spodziewać się w najbliższej dekadzie. W scenariuszach zakładających wdrożenie pakietu „Fit for 55”, ze względu na zaostrzenie celu na 2030 r., może to oznaczać ponad 2-krotny wzrost kosztów wytwarzania już w okresie 2020-2030. Największy wzrost kosztów ma miejsce w scenariuszu zakładającym wysokie ceny paliw i ograniczenia w dostępności gazu ziemnego – w obliczu obecnego kryzysu ten scenariusz wydaje się jednocześnie bardzo prawdopodobny.
- ❖ Realizacja ambitnych celów polityki klimatycznej oznacza spowolnienie wzrostu konsumpcji gospodarstw domowych w latach 2020-2030 o około 0,3 p.p. Natomiast w kolejnych dziesięcioleciach wzrost konsumpcji w scenariuszach NEU i BASE jest podobny, a różnica w poziomie konsumpcji między tymi dwoma scenariuszami utrzymuje się na stałym poziomie.

## Streszczenie

1. W niniejszym opracowaniu przeanalizowano możliwe kierunki transformacji w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa systemowego w Polsce oraz w krajach UE. W ramach pracy przeanalizowano scenariusze istotne z punktu widzenia wyzwań jakie stoją przed Polską i krajami UE, uwzględniając ryzyka związane z zawirowaniami na rynkach paliw w obecnej sytuacji geopolitycznej:
  - ▶ **Scenariusz odniesienia (BASE)** zakładający 60% redukcji emisji w 2050 r. vs. 1990 r. z wyłączeniem sektora użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF).
  - ▶ **Scenariusz neutralności (NEU)** – zakładający 90% redukcji emisji w 2050 r. vs. 1990 r. i zerowy poziom emisji netto z uwzględnieniem sektora użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF)
  - ▶ **Scenariusz neutralności z wysokimi cenami paliw kopalnych (NEU\_HPRICE)** – zakładający te same cele redukcyjne GHG i potencjały technologii energetycznych, które zostały zawarte w scenariuszu NEU, ale bazujący na wyższych projekcjach cen paliw kopalnych.
  - ▶ **Scenariusz neutralności z niższym potencjałem rozwoju morskich farm wiatrowych (NEU\_LWIND)** – zakładający niższy od przyjętego w scenariuszu NEU potencjał w zakresie budowy elektrowni wiatrowych na morzu ale zakładający te same cele redukcyjne GHG co w scenariuszu NEU.
2. Elektroenergetyka będzie miała ogromny wpływ na praktycznie wszystkie dziedziny gospodarki, w tym transport, ciepłownictwo, a także zaopatrzenie w energię zakładów przemysłowych. Z kolei proces dekarbonizacji mający miejsce w tych sektorach będzie miał wpływ na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego poprzez wygenerowanie dodatkowych wielkości zużycia energii elektrycznej, które pociągać będą za sobą konieczność zwiększenia produkcji w jednostkach wytwórczych.
3. Realizacja ambitnych celów polityki klimatycznej i dekarbonizacja gospodarki prowadzić będzie do bardzo głębokiej przebudowy polskiego sektora elektroenergetycznego. Modernizacja sektora stymulowana będzie szybko rosnącymi kosztami redukcji emisji. W podstawowym z rozpatrywanych scenariuszy, zakładającym wdrożenie pakietu „Fit for 55” oraz realizację celu net-zero w 2050 r. (scenariusz NEU), koszt marginalny redukcji emisji rośnie do poziomu ok. 145 EUR’2015/tCO<sub>2</sub> w 2030 r. i ok. 575 EUR’2015/tCO<sub>2</sub> w 2050 r. Także pozostałe scenariusze przewidujące realizację celu net-zero cechują bardzo wysokie koszty marginalne emisji. Jedynie w scenariuszu BASE, charakteryzującym się znacznie niższymi celami redukcyjnymi, koszty marginalne redukcji emisji na 2050 r. są wyraźnie niższe - ok. 105 EUR’2015/tCO<sub>2</sub>.
4. We wszystkich scenariuszach, w perspektywie 2050 r., technologiami dominującymi będą źródła odnawialne. Przede wszystkim farmy wiatrowe na lądzie, na morzu oraz



fotowoltaika. W scenariuszach zakładających wdrożenie pakietu „Fit for 55” wyniki modelowania wskazują, że z punktu widzenia optymalizacji kosztów systemu energetycznego, udział źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej powinien zostać zwiększony nawet do ok. 50% już w 2030 r. i do 70% lub więcej w perspektywie 2050 r. (przy czym trzeba mieć świadomość, że realizacja takiego scenariusza wymagałaby olbrzymiego wysiłku inwestycyjnego, znacząco przewyższającego dotychczasowe tempo modernizacji). Spośród rozpatrywanych scenariuszy jedynie scenariusz BASE cechuje wyraźnie wolniejsze tempo rozwoju OZE w najbliższej dekadzie – do ok. 30% udziału OZE w 2030 r. - wskutek braku presji związanej z „Fit for 55”. Ale nawet w tym scenariuszu w dalszej perspektywie tempo rozwoju OZE rośnie i w 2050 r. udział OZE w produkcji energii elektrycznej osiąga ponad 65% - niewiele mniej niż w scenariuszach neutralności klimatycznej. Pokazuje to, że nawet przy umiarkowanych kosztach CO<sub>2</sub> technologie OZE w latach 2040-2050 będą konkurencyjne.

5. Zmiany struktury wytwarzania nie będą ograniczać się do rozwoju wyłącznie źródeł OZE o niestabilnym charakterze pracy. W nowym systemie energetycznym olbrzymia będzie rola elektrowni jądrowych, które są jednym z niewielu źródeł, zapewniających stabilne dostawy energii elektrycznej, bez emisji gazów cieplarnianych, po umiarkowanych kosztach. Ponadto, dostarczając dużej ilości energii w podstawie obciążenia, elektrownie jądrowe będą stwarzały warunki do wykorzystania nadwyżek produkcji OZE do produkcji wodoru, istotnie wpływając na stabilizację cen energii elektrycznej, jak i zwiększając potencjał zielonego wodoru.
6. Znacząca będzie rola technologii opartych na biomasie z możliwością wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> (BECCS), przede wszystkim ze względu na fakt, że usuwając CO<sub>2</sub> z atmosfery ograniczają one konieczność redukcji emisji w tych sektorach, w których koszty krańcowe redukcji są bardzo wysokie.
7. W systemie energetycznym o znacznym nasyceniu niesterowalnymi jednostkami OZE wzrośnie rola magazynów energii oraz systemów umożliwiających dynamiczne reagowanie na zmiany podaży. W okresach znacznej nadprodukcji energii z OZE zastosowanie elektrolizerów umożliwi produkcję wodoru na potrzeby innych gałęzi gospodarki, pełniąc przy okazji rolę długoterminowego magazynu energii.
8. Samochody elektryczne stanowiąc będą dodatkowe obciążenie dla systemu elektroenergetycznego, ale mogą także odegrać pozytywną rolę w wygładzaniu krzywej obciążenia, przy czym aby to było możliwe, konieczne będzie wdrożenie systemów inteligentnego sterowania ładowarkami i zarządzania potencjałem baterii samochodowych, dla unikania kumulacji obciążenia oraz wykorzystania okresów nadpodaży energii elektrycznej na rynku.
9. Realizacja przez Polskę ambitnych celów redukcji emisji CO<sub>2</sub> w całej gospodarce będzie wiązała się z istotnym wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

W scenariuszach zakładających wdrożenie pakietu „Fit for 55”, ze względu na zaostrenie celu na 2030 r., może to oznaczać ponad 2-krotny wzrost kosztów wytwarzania już w okresie 2020-2030. W tym okresie szybki wzrost kosztów emisji przełoży się bezpośrednio na wzrost kosztów wytwarzania, gdyż źródła węglowe wciąż będą miały istotny udział w produkcji energii. Realia techniczne budowy nowych jednostek, dostępność finansowania i inne ograniczenia sprawiają, że przebudowa krajowego systemu energetycznego jest i będzie procesem długotrwałym. Podjęcie tego wysiłku inwestycyjnego powinno spowodować, że po 2035 r. koszty wytwarzania zaczną spadać. Niestety oznacza to także, że największe wyzwania dla polskiej gospodarki pojawią nie w odleglejszej przyszłości, ale już w najbliższej dekadzie.

10. Transformacja energetyczna będzie zachodzić w dużej mierze dzięki postępującej elektryfikacji różnych gałęzi gospodarki. Udział energii elektrycznej w Polsce w finalnym zużyciu energii wzrośnie w okresie 2020-2050 z niecałych 20% do ponad 40% w scenariuszu BASE i ponad 60% w scenariuszu NEU (3-krotny wzrost w stosunku do obecnego udziału). Wiąże się to ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu ok. 140 TWh w 2020 do 330-360 TWh w 2050 roku (w zależności od scenariusza). W rozpatrywanym okresie średnioroczny wzrost zapotrzebowania w Polsce wynosi 3,1% w scenariuszu NEU i 2,9% w BASE, natomiast dla całej UE 2,5% w NEU i 2,3% w BASE. Wyższe tempo wzrostu zapotrzebowania w Polsce niż w całej UE wynika z tego, że średnie zużycie energii elektrycznej na mieszkańca jest niższe od średniej unijnej w punkcie startowym.
11. Polska na tle całej UE ma do wykonania jedno z najtrudniejszych zadań i proces transformacji całej gospodarki i sektora energetycznego jest ogromnym wyzwaniem, ze względu na duży udział paliw kopalnych, szczególnie węgla, w obecnym punkcie startowym. W skali UE, jak i samej Polski w scenariuszu neutralności (NEU) oznacza to spadek emisji o około połowę do 2030 r. w porównaniu do 2020 r. i osiągnięcie emisji bliskich zeru już w okolicach 2040 r. a w dalszym okresie, dzięki wykorzystaniu technologii BECCS, nawet przejście na ujemne emisje netto. Biorąc pod uwagę wspólny cel redukcji emisji w scenariuszach neutralności oraz połączony rynek energii elektrycznej, Polska do zachowania konkurencyjności będzie musiała zrównać się wskaźnikiem emisyjności ze średnią UE, obniżając wskaźnik emisji z poziomu ok. 0,65 tCO<sub>2</sub>/MWh (czyli około 2,5-krotnie wyższego niż średnia UE) do wartości bliskich zeru.
12. Osiągnięcie ambitnych celów redukcyjnych, polegających na ograniczeniu emisji netto w całej gospodarce do zera utrudnia fakt, że nie wszystkie procesy przemysłowe będzie można całkowicie zdekarbonizować - zatem konieczne jest uzyskanie największych możliwych redukcji, a nawet ujemnych emisji, w tych obszarach, w których jest to możliwe po racjonalnym koszcie. Wyniki symulacji na połączonych modelach pokazały się, że energetyka jest jedną z tych gałęzi gospodarki, gdzie głęboka redukcja a nawet uzyskanie ujemnych emisji jest możliwe. Dla osiągnięcia celu net-zero w skali UE, obok działań



proefektywnościowych, potrzebny jest rozwój szerokiego wachlarza technologii energetycznych pozwalających zredukować emisje - zarówno OZE i BECCS jak i elektrowni jądrowych. W scenariuszach neutralności w 2050 r. bilans emisji w energetyce w całej UE osiąga poziom między -120 a -145 Mt CO<sub>2</sub>. W samej polskiej energetyce ujemne saldo wynosi ok. -15 Mt CO<sub>2</sub> w 2050 r. (z różnicami pomiędzy scenariuszami na poziomie 2-3 Mt CO<sub>2</sub>).

13. Transformacja sektora ciepłownictwa sieciowego w Polsce będzie stanowiła ogromne wyzwanie, między innymi ze względu na ograniczone możliwości techniczne i finansowe przedsiębiorstw ciepłowniczych. Spośród technologii możliwych do zastosowania na szeroką skalę w ciepłownictwie, zapewniających stabilne dostawy ciepła bez emisji CO<sub>2</sub> istotną rolę powinny odegrać jednostki na biomasę, biogaz oraz pompy ciepła. W dalszej perspektywie możliwe jest także wykorzystanie wodoru, choć wydaje się, że ze względu na koszty, to rozwiązanie będzie stosowane na ograniczoną skalę. Biorąc pod uwagę zarówno potencjał jak i koszty poszczególnych technologii wydaje się, że dekarbonizacja sektora ciepłowniczego w znacznej mierze bazować będzie na rozwoju pomp ciepła, zarówno w indywidualnych jak i scentralizowanych systemach ogrzewania.
14. Realizacja ambitnych celów polityki klimatycznej oznacza niewielkie spowolnienie wzrostu konsumpcji gospodarstw domowych w latach 2020-2030. W tym okresie wzrost ten będzie mniejszy o 0,3 p.p. w scenariuszu NEU w porównaniu do scenariusza BASE. Natomiast w kolejnych dziesięcioleciach wzrost konsumpcji w scenariuszach NEU i BASE jest podobny, a różnica w poziomie konsumpcji między tym dwoma scenariuszami utrzymuje się na stałym poziomie.
15. W scenariuszach NEU\_HPRICE oraz NEU\_LWIND wzrost konsumpcji w latach 2020-2030 będzie mniejszy od wzrostu w scenariuszu NEU o 0,1 p.p. W kolejnych latach różnice te są marginalne.

Tabela 1. Przegląd głównych wyników modelowania dla energetyki.

		Polska 2030				Polska 2050			
		BASE	NEU	NEU_HRICE	NEU_LWIND	BASE	NEU	NEU_HRICE	NEU_LWIND
Cel redukcji emisji [%] vs. 1990 dla UE		42	53	53	53	60	90	90	90
Krańcowe koszty redukcji emisji w EU ETS [EUR'2015/tCO <sub>2</sub> ekw.]		60	145	80	170	105	575	430	720
PKB [mld EUR'2015]*		642	634	634	632	935	861	852	845
Konsumpcja gospodarstw domowych [mld EUR'2015]*		368	355	350	354	535	523	518	518
<b>Energetyka</b>									
Emisje [Mt CO <sub>2</sub> ]		93	64	71	60	16	-17	-16	-14
Średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2015/MWh]		94	127	135	138	93	95	108	96
Poziom zapotrzebowania [TWh]	energia elektryczna	200	190	195	185	345	360	345	330
	ciepło sieciowe	84	77	77	76	77	67	64	73
	wodór z elektrolizy	0	0	0	0	17	31	31	22

\* Założony kurs wymiany 1,33 USD za 1 EUR.

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

## 1. Wstęp

16. W niniejszym opracowaniu przeanalizowano możliwe kierunki transformacji w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa systemowego w Polsce oraz w krajach UE. Raport stanowi kontynuację i dalsze rozwinięcie analiz przeprowadzonych przez Zespół Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE/KOBiZE) zaprezentowanych w dokumencie pt. „Polska net-zero 2050: Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski w 2050 r.”<sup>1</sup> (dalej Mapa drogowa). Niniejszy raport przedstawia kierunki zmian technologicznych, które są konieczne na drodze do wypełnienia celów ustanowionych w Europejskim Zielonym Ładzie<sup>2</sup> wraz z oceną wpływu tych zmian na sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Scenariusze przywołane w analizie są istotne z punktu widzenia wyzwań jakie stoją przed Polską i krajami UE, a także uwzględniają ryzyka związane z zawirowaniami na rynkach paliw w obecnej sytuacji geopolitycznej wynikającej z agresji Rosji na Ukrainę.
17. Komisja Europejska 14 lipca 2021 r. ogłosiła pakiet reform „Fit for 55”<sup>3</sup>, zawierających propozycje szczegółowych przepisów prawnych umożliwiających osiągnięcie ogólnego celu redukcji unijnych emisji CO<sub>2</sub> o co najmniej 55% w 2030 r. (w porównaniu z 1990 r.). Jest to kluczowy krok na drodze do neutralności klimatycznej Unii w 2050 r. Nowe cele zostały oparte o pewne założenia dotyczące zarówno dostępności technologii OZE, możliwości produkcji zielonego wodoru, wykorzystania technologii CCS (ang. Carbon Capture and Storage), jak i potencjału spadku kosztów technologii. Każde z założeń dotyczących nisko i zeroemisyjnych technologii wymaga jednak szczegółowych analiz pod kątem możliwości ich zastosowania, potencjału i kosztów. Tego rodzaju analizy mają bowiem kluczowe znaczenie w procesie podejmowania decyzji i stanowią ważne wsparcie w określaniu długoterminowych kierunków działania na drodze do neutralnej klimatycznie gospodarki.
18. Wykonana w CAKE/KOBiZE praca podejmuje próbę weryfikacji możliwości spełnienia zobowiązań redukcyjnych GHG w UE zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu i projektu aktów prawnych zawartych w pakiecie „Fit for 55”, jak również ocenę wpływu na system energetyczny i gospodarkę.

---

<sup>1</sup> Pyrka, M., Jeszke, R., Boratyński, J., Tatarewicz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Rabiega, W., Wąs, A., Kobus, P., Lewarski, M., Skwierz, S., Gorzałczyński, A., Tobiasz, I., Rosłaniec, M., Cygler, M., Sekuła, M., Krupin, V. (2021). Polska net-zero 2050: Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski w 2050 r. Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

<sup>2</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów; Europejski Zielony Ład. Bruksela, 11.12.2019 r. (COM(2019) 640 final).

<sup>3</sup> Komisja Europejska, 2021. ([https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_pl](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl) dostęp.: 9.03.2022 r.)

## 2. Rozpatrywane scenariusze

19. Wdrożone scenariusze polityki klimatycznej opierają się na wcześniej wykonanej w CAKE Mapie drogowej. Przy czym, cele redukcji emisji GHG zdefiniowane w powyższym Raporcie zostały zaktualizowane w oparciu o pakiet „Fit for 55”. Tabela 2 przedstawia zaktualizowane scenariusze redukcji emisji GHG przyjęte dla UE.

Tabela 2. Cele redukcyjne w scenariuszach polityki klimatycznej UE

Scenariusz	Cel redukcji emisji GHG dla UE			Cel GHG w BRT ETS (system handlu emisjami dla mieszkalnictwa i transportu) vs. 2005
	Łączna redukcja emisji GHG vs. 1990	Cel GHG w EU ETS vs. 2005	Cel GHG w non-ETS vs. 2005	
<b>2030</b>				
<b>BASE</b> (Pakiet 2030)	<b>42%</b>	<b>48%</b>	<b>30%</b> (w PL 7%)	<b>Brak</b>
<b>NEU</b> (Pakiet Fit for 55)	<b>53%</b> (netto 55%*)	<b>61%</b>	<b>40%</b> (w PL 17,7%)	<b>43%</b>
<b>2050</b>				
<b>BASE</b>	<b>60%</b>	<b>69%</b>	<b>47%</b> (w PL 31%)	<b>Brak</b>
<b>NEU</b>	<b>90%</b> (netto 100%*)	<b>93%</b>	<b>82%</b> (w PL 74,8%)	<b>87%</b>

\* Osiągnięty cel redukcyjny GHG z uwzględnieniem pochłaniania w sektorze LULUCF i technologiami pochłaniania GHG z atmosfery (np. technologia spalania biomasy z CCS)

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBizE

20. W **scenariuszu odniesienia (BASE)** założono realizację polityki klimatycznej wprowadzonej pakietem „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”<sup>4</sup> (tzn. pakiet 2030). Pakiet ten ustanowił między innymi cele europejskiej polityki energetycznej do 2030 r., a także cel dotyczący gazów cieplarnianych, jakim jest w 2030 r. zmniejszenie unijnych emisji o co najmniej 40% w porównaniu z 1990 r. Biorąc pod uwagę aktualne poziomy emisji gazów cieplarnianych w UE, konieczna stała się weryfikacja celu redukcyjnego przyjętego w pakiecie 2030. Cel ten został zaktualizowany w oparciu o publikację KE pt. „EU reference scenario 2020. Energy, transport and GHG emissions:

<sup>4</sup> Clean Energy for All Europeans – unlocking Europe's growth potential, Komisja Europejska, Bruksela 2016.

trends to 2050”, gdzie emisja GHG w EU ETS obniża się o ok. 48% w 2030 r. w stosunku do 2005 r.<sup>5</sup> Dla sektorów non-ETS założono, że cel redukcji emisji w UE będzie wynikał z rozporządzenia ESR, to znaczy 30% w 2030 r. w porównaniu do poziomu emisji z 2005 r. Co skutkuje w 2030 r. 42% redukcją emisji gazów cieplarnianych w UE łącznie we wszystkich sektorach w porównaniu do poziomu z 1990 r. Dla 2050 r. w scenariuszu BASE założono, że redukcja emisji GHG we wszystkich sektorach gospodarki będzie na poziomie 60% w stosunku do 1990 r., zgodnie z projekcjami KE przedstawionymi w “EU reference scenario 2020 (...)”.<sup>6</sup> Na podstawie tej samej projekcji KE przyjęto również cel redukcji emisji dla sektorów EU ETS, które do 2050 r. będą musiały zmniejszyć emisję o 69% w porównaniu do poziomu z 2005 r. W przypadku sektorów non-ETS cel redukcyjny na 2050 r. został wyznaczony na poziomie 47% w porównaniu do wielkości emisji z 2005 r. i wynika z wcześniej przyjętych założeń w zakresie redukcji w sektorach EU ETS i łącznej redukcji o 60% we wszystkich sektorach gospodarki.

21. Pod względem poziomów emisji w UE w 2050 r. scenariusz BASE w przedmiotowym raporcie jest zbliżony do scenariusza bazowego z oceny wpływu do komunikatu KE pt: “Stepping up Europe’s 2030 climate ambition”<sup>7</sup>.
22. **W scenariuszu neutralności (NEU)** założono realizację celów polityki klimatycznej UE w zakresie redukcji emisji GHG zgodnie z opublikowanym przez KE pakietem „Fit for 55”. Pakiet ten wyznacza ścieżkę osiągnięcia do 2030 r. celu zmniejszenia emisji GHG netto (czyli z uwzględnieniem pochłaniania) o 55% względem roku 1990. Bez uwzględnienia pochłaniania, zakładana realizacja celów polityki klimatycznej UE w zakresie redukcji emisji GHG została oszacowana na poziomie 53% w 2030 r. w stosunku do 1990 r. Zgodnie z propozycjami KE zawartymi w pakiecie „Fit for 55” w scenariuszu NEU przyjęto, że w 2030 r. sektory EU ETS muszą zredukować swoją emisję o 61%, natomiast sektory non-ETS o 40% w względem poziomu z 2005 r.
23. W scenariuszu NEU założono cel redukcji emisji GHG w UE do 2050 r. na poziomie 90%. Z uwzględnieniem pochłaniania oznacza to redukcję emisji netto de zera. W scenariuszu NEU cel redukcyjny dla sektorów EU ETS został ustalony na poziomie 93%, co odpowiada redukcji emisji prezentowanej w projekcji KE GECO2020 dla scenariusza 1,5°C<sup>8</sup>.
24. W scenariuszu NEU zaimplementowany został również specjalny, dodatkowy system handlu obejmujący sektor budynków i transport drogowy (BRT ETS). Zgodnie z pakietem „Fit for 55” do 2030 r. cel redukcji emisji w BRT ETS wynosi 43% w stosunku do 2005 r.

<sup>5</sup> Str. 119 Raportu Komisji Europejskiej pt: „EU reference scenario 2020 Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050”, Bruksela 2021.

<sup>6</sup> EU reference scenario 2020 Energy, transport and GHG emissions : trends to 2050, op.cit.

<sup>7</sup> „(...) By 2050, the current policies, based on the current target, would lead to a reduction of around 60% below 1990” – Str. 9, Oceny wpływu do komunikatu pt.: “Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people”, Komisja Europejska, Bruksela 2020, SWD(2020) 176 final.

<sup>8</sup> Global Energy and Climate Outlook 2020: Energy, Greenhouse gas and Air pollutant emissions balances. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: <http://data.europa.eu/89h/1750427d-afd9-4a10-8c54-440e764499e4>, Komisja Europejska, Joint Research Centre, 2020.

Włączenie sektora budynków oraz transportu drogowego do nowego ogólnoeuropejskiego systemu BRT ETS, podobnie jak w proponowanym przez KE pakiecie „Fit for 55” nie oznacza wykluczenia tych sektorów z obszaru redukcji zdefiniowanego celami non-ETS.

25. W efekcie przyjęcia określonego poziomu redukcji dla sektorów EU ETS, aby osiągnąć zakładany w scenariuszu neutralności wspólnotowy cel redukcyjny 90% w 2050 r., reszta sektorów gospodarki znajdująca się w obszarze non-ETS musi zredukować emisję w 2050 r. o ok. 83%. Natomiast założony cel redukcyjny dla nowego systemu BRT ETS w 2050 r. wynosi 87% względem emisji z 2005 r. i wynika z projekcji KE GECO2020 dla scenariusza 1,5°C.
26. W celach porównawczych przygotowano również scenariusze, które są interesujące z punktu widzenia Polski, a także dyskontujące obecnie obserwowane zawirowania na rynkach paliw oraz uwzględniające dodatkowe ryzyka związane z dostępem i rozwojem technologii niskoemisyjnych:
- ▶ **Scenariusz neutralności z wysokimi cenami paliw kopalnych (NEU\_HPRICE)** – zakładający te same cele redukcyjne GHG i potencjały technologii energetycznych, które zostały zawarte w scenariuszu NEU, ale bazujący na wyższych projekcjach cen paliw kopalnych (opisanych w rozdziale 4). Zastosowano ponadto ograniczenie na wykorzystanie gazu ziemnego w energetyce w wysokości maksymalnie około 120% zużycia z roku 2020 dla 7 państw (Niemcy, Polska, Czechy, Grecja, Rumunia, Bułgaria i Chorwacja), tj. państw mogących czasowo zwiększyć wykorzystanie węgla w celu zmniejszenia wykorzystania gazu ziemnego. Scenariusz ten ma odzwierciedlać obserwowane obecnie zawirowania na europejskich rynkach paliw kopalnych, wywołane wojną w Ukrainie i działaniami Federacji Rosyjskiej oraz zakłada podjęcie dodatkowych działań UE na rzecz uniezależnienia się od dostaw z kierunku rosyjskiego.
  - ▶ **Scenariusz neutralności z niższym potencjałem rozwoju morskich farm wiatrowych (NEU\_LWIND)** – w scenariuszu tym założono niższy od przyjętego w scenariuszu NEU potencjał w zakresie budowy elektrowni wiatrowych na morzu (zgodnie z opisem w rozdziale 4).



### 3. Modele zastosowane w analizie scenariuszy

27. Wyniki obliczeń zaprezentowane w opracowaniu zostały sporządzone przy użyciu zestawu narzędzi zbudowanych i rozwijanych w ramach Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE), tj. modelu sektorowego – dedykowanego systemowi energetycznemu – MEESA<sup>9</sup>, modelu makroekonomicznego – d-PLACE<sup>10</sup>, oraz pozostałych modeli sektorowych: transportowego – TR3E<sup>11</sup> i rolniczego – EPICA<sup>12</sup>.
28. MEESA jest liniowym modelem optymalizacyjnym, obejmującym całą UE i dodatkowo Wielką Brytanię, Norwegię i Szwajcarię, dzięki czemu może znajdować rozwiązania w postaci optymalnego doboru jednostek wytwórczych opartego na kryterium najmniejszych zdyskontowanych kosztów systemu, przy zadanych warunkach granicznych, biorąc pod uwagę obecną strukturę wytwarzania poszczególnych krajów UE, potencjał źródeł odnawialnych, krajowe polityki w dziedzinie energii i przede wszystkim wspólnotowe cele redukcji emisji w średnim i długim horyzoncie czasowym.
29. W ramach prac nad rozwojem warsztatu narzędziowego dokonano pełnego połączenia wszystkich modeli wchodzących w skład pakietu modeli wykorzystywanych w Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych. Szczegółowy opis, założenia modelu MESSA oraz metodykę jego połączenia z modelem ekonomicznym d-PLACE i innymi modelami sektorowymi przedstawiono w tabeli 3 oraz w pkt. B Załącznika I niniejszego opracowania. Połączenie modeli zapewnia, z jednej strony, że obraz działań zmierzających do redukcji emisji gazów cieplarnianych jest kompleksowy – szacowane zmiany emisji w różnych sektorach gospodarki i krańcowe koszty redukcji (w systemach EU ETS, BRT ETS i obszarze non-ETS) powodują osiągnięcie zakładanych łącznych celów redukcyjnych w UE. Z drugiej strony, zastosowanie modeli sektorowych pozwala na uchwycenie w większych szczegółach specyfiki sektorów i technologii redukcyjnych w kluczowych obszarach elektroenergetyki, z jednoczesnym uwzględnieniem sektorów transportu i rolnictwa.
30. W opracowaniu skupiono się na wybranych aspektach dotyczących sektora energii, a zatem przede wszystkim na wynikach modelu energetycznego MEESA. Niemniej jednak trzeba podkreślić, że wyniki te zostały otrzymane w procesie iteracji z innymi modelami –

---

<sup>9</sup> Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S. (2022). The MEESA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

<sup>10</sup> Boratyński, J., Pyrka, M., Tobiasz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Jeszke, R., Gąska, J., Rabięga, W. (2022). The CGE model d-PLACE, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

<sup>11</sup> Rabięga, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzałczyński A. (2022). The TR3E Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

<sup>12</sup> Wąs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

przede wszystkim modelem równowagi ogólnej d-PLACE, który umożliwił badanie reakcji gospodarki na modernizację sektora energii poprzez zmiany kosztów emisji CO<sub>2</sub> i zmiany zapotrzebowania na energię.

**Tabela 3. Wykaz danych wymienianych pomiędzy modelem d-PLACE a modelem sektorowymi MEESA**

d-PLACE	→	MEESA	MEESA	→	d-PLACE
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Krańcowy koszt redukcji (cena) emisji w EU ETS.</li> <li>• Zapotrzebowanie na energię elektryczną z wyodrębnieniem zużycia w samochodach elektrycznych. (na podstawie wyników modelu TR3E).</li> <li>• Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe.</li> <li>• Zapotrzebowanie na wodór w transporcie (na podstawie wyników modelu TR3E) i w przemyśle.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zużycie paliw (węgla, gazu ziemnego, przetworów ropy naftowej) w produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego.</li> <li>• Emisje CO<sub>2</sub> związane z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła sieciowego, – w tym „ujemne” emisje, związane z ich pochłanianiem w ramach technologii BECCS.</li> <li>• Średnia cena energii elektrycznej.</li> <li>• Średnia cena ciepła sieciowego.</li> <li>• Średnia cena wodoru.</li> <li>• Nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego.</li> </ul>		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie CAKE/KOBiZE<sup>13</sup>

31. W porównaniu do wcześniejszych opracowań wyniki niniejszej analizy inkorporują szereg modyfikacji dokonanych w modelu MEESA, których zadaniem było rozszerzenie funkcjonalności modelu, usprawnienie jego działania, pełniejsze uwzględnienie charakterystyki i trybu pracy technologii bezemisyjnych i magazynowania energii. Kluczową zmianą była także aktualizacja całkowitego potencjału rozwoju farm wiatrowych na morzu (opisana w rozdziale 4), który umożliwi osiągnięcie nowych ambitniejszych celów w zakresie redukcji GHG. Do głównych modyfikacji przeprowadzonych w procesie udoskonalania modelu MEESA należy zaliczyć:

- ▶ Usprawnienie i automatyzacja procesu iteracyjnej współpracy z modelem CGE i modelami sektorowymi.
- ▶ Wprowadzenie bardziej szczegółowej reprezentacji dobowej krzywej obciążenia (przekrojów czasowych) w celu pełniejszego uwzględnienia trybu pracy niesterowalnych źródeł energii i lepszego odwzorowania funkcjonowania magazynów energii.
- ▶ Kalibracja danych statystycznych dla 2020 r.
- ▶ Przyjęcie nieco bardziej konserwatywnych założeń odnośnie potencjału składowania CO<sub>2</sub>.

<sup>13</sup> Polska net-zero 2050: Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski w 2050 r., op.cit.

## 4. Kluczowe założenia przyjęte w analizie

32. We wszystkich scenariuszach (**NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND, BASE**) założono wkład sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego, w wysiłek redukcyjny, w stopniu zapewniającym osiągnięcie przyjętych celów ogólnych na poziomie krajowym i unijnym oraz uwzględniono następujące elementy:

- ▶ Horyzont czasowy zdefiniowany dla lat 2020-2050, czyli obejmujący okres kluczowy dla oceny wpływu polityki energetyczno-klimatycznej i osiągnięcia celów wspólnotowych w zakresie redukcji GHG.
- ▶ Zapotrzebowanie na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór ustalane w procesie iteracyjnym między modelami MEESA a modelem makroekonomicznym – d-PLACE oraz modelami sektorowymi transportu – TR3E i rolnictwa – EPICA. Na poziomie modelu MEESA generowane jest dodatkowe zapotrzebowanie na potrzeby pomp ciepła i magazynowania energii.
- ▶ Krajowe cele dla każdego z krajów UE w zakresie wycofania węgla, podejścia względem energetyki jądrowej (w tym jednostki planowane i w budowie), plany rozwoju energetyki wiatrowej na morzu i inne istotne inwestycje, które są przedmiotem zainteresowania danego kraju.
- ▶ Dla Polski w zakresie rozwoju energetyki jądrowej przyjęto założenia spójne z Programem polskiej energetyki jądrowej<sup>14</sup> w takim znaczeniu, że wielkości pochodzące z tego dokumentu stanowiły maksymalne ograniczenia na przyrost mocy do 2043 roku. Po tym okresie zakładano możliwość kontynuacji programu do 2050 roku i dalszy wzrost mocy jądrowych w Polsce. Innymi słowy nie wymuszano budowy tych jednostek w określonych latach. Wyniki w zakresie tempa i zakresu budowy elektrowni jądrowych są rezultatem optymalizacji kosztowej.
- ▶ Zdolności wymiany transgranicznej zgodnie z ENTSO-E – zarówno w odniesieniu do danych historycznych<sup>15</sup>, jak i ich planowanego rozwoju<sup>16</sup>. Model MEESA uwzględnia w szerokim zakresie wymianę międzysystemową jako ważny element funkcjonowania rynku hurtowego energii elektrycznej, jednak bezpieczeństwo dostaw zapewniane jest dzięki utrzymywaniu rezerwy wytwórczej na poziomie każdego kraju – zdolności importowe nie wchodzą do bilansu rezerwy mocy.

---

<sup>14</sup> Uchwała nr 141 Rady Ministrów z dnia 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej”.

<sup>15</sup> Transparency Platform (<https://transparency.entsoe.eu> dostęp: 30.11.2020 r.)

<sup>16</sup> Ten Year Network Development Plan 2020, ENTSO-E, Bruksela 2020.

- ▶ Wspólne dla scenariuszy analitycznych maksymalne potencjały mocy wytwórczych w OZE (elektrownie wiatrowe na lądzie, elektrownie słoneczne, elektrownie na biomasę, biogaz, geotermalne)<sup>17,18,19,20</sup>. Natomiast w stosunku do elektrowni wiatrowych na morzu:
  - Dla scenariuszy NEU, NEU\_HPRICE, BASE zastosowano potencjały mocy prognozowane przez Wind Europe<sup>21</sup> oraz Bank Światowy<sup>22,23</sup> (ze względu na brak w opracowaniu Wind Europe akwenu Morza Czarnego, dla Rumunii i Bułgarii założono potencjał zawarty w opracowaniach Banku Światowego ograniczony do farm wiatrowych przymocowanych do dna morskiego). Wyższe potencjały założono w związku z dążeniem UE-27 do uniezależnienia się od importu paliw z kierunku rosyjskiego i koniecznym w związku z tym wzrostem planowanych inwestycji w OZE – farmy wiatrowe na morzu cechuje najwyższy spośród niesterowalnych OZE wskaźnik wykorzystania mocy w ciągu roku, wzbudzają mniejszy opór społeczny ze względu na oddalenie od zabudowań ponadto nie zajmują one powierzchni lądowej.
  - Dla scenariusza NEU\_LWIND zastosowano niższe potencjały zgodnie z analizami wykonanymi przez ENTSO-E<sup>24,25</sup>.
- ▶ Technologie CCS (ang. Carbon Capture and Storage), CCU (ang. Carbon Capture and Utilization), BECCS (całkowity potencjał wychwytu CO<sub>2</sub> w UE w oparciu o oszacowania KE<sup>26</sup>), produkcja wodoru z możliwością wykorzystania także w sektorze energetycznym. W modelu założono, że energia elektryczna wykorzystywana do produkcji wodoru będzie pochodziła ze źródeł OZE (tzw. zielony wodór). W analizie założono także, zgodnie z deklaracjami producentów turbin gazowych, że nowobudowane jednostki tego typu będą miały możliwość współspalania wodoru.
- ▶ Magazyny energii – krótkookresowe: bateryjne pracujące w cyklu dobowym/kilkudniowym i – długookresowe: elektrownie szczytowo-pompowe

---

<sup>17</sup> Ten Year Network Development Plan 2018, ENTSO-E, Bruksela 2018.

<sup>18</sup> Ten Year Network Development Plan 2020, op.cit.

<sup>19</sup> P. Ruiz, A. Sgobbi, W. Nijs, C. Thiel, F.D. Longa, T. Kober, B. Elbersen, G. Hengeveld, *The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries*, Luksemburg 2015.

<sup>20</sup> World Nuclear Association (<https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx> dostęp: 31.12.2021 r.)

<sup>21</sup> Our energy, our future. How offshore wind will help Europe go carbon-neutral, Wind Europe, 2019.

<sup>22</sup> Offshore Wind Technical Potential in Romania, The World Bank, 2020.

<sup>23</sup> Offshore Wind Technical Potential in Bulgaria, The World Bank, 2020.

<sup>24</sup> Ten Year Network Development Plan 2018, op.cit.

<sup>25</sup> Ten Year Network Development Plan 2020, op.cit.

<sup>26</sup> A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, COM(2018) 773, Komisja Europejska, Bruksela 2018.

oraz magazyny wodoru, które mogą magazynować energię w cyklach dłuższych, także sezonowych (w modelu założono produkcję wodoru w procesie elektrolizy).

- ▶ Samochody elektryczne traktowane są w modelu MEESA jako quasi magazyn energii, przyczyniający się do wyrównywania dobowych obciążeń. Elektryfikacja transportu spowoduje wzrost zużycia energii elektrycznej i zmianę krzywej popytu, co może być ważnym elementem przyszłych zmian na rynku energii elektrycznej.
- ▶ Potencjał wykorzystania usług DSR – czyli redukcji zapotrzebowania w okresach występowania napiętego bilansu mocy.
- ▶ Ceny paliw na podstawie projekcji przypisanych do scenariusza Reference Scenario 2020<sup>27</sup>. Jednakże aby odzwierciedlić obecną sytuację na rynku paliw w wykorzystanej prognozie wprowadzono następujące korekty:
  - we wszystkich scenariuszach w 2025 r. ceny gazu są 3-razy wyższe niż w prognozie Reference Scenario 2020, ceny węgla 2-razy wyższe a ceny ropy naftowej 1,5 razy wyższe. Od 2030 r. ceny wracają na ścieżkę z prognozy Reference Scenario 2020.
  - Jedynie w scenariuszu wysokich cen (NEU\_HPRICE) utrzymano wyższe ceny w stosunku do prognozy Reference Scenario 2020 przez cały okres prognozy po 2025 roku – ceny gazu 2-razy wyższe, ceny węgla 1,5-razy wyższe, ceny ropy 1,25-razy wyższe.
- ▶ Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, są wynikiem iteracji z modelem d-PLACE i modelami sektorowymi. Iteracyjne rozwiązywanie modeli skutkuje uzyskaniem ścieżki cen, która pozwala na uzyskanie zadanych celów redukcyjnych. Z perspektywy modelu MEESA, zmiany cen uprawnień powodują zmiany w miksie energetycznym i wpływają na uzyskaną redukcję emisji. Z perspektywy modelu d-PLACE zmiany redukcji emisji uzyskanych w sektorze energetycznym wpływają na ceny uprawnień do emisji w systemie EU ETS.
- ▶ Zapotrzebowanie na energię energetyczną jest zmienną wynikową modelu d-PLACE. Trzy najważniejsze mechanizmy uwzględnione w modelu, które determinują popyt na energię to (i) autonomiczna poprawa efektywności energetycznej, (ii) substytucja energii innymi czynnikami produkcji, głównie kapitałem, wynikająca ze zmiany relatywnych cen energii, (iii) substytucja między różnymi nośnikami energetycznymi, w szczególności, zastępowanie zużycia paliw kopalnych energią elektryczną (elektryfikacja) w przemyśle oraz w sektorze transportowym, wynikające ze zmian kosztów wykorzystania poszczególnych nośników.

---

<sup>27</sup> Primes Reference Scenario 2020, Final Assumptions, E3-Modelling, Bruksela 2021.

- ▶ Założenia techniczno-ekonomiczne w modelu MEESA oparto głównie na przyjętych pod koniec 2020 roku finalnych założeniach stanowiących podstawę do opracowania nowego scenariusza Reference Scenario 2020<sup>28</sup>. Ewentualne braki danych zostały dodatkowo uzupełnione informacjami pochodzącymi z opracowań przygotowanych przez uznane ośrodki badawcze zajmującymi się modelowaniem energii i procesami inwestycyjnymi, takimi jak: Międzynarodowa Agencja Energii, Wspólne Centrum Badawcze\* (ang. Joint Research Centre), Tractebel, Ecofys, czy Frontier Economics.

## 5. Wyniki obliczeń dla sektora energetycznego

### 5.1. Emisje CO<sub>2</sub>

33. Analiza scenariuszy redukcyjnych z wykorzystaniem procesu iteracji pomiędzy modelem energetycznym a modelami CGE i sektorowymi pokazuje, że energetyka jest sektorem o jednym z największych potencjałów redukcji, podczas gdy w pozostałych sektorach takich jak budownictwo, przemysł, transport, czy rolnictwo występują ograniczenia technologiczne, uniemożliwiające całkowitą eliminację paliw kopalnych i związanych z nimi emisji. Dlatego optymalna, z perspektywy całej gospodarki, ścieżka redukcji będzie prowadzić do znacznych redukcji w energetyce.
34. W skali UE w scenariuszu neutralności (NEU) oznacza to spadek emisji w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego o blisko połowę do 2030 r. w stosunku do 2020 r. (scenariusz ten uwzględnia zastrzone cele redukcji na 2030 r. zgodne z pakietem „Fit for 55”) i osiągnięcie emisji bliskich zeru już w okolicach 2040 r. a w dalszym okresie, dzięki wykorzystaniu technologii BECCS, przejście na ujemne emisje netto.
35. W scenariuszach NEU i NEU\_HPRICE w 2050 r. bilans emisji w energetyce w całej UE osiąga poziom między -145 a -140 Mt CO<sub>2</sub>. W scenariuszu NEU\_LWIND, ze względu na mniejszy potencjał morskiej energetyki wiatrowej efekty redukcji są nieco niższe a bilans emisji wynosi ok. -120 Mt CO<sub>2</sub>.

---

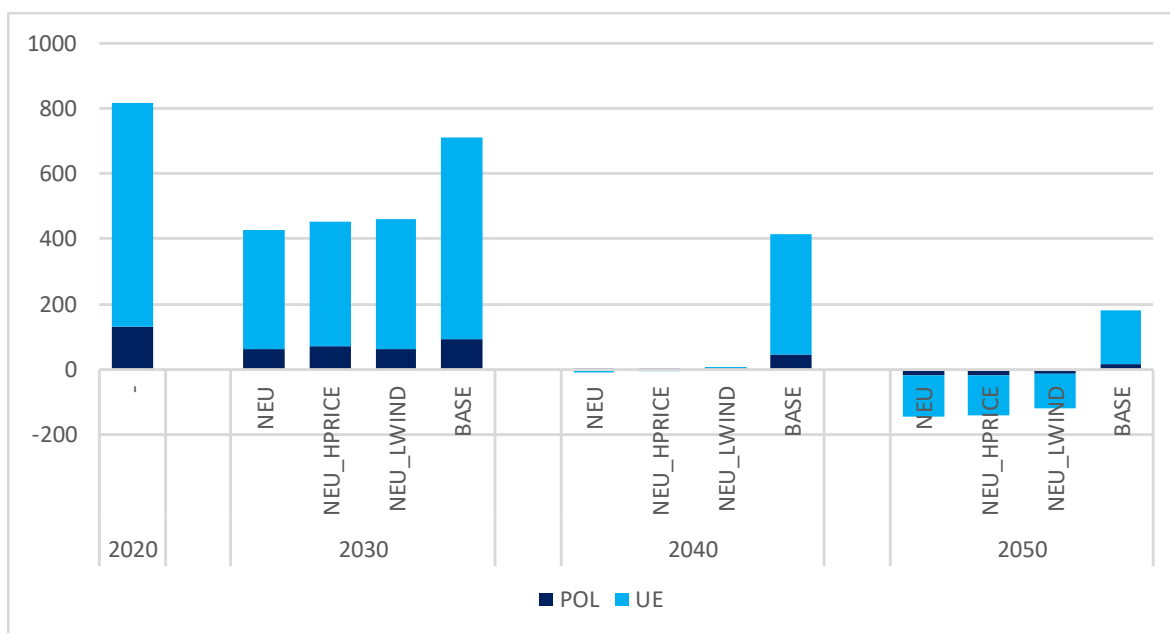
<sup>28</sup> Primes Reference Scenario 2020, op.cit.

\* Wspólne Centrum Badawcze jest jedną z Dyrekcji Generalnych Komisji Europejskiej, której celem jest zapewnienie, zgodnie z potrzebami klientów, wsparcia naukowego i technicznego dla koncepcji, rozwoju, wdrażania i monitorowania polityki Unii Europejskiej.



36. Dla porównania w scenariuszu BASE, bez implementacji „Fit for 55” i przy znacznie mniej ambitnych celach redukcji na 2025 r., tempo spadku emisji rośnie wyraźnie dopiero po 2030 r. a do 2050 r. emisje w całej UE spadają do ok. 180 Mt CO<sub>2</sub>.

**Wykres 1. Emisje CO<sub>2</sub> w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego w UE i w Polsce - scenariusze NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [Mt CO<sub>2</sub>].**

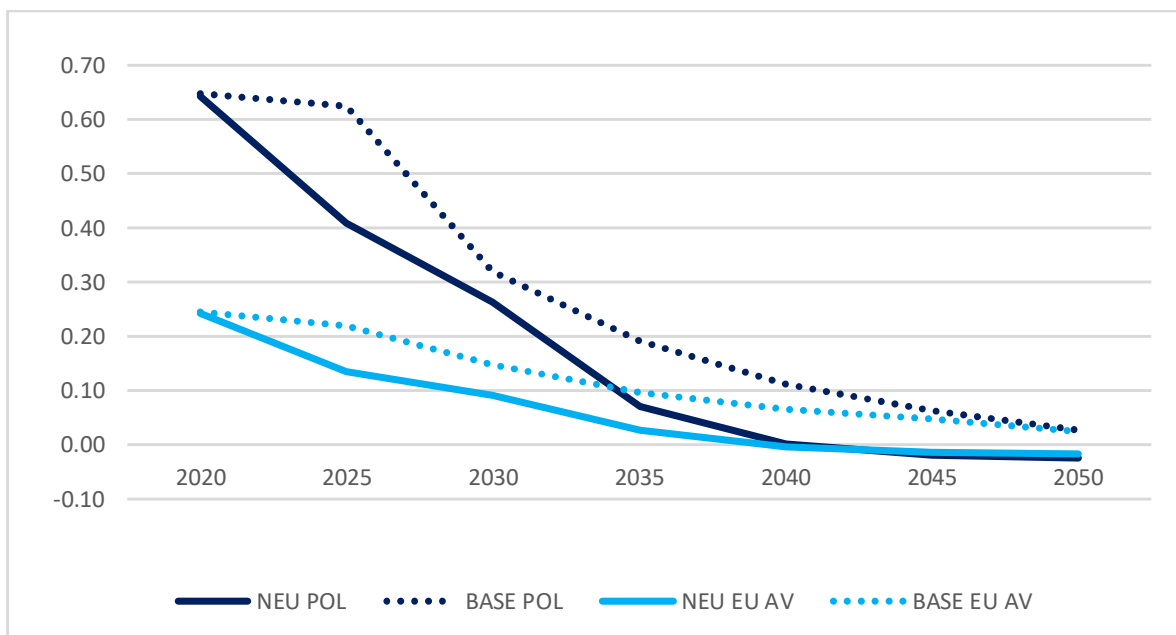


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

37. Analizując zmiany emisji w polskiej energetyce można dostrzec w poszczególnych scenariuszach podobny trend jak dla całej UE – w scenariuszu NEU (i jego wariantach HPRICE i LWIND) spadek emisji o ok. połowę do 2030 r., następnie osiągnięcie bliskiego zera salda emisji w okolicach 2040 r. i ujemnego salda ok. -15 Mt CO<sub>2</sub> w 2050 r. (z różnicami pomiędzy scenariuszami na poziomie 2-3 Mt CO<sub>2</sub>).

38. W scenariuszu BASE tempo redukcji emisji w Polsce jest nieco wyższe niż średnio w UE, także docelowy poziom redukcji (procentowo względem 2020 r.) jest większy niż średnio w UE. Związane jest to z wyższym udziałem węgla w polskiej energetyce w punkcie startowym, co z jednej strony powoduje, że Polska w 2020 r. ma duże emisje na tle UE, ale jednocześnie posiada duży potencjał redukcji. Dobrze obrazuje to przedstawiony poniżej przebieg zmian średniego wskaźnika emisyjności produkcji energii elektrycznej w UE i w Polsce. Dla lepszej czytelności wykresu zestawiono tylko wyniki dla scenariuszy NEU i BASE.

**Wykres 2. Średnie wskaźniki emisyjności produkcji energii elektrycznej w UE i w Polsce - scenariusze NEU i BASE [tCO<sub>2</sub>/MWh].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

39. Wskaźnik średniej emisyjności produkcji energii elektrycznej w Polsce, w scenariuszu NEU ulega istotnemu obniżeniu z poziomu ok. 0,65 tCO<sub>2</sub>/MWh w 2020 r. do wartości bliskich zero w 2040 r. i ujemnych w 2050 r. Zmiany średniego wskaźnika emisji CO<sub>2</sub> dla wytwarzania energii elektrycznej są silnie skorelowane ze zmianami emisji w całym sektorze. W scenariuszu NEU około 2040 r. średnia emisyjność produkcji energii elektrycznej w Polsce zrównuje się ze średnią dla UE, a w kolejnych latach nawet osiąga nieco niższe poziomy. Natomiast w scenariuszu BASE zbliżony do unijnego średni poziom emisyjności w Polsce zostaje osiągnięty dopiero około 2050 r.

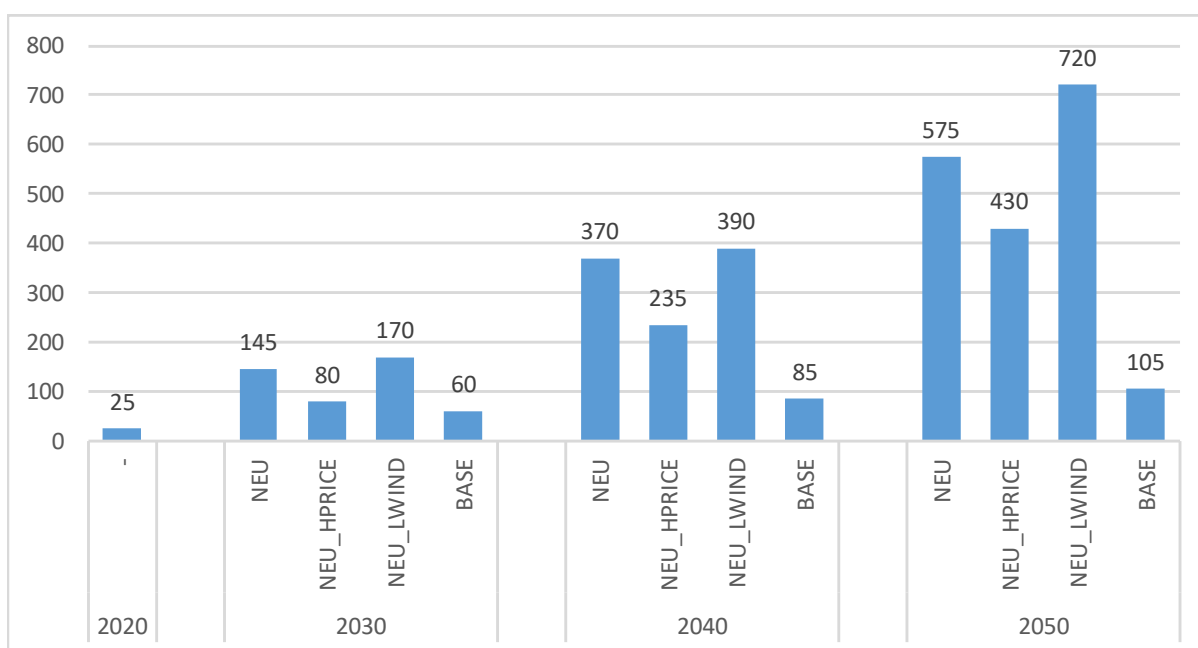
## 5.2. Koszty emisji CO<sub>2</sub>

40. Zmiany krańcowych kosztów redukcji emisji w EU ETS są wynikiem zaimplementowania różnych ścieżek redukcyjnych oraz zadanych ograniczeń w poszczególnych scenariuszach. Koszt redukcji emisji reprezentuje sygnał cenowy płynący do sektorów EU ETS (w tym wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego) sprawiając, że staje się opłacalne wdrażanie różnych technologii przyczyniających się do transformacji gospodarki w kierunku niskoemisyjnym. Scenariusze BASE i NEU zakładają jednakową dostępność technologii oraz ich koszty, zatem wybór konkretnego rozwiązania technicznego zależy jedynie od impulsu cenowego, a ten od założonego celu redukcyjnego. W pozostałych scenariuszach dodatkowo na poziom kosztu redukcji wpływ mają inne założenia – w przypadku scenariusza NEU\_HPRICE – zwiększone koszty

paliw a w przypadku scenariusza NEU\_LWIND – niższy założony potencjał morskich farm wiatrowych.

41. Uzyskane krańcowe koszty redukcji emisji CO<sub>2</sub> są wynikiem procesu iteracji pomiędzy modelem MEESA a modelem d-PLACE oraz modelami sektorowymi, dlatego koszty CO<sub>2</sub> w zastosowanej metodzie nie są danymi egzogenicznymi, lecz wynikiem obliczeń modelowych, uwzględniających cele redukcji emisji oraz zmiany w miksie paliwowym i emisjach procesowych w sektorach objętych EU ETS, a pośrednio (poprzez zmiany cen energii i zapotrzebowania) także w sektorach nie objętych EU ETS.

**Wykres 3. Krańcowe koszty redukcji emisji w sektorze EU ETS - scenariusze NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [EUR'2015/tCO<sub>2</sub>].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

42. Generalnie krańcowe koszt redukcji emisji rosną we wszystkich scenariuszach, przy czym tempo wzrostu jest mocno zróżnicowane między scenariuszami. Najwolniej koszty rosną w scenariuszu BASE (do ok. 105 EUR'2015/tCO<sub>2</sub> w 2050 r.) co nie zaskakuje, biorąc pod uwagę, że jest to scenariusz o relatywnie niskim celu redukcyjnym.
43. Interesujące z punktu widzenia analizy wyników są różnice pomiędzy trzema scenariuszami zakładającymi osiągnięcie jednakowego celu neutralności - NEU, NEU\_HPRICE i NEU\_LWIND. Przede wszystkim scenariusz wysokich cen paliw (NEU\_HPRICE) cechują wyraźnie niższe koszty redukcji emisji niż scenariusz NEU – dzieje się tak wskutek presji cenowej na paliwa, która powoduje ograniczenie zużycia paliw kopalnych niezależnie od mechanizmów systemu EU ETS. Tym samym impulsy cenowe w systemie EU ETS, niezbędne do osiągnięcia zakładanych redukcji, są niższe. To oczywiście nie oznacza niższych kosztów całkowitych osiągnięcia net-zero (co dobrze

widać w kosztach wytwarzania energii, wyższych w scenariuszu NEU\_HPRICE niż w NEU – kwestię tę omówiono w rozdziale 5.8.).

44. Najwyższe tempo wzrostu kosztów emisji ma miejsce w scenariuszu NEU\_LWIND, który zakłada znacznie niższy potencjał morskich farm wiatrowych w całej UE jak i w Polsce. Ten scenariusz pokazuje istotną rolę morskiej energetyki wiatrowej, ale przy okazji unaocznia jak wprowadzenie pewnych ograniczeń na poziomie samego modelu energetycznego odbija się na całej gospodarce i poprzez system EU ETS i koszty energii wpływa na koszty redukcji w pozostałych sektorach.
45. Warto dodać, że w latach 2040-2050, przy małym wolumenie emisji, nawet relatywnie niewielkie zmiany emisji mogą powodować znaczący wzrost kosztu CO<sub>2</sub> – takie zjawisko obserwujemy w modelach, ale można się spodziewać, że wystąpi ono także w rzeczywistości. Z drugiej strony w tych warunkach nawet znaczny wzrost jednostkowego kosztu CO<sub>2</sub> będzie miał relatywnie mały wpływ na gospodarkę, ze względu na jej bardzo niską emisyjność. Dlatego istotna jest właściwa interpretacja kosztów CO<sub>2</sub> - trzeba pamiętać, że nie można na nie patrzeć przez pryzmat dzisiejszego rynku uprawnień do emisji i obecnych poziomów emisji.
46. Należy zaznaczyć, że prezentowany krańcowy koszt redukcji nie powinien być wprost utożsamiany z ceną uprawnień do emisji w EU ETS, ponieważ do wyznaczenia krańcowego kosztu redukcji nie zastosowano modelu rynkowego systemu EU ETS. W związku z czym nie bierze on pod uwagę nadwyżki uprawnień EUA/EUAA na rynku, funkcjonowania rezerwy MSR, czy możliwości bankowania uprawnień pomiędzy kolejnymi latami a także roli instytucji finansowych na rynku EU ETS.

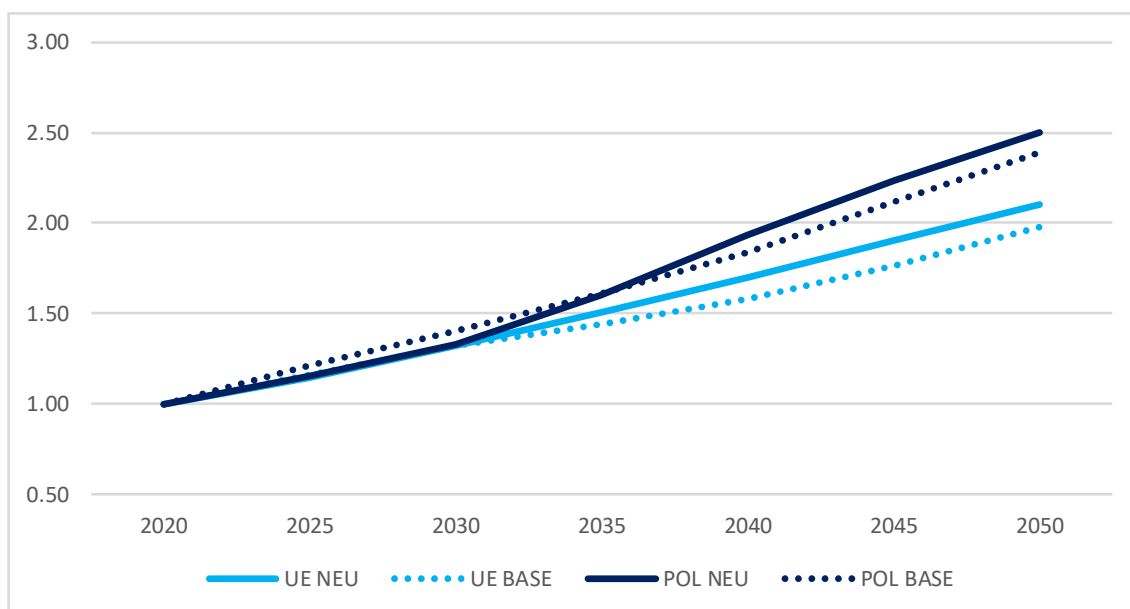
### 5.3. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

47. Zapotrzebowanie na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór są jednymi z głównych danych wejściowych w modelu MEESA, pochodzących z modelu makroekonomicznego d-PLACE. Jeśli chodzi o projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną, to w modelu MEESA mają one charakter danych egzogenicznych, ale model oblicza również dodatkowe zapotrzebowanie na energię zużywaną przez pompy ciepła (głównie w scentralizowanych systemach ciepłowniczych i częściowo w indywidualnych, które konkurują z ciepłem dostarczanym z sieci), magazyny energii i produkcję wodoru w procesie elektrolizy. Z tego powodu końcowe zapotrzebowanie na energię elektryczną jest sumą zapotrzebowania wygenerowanego w modelu d-PLACE i zapotrzebowania obliczonego w modelu MEESA. Podobnie jest z wodorem, gdzie zapotrzebowanie dla przemysłu i sektora transportu jest generalnie obliczane w modelu d-PLACE, ale do tego zapotrzebowania dodawany jest wodór wykorzystywany w modelu MEESA do produkcji

energii elektrycznej i ciepłej (z perspektywy sektora energii jest to forma magazynowania energii).

48. Na wykresie 4 zaprezentowano dynamikę wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce i w całej UE dla scenariuszy NEU i BASE w latach 2020-2050. W rozpatrywanym okresie średnioroczny wzrost zapotrzebowania w Polsce wynosi 3,1% w scenariuszu NEU i 2,9% w BASE, natomiast dla całej UE 2,5% w NEU i 2,3% w BASE. Wyższe tempo wzrostu zapotrzebowania w Polsce wynika z tego, że średnie zużycie energii elektrycznej na mieszkańca jest niższe od średniej unijnej w punkcie startowym. Żeby dogonić średnią unijną Polska musi rozwijać się szybciej, a to wiązać się będzie ze zwiększeniem konsumpcji energii, pomimo tego, że równoległe zachodzą będą procesy poprawy efektywności użytkowania energii.

**Wykres 4. Dynamika wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w UE i w Polsce - scenariusze NEU i BASE.**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

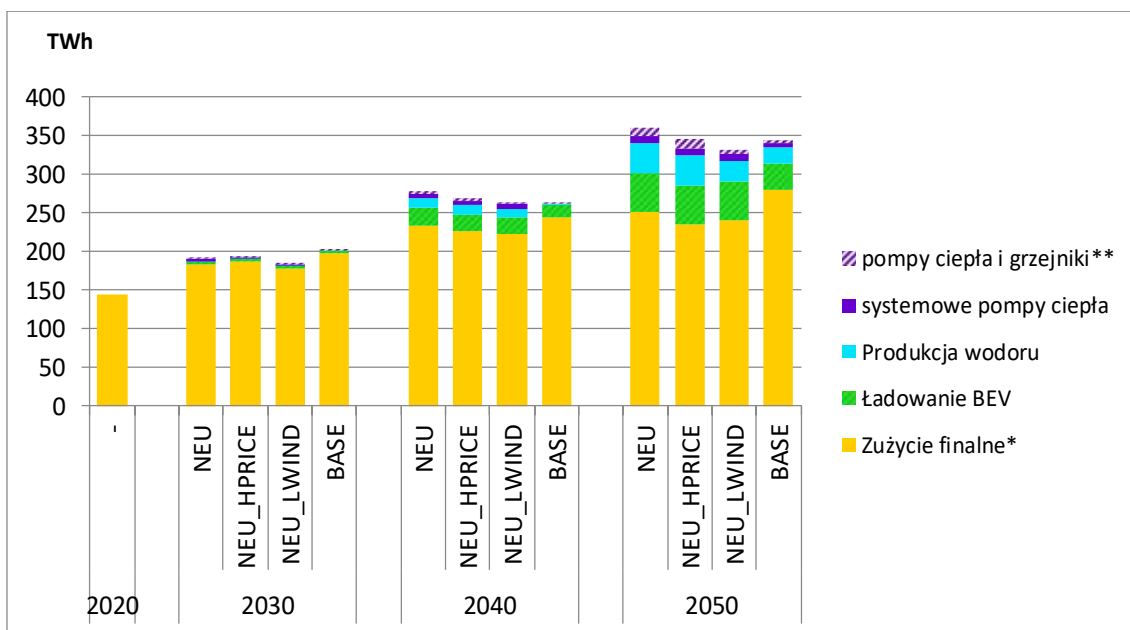
49. Na wykresie 5 zaprezentowano projekcje wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce pochodzące z modelu d-PLACE dla wszystkich rozpatrywanych scenariuszy (finalne zapotrzebowanie w gospodarstwach domowych, przemyśle, usługach, transporcie, rolnictwie, części sektora energii\*), uzupełnione o wyniki z modelu MEESA w zakresie zużycia energii elektrycznej w pompach ciepła w scentralizowanych systemach ciepłowniczych\*\* oraz w elektrolizerach. Zgodnie z zaprezentowanymi danymi, zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrasta w rozpatrywanym horyzoncie czasowym z poziomu ok. 140 TWh w 2020 do 330-360 TWh (w zależności od

\* Zużycie w rafineriach i koksowniach.

\*\* Pozycja ta obejmuje także zużycie energii elektrycznej w pompach ciepła instalowanych w budynkach, które odłączają się od sieci ciepłowniczych.

scenariusza). Czynniki, które stoją za tak istotnym wzrostem obejmują m.in. wzrost zużycia w transporcie, elektryfikację ciepłownictwa i procesów produkcyjnych w przemyśle, produkcję wodoru.

**Wykres 5. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce w latach 2020-2050 dla scenariusza NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [TWh].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

\*zużycie finalne (z uwzględnieniem części sektora energii - rafinerie, koksownie)

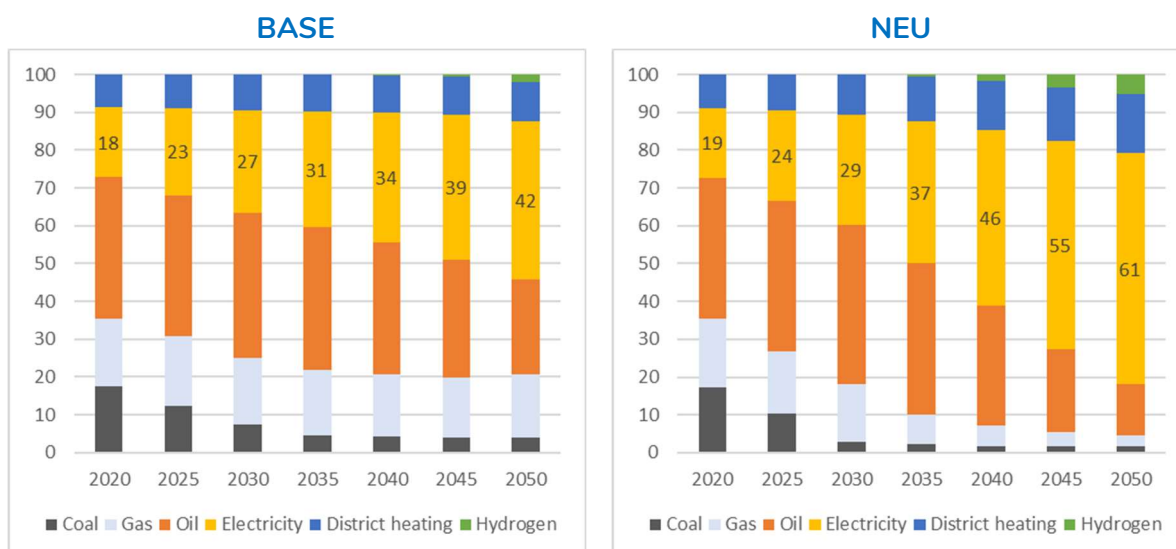
\*\* tylko w części zastępującej ciepło sieciowe

50. Różnice w zapotrzebowaniu pomiędzy poszczególnymi scenariuszami zakładającymi osiągnięcie neutralności klimatycznej – NEU oraz NEU\_HPRICE i NEU\_LWIND – są zgodne z oczekiwaniami. W scenariuszu NEU\_HPRICE niższe zapotrzebowanie jest przede wszystkim skutkiem wyższych kosztów paliw, przekładających się na wyższe koszty wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku scenariusza NEU\_LWIND zmniejszony potencjał morskiej energetyki wiatrowej ogranicza podaż relatywnie taniej energii, a zwiększenie zużycia wiązałoby się z koniecznością wykorzystania droższych opcji technologicznych lub importu.
51. Mniej intuicyjne są różnice w zapotrzebowaniu pomiędzy scenariuszami NEU i BASE i warto je opisać szerzej. Przede wszystkim w przypadku Polski wzrost zapotrzebowania w latach 2020-2030 jest w scenariuszu NEU niższy niż w BASE. Związane jest to z faktem, że struktura wytwarzania energii w Polsce do 2030 r. opiera się w dużym stopniu na paliwach kopalnych (z istotnym udziałem węgla), co powoduje, że zaostrome cele redukcyjne na 2030 r. i wysokie koszty CO<sub>2</sub> wpływają na szybki wzrost kosztów energii i zmniejszenie tempa wzrostu zapotrzebowania w scenariuszu NEU na skutek poprawy efektywności wykorzystania energii.



52. Natomiast po 2035 r. zapotrzebowanie w scenariuszu NEU zaczyna rosnąć szybciej i ostatecznie w 2050 r. osiąga nieco wyższy poziom niż w scenariuszu BASE. Niemniej można by oczekiwać, że scenariusz NEU, realizujący cel neutralności klimatycznej, powinien mieć znacznie wyższy poziom zapotrzebowania wynikający z konieczności elektryfikacji gospodarki. Dla wyjaśnienia tej kwestii trzeba przywołać wyniki modelu równowagi ogólnej d-PLACE, współpracującego z modelem energetycznym MEESA.
53. Wysiętek inwestycyjny, związany z koniecznością znaczącej redukcji emisji gazów cieplarnianych w scenariuszu NEU, prowadzi do niższego tempa wzrostu PKB w porównaniu do scenariusza BASE oraz niższej konsumpcji gospodarstw domowych. Dodatkowo w scenariuszu NEU następuje szybsza niż w BASE poprawa efektywności energetycznej oraz znacząca zmiana struktury produkcji. Zmniejsza się udział gałęzi energochłonnych na rzecz gałęzi o niższej energochłonności, zwłaszcza usług. Wszystkie te czynniki wpływają na obniżenie tempa wzrostu zapotrzebowania w scenariuszu NEU w porównaniu do BASE.
54. Z drugiej strony ambitne cele redukcyjne scenariusza NEU prowadzą do szybszej elektryfikacji różnych gałęzi gospodarki i powodują, że udział energii elektrycznej w finalnym zużyciu energii w scenariuszu NEU osiąga ponad 60%, podczas gdy w scenariuszu BASE jest to ok. 42% (wykres 8).

**Wykres 8. Struktura finalnego zużycia energii w Polsce, udziały w %**



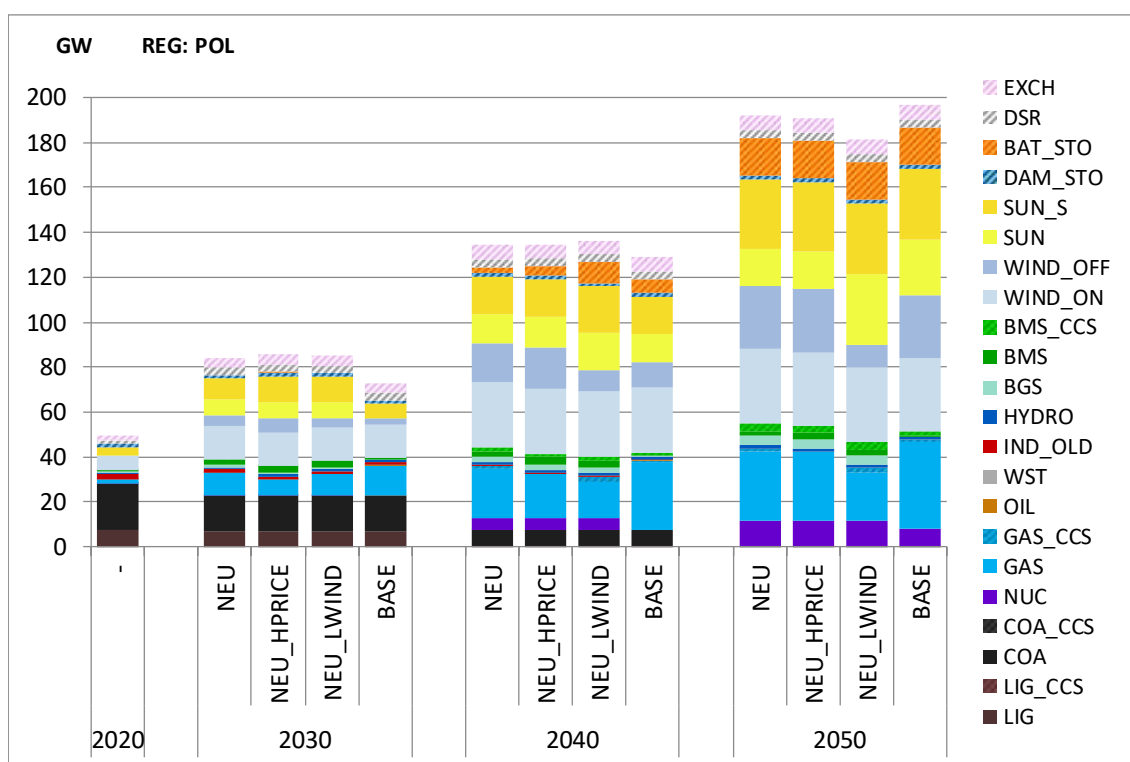
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

55. Zatem w scenariuszu NEU mamy do czynienia z wpływem przeciwstawnych czynników - z jednej strony procesu elektryfikacji a z drugiej poprawy efektywności i zmian struktury gospodarki - których efekty w dużej mierze się niwelują.

### 5.4. Moce wytwórcze energii elektrycznej w analizowanych scenariuszach

56. Wyniki modelu MEESA w zakresie rozwoju mocy wytwórczych energii elektrycznej w Polsce wskazują, że zakładane w poszczególnych scenariuszach cele redukcyjne wymuszą istotne zmiany w polskim miksie energetycznym, polegające na zastępowaniu technologii opartych na paliwach węglowych technologiami zeroemisyjnymi lub niskoemisyjnymi.

**Wykres 10. Moc zainstalowana netto w jednostkach wytwórczych energii elektrycznej w Polsce w latach 2020-2050 dla scenariusza NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [GW].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

**Legenda:**

EXCH	Moc połączeń transgranicznych
DSR	Usługi redukcji obciążenia
BAT_STO	Bateryjne magazyny energii
DAM_STO	Elektrownie szczytowo-pompowe
SUN_S	Elektrownie PV małe
SUN	Elektrownie PV duże
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BMS_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę z CCS
BMS	Elektrownie i ec. na biomasę
BGS	Elektrownie i ec. na biogaz
HYDRO	Elektrownie wodne przepływowe

IND_OLD	Elektrociepłownie przemysłowe istniejące
WST	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe
OIL	Elektrownie olejowe
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe z CCS
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
COA_CCS	Elektrownie i ec. na węgiel kam. z CCS
COA	Elektrownie i ec. na węgiel kamienny
LIG_CCS	Elektrownie na węgiel brunatny z CCS
LIG	Elektrownie na węgiel brunatny

57. Głównym czynnikiem bezpośrednio wpływającym na zmiany miksu energetycznego są rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji w EU ETS, które dotyczą nawet scenariusza z niższymi celami redukcyjnymi (BASE). Technologie OZE w takich warunkach są konkurencyjne względem jednostek opartych na paliwach kopalnych nie tylko wskutek wzrostu kosztów zakupu uprawnień w EU ETS, ale także ze względu na przewidywany spadek nakładów inwestycyjnych tych technologii. Zmiany kosztów technologii energetycznych przyjęto zgodnie z założeniami przyjętymi w modelu PRIMES dla EU Reference Scenario 2020. Projekcje te zakładają dalszy stopniowy spadek kosztów technologii OZE, co jest zgodne z przewidywaniami większości analityków na świecie.
58. Duża skala rozwoju technologii OZE powinna prowadzić do dalszego spadku kosztów jednostkowych, choć nie można wykluczyć okresowego wzrostu kosztów wynikającego z przejściowych deficytów surowców i wzrostu ich cen lub kosztów transportu towarów (stanowi to szczególnie istotne ryzyko dla UE jako importera zarówno gotowych instalacji OZE jak i surowców koniecznych do ich produkcji). Istnieje duże ryzyko wystąpienia takiej sytuacji w najbliższych latach z uwagi na wzrost cen stali i innych komponentów wykorzystywanych do produkcji elektrowni wiatrowych czy paneli fotowoltaicznych.
59. Technologiami, których moce przyrastają najszybciej w systemie są elektrownie wiatrowe na lądzie i na morzu oraz elektrownie słoneczne. Ważnym założeniem, które warunkuje tak wysoki przyrost mocy elektrowni wiatrowych na lądzie jest złagodzenie ograniczeń w zakresie lokalizacji farm wiatrowych. W odniesieniu do rozwoju farm wiatrowych na morzu istotnym założeniem jest adekwatny rozwój infrastruktury sieciowej, umożliwiającej wyprowadzenie mocy.
60. Kolejną technologią, kluczową dla realizacji celów klimatycznych jest fotowoltaika, która będzie się rozwijać zarówno w segmencie małych przydomowych instalacji, jak i dużych o mocy powyżej 1 MW. Spadające koszty jednostkowe produkcji energii elektrycznej w tych źródłach oraz rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji w EU ETS, a co za tym idzie rosnące koszty dostaw energii z sieci będą głównymi czynnikami wpływającymi na ich konkurencyjność. Po okresie dynamicznego wzrostu ilości i mocy zainstalowanej w instalacjach prosumenckich, w najbliższych latach należy spodziewać się przyspieszenia w segmencie dużych farm słonecznych, wspieranych systemem aukcyjnym. Również

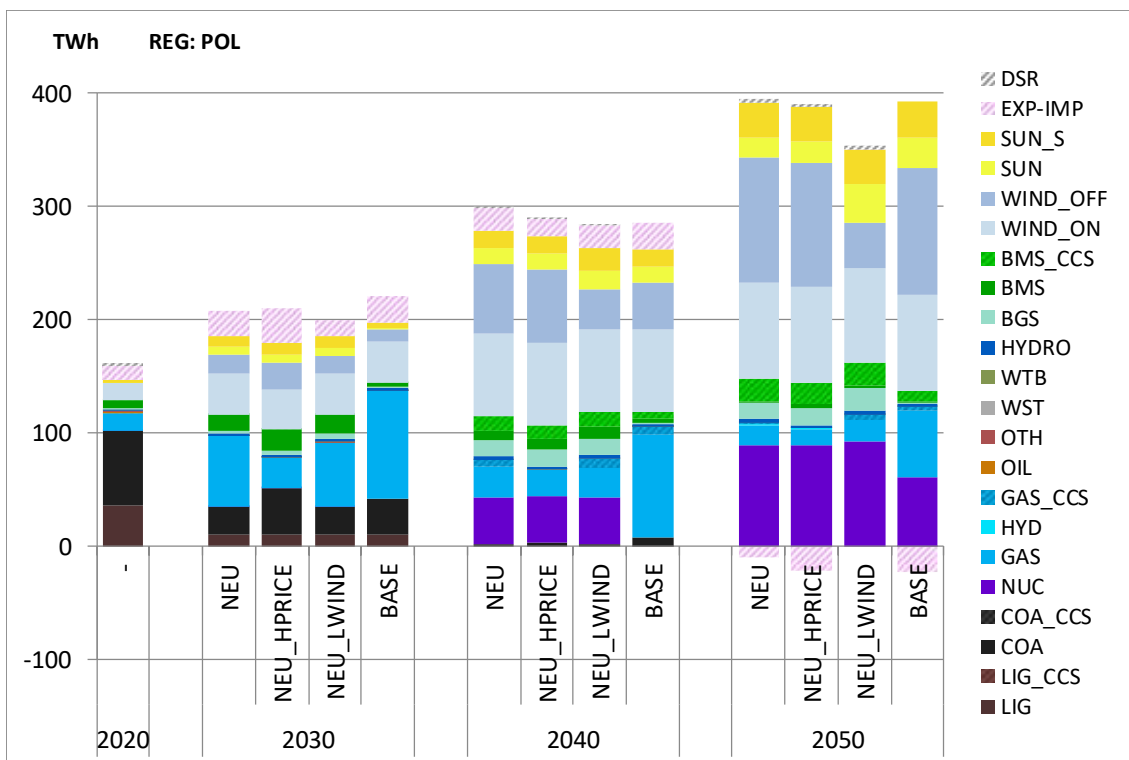
zakłady produkcyjne zużywające duże ilości energii będą inwestować w takie farmy, w celu poprawy swojej konkurencyjności na globalnych rynkach. Pomimo zmieniających się regulacji w zakresie wsparcia instalacji prosumenckich (taniejące instalacje nie wymagają już takiego wsparcia), prawdopodobnie i tam nastąpi kontynuacja wzrostów, ponieważ odbiorcy będą poszukiwali w przyszłości sposobów na zmniejszenie wysokości swoich rachunków. Konieczna jest jednak możliwie najszybsza modernizacja i rozbudowa sieci dystrybucyjnych, w celu odblokowania możliwości przyłączeniowych nowych instalacji. Sieci elektroenergetyczne w Polsce mogą stanowić czynnik istotnie hamujący postępy transformacji energetycznej.

61. Jak już wspomniano, we wszystkich scenariuszach kluczowymi technologiami zapewniającymi realizację celów dekarbonizacji są technologie OZE - przede wszystkim elektrownie wiatrowe, ale także elektrownie słoneczne. Jedynie w scenariuszu NEU\_LWIND przyjęcie założenia o mniejszym potencjale morskich farm wiatrowych powoduje, że realizacja celu redukcyjnego odbywa się w większym stopniu poprzez rozwój fotowoltaiki.
62. We wszystkich scenariuszach istotny udział w mocy zainstalowanej stanowią jednostki gazowe, których rolą jest przede wszystkim zapewnianie bezpieczeństwa i stabilności systemu w okresach niedoboru energii ze źródeł OZE oraz w sytuacjach awaryjnych. W modelu założono, że wszystkie jednostki gazowe, które uzyskały wsparcie z rynku mocy, zostaną wybudowane, pomimo czasowych ograniczeń w dostępności surowca. W długiej perspektywie gaz będzie jednak stopniowo zastępowany wodorem (dlatego w analizie założono, że wszystkie nowe jednostki gazowe, będą umożliwiały w przyszłości spalanie również wodoru).

## 5.5. Produkcja energii elektrycznej w analizowanych scenariuszach

63. Produkcja energii elektrycznej poszczególnych jednostek wytwórczych jest pochodną struktury mocy, zaprezentowanej w poprzednim punkcie. Wykres 11 przedstawia wielkość produkcji energii elektrycznej w poszczególnych grupach jednostek wytwórczych w okresie 2020 – 2050. Pozwala to na zobrazowanie zmian wykorzystania poszczególnych technologii w procesie transformacji energetycznej.

**Wykres 11. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 2020-2050 dla scenariusza NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [TWh].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

**Legenda:**

DSR	Usługi redukcji obciążenia
EXP-IMP	Saldo importowo-eksportowe
SUN_S	Elektrownie PV małe
SUN	Elektrownie PV duże
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BMS_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę z CCS
BMS	Elektrownie i ec. na biomasę
BGS	Elektrownie i ec. na biogaz
HYDRO	Elektrownie wodne przepływowe
WTB	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe odnawialne
WST	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe nieodnawialne
OTH	Elektrownie i ec. na paliwa pozostałe
OIL	Elektrownie olejowe
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe z CCS
HYD	Elektrownie i ec. gazowe (wykorzystanie wodoru)
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
COA_CCS	Elektrownie i ec. na węgiel kam. z CCS
COA	Elektrownie i ec. na węgiel kamienny
LIG_CCS	Elektrownie na węgiel brunatny z CCS
LIG	Elektrownie na węgiel brunatny

64. We wszystkich rozpatrywanych scenariuszach widoczne jest bardzo szybkie odchodzenie od paliw węglowych w produkcji energii elektrycznej. W perspektywie 2040 r. produkcja z węgla w strukturze wytwarzania staje się marginalna. Jedynie w scenariuszu BASE wyniki analiz wskazują na nieco wyższą produkcję energii elektrycznej z jednostek węglowych (ok. 8 TWh), gdyż niższy koszt zakupu uprawnień do emisji w EU ETS pozwala na utrzymanie niewielkiej części produkcji na węglu. Niemniej w kolejnej dekadzie także w tym scenariuszu węgiel zostaje całkowicie zastąpiony innymi nośnikami energii.
65. W scenariuszach NEU, NEU\_LWIND oraz przede wszystkim w scenariuszu BASE należy zwrócić uwagę na stosunkowo wysokie wykorzystanie gazu ziemnego. Przy czym w scenariuszach NEU i NEU\_LWIND gaz ziemny wyraźnie odgrywa rolę paliwa przejściowego, podczas gdy w scenariuszu BASE, nawet w 2050 r. pozostaje jednym z paliw podstawowych (choć jego rola także nieco maleje).
66. Trzeba zaznaczyć, że wymienione wyżej trzy scenariusze nie uwzględniają planów ograniczania importu tego surowca, które są konsekwencją wydarzeń na Ukrainie i decyzji Gazpromu o wstrzymaniu dostaw w ramach kontraktu jamalskiego. Scenariuszem, który uwzględnia tę sytuację jest scenariusz NEU\_HPRICE, w którym wykorzystanie gazu zostało mocno zmniejszone dostępnością surowca. Rolę paliwa przejściowego w tym scenariuszu pełni węgiel, ale tylko w okresie do mniej więcej 2035 r. Scenariusz NEU\_HPRICE charakteryzuje się także wyższym poziomem wykorzystania biomasy w produkcji energii elektrycznej. Elektrownie i elektrociepłownie na biomasę w późniejszym okresie, w miarę zacieśniania się polityki dekarbonizacji, wyposażane są w instalacje CCS/CCU. Jedną z głównych zalet BECCS jest zdolność do generowania ujemnych emisji gazów cieplarnianych dzięki usuwaniu i zatłaczaniu CO<sub>2</sub> do formacji geologicznych lub wykorzystywaniu go w procesach przemysłowych. Ujemne emisje z tej technologii mogą rekompensować emisje w obszarach, w których całkowita redukcja jest utrudniona, niemożliwa lub bardzo kosztowna, takich jak rolnictwo czy przemysł. Przy założeniu, że BECCS otrzymuje przychody za składowanie CO<sub>2</sub> proporcjonalne do kosztów emisji w systemie EU ETS technologia ta, przy wysokich kosztach CO<sub>2</sub>, staje się bardzo konkurencyjna (przy czym obliczeniowa wielkość pochłoniętego CO<sub>2</sub> pomniejszona jest o CO<sub>2</sub> wyemitowane w trakcie produkcji i transportu biomasy). Rozwój BECCS ograniczony jest w takich warunkach głównie potencjałem biomasy.
67. Trudno jednoznacznie stwierdzić na ile technologie wykorzystujące wychwyt i składowanie CO<sub>2</sub>, w tym te oparte na biomasie, okażą się możliwe do zastosowania na większą skalę. Wydaje się, że mogą wystąpić trudności zarówno techniczne jak i społeczne, które będą ograniczać ich rozwój.
68. W warunkach rosnących kosztów emisji jednym z potencjalnych kierunków rozwoju będzie wyposażanie w instalacje CCS także jednostek gazowych. Ich rozwój w modelu limituje jednak założenie o ograniczonym potencjale składowania i utylizacji CO<sub>2</sub>. Jednostki gazowe muszą więc konkurować z jednostkami BECCS o dostęp do możliwości

składowania. Przy czym system rozliczania zatłoczonych emisji z biomasy jako ujemnych, przy wysokich kosztach emisji CO<sub>2</sub> zdecydowanie faworyzuje jednostki BECCS.

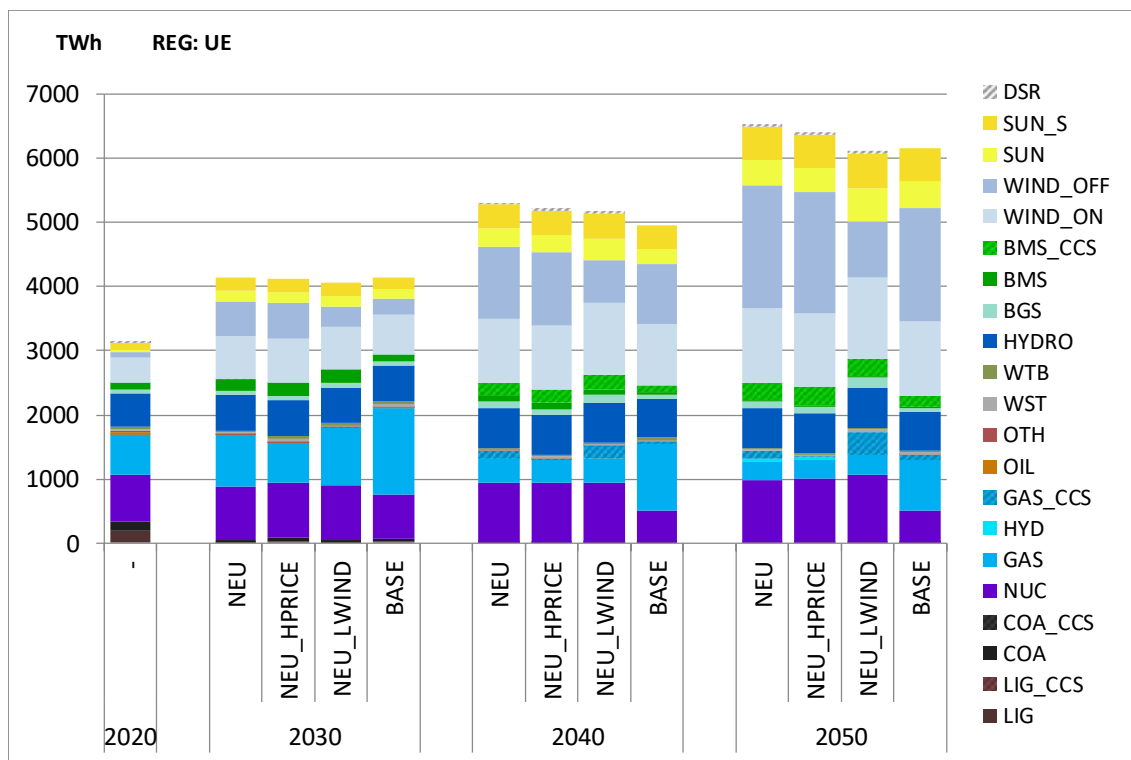
69. Elektrownie gazowe bez CCS pozostają istotnym elementem systemu, ale bardziej jako źródła zapewniające rezerwowanie mocy przy rosnącym udziale niestabilnych źródeł OZE. W analizie założono, że nowe jednostki gazowe będą dostosowane do spalania wodoru, co też zaczyna być wykorzystywane w końcowym okresie prognozy, kiedy dostępne są odpowiednie ilości zielonego wodoru, niemniej udział wodoru w produkcji energii elektrycznej w 2050 pozostaje jeszcze skromny.
70. We wszystkich scenariuszach technologiami dominującymi, szczególnie na końcu rozpatrywanego okresu, czyli w warunkach pełnej neutralności węglowej, są technologie OZE. Rozwój źródeł OZE dotyczy przede wszystkim elektrowni wiatrowych – w pierwszej kolejności lądowych jako najtańszych, ale w dalszej również morskich farm wiatrowych – oraz fotowoltaicznych. W przypadku tych ostatnich wyniki obliczeń, jak już wspomiano, wskazują na rozwój przede wszystkim systemów prosumenckich, co oczywiście nie wyklucza rozwoju farm fotowoltaicznych większej skali. Można się spodziewać, że w początkowym okresie rozwój energetyki prosumenckiej w kraju prawdopodobnie będzie przyhamowany mniej korzystnym dla odbiorców końcowych systemem wsparcia i wskutek pojawienia się wąskiego gardła w postaci braku możliwości przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej.
71. W Polsce udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto, w scenariuszu NEU osiąga w 2030 r. ok. 47%, w NEU\_HPRICE jest to ok. 56%, w NEU\_LWIND ok. 50%, natomiast w scenariuszu BASE ok. 30%. Ten sam wskaźnik dla scenariuszy NEU, NEU\_HPRICE w 2050 r. wynosi ok. 73%, natomiast dla NEU\_LWIND i BASE ok. 67%, co wskazuje, że nawet w warunkach nieco niższych cen uprawnień do emisji w EU ETS, technologie OZE są konkurencyjne i rozwijają się podobnie jak w scenariuszach z wyższymi celami redukcyjnymi. Bez wątpienia duży wpływ mają tu założenia o spadku jednostkowych nakładów inwestycyjnych. Wszystkie uznane ośrodki badawcze prognozują, że trend spadkowy kosztów urządzeń OZE będzie kontynuowany i że wciąż występuje znaczny potencjał w tym zakresie.
72. Zastosowane w obliczeniach podejście modelowe polegające na optymalizacji systemowej, w odróżnieniu od analiz o charakterze symulacyjnym, nie bierze pod uwagę skuteczności systemów wsparcia. Inaczej mówiąc – odpowiada na pytanie, które technologie powinny być rozwijane biorąc pod uwagę całkowite koszty, ale nie mówi jakie instrumenty regulacyjne należy wdrożyć, żeby pokonać bariery w rozwoju tych źródeł. Niemniej otrzymane wyniki wskazują wyraźnie, że farmy wiatrowe na lądzie i na morzu oraz fotowoltaika małej i dużej skali to jedno z głównych kierunków transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego.



73. Kolejną kluczową technologią w drodze do realizacji ambitnych celów dekarbonizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej jest energetyka jądrowa. Budowa elektrowni jądrowych, jest olbrzymim wyzwaniem technicznym i finansowym, nawet w krajach posiadających doświadczenie w zakresie ich budowy i eksploatacji. Elektrownie jądrowe są jednym z niewielu źródeł, które zapewniają stabilne dostawy energii elektrycznej nie emitując przy tym gazów cieplarnianych. Przy relatywnie niskich cenach uprawnień do emisji (scen. BASE) skala rozwoju elektrowni jądrowych jest mniejsza a rolę źródeł pracujących w podstawie systemu częściowo pełnią jednostki gazowe (w analizie nie wymuszano budowy bloków jądrowych – model podejmuje decyzję na podstawie optymalizacji kosztowej). W praktyce oznacza to, że o opłacalności konkretnej inwestycji będą decydować warunki kontraktu i finansowania, przy czym ocena efektywności ekonomicznej takiego projektu nie jest możliwa bez szczegółowej analizy konkretnej inwestycji, z uwzględnieniem lokalnych uwarunkowań, struktury finansowania i kosztów kredytu.
74. Natomiast przy wysokich cenach uprawnień do emisji w EU ETS (a z takimi mamy do czynienia w przypadku scenariuszy zakładających ambitne cele w zakresie dekarbonizacji) budowa elektrowni jądrowych jest optymalnym kierunkiem rozwoju systemu. W takich warunkach jednostki gazowe bez CCS pełnią przede wszystkim rolę źródeł rezerwujących, o krótkich rocznych czasach wykorzystania mocy. Rolę źródeł pracujących w podstawie realizują przede wszystkim elektrownie jądrowe, wspierane przez źródła na biomasę. Rola źródeł gazowych wyposażonych w CCS, będzie uzależniona od kosztu i dostępności paliwa oraz od potencjału składowania CO<sub>2</sub> (w wynikach niniejszej analizy, ze względu na ten ostatni aspekt, rola jednostek gazowych z CCS jest niewielka). Dodatkowo jednostkami zapewniającymi elastyczność systemu są bateryjne magazyny energii, usługi DSR, import mocy i turbiny gazowe spalające wodór pochodzący z nadwyżek energii z OZE.
75. Na podstawie uzyskanych wyników można sformułować także kilka istotnych wniosków związanych z wykorzystaniem wodoru. Poziom produkcji i magazynowania wodoru przede wszystkim związany jest z zapotrzebowaniem na to paliwo w sektorach przemysłu i transportu. Natomiast w samej energetyce wykorzystanie wodoru jako technologii magazynowania energii jest niewielkie. Jest kilka przyczyn takiego stanu rzeczy – przede wszystkim produkcja wodoru w procesie elektrolizy, a następnie powtórne przetworzenie wodoru na energię elektryczną wiąże się ze znacznymi stratami energii, toteż w roli krótkoterminowych magazynów lepiej sprawdzają się magazyny bateryjne, które charakteryzują się niższymi stratami. Dodatkowo, przy znacznym udziale samochodów elektrycznych, dużą rolę przy wyrównywaniu krzywej zapotrzebowania będzie odgrywał, odpowiednio zarządzany, system inteligentnego ładowania, zmniejszając zapotrzebowanie na typowe magazyny energii.

76. Rola wodoru na potrzeby magazynowania energii będzie zatem uwarunkowana zarówno kosztami jego produkcji jak i konstrukcją całego systemu energetycznego. Koszty produkcji wodoru w procesie elektrolizy będą niższe, jeśli w systemie będzie duża liczba jednostek wiatrowych i fotowoltaicznych – bo nadwyżki generacji w niskich pasmach obciążenia będą prowadziły do niskiego kosztu marginalnego energii - tę energię można wykorzystać do wytworzenia i magazynowania wodoru. Wyniki obliczeń pokazują, że w przyszłości produkcja wodoru będzie miała miejsce przede wszystkim w okresach nadprodukcji z OZE. Z kolei wykorzystanie wodoru w energetyce będzie miało miejsce głównie w zimowym szczycie obciążenia (szerzej opisano te kwestie w rozdziale poświęconym wynikom w układzie dobowym w rozdziale 5.6.). Jednak przy zakładanej skali rozwoju OZE oraz znacznym nasyceniu samochodami elektrycznymi i w warunkach daleko idącej elektryfikacji ciepłownictwa, nadwyżek energii z OZE prawdopodobnie nie będzie wystarczająco dużo, żeby wódór odgrywał bardziej istotną rolę.
77. Warto jeszcze zwrócić uwagę na ciekawy aspekt związany z produkcją wodoru i elektrowniami jądrowymi. Jak już wspomniano wyżej, produkcja wodoru jest powiązana z dostępnością nadwyżek produkcji z niestabilnych OZE, gdyż koszt energii jest w okresach nadwyżkowej produkcji relatywnie niski. Ale przy ograniczonych zasobach OZE wielkość tych nadwyżek rośnie, jeśli w podstawie pracują jednostki dostarczające znaczne ilości energii, po umiarkowanych kosztach i bez emisji – tę rolę pełnią przede wszystkim elektrownie jądrowe. Dostarczając dużej ilości energii w podstawie, elektrownie jądrowe stwarzają warunki do wykorzystania nadwyżek produkcji OZE w produkcji wodoru.
78. Na wykresie 12 zaprezentowano wyniki w zakresie struktury produkcji energii elektrycznej w całej UE w latach 2020-2050. Na ich podstawie można stwierdzić, że polityka energetyczno-klimatyczna i funkcjonowanie system EU ETS wymuszają podobne kierunki zmian w Polsce jak i w całej UE. Zasadniczą różnicę stanowi punkt wyjściowy i tempo procesu transformacji – w Polsce jeszcze przez co najmniej 10 lat węgiel będzie odgrywał istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, natomiast w skali UE będzie paliwem o znaczeniu marginalnym.

**Wykres 12. Produkcja energii elektrycznej w UE w latach 2020-2050 dla scenariusza NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [TWh].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

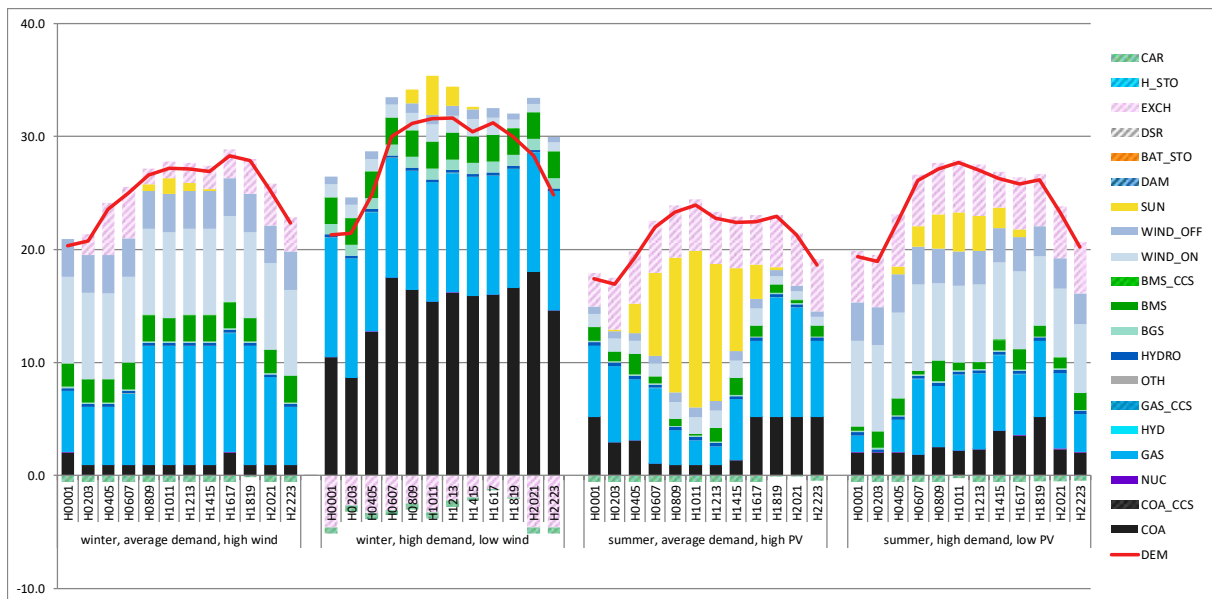
**Legenda:**

DSR	Usługi redukcji obciążenia
EXP-IMP	Saldo importowo-eksportowe
SUN_S	Elektrownie PV małe
SUN	Elektrownie PV duże
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BMS_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę z CCS
BMS	Elektrownie i ec. na biomasę
BGS	Elektrownie i ec. na biogaz
HYDRO	Elektrownie wodne przepływowe
WTB	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe odnawialne
WST	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe nieodnawialne
OTH	Elektrownie i ec. na paliwa pozostałe
OIL	Elektrownie olejowe
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe z CCS
HYD	Elektrownie i ec. gazowe (wykorzystanie wodoru)
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
COA_CCS	Elektrownie i ec. na węgiel kam. z CCS
COA	Elektrownie i ec. na węgiel kamienny
LIG_CCS	Elektrownie na węgiel brunatny z CCS
LIG	Elektrownie na węgiel brunatny

## 5.6. Produkcja energii elektrycznej w różnych pasmach obciążenia

79. W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki modelu w zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w układzie dobowym dla wybranych dni charakterystycznych 2030 i 2050 roku.
80. Zastosowana w modelu rozdzielczość czasowa (szerzej opisana w części metodycznej w pkt. C Załącznika I) umożliwia uwzględnienie pewnych aspektów pracy systemu elektroenergetycznego, trudnych do ujęcia przy uproszczonym podejściu i w przypadku niektórych technologii istotnie wpływa na uzyskiwane wyniki. W podejściu bardziej szczegółowym wyraźniej widać rolę magazynów energii, źródeł szczytowych i systemów DSR oraz wpływ ładowania samochodów elektrycznych na funkcjonowanie systemu. Także kwestie importu i eksportu energii elektrycznej, analizowane w poszczególnych pasmach obciążenia, pokazują większą złożoność niż przy rozważaniach ograniczonych do rocznego salda wymiany transgranicznej.
81. Niemniej trzeba zaznaczyć, że wyniki obliczeń modelowych z horyzontem do 2050 r. z konieczności są tylko aproksymacjami, ze względu na wysoki poziom niepewności wielu założeń - od politycznych i gospodarczych do technicznych i środowiskowych. Pomimo tego uzyskiwane wyniki na poziomie poszczególnych pasm obciążenia, pozwalają na wyciągnięcie ważnych wniosków, choć ze względu na wspomniane niepewności, należy bardziej traktować je raczej jako wnioski jakościowe, a nie ściśle ilościowe.
82. Na wykresach 13 i 14 przedstawiono pracę jednostek wytwórczych w dwugodzinnych pasmach obciążenia, dla przykładowych dni charakterystycznych roku 2030 i 2050 - kolejno dla dwóch dni zimowych (o średnim zapotrzebowaniu i dużej wietrzności oraz o wysokim zapotrzebowaniu i małej wietrzności) a następnie dla dwóch dni letnich (o średnim zapotrzebowaniu, małej wietrzności i dużym nasłonecznieniu oraz o wysokim zapotrzebowaniu, dużej wietrzności i dużym zachmurzeniu). Profil zapotrzebowania na energię pokazany jest linią ciągłą (DEM), przy czym nie obejmuje on mocy potrzebnej do ładowania samochodów elektrycznych i produkcji wodoru, które na wykresach przedstawione są jako wartości ujemne (odpowiednio CAR i H\_STO - te kategorie są wyraźniej widoczne dopiero na wykresie dla 2050 r.). Także ładowanie magazynów bateryjnych (BAT) i eksport energii elektrycznej (EXCH) przedstawione są na wykresie jako wartości ujemne, natomiast odzysk energii z baterii oraz import energii pokazano jako wartości dodatnie.

**Wykres 13. Pokrycie zapotrzebowania dla wybranych dni charakterystycznych w roku 2030 [GW].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

**Legenda:**

CAR	Ładowanie samochodów elektrycznych
H_STO	Zapotrzebowanie w elektrolizerach
EXCH	Import-eksport energii elektrycznej
DSR	Usługi redukcji obciążenia
BAT_STO	Bateryjne magazyny energii
DAM_STO	Elektrownie szczytowo-pompowe
SUN	Elektrownie słoneczne
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BMS_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę z CCS
BMS	Elektrownie i ec. na biomasę
BGS	Elektrownie i ec. na biogaz
HYDRO	Elektrownie wodne przepływowe
OTH	Elektrownie i ec. na pozostałe paliwa
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe z CCS
HYD	Elektrownie i ec. gazowe (wykorzystanie wodoru)
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
COA_CCS	Elektrownie węglowe z CCS (węgiel kamienny i brunatny)
COA	Elektrownie i ec. węglowe (węgiel kamienny i brunatny)
DEM	Poziom zapotrzebowania*

\*kategoria DEM nie obejmuje energii zużytej na: ładowanie BEV, produkcję wodoru, pompy ciepła

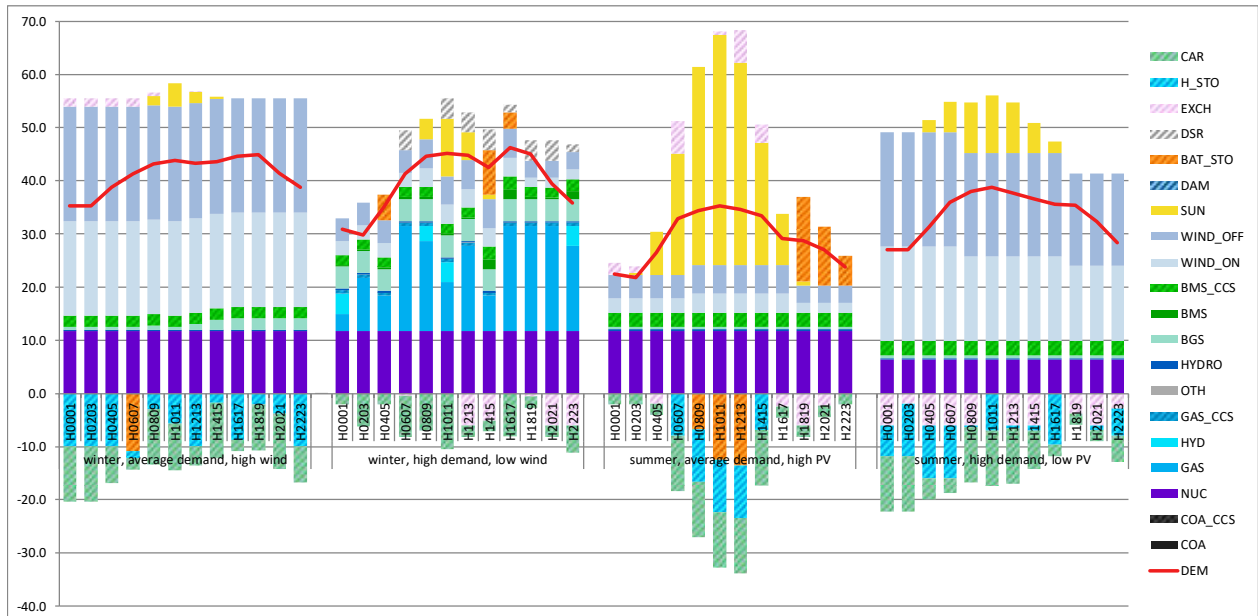
83. Wyniki dla 2030 r. pokazują istotną zmianę roli elektrowni i elektrociepłowni węglowych (kategoria COA na wykresie obejmuje łącznie produkcję na węglu kamiennym i brunatnym) - ze względu na rosnące koszty CO<sub>2</sub> spada średni roczny czas wykorzystania bloków węglowych, choć nadal pełnią ważną rolę w zimowych dniach o małej wietrzności. Ale już w dniach o dużej wietrzności węgiel pełni rolę marginalną, gdyż większość

zapotrzebowania pokrywają farmy wiatrowe i jednostki gazowe, uzupełniane produkcją elektrowni i elektrociepłowni na biomasę oraz importem energii elektrycznej. Tym niemniej rola węgla jako elementu zabezpieczającego system energetyczny w 2030 r. wciąż będzie istotna.

84. W okresie letnim duża część zapotrzebowania pokrywana jest przez źródła OZE – przede wszystkim fotowoltaikę (w ciągu dnia) oraz siłownie wiatrowe. Reszta zapotrzebowania uzupełniana jest blokami gazowymi oraz w mniejszym stopniu – węglowymi, przy czym system jest zdolny do pokrycia zapotrzebowania krajową produkcją z jednostek konwencjonalnych nawet przy całkowitym braku produkcji z niestabilnych jednostek OZE (zapewnia to mechanizm minimalnego marginesu mocy, opisany w pkt. C Załącznika I). Warto zwrócić uwagę, że produkcja źródeł fotowoltaicznych będzie zmuszała jednostki konwencjonalne do redukcji obciążenia w ciągu dnia i wymuszała znacznie bardziej elastyczną pracę niż obecnie.
85. Import energii elektrycznej odbywa się przede wszystkim latem i jest wynikiem relatywnie niskich kosztów energii w krajach sąsiadujących, wskutek nadwyżek produkcji energii z OZE. Paradoksalnie większość eksportu energii ma miejsce w zimowym szczycie zapotrzebowania, co pokazuje, że sytuacja na rynkach sąsiednich może być w tym okresie trudniejsza niż w Polsce a uruchomienie w tych okresach jednostek węglowych, mimo relatywnie wysokich kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji w EU ETS, pozwala na uzupełnienie niedoborów mocy nie tylko na rynku krajowym.
86. W 2030 r. kwestia ładowania samochodów elektrycznych (kategoria CAR) nie wpływa jeszcze znacząco na system elektroenergetyczny.
87. W okresie 2030-2050 system elektroenergetyczny przechodzi radykalną zmianę (Wykres 14). Następuje szybki rozwój źródeł OZE – przede wszystkim fotowoltaiki i farm wiatrowych. Szczególnie dynamicznie rozwijają się farmy wiatrowe na morzu.
88. Źródła węglowe całkowicie znikają z systemu, a rolę jednostek pracujących w podstawie przejmują elektrownie jądrowe, przez większość czasu pracując z pełną mocą – z wyjątkiem dni letnich o bardzo wysokiej produkcji z OZE oraz dni weekendowych z niskim zapotrzebowaniem na energię elektryczną.
89. Z pełną mocą przez większość czasu pracują także jednostki biomasowe wyposażone w CCS (BECCS) ale korzyści z ich pracy związane są przede wszystkim z ich ujemnym bilansem CO<sub>2</sub> i dostarczaniem na rynek EU ETS jednostek pochłaniania. Przy wysokich cenach uprawnień do emisji BECCS są ekonomicznie bardzo efektywne – natomiast ich rozwój ograniczony jest dostępnością biomasy i możliwościami utylizacji i składowania CO<sub>2</sub>. Ze względu na te ograniczenia udział BECCS w produkcji energii nie jest bardzo duży.
90. Źródła gazowe przez większą część roku pełnią przede wszystkim rolę jednostek rezerwujących ale zimą, w okresach wysokiego zapotrzebowania i przy niedoborach energii ze źródeł OZE, zapewniają istotną część produkcji energii elektrycznej. W modelu

założono, że nowe bloki gazowe mają być w przyszłości technicznie przystosowane do częściowego lub całkowitego przejścia na paliwo wodorowe. Część jednostek gazowych zaczyna wykorzystywać tę możliwość, choć wciąż nie dzieje się to na dużą skalę.

**Wykres 14. Pokrycie zapotrzebowania dla wybranych dni charakterystycznych w roku 2050 [GW].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

**Legenda:**

CAR	Ładowanie samochodów elektrycznych
H_STO	Zapotrzebowanie w elektrolizerach
EXCH	Import-eksport energii elektrycznej
DSR	Usługi redukcji obciążenia
BAT_STO	Bateryjne magazyny energii
DAM	Elektrownie szczytowo-pompowe
SUN	Elektrownie słoneczne
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BMS_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę z CCS
BMS	Elektrownie i ec. na biomasę
BGS	Elektrownie i ec. na biogaz
HYDRO	Elektrownie wodne przepływowe
OTH	Elektrownie i ec. na pozostałe paliwa
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe z CCS
HYD	Elektrownie i ec. gazowe (wykorzystanie wodoru)
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
COA_CCS	Elektrownie i ec. na węgiel kam. z CCS
COA	Elektrownie i ec. na węgiel kamienny
DEM	Poziom zapotrzebowania*

\*kategoria DEM nie obejmuje energii zużytej na: ładowanie BEV, produkcję wodoru, pompy ciepła



91. Wyniki obliczeń w układzie pasmowym pokazują także rzecz dość oczywistą - w systemie energetycznym o znacznym nasyceniu niesterowalnymi jednostkami OZE rośnie rola magazynów energii oraz systemów umożliwiających dynamiczne reagowanie na zmiany podaży. W okresach znacznej nadprodukcji energii z OZE intensywnie wykorzystywane są elektrolizery do produkcji wodoru, przede wszystkim na potrzeby innych sektorów gospodarki, ale część wodoru zużywana jest w samym systemie energetycznym. W okresach wysokiego zapotrzebowania i niskiej produkcji z OZE wodór może zastępować gaz ziemny, zmniejszając koszty produkcji związane z emisjami. W tym przypadku można powiedzieć, że wodór niejako pełni rolę długoterminowego magazynu energii – przy czym z perspektywy samego systemu energetycznego ta forma magazynowania nie jest aż tak atrakcyjna gdyż wiąże się ze znacznymi stratami, dużo większymi niż w przypadku magazynów bateryjnych.
92. Niezależnie od tego, czy wodór będzie wykorzystany w energetyce, czy w innych sektorach, jego produkcja pozwala na zagospodarowanie okresów nadpodaży energii, zwiększając elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego. Dobrze widać to na przykładzie zimowych dni o dużej wietrzności, gdzie między innymi dzięki pracy elektrolizerów elektrownie jądrowe nie muszą zmniejszać obciążenia pomimo znacznej nadprodukcji energii. Natomiast w okresach zimowych o niskiej wietrzności i wysokim zapotrzebowaniu elektrolizery nie są wykorzystywane. Podobnie zresztą latem, elektrolizery pracują przede wszystkim w okresach dużego nasłonecznienia albo silnego wiatru.
93. Obecność elektrolizerów zmniejsza także zapotrzebowanie na bateryjne magazyny energii, które wykorzystywane są przede wszystkim w instalacjach indywidualnych do krótkookresowego magazynowania energii w ciągu dnia, przy intensywnej produkcji prądu z układów fotowoltaicznych. Energia ta przeważnie wykorzystywana jest tego samego dnia w szczycie wieczornym i w nocy.
94. W kontekście magazynów energii warto wspomnieć także o roli samochodów elektrycznych. Z jednej strony stanowią one obciążenie dla systemu elektroenergetycznego, zwiększając zapotrzebowanie na energię elektryczną. Natomiast niedogodność ta może być do pewnego stopnia złagodzona przy założeniu, że wdrożone zostaną systemy inteligentnego sterowania ładowarkami, szybko reagującymi na zmiany podaży energii np. poprzez system taryf dynamicznych. Pozwoli to na uniknięcie kumulacji obciążenia związanego z jednoczesnym ładowaniem dużej liczby samochodów oraz wykorzystanie okresów nadpodaży energii elektrycznej na rynku.
95. Zapotrzebowanie na energię dla samochodów elektrycznych modelowane jest w modelu sektora transportu TR3E, natomiast model energetyczny MEESA musi zapewnić produkcję energii dla pokrycia tego zapotrzebowania. W modelu MEESA samochody elektryczne stanowią, z punktu widzenia systemu energetycznego, rodzaj magazynu energii. Schematy wykorzystania samochodów zakładają, że większość przejazdów

odbywa się w godzinach szczytu komunikacyjnego. Natomiast okresy ładowania mogą być w znacznym stopniu dobierane dynamicznie, z uwzględnieniem faktu, że zawsze jakaś część samochodów jest ładowana, niezależnie od pory dnia czy obciążenia. Dzięki temu system efektywnie wykorzystuje okresy nadpodaży energii (dolina nocna, dzienny szczyt słoneczny) a w okresach niedoborów energii zmniejsza obciążenie i stara się je możliwie równomiernie rozłożyć tak, by unikać kumulacji zapotrzebowania.

96. Testy modelu przy różnych poziomach nasycenia samochodami elektrycznymi pokazują, że przy efektywnym dynamicznym systemie ładowania duża liczba samochodów elektrycznych zmniejsza konieczność inwestycji w bateryjne magazyny energii - podobnie jak dzieje się w przypadku elektrolizerów i magazynowania wodoru.
97. W kontekście wyników w poszczególnych pasmach obciążenia warto wspomnieć istotną rolę systemów DSR – przede wszystkim w zimowym szczycie i przy niskiej produkcji energii z turbin wiatrowych. Wykorzystywana przez kilka godzin w roku możliwość redukcji zapotrzebowania lub przesunięcia go na inny okres pozwala zmniejszyć inwestycje w szczytowe jednostki, których koszt na jednostkę produkcji energii byłby w innym wypadku nieporównywalnie większy od rekompensaty wypłacanej jednostkom DSR. Jednostki DSR, podobnie jak bateryjne magazyny, elektrolizery oraz częściowe dopasowanie godzin ładowania samochodów elektrycznych do podaży energii elektrycznej (poprzez impulsy cenowe) pozwalają zwiększyć bezpieczeństwo dostaw po minimalnym sumarycznym koszcie dla odbiorców.

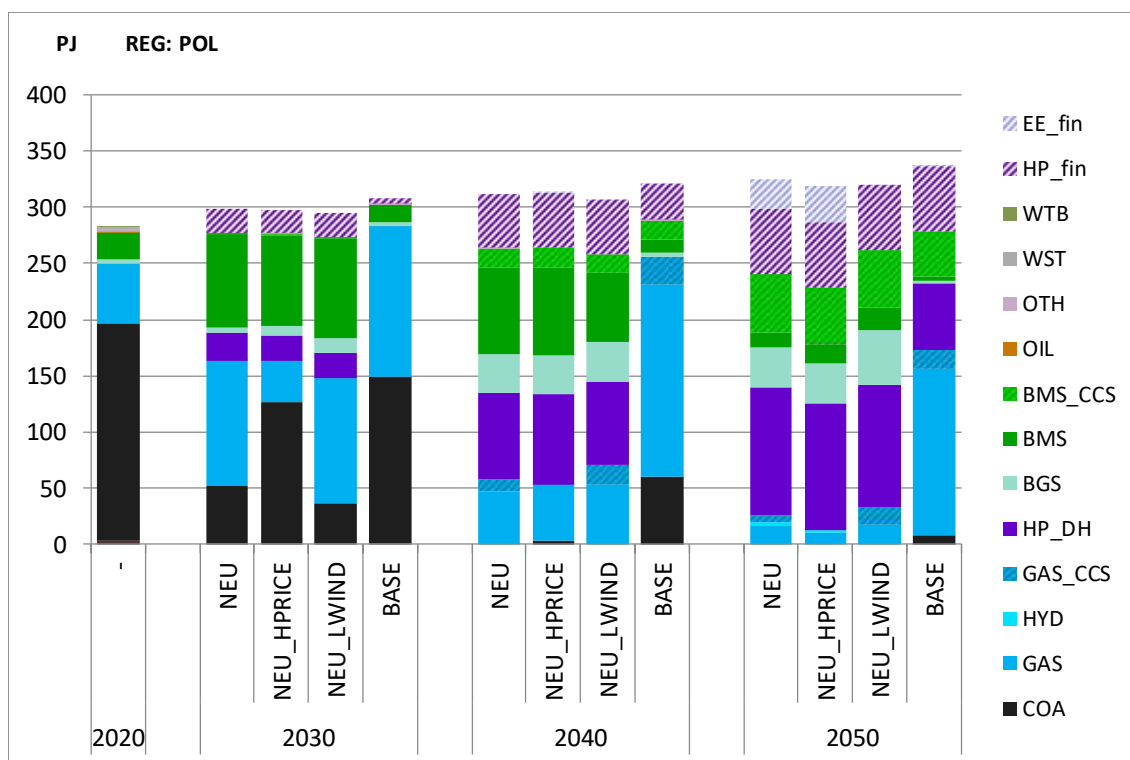
## 5.7. Produkcja ciepła sieciowego w analizowanych scenariuszach

98. Transformacja sektora ciepłownictwa sieciowego w Polsce stanowi ogromne wyzwanie, głównie ze względu na ograniczone możliwości techniczne i finansowe przedsiębiorstw ciepłowniczych. Spośród technologii, możliwych do zastosowania na szeroką skalę w ciepłownictwie, zapewniających stabilne dostawy ciepła do odbiorców końcowych, przy jednoczesnym braku emisji dwutlenku węgla należy wymienić elektrociepłownie i ciepłownie na biomasę, biogaz, pompy ciepła a w dalszej perspektywie wodór. Wszystkie wymienione technologie mają swoje ograniczenia i stosunkowo wysokie jednostkowe koszty wytwarzania. Powoduje to wystąpienie ryzyka stopniowego odłączania się odbiorców wskutek wzrostu cen ciepła, który i tak jest nieunikniony bez względu na scenariusz dalszego rozwoju sektora. Wyniki analiz zaprezentowane w tym rozdziale uwzględniają możliwość wystąpienia zjawiska odłączania się części odbiorców od sieci ciepłowniczej i zastępowania ciepła sieciowego źródłami indywidualnymi - pompami ciepła i grzejnikami elektrycznymi. W modelu proces ten jest wynikiem konkurencji ekonomicznej między różnymi formami zasilania i nie uwzględnia różnego rodzaju czynników pozakosztowych. Dlatego wyniki w tym zakresie traktować należy bardziej

jako sygnał, że taki proces może w przyszłości mieć miejsce, niż precyzyjną ocenę skali tego zjawiska, gdyż taka ocena wymagałaby zupełnie innego rodzaju narzędzi analitycznych oraz szczegółowej analizy poszczególnych systemów ciepłowniczych w skali kraju.

99. Pozostanie przy strukturze wytwarzania z dominującym udziałem paliw kopalnych naraża sektor na wzrost kosztów związanych z zakupem paliwa i odpowiedniej ilości uprawnień do emisji w EU ETS. Z kolei ambitna ścieżka dekarbonizacji prowadząca do zastosowania na dużą skalę jednostek biomasowych będzie sprzyjać wzrostowi cen tego paliwa. Kotły na biomasę są jedyną technologią w prosty sposób zastępującą moc kotłów węglowych i dla wielu systemów będą jedyną dostępną opcją. Również potencjał wykorzystania biogazu jest mocno ograniczony. Zastosowanie wodoru na większą skalę będzie technicznie możliwe po 2040 r., bo dopiero w tym okresie mogą pojawić się wystarczająco duże nadwyżki energii z OZE, które można wykorzystać do produkcji wodoru w procesie elektrolizy. Przy czym należy pamiętać, że duże zapotrzebowanie na to paliwo będzie pochodzić z sektorów transportu i przemysłu, stąd też wykorzystanie tego paliwa w ciepłownictwie, w rozpatrywanych scenariuszach jest niewielkie.
100. We wszystkich wariantach dekarbonizacja sektora ciepłowniczego bazuje w znacznej mierze na rozwoju pomp ciepła, zarówno w indywidualnych jak i scentralizowanych systemach ogrzewania. W indywidualnych źródłach ciepła będą to w dużym stopniu układy połączone z fotowoltaiką, a rozwój tego segmentu będzie stymulowany systemami wsparcia i regulacjami zakładającymi konieczność instalacji OZE w nowych budynkach. Pompy ciepła stanowią najciekawszą alternatywę w ciepłownictwie, ale ich rozwój na tak dużą skalę będzie wymagał znacznych nakładów inwestycyjnych, zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną (co oznacza, że mogą wpływać na wzrost cen energii elektrycznej poprzez zwiększenie popytu) i postępów w obrębie samej technologii w zakresie poprawy wskaźnika wydajności COP (ang. Coefficient of Performance) i kosztu urządzeń.
101. Najwyższy udział pomp ciepła w produkcji ciepła obserwowany jest w scenariuszu NEU\_HPRICE. Założone wysokie ceny gazu i potrzeba szybkiego uniezależnienia od paliw kopalnych z kierunku wschodniego wskazuje na konieczność silnego rozwoju technologii takich jak pompy ciepła. Dla porównania w scenariuszu BASE rozwój systemowych pomp ciepła jest wolniejszy - w tym scenariuszu to jednostki na gaz ziemny są podstawą systemu ciepłowniczego.
102. Transformacji ciepłownictwa powinien towarzyszyć zakrojony na szeroką skalę program termomodernizacji budynków – mieszkalnych i publicznych. Jest to jedyny sposób, na ograniczenie kosztów związanych z transformacją i najskuteczniejszy sposób na walkę z zanieczyszczeniem powietrza w miastach i wsiach oraz ograniczenie ubóstwa energetycznego.

Wykres 15. Produkcja ciepła sieciowego w Polsce w latach 2020-2050 dla scenariusza NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [PJ].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

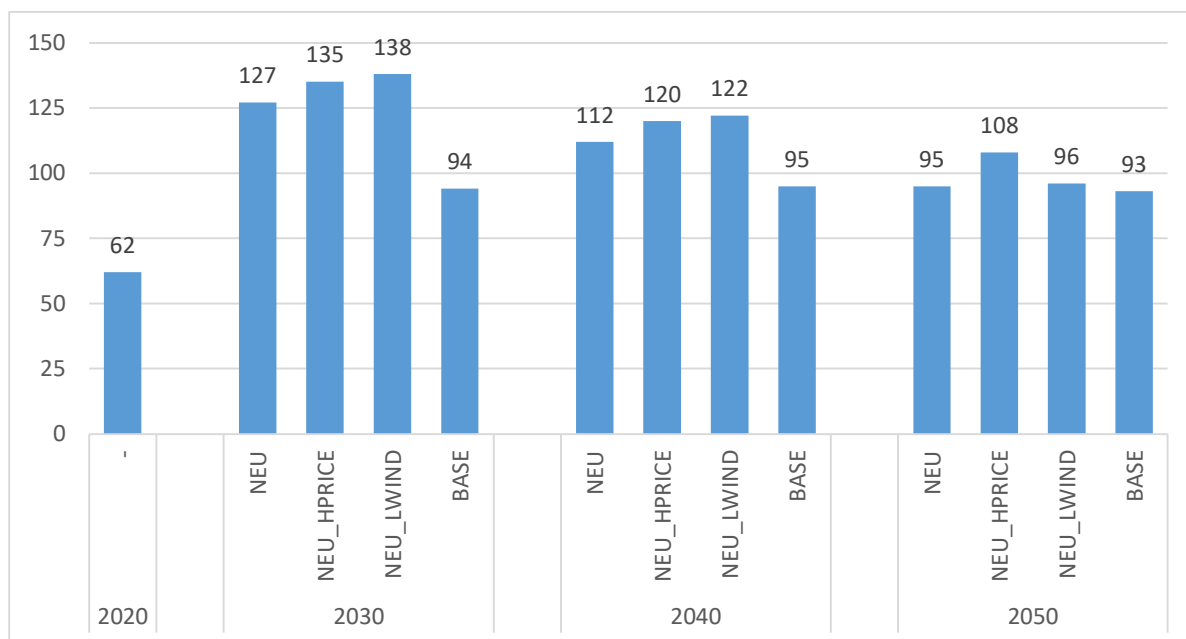
Legenda:

EE_fin	Grzejniki elektryczne w indywidualnych źródłach ogrzewania
HP_fin	Pompy ciepła w indywidualnych źródłach ogrzewania
WTB	Elektrociepłownie i ciepłownie na odpady pochodzenia biomasowego
WST	Elektrociepłownie i ciepłownie na odpady nieodnawialne
OTH	Elektrociepłownie i ciepłownie na pozostałe paliwa
OIL	Elektrociepłownie i ciepłownie na olej opałowy
BMS_CCS	Elektrociepłownie i ciepłownie na biomasę z CCS
BMS	Elektrociepłownie i ciepłownie na biomasę
BGS	Elektrociepłownie i ciepłownie na biogaz
HP_DH	Pompy ciepła w scentralizowanych systemach ciepłowniczych
GAS_CCS	Elektrociepłownie i ciepłownie na gaz z CCS
HYD	Elektrociepłownie i ciepłownie na wodór
GAS	Elektrociepłownie i ciepłownie na gaz
COA	Elektrociepłownie i ciepłownie na węgiel

## 5.8. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w analizowanych scenariuszach

103. Realizacja celów redukcji emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce będzie wiązała się z istotnym wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Stosunkowo najbardziej równomierny wzrost kosztów wytwarzania występuje w scenariuszu BASE, przede wszystkim ze względu na brak wdrożenia pakietu „Fit for 55” i niższe koszty związane z emisją gazów cieplarnianych.
104. W scenariuszu NEU i jego wariantach NEU\_HPRICE i NEU\_LWIND ze względu na zaostrenie celu na 2030 r. następuje bardzo drastyczny wzrost kosztów wytwarzania w okresie 2020-2030. Dzieje się tak dlatego, że w tym okresie nadal źródła węglowe mają istotny udział w produkcji a szybki wzrost kosztów emisji przekłada się bezpośrednio na wzrost kosztów wytwarzania. Realia techniczne budowy nowych jednostek, dostępność finansowania sprawiają, że przebudowa krajowego systemu energetycznego jest procesem długotrwałym. Podjęcie wysiłku inwestycyjnego powinno spowodować, że w latach 2030-2035 koszty zaczną spadać, osiągając w 2050 r. poziom zbliżony do poziomu kosztu w scenariuszu BASE - z wyjątkiem scenariusza NEU\_HPRICE, w którym koszty, choć także maleją, pozostają wyższe niż w innych scenariuszach. Pokazuje to również, że największe wyzwania dla gospodarki pojawią się już w najbliższej dekadzie.

**Wykres 16. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w latach 2020-2050 dla scenariusza NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [EUR'2015/MWh].**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

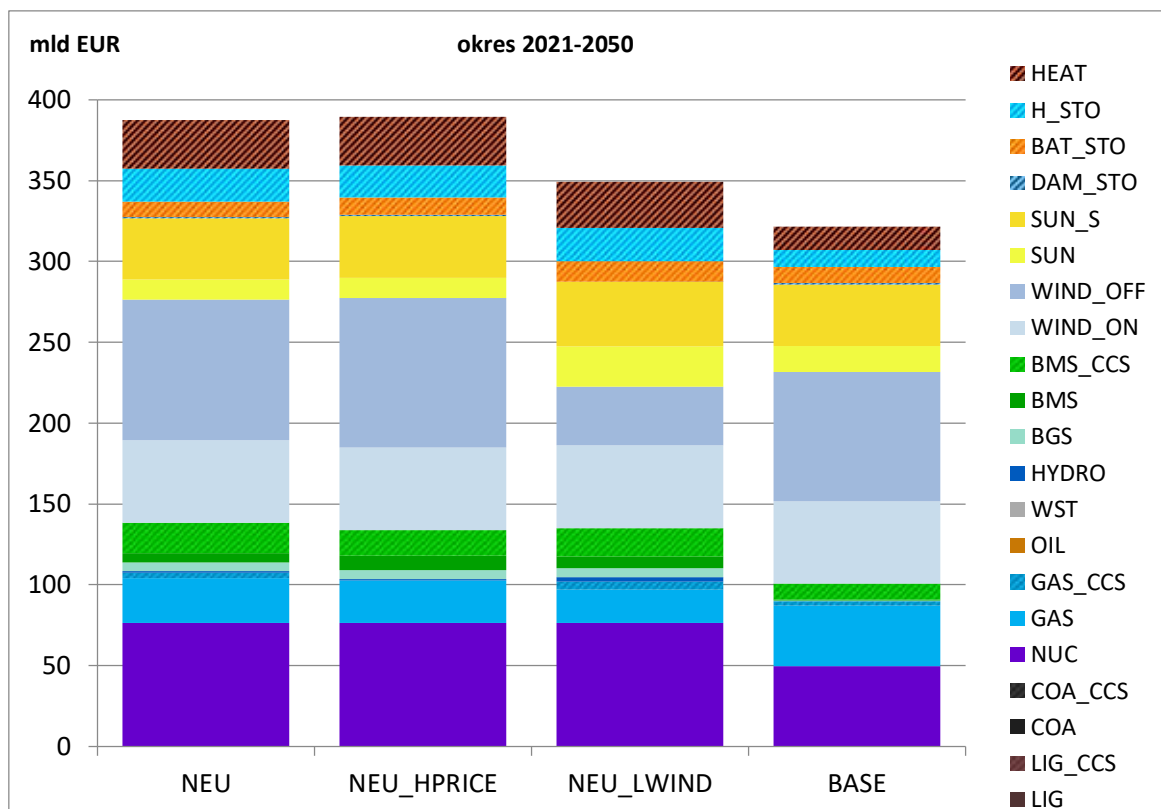
105. Warto w tym miejscu wyjaśnić czemu, pomimo dużych różnic w kosztach emisji, poziom kosztów wytwarzania w 2050 r. w scenariuszach NEU, NEU\_LWIND i BASE jest zbliżony. Wpływa na to kilka czynników:

- ▶ W scenariuszu BASE w systemie wciąż pozostaje dużo jednostek gazowych, więc ponoszą one relatywnie wysokie koszty uprawnień do emisji. Natomiast w scenariuszu NEU i jego wariantach jednostki gazowe są wypierane przez źródła jądrowe i gazowe wyposażone w CCS, co z kolei zmniejsza wpływ kosztów emisji na średni koszt wytwarzania. Dodatkowo w tych dwóch scenariuszach rośnie wykorzystanie technologii BECCS, która otrzymuje przychody za pochłonięte wolumeny CO<sub>2</sub>. Wysokie ceny uprawnień do emisji znacząco podwyższają efektywność ekonomiczną BECCS obniżając średnie koszty wytwarzania. Jest to zresztą także jedna z przyczyn dla których koszty w scenariuszu NEU\_HPRICE są wyraźnie wyższe niż w scenariuszu NEU. Oprócz oczywistego wyższego kosztu paliw, ze względu na niższe koszty emisji CO<sub>2</sub> przychody jednostek BECCS nie są tak wysokie jak w scenariuszu NEU.
- ▶ Z kolei w scenariuszu NEU\_LWIND, który zakłada ograniczenie potencjału farm wiatrowych moglibyśmy oczekiwać wyższych kosztów niż w scenariuszu NEU i istotnie przez prawie cały analizowany okres koszty te są wyższe, natomiast praktycznie zrównują się w okolicy 2050 r. Dzieje się tak dlatego, że z jednej strony wskutek wysokich kosztów emisji CO<sub>2</sub> przychody z BECCS są w tym scenariuszu wyższe (co obniża średnie koszty operacyjne) ale dodatkowo trzeba pamiętać, że w tym scenariuszu tempo rozwoju gospodarczego i zapotrzebowanie na energię jest niższe niż w NEU co także prowadzi do niższych kosztów energii.

## 5.9. Nakłady inwestycyjne

106. Wysokie nakłady inwestycyjne mogą się okazać kluczowym problemem planowanej transformacji energetycznej. Bez istotnego wsparcia finansowego z UE i dostępności niskooprocentowanych pożyczek realizacja ambitnych celów redukcyjnych nie będzie możliwa. Szczególnie istotne może się to okazać w ciepłownictwie sieciowym, gdyż oprócz nakładów inwestycyjnych na same źródła energii przypuszczalnie znaczące będą nakłady związane z modernizacją samych sieci (nie uwzględnione w przedstawionych dalej oszacowaniach). Jednak należy podkreślić, że jakkolwiek nakłady inwestycyjne są ważnym elementem oceny scenariuszy, absolutnie nie powinny być głównym kryterium takiej oceny. Same nakłady inwestycyjne nie przedstawiają całkowitych kosztów transformacji i nie mogą być z nimi utożsamiane.

Wykres 17. Łączne nakłady inwestycyjne w latach 2021-2050 dla scenariusza NEU, NEU\_HPRICE, NEU\_LWIND i BASE [EUR'2015/MWh].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Legenda:

HEAT	Ciepłownie
BAT_STO	Bateryjne magazyny energii
DAM_STO	Elektrownie szczytowo-pompowe
SUN_S	Elektrownie PV małe
SUN	Elektrownie PV duże
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BMS_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę z CCS
BMS	Elektrownie i ec. na biomasę
BGS	Elektrownie i ec. na biogaz
HYDRO	Elektrownie wodne przepływowe
WST	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe
OIL	Elektrownie olejowe
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe z CCS
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
COA_CCS	Elektrownie i ec. na węgiel kam. z CCS
COA	Elektrownie i ec. na węgiel kamienny
LIG_CCS	Elektrownie na węgiel brunatny z CCS
LIG	Elektrownie na węgiel brunatny

107. Na wykresie 17 przedstawiono skumulowane nakłady inwestycyjne w latach 2021-2050 dla poszczególnych scenariuszy. W scenariuszu NEU wynoszą one blisko 390 mld



EUR'2015. Przeważająca większość inwestycji związana jest z rozwojem źródeł OZE, ale znaczący jest również udział energetyki jądrowej, ciepłownictwa oraz inwestycji związanych z produkcją i magazynowaniem wodoru. Struktura i poziom nakładów w scenariuszu NEU\_HPRICE jest bardzo podobna do scenariusza NEU.

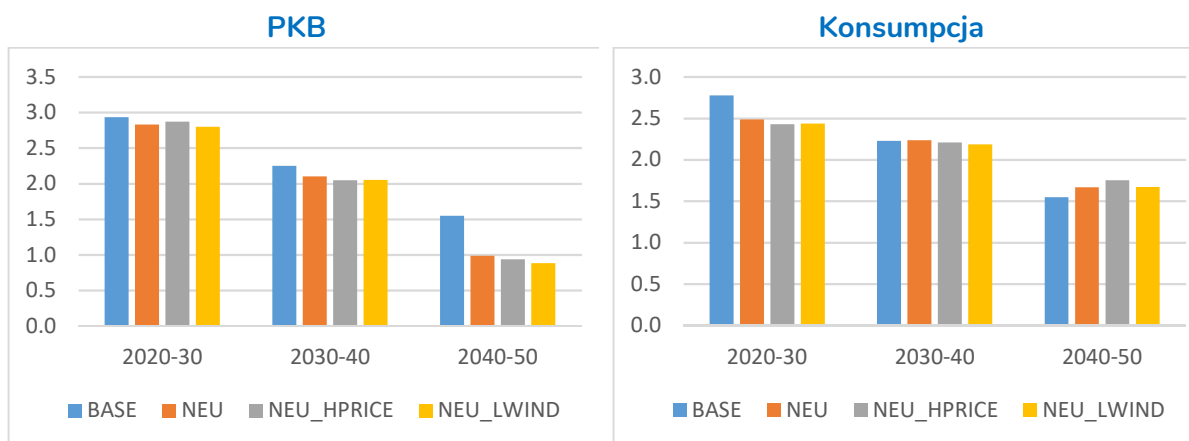
108. W scenariuszu NEU\_LWIND nakłady inwestycyjne są niższe o ok. 10% niż w scenariuszu NEU – przede wszystkim ze względu na znacznie mniejszy potencjał morskich farm wiatrowych i zmniejszoną skalę inwestycji w tym obszarze, tylko częściowo skompensowaną wyższymi inwestycjami w fotowoltaikę.
109. Natomiast w scenariuszu BASE nakłady inwestycyjne w tym samym okresie są o ok. 17% niższe niż w scenariuszu NEU, co wynika z mniejszej skali inwestycji w energetykę jądrową, BECCS i pompy ciepła, podczas gdy skala rozwoju farm wiatrowych i fotowoltaiki jest w tym scenariuszu zbliżona.
110. Przedstawione w niniejszym podrozdziale nakłady inwestycyjne obejmują tylko inwestycje w nowe jednostki wytwórcze oraz magazyny energii (bateryjne i wodorowe). Nie obejmują nakładów związanych z modernizacją istniejących jednostek wytwórczych oraz z rozbudową i modernizacją sieci przesyłowej i dystrybucyjnej (zarówno elektroenergetycznej, jak ciepłowniczej). Szczególnie ten ostatni aspekt będzie istotny w warunkach rosnącego zużycia energii elektrycznej, rozwoju OZE (w tym energetyki wiatrowej na morzu, energetyki prosumenckiej) i energetyki jądrowej i będzie pociągał za sobą potrzebę przeprowadzenia wielomiliardowych inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną. Biorąc pod uwagę obecny stan sieci, szczególnie dystrybucyjnych, brak inwestycji stanowiłby poważne ograniczenie dla procesu transformacji energetycznej. Niestety wykorzystany do obliczeń model MEESA nie jest modelem sieciowym i nie uwzględnia nakładów związanych z rozbudową sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz potencjalnego wpływu tych inwestycji na wzrost kosztów dla odbiorców końcowych.

## 5.10. Wyniki makroekonomiczne

111. Włączenie do analizy modelu d-PLACE umożliwia porównanie dynamiki zmiennych makroekonomicznych. Dla każdego scenariusza model generuje projekcję, między innymi, Produktu Krajowego Brutto (PKB), wartości konsumpcji gospodarstw domowych, przychodów z opłat za emisję oraz strukturę energii finalnej w podziale na najważniejsze nośniki energii: oprócz energii elektrycznej i ciepła także zużycie poszczególnych paliw kopalnych wykorzystanymi w sektorach innych niż sektor energetyczny. Projekcje zmiany struktury zostały opisane w rozdziale 5.3. W tej sekcji opisujemy pozostałe najważniejsze projekcje z modelu d-PLACE dla Polski.

112. Zaostrzony cel redukcyjny w scenariuszach NEU, NEU\_HPRICE i NEU\_LWIND przekłada się na nieco wolniejszy wzrost PKB w porównaniu ze scenariuszem BASE. Do 2040 roku różnice stopy wzrostu między scenariuszem NEU i BASE są niewielkie: wynoszą 0,1 – 0,2 p.p. (wykres 18). W ostatniej analizowanej dekadzie wzrost w scenariuszu NEU jest o 0,5 p.p. mniejszy niż w scenariuszu BASE. Wzrost w scenariuszach NEU\_HPRICE i NEU\_LWIND jest porównywalny ze wzrostem w scenariuszu NEU.
113. Projekcje d-PLACE wskazują na znaczącą różnicę wzrostu konsumpcji gospodarstw domowych w latach 2020-2030: w scenariuszu NEU wzrost ten wyniesie 0,3p.p. mniej niż w scenariuszu BASE, natomiast w scenariuszach NEU\_HPRICE i NEU\_LWIND wzrost jest o 0,1% mniejszy niż w scenariuszu NEU. Spowolnienie wzrostu konsumpcji w tym okresie jest większe od spowolnienia wzrostu PKB ponieważ część PKB musi zostać przeznaczona na sfinansowanie inwestycji w nisko-emisyjną produkcję. Wczesne sfinansowanie inwestycji w scenariuszach NEU, NEU\_HPRICE i NEU\_LWIND pozwala jednak na ograniczenie inwestycji w kolejnych latach, w porównaniu do scenariusza BASE. Dzięki temu w latach 2040-2050 możliwe jest uzyskanie większego wzrostu konsumpcji w scenariuszach alternatywnych do scenariusza BASE.

**Wykres 18. PKB i konsumpcja gospodarstw domowych w Polsce, średnie roczne stopy wzrostu [w %]**

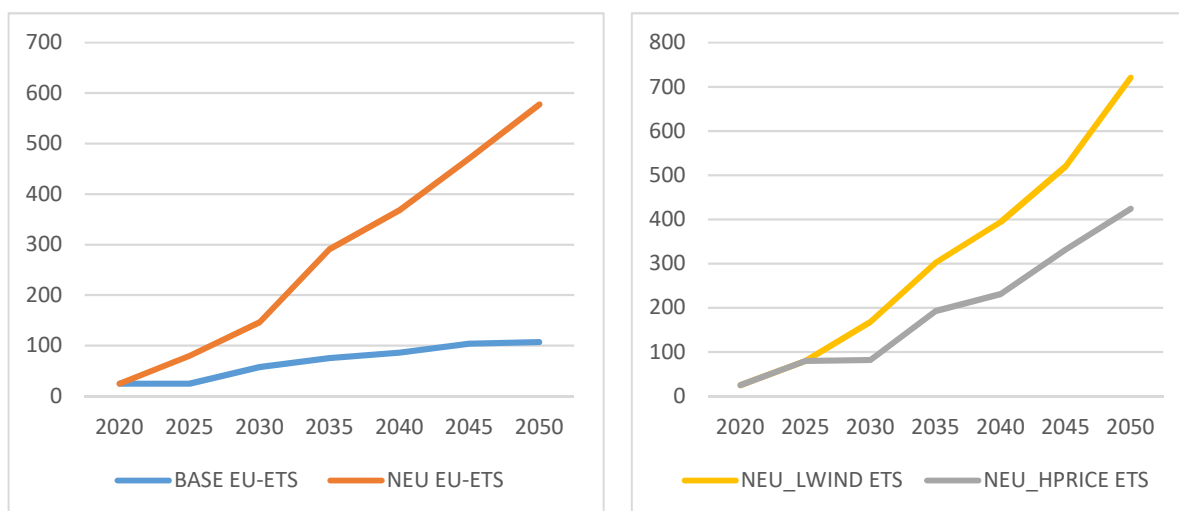


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

114. Kolejną istotną zmienną makroekonomiczną są szacowane wpływy z opłat za emisje. Obecnie państwo otrzymuje przychody ze sprzedaży uprawnień w systemie EU ETS. To właśnie te opłaty wymuszają głębsze redukcje emisji, między innymi w sektorze energetycznym. Aby wymusić redukcje w sektorach nieobjętych systemem EU ETS przyjęliśmy, że emisje będą objęte opłatą, której poziom dostosowuje się tak, aby uzyskać dany poziom redukcji. W scenariuszu BASE przyjęliśmy jedną opłatę dla wszystkich sektorów nieobjętych EU ETS.

115. Na wykresie 19 przedstawiono dynamikę krańcowych kosztów redukcji. W scenariuszu BASE krańcowe koszty w sektorach EU ETS w 2050 roku dochodzą do poziomu około 105 EUR'2015/tCO<sub>2</sub>, natomiast w scenariuszu NEU dochodzą do poziomu około 575 EUR'2015/tCO<sub>2</sub>. W pozostałych scenariuszach symulacje wskazują, że koszty krańcowe w sektorach EU ETS w 2050 roku wynosiłyby około 430 EUR'2015/tCO<sub>2</sub> w scenariuszu NEU\_HPRICE oraz 720 EUR'2015/tCO<sub>2</sub> w scenariuszu NEU\_LWIND.

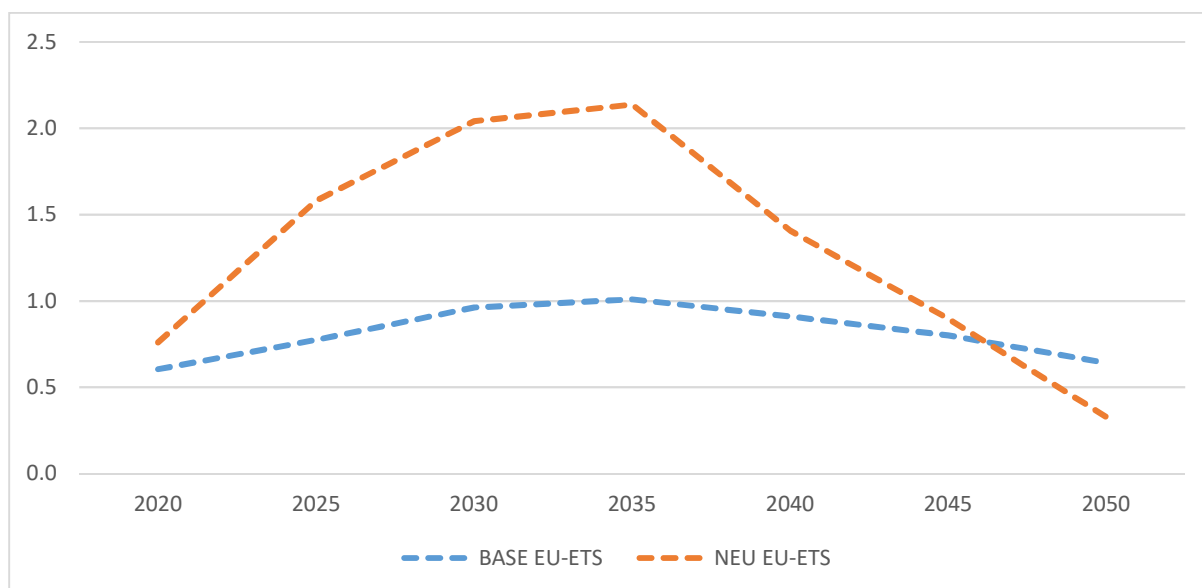
**Wykres 19. Ceny opłat za emisje, w cenach stałych 2015 EUR/tCO<sub>2</sub>eq dla scenariuszy BASE i NEU (lewy panel) oraz NEU\_HPRICE i NEU\_LWIND (prawy panel)**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

116. Opłaty za emisje w systemach EU ETS mogłyby stanowić znaczące źródło przychodu dla budżetu państwa. Przychody te mogłyby być na przykład przeznaczane na transfery do gospodarstw domowych kompensujące wzrost cen energii elektrycznej, ciepła oraz paliw. Projekcje wysokości tych opłat dla scenariuszy BASE oraz NEU zostały przedstawione na wykresie 20. Symulacje modelu d-PLACE wskazują, że przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji w systemie EU ETS w scenariuszu NEU mogłyby sięgnąć 2% PKB w latach 2030-2035 (wykres 20). W kolejnych latach przychody będą maleć ze względu na malejącą liczbę sprzedawanych uprawnień.

**Wykres 20. Przychody z opłat za emisje [w % PKB]**



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

## Bibliografia

1. A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, COM(2018) 773, Komisja Europejska, Bruksela 2018.
2. Boratyński, J., Pyrka, M., Tobiasz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Jeszke, R., Gąska, J., Rabięga, W. (2022). The CGE model d-PLACE, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.
3. Clean Energy for All Europeans – unlocking Europe's growth potential, Komisja Europejska, Bruksela 2016.
4. EU reference scenario 2020 Energy, transport and GHG emissions : trends to 2050. Komisja Europejska, Bruksela 2021.
5. Global Energy and Climate Outlook 2020: Energy, Greenhouse gas and Air pollutant emissions balances. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: <http://data.europa.eu/89h/1750427d-afd9-4a10-8c54-440e764499e4>, Komisja Europejska, Joint Research Centre, 2020.
6. Komisja Europejska, 2021. ([https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_pl](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl) dostęp: 9.03.2022 r.)
7. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów; Europejski Zielony Ład. Bruksela, 11.12.2019 r. (COM(2019) 640 final).
8. Ocena wpływu do komunikatu pt.: “Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people”, SWD(2020) 176 final, Komisja Europejska, Bruksela 2020.
9. Offshore Wind Technical Potential in Bulgaria, The World Bank, 2020.
10. Offshore Wind Technical Potential in Romania, The World Bank, 2020.
11. Our energy, our future. How offshore wind will help Europe go carbon-neutral, Wind Europe, 2019.
12. Primes Reference Scenario 2020, Final Assumptions, E3-Modelling, Bruksela 2021.
13. Pyrka, M., Jeszke, R., Boratyński, J., Tatarewicz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Rabięga, W., Wąs, A., Kobus, P., Lewarski, M., Skwierz, S., Gorzałczyński, A., Tobiasz, I., Rostaniec, M., Cygler, M., Sekuła, M., Krupin, V. (2021). Polska net-zero 2050: Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski w 2050 r. Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.
14. Rabięga, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzałczyński A. (2022). The TR3E Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

15. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999.
16. Ruiz, P., Sgobbi, A., Nijs, W., Thiel, C., Longa, F.D., Kober, T., Elbersen, B., Hengeveld, G., The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries, Luksemburg 2015.
17. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S. (2022). The MEESA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.
18. Ten Year Network Development Plan 2018, ENTSO-E, Bruksela 2018.
19. Ten Year Network Development Plan 2020, ENTSO-E, Bruksela 2020.
20. Transparency Platform (<https://transparency.entsoe.eu> dostęp: 30.11.2020 r.)
21. Uchwała nr 141 Rady Ministrów z dnia 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej”.
22. Wąs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.
23. World Nuclear Association (<https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx> dostęp: 31.12.2021 r.)

## Załącznik I

### Opis zastosowanych narzędzi analitycznych

#### A. Model MEESA

Szczegółowy opis modelu MEESA wraz zawartymi w nim równaniami przedstawiony został w dokumentacji<sup>29</sup> udostępnionej na stronie internetowej projektu. Model MEESA został opracowany do celów analiz dostaw energii elektrycznej, ciepła i wodoru pozyskanego w procesie elektrolizy. Uwzględnia kluczowe dynamiki i relacje, które odzwierciedlają funkcjonowanie sektora energetycznego i ciepłowniczego. Kryterium optymalizacji zastosowanym w modelu jest minimalizacja całkowitych zdyskontowanych kosztów systemu w rozpatrywanym horyzoncie czasowym (obecnie horyzont prognoz został zdefiniowany do 2050 r.). Dane wyjściowe generowane są w rocznych interwałach czasowych od 2020 do 2050 r. lub dla pięcioletniego kroku czasowego (np. 2025, 2030, 2035 itd.). Zmiennymi, mającymi decydujący wpływ na kształt przyszłej struktury mocy wytwórczych są przede wszystkim: ceny paliw, parametry techniczno – ekonomiczne jednostek wytwórczych oraz założenia polityki klimatyczno-energetycznej państwa, warunkujące przyszły poziom cen uprawnień do emisji w EU ETS (system EU ETS obejmuje sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego) oraz wymagany udział OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej.

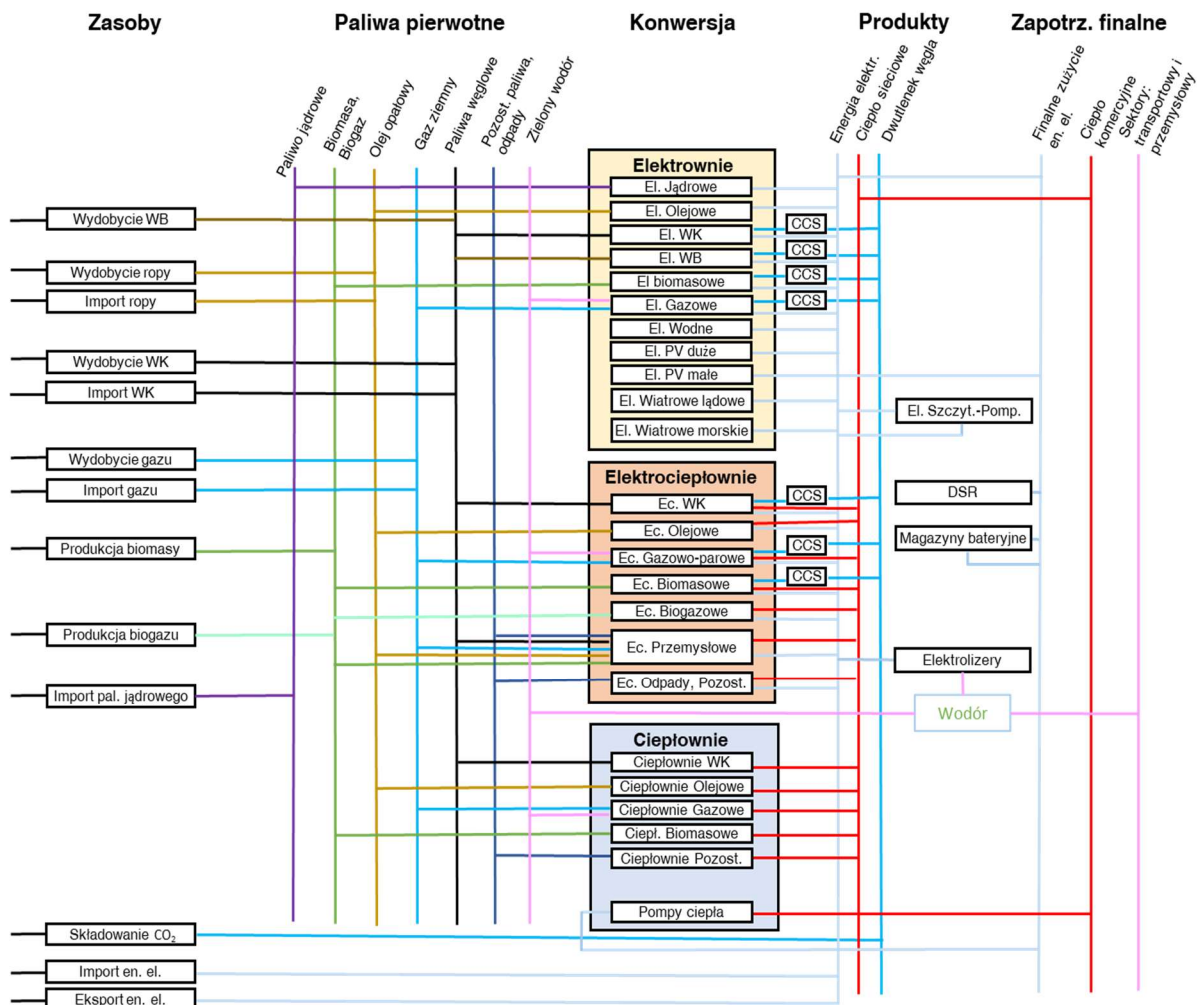
MEESA umożliwia modelowanie wszystkich etapów przepływu energii od źródeł zaopatrzenia do zapotrzebowania, co ogólnie określa się mianem łańcucha energetycznego, a etapy nazywa się poziomami. Na rysunku 1 przedstawiono uproszczony schemat łańcucha dostaw energii zastosowanego w modelu MEESA.

---

<sup>29</sup> The MEESA Model, ver. 2.0, op.cit.



Rysunek 1. Uproszczony schemat łańcucha dostaw energii w modelu MEESA.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie CAKE/KOBiZE<sup>30</sup>

MEESA optymalizuje rozwój technologii zapewniających pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór pozyskany w procesie elektrolizy od momentu wydobycia energii pierwotnej, transportu energii, konwersji energii, przesyłu i dystrybucji do odbiorców końcowych. Koszty operacyjne systemu są optymalizowane w całym łańcuchu dostaw. Ta cecha jest szczególnie ważna w przypadku rozwoju rozproszonych źródeł wytwarzania.

W modelu MEESA zdefiniowano około 50 różnych typów technologii, w tym istniejące i nowe konwencjonalne jednostki cieplne, OZE, magazyny energii, elektrolizery oraz usługi DSR. Wodór produkowany w elektrolizerach, może być w modelu wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego w turbinach gazowych lub kierowany do sektorów, w których występuje zapotrzebowanie na ten nośnik energii. Każdej technologii zdefiniowanej

<sup>30</sup> The MEESA Model, ver. 2.0, op.cit.

w modelu przypisano odpowiedni wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> związany z jej jednostką wytwórczą, co pozwala przewidzieć całkowitą emisję z sektora energetycznego oraz uwzględnić w optymalizacji koszty związane z koniecznością zakupu uprawnień na rynku.

Model różnicuje zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło sieciowe w zależności od pory roku, zgodnie z opisem zawartym w pkt. C Załącznika I. Stanowi to podstawę do określania trybu pracy poszczególnych jednostek w systemie. Rozwiązanie to umożliwia również analizę poziomu i kierunku wymiany międzysystemowej.

## B. Połączenie modelu MEESA z modelem ekonomicznym d-PLACE i modelami sektorowymi

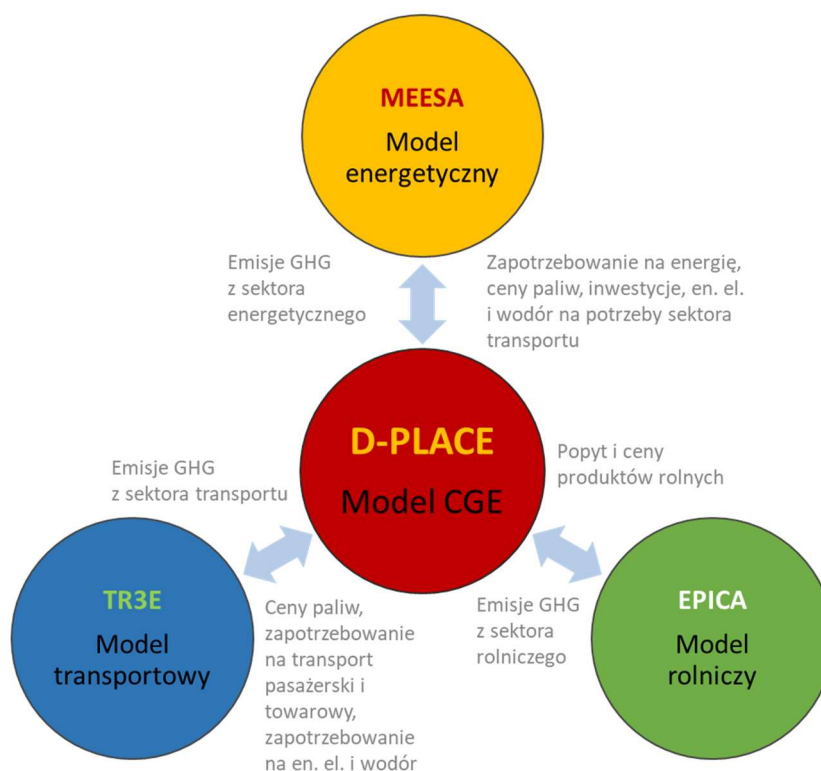
Połączenie modeli sektorowych, w tym modelu energetycznego MEESA, szczegółowo odzwierciedlających strukturę i występujące w nich relacje i zależności, z modelem równowagi ogólnej d-PLACE (CGE), znacznie rozszerza możliwości badania skutków ekonomicznych poszczególnych scenariuszy. W tym podejściu model CGE dostarcza dane dotyczące rozwoju gospodarki i zapotrzebowania na energię finalną w poszczególnych regionach i sektorach dla danego scenariusza polityki, a model energetyczny służy do poszukiwania optymalnego rozwiązania, umożliwiającego pokrycie tego zapotrzebowania, przy jednoczesnym uwzględnieniu szeregu ograniczeń technicznych, środowiskowych i politycznych. Model energetyczny dostarcza również bardziej szczegółowych informacji na temat emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetycznym oraz kosztów wytwarzania energii, które są wykorzystywane w następnej iteracji obliczeń CGE w celu osiągnięcia zbieżności między modelami.

Podstawowym celem łączenia jest zapewnienie, że zmiany wynikające z działań założonych w jednym sektorze są właściwie odzwierciedlone w kosztach i potencjale działań przewidzianych w innych sektorach. Standardowe modele sektorowe umożliwiają bardzo szczegółowy opis struktury, relacji i zależności występujących w danym sektorze. Jednak gdy modele sektorowe działają w izolacji, interakcje które występują pomiędzy sektorami nie są właściwie odwzorowane. Prognozy opierają się wówczas na założeniach, że szereg krytycznych zmiennych, takich jak popyt na paliwa i energię, czy określone produkty, cena paliw i ceny czynników produkcji są egzogeniczne, czyli nie reagują na zmiany będące rezultatem obliczeń dokonanych w poszczególnych modelach sektorowych lub reakcja ta jest uwzględniana w sposób zbyt dalece uproszczony. W rzeczywistości poszczególne sektory stanowią coś w rodzaju systemu naczyń połączonych: zmiany w jednym sektorze oddziałują na inne sektory w większym lub mniejszym stopniu. Przykładowo dane z modelu transportowego TR3E dotyczące projekcji zużycia energii elektrycznej i wodoru, wynikające z założeń rozwoju elektromobilności stanowią jednocześnie dane wejściowe do modelu MEESA (wpływają na poziom zapotrzebowania na te nośniki energii, który determinuje wielkość

produkcji z poszczególnych jednostek wytwórczych energetyki). Dlatego też niezwykle ważne jest właściwe połączenie poszczególnych modeli sektorowych między sobą oraz z modelem równowagi ogólnej i uwzględnienie interakcji między nimi.

Na rysunku 2 zaprezentowano uproszczony schemat wykorzystanych narzędzi analitycznych i występujące pomiędzy nimi interakcje.

**Rysunek 2. Ogólny schemat procesu iteracji pomiędzy modelami Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie CAKE/KOBiZE<sup>31</sup>

W tabeli 4 zamieszczono wykaz danych, które podlegają wymianie w procesie obliczeniowym pomiędzy modelami MEESA i d-PLACE. Model MEESA, na podstawie krańcowego kosztu redukcji emisji w EU ETS, a także zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór, uzyskanych z modelu d-PLACE, wyznacza m.in. koszt wytwarzania energii, strukturę produkcji (udziały poszczególnych technologii w wytwarzaniu energii) i poziom emisji CO<sub>2</sub>. Jeśli np. emisyjność wytwarzania energii maleje, to w kolejnej iteracji w modelu d-PLACE zmniejsza się zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji ze strony sektora energetycznego. W efekcie inne sektory gospodarki mogą emitować więcej, a krańcowy koszt redukcji emisji w całym systemie EU ETS maleje. Wobec tego w kolejnej iteracji w modelu MEESA emisyjność wzrasta itd. Proces rozwiązywania modeli prowadzony jest do momentu, w którym

<sup>31</sup> The MEESA Model, ver. 2.0, op.cit.

wspomniane wahania krańcowych kosztów redukcji w EU ETS i emisji w sektorze energetycznym ustaną lub zmniejszą się do akceptowalnego poziomu. Na podobnej zasadzie ustalana jest w procesie iteracyjnym równowaga pomiędzy innymi zmiennymi modeli – np. wzrost kosztu wytwarzania energii w danej iteracji (MEESA) prowadzi do spadku popytu na nią (d-PLACE), co następnie ograniczać może koszt wytwarzania (MEESA) i z kolei nieco zwiększać popyt (d-PLACE) itd., aż do momentu stabilizacji rozwiązań<sup>32</sup>.

**Tabela 4. Wykaz danych wymienianych pomiędzy modelem d-PLACE a modelem sektorowymi MEESA**

d-PLACE	→	MEESA	MEESA	→	d-PLACE
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Krańcowy koszt redukcji (cena) emisji w ETS.</li> <li>• Zapotrzebowanie na energię elektryczną z wyodrębnieniem zużycia w samochodach elektr. (na podstawie wyników modelu TR3E).</li> <li>• Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe.</li> <li>• Zapotrzebowanie na wodór w transporcie (na podstawie wyników modelu TR3E) i w przemyśle.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zużycie paliw (węgla, gazu ziemnego, przetworów ropy naftowej) w produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego.</li> <li>• Emisje CO<sub>2</sub> związane z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła sieciowego, – w tym „ujemne” emisje, związane z ich pochłanianiem w ramach technologii BECCS.</li> <li>• Średnia cena energii elektrycznej.</li> <li>• Średnia cena ciepła sieciowego.</li> <li>• Średnia cena wodoru.</li> <li>• Nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego.</li> </ul>		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie CAKE/KOBiZE<sup>33</sup>

### C. Przekroje czasowe w modelu MEESA

Odwzorowanie zmienności krzywej zapotrzebowania w ciągu roku realizowane jest w modelu MEESA przez odzwierciedlenie dobowej zmienności zapotrzebowania dla wybranych dni charakterystycznych obejmujących różne sezony, różne warunki pogodowe, oraz poziomy zapotrzebowania finalnego. W praktyce realizowane jest to poprzez zdefiniowanie dla każdego roku przekrojów czasowych (ang. time slices - TS) reprezentujących różne strefy obciążenia. Roczne zapotrzebowanie na energię rozkładane jest na zdefiniowane w ten sposób przekroje czasowe, przy czym suma godzin we wszystkich przekrojach czasowych musi być równa liczbie godzin w roku nominalnym (8760 godzin).

<sup>32</sup> Polska net-zero 2050: Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski w 2050 r., op.cit.

<sup>33</sup> Polska net-zero 2050: Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski w 2050 r., op.cit.

Przekroje czasowe pozwalają szczegółowo przyjrzeć się temu, jak zmienia się zapotrzebowanie na energię i jej dostawy w czasie, np. obciążenia urządzeń elektrycznych mogą się zmieniać zarówno w zależności od pory roku, jak i pory dnia (dzień tygodnia, noc tygodnia, dzień weekendu, noc weekendu). To samo dotyczy technologii wytwarzania energii elektrycznej lub ciepłej, które są uzależnione od warunków pogodowych czy też uwarunkowań technicznych. Szczegółowa rozdzielczość czasowa w modelu umożliwia analizowanie trybu pracy takich technologii. Rozwój niesterowalnych źródeł OZE (PV i wiatr) oraz technologii magazynowania energii stwarzają konieczność wprowadzania w modelach coraz większej rozdzielczości czasowej. Bardziej szczegółowa rozdzielczość czasowa modelu pozwala na uzyskanie dokładniejszych wyników, przy czym zwiększanie tego wymiaru modelu powoduje bardzo szybki wzrost wymagań obliczeniowych, w pewnych warunkach nawet uniemożliwiający uzyskanie rozwiązań. Konieczny jest więc kompromis pomiędzy szczegółowością krzywej zapotrzebowania i czasem obliczeń.

W modelu MEESA zastosowano podział na dwa sezony - letni i zimowy a w ramach każdego z sezonów dni charakterystyczne o różnej wielkości popytu na energię (weekendy, dni robocze o średnim i wysokim zapotrzebowaniu). Dni charakterystyczne różnią się także warunkami pogodowymi (wietrzność, nasłonecznienie) co determinuje warunki pracy niestabilnych technologii OZE. Pozwala to uwzględnić zarówno typowe jak i skrajne sytuacje w systemie energetycznym i w znacznej mierze rekompensuje brak bardziej szczegółowego podziału na sezony, gdyż dni o niższym zapotrzebowaniu w sezonie zimowym zbliżone są wielkością obciążenia do dni charakteryzujących okres przejściowy między zimą a latem.

Obecna wersja modelu pozwala na dynamiczne przełączanie między dwoma modelami dobowymi – uproszczonym i szczegółowym. Model uproszczony dzieli dobę na trzy strefy obciążenia - noc, okres średniego obciążenia dziennego i dwugodzinny okres zapotrzebowania szczytowego. Model szczegółowy dzieli dobę na dwanaście dwugodzinnych okresów, w których popyt zmienia się zgodnie z przebiegiem zapotrzebowania dla charakterystycznych dni danego sezonu, opracowanym na bazie danych historycznych. Przy czym ta krzywa zapotrzebowania uzupełniana jest o generowane na poziomie modelu MEESA dodatkowe zapotrzebowanie uwzględniające dynamiczne zmiany popytu w elektrolizerach, pompach ciepła i samochodach elektrycznych. Lepsza reprezentacja dobowej krzywej obciążenia pozwala lepiej modelować charakterystykę pracy technologii PV i magazynów energii i ma istotny wpływ na wyniki w tym obszarze. Niestety znacząco zwiększa czas obliczeń, co jest szczególnie istotne w sytuacji gdy model energetyczny nie jest wykorzystywany jako samodzielne narzędzie, ale współpracuje z modelem równowagi ogólnej oraz innymi modelami sektorowymi, w trybie obliczeń iteracyjnych, jak miało to miejsce w obliczeniach na potrzeby niniejszej analizy. Przyspieszenie procesu obliczeń możliwe jest dzięki zastosowaniu w pierwszych kilkudziesięciu iteracjach modelu uproszczonego a po uzyskaniu zadowalającej zbieżności, przełączeniu na model szczegółowy i przeprowadzeniu kolejnych kilkunastu iteracji w tym trybie. Pozwala to ograniczyć czas obliczeń jednego scenariusza do ok. jednej doby.

Bezpieczeństwo działania systemu dla każdego regionu zapewnione jest przez margines mocy, wynoszący 15% powyżej maksymalnego zapotrzebowania na energię w danym przedziale czasowym. Każda technologia ma określony wkład w margines mocy, np. fotowoltaika 0%, wiatr na lądzie 7%, wiatr na morzu 15%, elektrownie węglowe 90%, elektrownie jądrowe 90%, elektrownie gazowe 95% i elektrownie szczytowo-pompowe 100%.