



SCENARIUSZ POLITYKI ENERGETYCZNO- KLIMATYCZNEJ (PEK)

Ocena skutków planowanych polityk i środków

Załącznik 2. do
*Krajowego planu na rzecz
energii i klimatu na lata
2021-2030*

Spis treści

WPROWADZENIE.....	4
5. OCENA SKUTKÓW PLANOWANYCH POLITYK I ŚRODKÓW.....	5
5.1. Skutki planowanych polityk i środków, odnośnie do systemu energetycznego oraz emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania	5
5.1.1. Ogólne parametry i zmienne.....	6
5.1.1.1. Liczba ludności	6
5.1.1.2. PKB	6
5.1.1.3. Sektorowa wartość dodana brutto	7
5.1.1.4. Liczba i wielkość gospodarstw domowych.....	8
5.1.1.5. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych	9
5.1.1.6. Praca przewozowa transportu pasażerskiego	9
5.1.1.7. Praca przewozowa transportu towarowego.....	12
5.1.1.8. Międzynarodowe ceny importowe paliw	13
5.1.1.9. Ceny uprawnień do emisji CO ₂ w ramach systemu EU ETS.....	14
5.1.1.10. Kursy wymiany walut.....	15
5.1.1.11. Założenia dotyczące parametrów techniczno-ekonomicznych technologii energetycznych .	16
5.1.2. Wymiar „obniżenie emisyjności”	21
5.1.2.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych	21
5.1.2.2. Energia ze źródeł odnawialnych	32
5.1.3. Wymiar „efektywność energetyczna”	41
5.1.3.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej	41
5.1.3.2. Porównanie prognoz zużycia energii pierwotnej i finalnej – scenariusz PEK vs ODN	45
5.1.3.3. Oszczędności energii końcowej	46
5.1.3.4. Finalne zużycie energii w podziale na sektory	49
5.1.3.5. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki	53
5.1.3.6. Zużycie nieenergetyczne	54
5.1.3.7. Intensywność zużycia energii pierwotnej	55
5.1.3.8. Intensywność zużycia energii finalnej w podziale na sektory	56
5.1.3.9. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej	57
5.1.3.10. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji	58
5.1.3.11. Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji	58
5.1.3.12. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach	59
5.1.4. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”	62
5.1.4.1. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa	62
5.1.4.2. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa	64
5.1.4.3. Główne źródła importu (państwa)	65
5.1.4.4. Zużycie krajowe brutto paliw i energii	67
5.1.4.5. Produkcja energii elektrycznej i ciepła.....	68
5.1.4.6. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwo	69
5.1.4.7. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła	72
5.1.4.8. Prognoza wyłączeń z eksploatacji mocy wytwórczych energii elektrycznej	75
5.1.4.9. Koszty wytwarzania energii elektrycznej	76
5.1.5. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”	78
5.1.5.1. Infrastruktura do przesyłu energii elektrycznej	78
5.1.5.2. Zdolności elektroenergetycznych połączeń przesyłowych	79
5.1.5.3. Infrastruktura do przesyłu gazu ziemnego.....	81
5.1.5.4. Zdolności gazowych połączeń przesyłowych	82

5.1.5.5.	Rynki energii elektrycznej i gazu, ceny energii.....	83
5.1.5.6.	Krajowe ceny detaliczne paliw.....	85
5.1.6.	Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”	85
5.1.7.	Ocena wzajemnych interakcji między istniejącymi i planowanymi politykami i środkami w ramach poszczególnych wymiarów oraz między obecnymi i planowanymi politykami i środkami dotyczącymi innych wymiarów.....	87
5.2.	Skutki makroekonomiczne, zdrowotne, środowiskowe, dla zatrudnienia i kształcenia, a także wpływ na umiejętności w tej dziedzinie i skutki społeczne	92
5.2.1.	Analiza skutków makroekonomicznych i społecznych w obu scenariuszach – ODN i PEK.....	92
5.2.1.1.	Analiza skutków makroekonomicznych i społecznych w scenariuszu ODN.....	92
5.2.1.2.	Analiza skutków makroekonomicznych i społecznych w scenariuszu PEK	103
5.2.2.	Ocena skutków makroekonomicznych i społecznych obu scenariuszy – ODN i PEK.....	113
5.2.2.1.	Ocena skutków makroekonomicznych	113
5.2.2.2.	Ocena sektorowa skutków makroekonomicznych – gałęzie przemysłu przetwórczego	118
5.2.2.3.	Ocena skutków społecznych	120
5.2.2.4.	Podsumowanie i wnioski dotyczące skutków makroekonomicznych i społecznych.....	122
5.2.3.	Ocena skutków środowiskowych i zdrowotnych	125
5.3.	Przegląd potrzeb inwestycyjnych	129
5.3.1.	Aktualne przepływy inwestycyjne i zakładane przyszłe inwestycje w odniesieniu do planowanych polityk i środków	129
5.3.1.1.	Nakłady inwestycyjne w sektorze paliwowo-energetycznym.....	129
5.3.1.2.	Nakłady inwestycyjne na cele energetyczne w pozostałych sektorach	134
5.3.2.	Czynniki ryzyka sektorowego lub rynkowego bądź bariery w kontekście krajowym i regionalnym	136
5.3.2.1.	Sektor elektroenergetyczny – ryzyka sektorowe	136
5.3.2.2.	Sektor ciepłowniczy – ryzyka sektorowe	138
5.3.2.3.	Sektor gazowy – ryzyka sektorowe	140
5.3.2.4.	Sektor paliw ciekłych – ryzyka sektorowe.....	141
5.3.3.	Analiza dodatkowego publicznego wsparcia finansowego w celu uniknięcia zidentyfikowanych ryzyk.....	143
5.4.	Wpływ planowanych polityk i środków na współpracę regionalną i inne państwa członkowskie	143
5.4.1.	Wpływ na system energetyczny w państwach sąsiednich i innych państwach członkowskich w regionie.....	143
5.4.1.1.	Systemy elektroenergetyczne.....	143
5.4.1.2.	Systemy gazowe.....	144
5.4.1.3.	Energetyka jądrowa	145
5.4.1.4.	Rynek mocy.....	145
5.4.2.	Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii	146
5.4.2.1.	Wpływ na ceny energii.....	146
5.4.3.	Wpływ na współpracę regionalną	147
Spis rysunków	150	
Spis tabel.....	152	

Wprowadzenie

Niniejszy dokument jest drugim załącznikiem analitycznym do „Krajowego Planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” (KPEiK).

W opracowaniu zawarta jest analiza (ocena) oddziaływania polityk i środków, które wskazują w jaki sposób i z jakimi skutkami zrealizowane zostaną cele w pięciu wymiarach unii energetycznej, w tym tzw. cele klimatyczno-energetyczne – tzw. **scenariusz Polityki Energetyczno-Klimatycznej (PEK)**. W dokumencie zawarto porównania w stosunku do tzw. scenariusza Odniesienia (ODN), który stanowi analizę oddziaływania polityk i środków, które istniały do końca 2017 roku (*business as usual*) – załącznik 1 do KPEiK. Oba dokumenty prezentują wieloaspektową analizę oddziaływania skutków wdrożenia do 2030 roku, z horyzontem do 2040 roku.

W dokumencie zostały zaimplementowane także wnioski z uwag zebranych w procesie konsultacji publicznych przeprowadzonych w okresie od 15 stycznia do 18 lutego 2019 r., a także wnioski z zaleceń Komisji Europejskiej z dnia 18 czerwca 2019 r. do KPEiK, które otrzymały wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej.

Treść tego dokumentu podzielona jest według pięciu wymiarów unii energetycznej – *bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, efektywność energetyczna, obniżenie emisyjności, oraz badań naukowych, innowacyjności i konkurencyjności*.

Zawartość i zakres zaprezentowanych informacji są zgodne z wytycznymi zawartymi w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany dyrektywy 94/22/WE, dyrektywy 98/70/WE, dyrektywy 2009/31/WE, rozporządzenia (WE) nr 663/2009, rozporządzenia (WE) nr 715/2009, dyrektywy 2009/73/WE, dyrektywy Rady 2009/119/WE, dyrektywy 2010/31/UE, dyrektywy 2012/27/UE, dyrektywy 2013/30/UE i dyrektywy Rady (UE) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia (UE) nr 525/2013.

Zgodnie z wytycznymi dane statystyczne zaprezentowano dla lat 2005, 2010 i 2015, natomiast dane prognostyczne przygotowano w okresach pięcioletnich do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. Zgodnie z zaleceniem KE, w układzie rocznym przedstawiono orientacyjną trajektorię udziału OZE w krajowym zużyciu energii finalnej brutto oraz sektorach: elektroenergetycznym, ciepłownictwa i chłodnictwa i transportowym w latach 2021-2030. W układzie rocznym zostały przedstawione również niektóre trajektorie w obszarze związanym z obniżeniem emisyjności i poprawą efektywności energetycznej.

Dane statystyczne dla okresów historycznych pochodzące z bazy EUROSTAT zostały zmodyfikowane w oparciu o aktualizację dokonaną przez tę instytucję w dniu 24 kwietnia 2019 r. – z tego powodu dane statystyczne podawane dla lat 2005, 2010 i 2015 różnią się od danych prezentowanych w scenariuszu ODN.

5. OCENA SKUTKÓW PLANOWANYCH POLITYK I ŚRODKÓW

5.1. Skutki planowanych polityk i środków, odnośnie do systemu energetycznego oraz emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania

W niniejszym dokumencie zaprezentowano wyniki prac analityczno-prognostycznych, których celem było określenie przyszłego stanu sektora paliwowo-energetycznego dla warunków zdeterminowanych wymogami ekonomicznymi, ekologicznymi i ograniczeniami zasobowymi, przy uwzględnieniu planowanych polityk i środków opisanych w poprzednim rozdziale. Analiza obejmuje wszystkie sektory gospodarki narodowej oraz obecnie stosowane i perspektywiczne nośniki energii w całym łańcuchu dostaw. Sporządzono odpowiednie porównania wyników prognoz dla zrealizowanych dwóch scenariuszy: Polityki Energetyczno-Klimatycznej (PEK) i ODN (ODN). Celem tych porównań było oszacowanie oddziaływania parametrów różniących te scenariusze oraz wychwycenie wzajemnych interakcji pomiędzy istniejącymi i planowanymi politykami i środkami w obrębie analizowanych pięciu głównych wymiarów unii energetycznej.

Zastosowane metody obliczeniowe oparto na powszechnie stosowanych w świecie metodach służących do sporządzania analiz i prognoz sektorowych uwzględniających warunki rozwoju gospodarczego oraz umożliwiającymi opracowanie i analizowanie scenariuszy i wariantów rozwoju sektora energetycznego w zakresie pozwalającym na analizowanie:

- skutków zmian w sektorze energetyki na gospodarkę kraju,
- zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej pod wpływem zmian czynników i regulacji zewnętrznych (globalne trendy w energetyce, międzynarodowe ceny paliw, ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w unijnym systemie handlu, zmiany kosztów technologii, wskaźniki makroekonomiczne, koszt pozyskania kapitału na inwestycje) oraz wewnętrznych,
- udziału energii produkowanej z odnawialnych źródeł energii w zużyciu końcowym brutto i w różnych sektorach (ciepłowniczo-chłodniczym, elektroenergetycznym, transportowym), w podziale na poszczególne technologie OZE, z uwzględnieniem potencjału technicznego, ekonomicznego, dostępności zasobów, nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacji, funkcjonujących i planowanych systemów wsparcia oraz rozwiązań wspierających poprawę elastyczności systemu,
- zmian wielkości emisji dwutlenku węgla w całej gospodarce oraz poszczególnych sektorach (z uwzględnieniem możliwości pochłaniania emisji), sytuacji w sektorze ciepłowniczym i chłodniczym, w szczególności w zakresie rozwoju kogeneracji oraz źródeł odnawialnych,
- zmian cen energii elektrycznej na rynku hurtowym i detalicznym pod wpływem zmian w sektorze elektroenergetycznym oraz czynników zewnętrznych,
- zmian zapotrzebowania na energię finalną pod wpływem zmiennych niezależnych (m.in. wzrostu PKB i wartości dodanych w sektorach, zmian produkcji wyrobów energochłonnych),
- potencjalnych oszczędności energii pierwotnej i finalnej w podziale na sektory gospodarki, rozwoju sytuacji na rynku gazu ziemnego,
- zmian w wykorzystaniu tego paliwa, w tym w energetyce i ciepłownictwie,
- rozwoju sytuacji na rynku paliw płynnych uwzględniający trendy w sektorze transportu, w tym wzrostu znaczenia elektromobilności.

Podstawowymi modelami użytymi do analiz związanych z gospodarką paliwowo-energetyczną były modele:

1. Model symulacyjny do prognozowania finalnego zapotrzebowania na energię STEAM_PL (Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modeling)
2. Model optymalizacyjny sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts)
3. Model równowagi ogólnej CGE do analizy wpływu na gospodarkę i zatrudnienie
4. Modele do analizy wielkości zanieczyszczeń i oceny skutków zdrowotnych.

5.1.1. Ogólne parametry i zmienne

5.1.1.1. Liczba ludności

Szacunki, odnośnie liczby ludności rezydującej w Polsce zostały dokonane na podstawie spisu powszechnego przeprowadzonego w 2011 r., natomiast dla lat kolejnych podstawę do wyliczeń stanowiły dane z rejestrów administracyjnych dotyczące urodzeń, zgonów oraz długookresowych migracji wewnętrznych i zagranicznych (w szacunku rezydentów nie są uwzględniane migracje nieudokumentowane i nielegalne)¹.

Tabela 1. Liczba ludności rezydującej [mln]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem	38,1	38,1	38,0	38,1	37,9	37,5	37,1	36,5
Miasto	23,4	23,1	22,9	22,6	22,3	21,8	21,2	20,7
Wieś	14,7	14,9	15,1	15,4	15,6	15,7	15,8	15,8

Źródło: Prognoza ludności rezydującej Polski na lata 2015 – 2050. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, styczeń 2016 r.

Zaprezentowana projekcja demograficzna zakłada spadek liczby ludności rezydującej w rozpatrywanym horyzoncie czasowym z obecnych 38,0 do 36,5 mln. Należy przy tym odnotować, że spadek dotyczy głównie ludności w aglomeracjach miejskich, przy jednoczesnym, sukcesywnym wzroście liczby ludności zamieszkałej na obszarach wiejskich. Wynika to przede wszystkim z postępującego od mniej więcej 2000 r. kierunku przemieszczeń ludności z miast na wieś, najczęściej do gmin podmiejskich skupionych wokół dużych miast.

5.1.1.2. PKB

Scenariusz makroekonomiczny, na bazie którego powstała projekcja zapotrzebowania na energię w Polsce w perspektywie 2040 r., został oparty na prognozach wzrostu PKB opublikowanych przez Ministerstwo Finansów (MF)² w maju 2017 r.³ Przyjętą do obliczeń modelowych projekcją wzrostu PKB

¹ Rezydenci (ludność rezydująca), GUS,

dostęp: <http://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/ludnosc/ludnosc/rezydenci-ludnosc-rezydujaca,19,1.html>

² „Wytoczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw. Aktualizacja – maj 2017 r.”, Ministerstw Finansów, Warszawa 2017 r. <https://www.gov.pl/web/finanse/wytoczne-sytuacja-makroekonomiczna>

³ Dostępne są obecnie nowsze projekcje MF, m.in. z maja 2019 r., jednak różnice pomiędzy użytymi w prognozie projekcjami a najnowszymi przewidywaniami MF w zakresie rozwoju ścieżki makroekonomicznej dotyczą głównie pierwszego okresu pięcioletniego. W celu zachowania porównywalności ze scenariuszem ODN, obliczenia bazują na niezmienionej ścieżce wzrostu gospodarczego. Jednocześnie prognozy zapotrzebowania na energię skorygowano na podstawie najbardziej aktualnych danych statystycznych z dziedziny gospodarki paliwami i energią. Korekty, w większości przypadków, skutkowały

dla Polski w wartościach bezwzględnych przedstawiono w tabeli 2, natomiast projekcje średniorocznych wzrostów w tabeli 3.

Tabela 2. Produkt Krajowy Brutto [mln EUR'2016]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
PKB	317 010	400 114	462 370	551 249	649 661	748 029	843 849	938 089

Źródło: Eurostat, MF

Tabela 3. Prognoza PKB w latach 2016–2040 (średnioroczne dynamiki wzrostu)

	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
PKB	103,6	103,3	102,9	102,4	102,1	102,9

Źródło: MF, ARE SA

W zaprezentowanych projekcjach średnioroczne tempo wzrostu PKB w Polsce w latach 2016-2040 wynosi 2,9%. Jest to tempo wyższe od założonego w scenariuszu Referencyjnym PRIMES⁴ o ok. 0,7 pkt. proc. Istotnym czynnikiem wzrostu gospodarczego w przyszłości ma być zapowiadana w rządowej „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju” reindustrializacja gospodarki oraz przewidywany wzrost zamożności społeczeństwa⁵.

5.1.1.3. Sektorowa wartość dodana brutto

Strukturę tworzenia wartości dodanej brutto wyznaczono na podstawie przyjętej ścieżki wzrostu PKB oraz założeń makroekonomicznych pochodzących z modelu PRIMES (scenariusz Referencyjny)¹⁰.

Tabela 4. Sektorowa wartość dodana brutto [mln EUR'2016]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Wartość dodana brutto	278 683	351 994	402 825	475 640	555 687	636 721	714 785	790 674
Przemysł	61 282	86 857	103 904	119 117	137 327	156 588	171 983	185 218
Rolnictwo	10 298	10 267	9 537	9 735	9 937	10 143	10 351	10 564
Transport	18 277	18 613	25 905	31 207	33 929	36 469	38 943	41 184
Budownictwo	22 971	29 885	35 389	35 166	38 852	42 636	44 560	46 727
Usługi	165 855	206 373	228 090	280 416	335 641	390 886	448 947	506 982

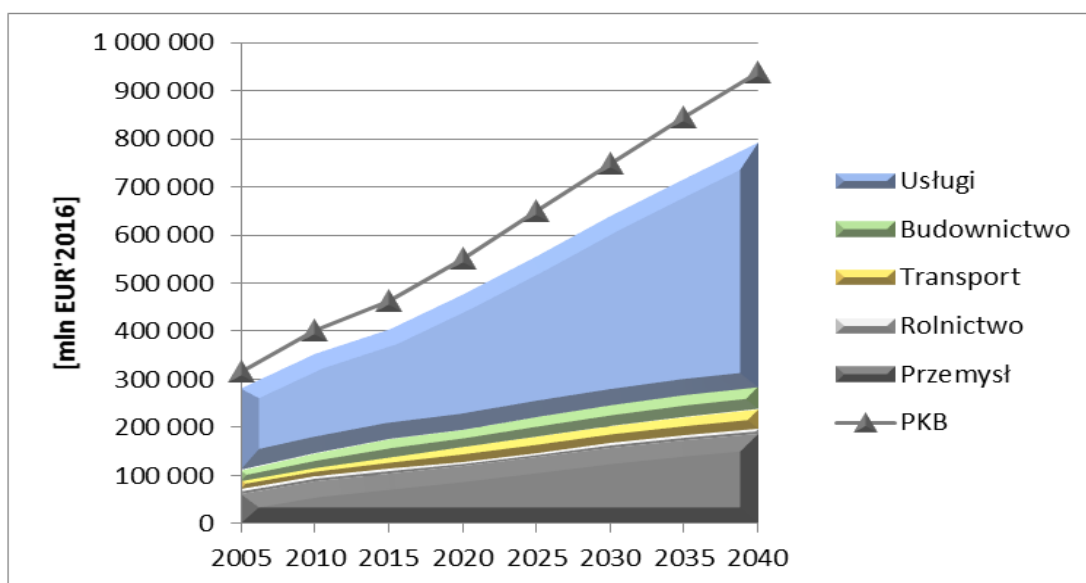
Źródło: Eurostat, Ministerstwo Finansów, PRIMES Ref2016, ARE SA

Zgodnie z założoną projekcją wzrostu wartości dodanej brutto, najszybciej rozwijającym się sektorem gospodarki będą usługi. W latach 2015-2040 wartość dodana ulega podwojeniu w tym sektorze. Wartość dodana wzrasta istotnie także w przemyśle, choć udział sektora przemysłu w strukturze będzie ulegał stopniowej redukcji (rysunek 1).

podniesieniem poziomu zapotrzebowania na energię, co pozostaje w ścisłym związku z podniesieniem wzrostu PKB w pierwszym okresie pięcioletnim prognozy wg najnowszej prognozy MF.

⁴ Poland: Reference Scenario. Detailed Analytical Results. Primes Ver. 4 Energy Model. E3MLab, National Technical University of Athens.

⁵ „Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (z perspektywą do 2030 r.)”, dokument przyjęty uchwałą Rady Ministrów w dniu 14 lutego 2017 r. Warszawa 2017 r.



Rysunek 1. PKB i struktura tworzenia wartości dodanej brutto w Polsce

5.1.1.4. Liczba i wielkość gospodarstw domowych

Projekcje liczby gospodarstw domowych i przeciętnej liczby osób zamieszkujących jedno gospodarstwo domowe zaimplementowane do obliczeń modelowych (odpowiednio tabele 5 i 6), są pochodną prognozowanej liczby ludności w kraju. Szacunki dotyczące tych wielkości zostały dokonane na podstawie analizy trendu historycznego oraz porównań z projekcjami przygotowywanymi w tym zakresie przez Główny Urząd Statystyczny (GUS). Z przeprowadzonych analiz wynika, że następować będzie stopniowa poprawa warunków mieszkaniowych w Polsce, przejawiająca się spadkiem liczby osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe. W 2015 r. na jedno gospodarstwo domowe przypadało średnio 2,7 osoby. Przewiduje się poprawę tego wskaźnika do poziomu ok. 2,3 w 2030 r. i 2,2 w 2040 r.

Tabela 5. Liczba gospodarstw domowych

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem	12 776	13 471	13 962	14 742	15 443	16 044	16 530	16 922
Miasto	8 580	9 088	9 398	9 875	10 301	10 646	10 905	11 102
Wieś	4 196	4 383	4 564	4 867	5 142	5 398	5 625	5 820

Źródło: GUS, ARE SA

Tabela 6. Liczba osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,2	2,2
Miasto	2,7	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,9
Wieś	3,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9	2,8	2,7

Źródło: GUS, ARE SA

5.1.1.5. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych

Zgodnie z metodyką przyjętą przez Eurostat i zaimplementowaną do polskiej statystyki, dochód rozporządzalny gospodarstw domowych (*household's available income*), to suma rocznych dochodów pieniężnych brutto wszystkich członków gospodarstwa domowego, pomniejszona o zaliczki na podatek dochodowy, podatki od dochodów z własności, składki na ubezpieczenie społeczne i zdrowotne, transfery pieniężne przekazane innym gospodarstwom domowym oraz rozliczenia z Urzędem Skarbowym (środki pieniężne, które gospodarstwa domowe mogą przeznaczać na konsumpcję, inwestycje lub oszczędności). Wskaźnik ten umożliwia ocenę realnej siły nabywczej gospodarstw domowych. Do celów pracy wykorzystano dane statystyczne prezentowane w publikacji GUS⁶, dotyczące poziomu przeciętnego miesięcznego dochodu rozporządzalnego na osobę. Prognozę tego wskaźnika (tabela poniżej) sporządzono w oparciu o założone projekcje wzrostu PKB w kraju i średniej liczby osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe.

Tabela 7. Projekcja dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych [EUR'2016]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	8 640	11 111	10 731	12 700	14 383	16 019	17 607	19 493

Źródło: GUS, ARE SA

Zgodnie z zaprezentowaną projekcją, dochód rozporządzalny gospodarstw domowych ulega niemalże podwojeniu w okresie 2016-2040. Wzrost tego wskaźnika odzwierciedla poprawę sytuacji materialnej społeczeństwa.

5.1.1.6. Praca przewozowa transportu pasażerskiego

Popyt na pracę przewozową jest podstawowym czynnikiem wpływającym na poziom zapotrzebowania na paliwa i energię oraz emisje w sektorze transportu.

Zaprezentowane w tym podpunkcie prognozy popytu na pracę przewozową transportu pasażerskiego, zgodnie z przyjętą w pracy metodyką nie mają charakteru założeń, lecz są wynikiem obliczeń przeprowadzonych z zastosowaniem modelu energetycznego (STEAM_PL). Poziom zapotrzebowania na pracę przewozową transportu pasażerskiego w tym modelu obliczany jest :

$$\begin{aligned} & \text{praca przewozowa danego środka transportu [tkm]} \\ & = \text{masa przewożonych ładunków [tona]} * \text{średnia odległość przewozy 1 tony ładunku [km]} \end{aligned}$$

Następnie, całkowity poziom popytu na pracę przewozową obliczany jest jako suma pracy przewozowej wykonywanej przez wszystkie środki transportu pasażerskiego.

Prognozowanymi we wspomnianym modelu wielkościami są takie kategorie jak: liczba pojazdów danego typu, średnie roczne przebiegi, średnia liczba pasażerów przemieszczających się danym typem pojazdów.

Uzyskane wielkości dotyczące sumarycznego popytu na pracę przewozową zostały skonfrontowane z wynikami modelu ekonometrycznego wykorzystującego zidentyfikowane relacje pomiędzy poziomem aktywności gospodarczej mierzonej wskaźnikiem PKB/mieszkańca, a poziomem aktywności w transporcie (podejście „top-down”).

Wielkości liczbowe w zakresie pracy przewozowej wykonywanej różnymi środkami transportu, podane dla scenariusza PEK różnią się od otrzymanych dla scenariusza ODN, ponieważ uwzględniają one

⁶ „Budżety gospodarstw domowych w 2016 r.”, GUS, Warszawa 2017.

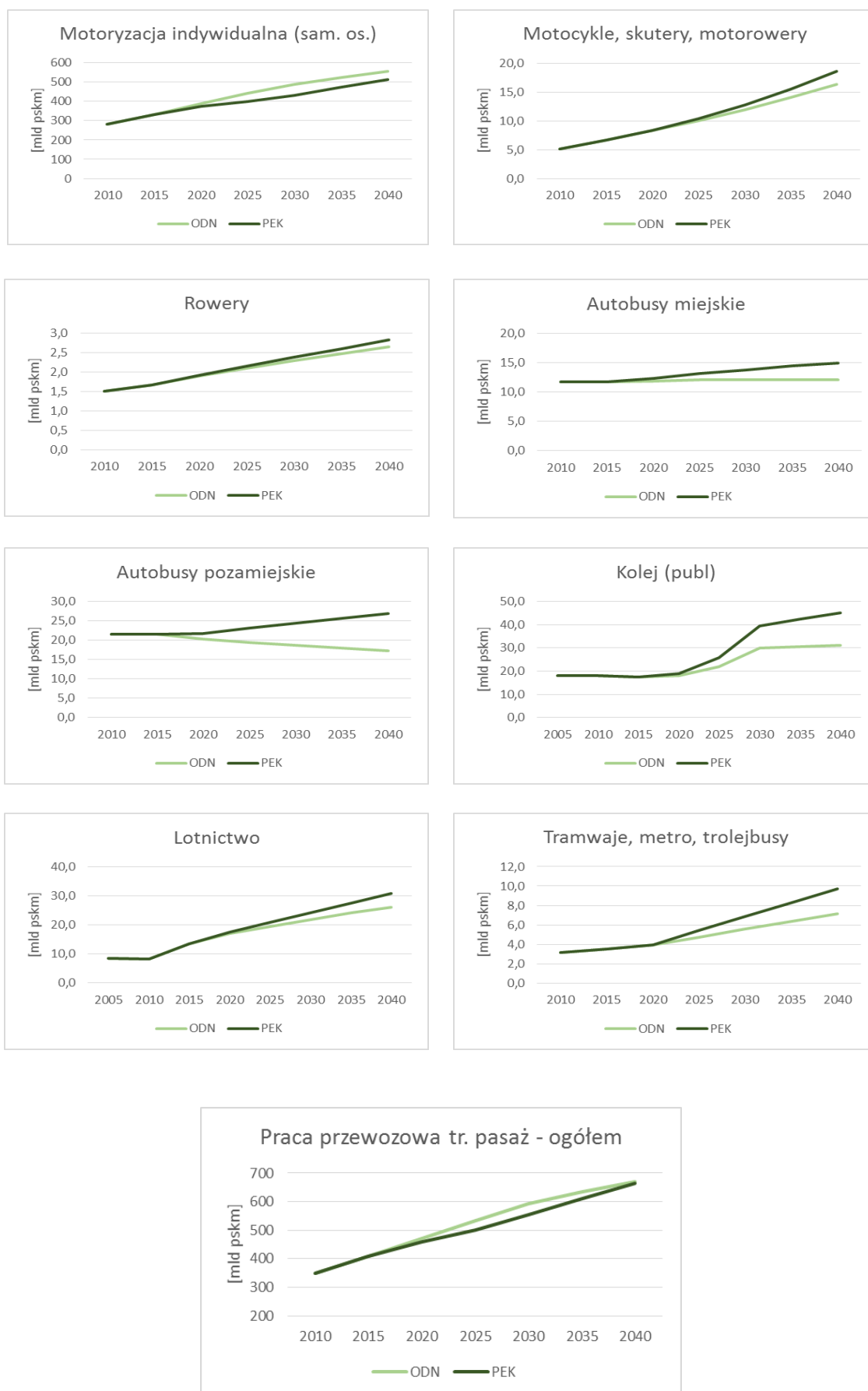
zdefiniowane w Planie Krajowym dodatkowe działania, mające na celu obniżenie konsumpcji energii i emisji z sektora transportu. Sumarycznie są do siebie zbliżone (niewielkie różnice wynikają z założenia, że niektóre działania podejmowane w ramach scenariusza PEK wpływają na obniżenie mobilności, np. wprowadzanie stref czystego transportu), natomiast sposób pokrycia zapotrzebowania na pracę przewozową transportu pasażerskiego jest zupełnie inny – bardziej ukierunkowany na gałęzie niskoemisyjne, np. większa część ciężaru pracy przewozowej została przeniesiona na transport zbiorowy, charakteryzujący się niższymi jednostkowymi wskaźnikami emisji.

W ujęciu syntetycznym, popyt na pracę przewozową transportu pasażerskiego w scenariuszu PEK wzrasta w latach 2015-2040 z 408 mld pskm do 664 mld pskm, czyli o ok. 63%. W układzie gałęziowym, największa część popytu koncentruje się na indywidualnym transporcie samochodowym, który wzrasta z poziomu 332 mld pskm w 2015 r. do 515 mld pskm w 2040 r. Niemniej jednak w scenariuszu PEK widoczne jest wyraźne spowolnienie tempa wzrostu popytu na pracę przewozową realizowaną z wykorzystaniem motoryzacji indywidualnej (samochody osobowe). Porównanie dwóch rozpatrywanych scenariuszy wskazuje na przeniesienie części ciężaru pracy przewozowej z motoryzacji indywidualnej na środki komunikacji zbiorowej (kolej pasażerska, autobusy, tramwaje i metro) i niskoemisyjne środki transportu indywidualnego (motocykle, motorowery, skutery i rowery).

Tabela 8. Praca przewozowa transportu pasażerskiego [mld pskm] – scenariusz PEK

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Samochody osobowe (indyw.)	b.d.	281,0	332,5	375	400	432	473	515
Motocykle (indyw.)	b.d.	5,1	6,7	8	10	13	15	19
Skutery, motorowery, rowery	b.d.	1,5	1,7	2	2	2	3	23
Autobusy (miejskie)	b.d.	11,7	11,7	12	13	14	14	15
Autobusy (pozamiejskie)	21,6	21,5	21,5	22	23	24	26	27
Kolej (publ.)	18,2	17,9	17,4	19	26	40	43	45
Samoloty	8,5	8,3	13,5	17	21	24	28	31
Statki (żegluga śródlądowa)	b.d.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Pojazdy szynowe (tramwaje, trolejbusy, metro)	b.d.	3,2	3,5	4	5	7	8	10
Razem	b.d.	350	408	460	501	556	610	664

Źródło: Primes Ver. 4 Energy Model. National Technical University of Athens, 2013-01-07, „Transport – wyniki działalności” – GUS. Warszawa, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, „Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 r. ”. Warszawa, 2019 oraz szacunki ARE SA.



Rysunek 2. Porównanie projekcji popytu na pracę przewozową transportu pasażerskiego – scenariusz PEK vs ODN

5.1.1.7. Praca przewozowa transportu towarowego

Czynnikami kształtującymi wielkość popytu na przewozy ładunków, obok wzrostu gospodarczego mierzonego szeregiem wskaźników makroekonomicznych, są przede wszystkim zmiany wskaźników transportochłonności działalności gospodarczej, (które na ogół mają tendencję malejącą wraz ze wzrostem udziału towarów wysoko przetworzonych i usług), wielkość polskiego handlu zagranicznego, zmiany relacji międzygałęziowych w transporcie, oraz koniunktura na międzynarodowych rynkach transportowych. Projekcje popytu na pracę przewozową transportu towarowego zaimplementowane do prognoz energetycznych, pochodzą z modelu bazującego na następującym algorytmie obliczeniowym:

$$\text{praca przewozowa danego środka transportu [tkm]} \\ = \text{masa przewożonych ładunków [tona]} * \text{średnia odległość przewozy 1 tony ładunku [km]}$$

W prognozie przyjęto wzrost popytu na przewozy ładunków zaspokajanego przez polskich przewoźników z 1 824 mln ton w 2015 r. do 2 398 mln t w 2030 r. i następnie do 2 437 mln t w 2040 r. (na podstawie wyniku uzyskanego w modelu ekonometrycznym, w którym jako zmienną objaśniającą przyjęto dynamikę wzrostu PKB w kraju). Prognozy średniej odległości przewozu ładunków danymi środkami transportu zostały sporządzone na podstawie analizy trendów historycznych. W tabelach poniżej zestawiono projekcje pracy przewozowej transportu towarowego wygenerowane w zastosowanym do celów pracy modelu „bottom-up”, odpowiednio dla scenariuszy ODN i Polityki Energetyczno-Klimatycznej.

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami, popyt na pracę przewozową transportu towarowego wzrasta z 506 mld tkm w 2015 r., 682 mld tkm w 2030 r. i 732 mld tkm w 2040 r. W układzie gałęziowym, największa część popytu na przewozy ładunków przypada na transport samochodowy, którego udział w pracy przewozowej wynosi ok. 54% w 2015 r., a następnie stopniowo spada do poziomu 43% w 2040 r. Największe różnice pomiędzy scenariuszami zachodzą w transporcie kolejowym i samochodowym. Poniżej przedstawiono w formie graficznej różnice w projekcjach popytu na pracę przewozową transportu towarowego.

Tabela 9. Praca przewozowa transportu towarowego [mld tkm] – scenariusz PEK

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Transport kolejowy	50,0	48,9	50,7	72	90	109	126	141
Transport samochodowy	119,7	214,2	273,1	296	311	322	321	315
Transport rurociągowy	25,4	24,2	21,8	24	27	28	29	29
Żegluga śródlądowa	1,3	1,0	0,8	1,4	1,6	1,9	2,2	2,4
Żegluga morska	b.d.	112	158	180	200	220	235	245
Transport lotniczy	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Razem	b.d.	400	506	573	629	682	713	732

Źródło: ARE SA, Primes Ver. 4 Energy Model. National Technical University of Athens, 2013-01-07, "Transport - wyniki działalności" - GUS. Warszawa, 2011,2012,2013,2014,2015, , „Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 r. ”. Warszawa, 2019 oraz szacunki ARE SA..



Rysunek 3. Porównanie projekcji popytu na pracę przewozową transportu towarowego – scenariusz PEK vs ODN

5.1.1.8. Międzynarodowe ceny importowe paliw

Przyjęte do obliczeń modelowych projekcje cen paliw w imporcie do Unii Europejskiej, zaprezentowane w tabeli i rysunku poniżej pochodzą z projekcji Międzynarodowej Agencji Energii (MAE)⁷ – World Energy Outlook 2017, scenariusz „New Policies”. Projekcje te posłużyły jako podstawa do określenia trendów w projekcjach cen paliw na rynku krajowym.

Prognozy cen węgla kamiennego i gazu ziemnego dla energetyki w Polsce opierają się na założeniu, że ceny paliw w Polsce są skorelowane z cenami paliw na rynkach światowych.

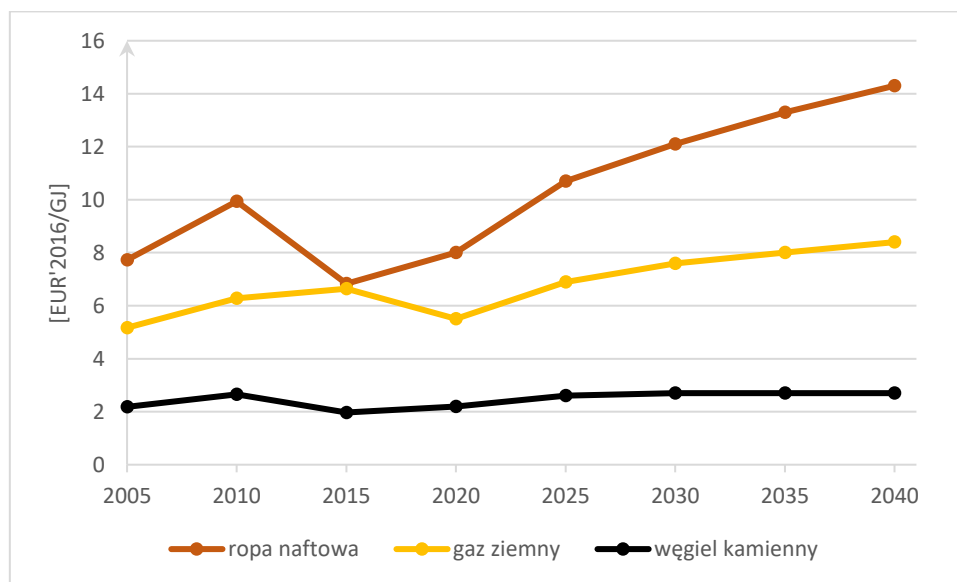
W modelach zastosowanych do celów analizy koszt węgla dla poszczególnych elektrowni systemowych został zróżnicowany na podstawie danych statystycznych, uwzględniając między innymi różnice w koszcie transportu.

⁷ World Energy Outlook 2017, International Energy Agency, Paris 2017.

Tabela 10. Ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2016/GJ (NCV)]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ropa naftowa	7,73	9,94	6,83	8,0	10,7	12,1	13,3	14,3
Gaz ziemny	5,17	6,28	6,64	5,5	6,9	7,6	8,0	8,4
Węgiel kamienny	2,18	2,66	1,97	2,2	2,6	2,7	2,7	2,7

Źródło: ARE SA na podstawie BŚ, MFW, KE oraz scenariusza „New Policies” MAE z 2017 r.



Rysunek 4. Ceny paliw w imporcie do UE

5.1.1.9. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu EU ETS

Projekcje cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS (EUA), w celu zachowania spójności, przyjęto również na podstawie długoterminowej prognozy Międzynarodowej Agencji Energii (World Energy Outlook 2017, scenariusz „New Policies”)¹⁵. Prognoza ta zakłada istotny wzrost cen EUA w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Przyjęte w analizie ceny uprawnień do emisji CO₂ przedstawiono w tabeli 11. W okresach pomiędzy latami brzegowymi założono liniowy wzrost kosztu uprawnień do emisji CO₂.

Tabela 11. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS [EUR'2016/tCO₂]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Cena za 1 uprawnienie	0	12	8	17	21	30	35	40

Źródło: ARE SA na podstawie MAE, KE, Thomson Reuters, KfW Bankengruppe

Założono, że cena uprawnień do emisji CO₂, będzie stopniowo wzrastać do 40 EUR'2016/t CO₂ w 2040 r., służąc jako narzędzie realizacji celu UE ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o 40 proc. do 2030 r. oraz długoterminowego ambitnego celu obniżenia emisji gazów cieplarnianych o 80-95% w stosunku do poziomu emisji w 1990 r. w perspektywie 2050 r.⁸ Jednym z mechanizmów wywierających presję na wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ będzie mechanizm rezerwy stabilizacyjnej (MSR). Założone ceny uprawnień są do ok. 2030 r. zgodne z rekomendacjami Komisji Europejskiej w zakresie

¹⁵ Ibidem

⁸ European Commission, Energy Roadmap 2050 (COM(2011) 885 final of 15 December 2011).

stosowania wskaźników na potrzeby przygotowania krajowych planów⁹. W latach 2030-2040, przyjęty wg MAE wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ jest nieco wolniejszy niż w Scenariuszu Referencyjnym KE.

Należy zaznaczyć, że zaprezentowane projekcje mają charakter długoterminowy i nie uwzględniają fluktuacji, które z pewnością będą miały miejsc w przyszłości, a jedynie wyznaczają pewien trend. Będą okresy, w których ceny rynkowe znajdować się będą zarówno powyżej jak i poniżej tej trajektorii, niemniej jednak średnie ceny w dłuższych okresach powinny się w nią wpisywać.

Założona w prognozach, zarówno dla scenariusza ODN jak i PEK ścieżka wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ nie została zakwestionowana przez KE. Ponadto pomimo znaczącego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ w 2018 r., KE nie wskazała zaktualizowanych tj. wyższych prognoz cen EUA do wykorzystania w ramach prac analitycznych do krajowych planów. Z powyższego względu uznano przyjęte projekcje cen za adekwatne do potrzeb analitycznych.

5.1.1.10. Kursy wymiany walut

Kursy wymiany walut przyjęto zgodnie z rekomendacjami Komisji Europejskiej w zakresie przygotowania KPEiK. Zakłada się w nich stabilizację pary USD/EUR na poziomie 1,2 oraz pary PLN/EUR na poziomie 4,25. Dane historyczne dla lat 2005-2015 pochodzą z danych archiwalnych NBP.

Tabela 12. Kursy wymiany walut

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
USD/EUR	1,245	1,328	1,120	1,16	1,20	1,20	1,20	1,20
PLN/EUR	4,023	3,995	4,184	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25

Źródło: NBP, Rekomendacje Komisji Europejskiej. Liczba stopniodni grzania i chłodzenia

Założenia dotyczące liczby stopniodni grzania i chłodzenia

Założenia dotyczące liczby stopniodni grzania w perspektywie prognozy zostały przyjęte na podstawie rekomendacji Komisji Europejskiej w zakresie przygotowywania KPEiK. Dane historyczne dla lat 2005-2015 pochodzą z baz danych statystycznych Eurostat. Projekcje zakładają stopniowe stopniowy wzrost średnich rocznych temperatur w strefie klimatycznej, w której znajduje się Polska. Takie założenie wpływa istotnie na prognozy zapotrzebowania na ciepło w okresie grzewczym, jak i chłód w okresie letnim.

Tabela 13. Liczba stopniodni grzania HDD

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
HDD	3 547	3 881	3 113	3 442	3 430	3 418	3 408	3 399

Źródło: Eurostat, Rekomendacje Komisji Europejskiej

Tabela 14. Liczba stopniodni chłodzenia CDD

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
CDD	216	197	220	223	226	229	231	233

Źródło: Eurostat, Rekomendacje Komisji Europejskiej

⁹ European Commission: EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions trends to 2050, July 2016.

5.1.1.11. Założenia dotyczące parametrów techniczno-ekonomicznych technologii energetycznych

Przedstawione w tabeli 15 parametry nowych jednostek wytwórczych sporządzono w oparciu o najnowsze dostępne na etapie powstawania pracy publikacje renomowanych ośrodków badawczych. W analizach modelowych założono, że dostępne będą wyłącznie technologie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej znajdujące się obecnie w ofertach komercyjnych. Do zestawienia włączono również technologie wychwytu i składowania CO₂ (CCS, ang. *carbon capture and storage*). W odniesieniu do technologii OZE, posłużono się również kosztami podanymi w ocenie skutków regulacji do rozporządzenia ME w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z OZE¹⁰ oraz wynikami dotychczas przeprowadzonych aukcji. Niektóre wartości zostały zaktualizowane w stosunku do założeń wskazanych w rozdziale 4.1.12 w załączniku 1 – tj. scenariuszu ODN.

Objaśnienia do tabeli poniżej:

- CHP – kogeneracja, skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej ang. *combined heat and power*
- PC – elektrownie kondensacyjne z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny, ang. *pulverized coal*
- PL – elektrownie kondensacyjne z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny, ang. *pulverized lignite*
- CCS – sekwestracja (wychwytywanie i składowanie) dwutlenku węgla, ang. *carbon capture and storage*
- GTCC – elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny, ang. *gas turbine combined cycle*
- IGCC – elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego, ang. *integrated gasification combined cycle*
- FBC – elektrownie z kotłami fluidalnymi, ang. *fluidized bed combustion*
- PWR – reaktor wodny ciśnieniowy, ang. *pressurized water reactor*
- SN – średnie napięcia
- NN – najwyższe napięcia
- WN – wysokie napięcia

Źródło poniższych danych: ARE SA na podstawie:

- World Energy Outlook, International Energy Agency, Paris 2016;*
- WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions, International Energy Agency, Paris 2014;*
- The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025", International Renewable Energy Agency, Bonn 2016;*
- Energy and Environmental Economics – "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies", San Francisco 2014;*
- World Energy Perspective Cost of Energy Technologies, World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance, 2013;*
- Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 9.0, Lazard, New York 2015;*
- Scenarios for the Dutch electricity supply system, Frontier Economics, London 2015;*
- Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050, European Commission JRC Institute for Energy and Transport, Brussels 2014;*
- Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition, International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-operation and Deployment, Paris, 2015;*
- Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2016, U.S. Energy Information Administration, Washington 2016.*

¹⁰ "Ocena Skutków Regulacji do rozporządzenia ME w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2017 r. Warszawa, 24 marca 2017 r.

Tabela 15. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych (ceny stałe EUR'2016)

paliwo / technologia	okres uruchomienia	nakłady inwestycyjne OVN tys.EUR/M _{W_{net}}	koszty		Sprawność netto elektr. /całkowit %	Ekwiwal. czas pracy pełną mocą h/rok	Techniczny czas życia lata
			stałe	zmienne			
			tys.EUR /MW _{net}	EUR /MWh _{net}			
Elektrownie i Elektrociepłownie (CHP)							
1.1 Węgiel brunatny - PL	2016-2040	1800	48	3,4	44	7000	40
1.2 Węgiel brunatny - PL+CCS	2030-2040	3250	72	8,6*	38	7000	40
1.3 Węgiel brunatny - FBC	2020-2040	2050	50	3,4	40	7000	40
2.1 Węgiel kamienny - PC	2016-2040	1650	44	3,2	46	7000	40
2.2 Węgiel kamienny - IGCC	2025-2040	2250	58	5,0	48	7000	40
2.3 Węgiel kamienny - IGCC+CCS	2030-2040	3250	78	7,2*	40	7000	40
2.4 Węgiel kamienny - CHP	2016-2040	2250	48	3,2	30/80	7000	40
2.5 Węgiel kamienny - CHP+CCS	2030-2040	3500	76	10*	22/75	7000	40
3.1 Gaz ziemny - GTCC	2016-2040	750	18	1,8	58 ↑ 62	7000	30
3.2 Gaz ziemny - GTCC+CCS	2030-2040	1350	38	4,0*	50 ↑ 52	7000	30
3.3 Gaz ziemny - GTCC_CHP	2016-2040	1050	32	1,8	50 ↑ 75	6000	30
3.4 Gaz ziemny – TG	2025-2040	500	16	1,4	40	1500	30
3.5 Gaz_Mikro CHP	2016-2040	2350	97	-	20/90	3500	25
4.1 El. Jądrowa III gen. – PWR	2030-2040	4500	85	0,8	36	7500	60
Odnawialne źródła energii							
5.1 Wiatrowe na lądzie	2016-2020	1350	50	-	-	2300↑2400	25
5.1 Wiatrowe na lądzie	2021-2040	1350↓1250	50	-	-	2400↑2600	25
5.2 Wiatrowe na morzu	2020-2030	2450↓2250	90	-	-	3500↑3750	25
5.2 Wiatrowe na morzu	2031-2040	2250↓2100	90	-	-	3750	25
5.3 Duże wodne	2020-2040	2500	35	-	-	2000	60
5.4 Małe wodne	2016-2040	3000	75	-	-	3500	60
5.5 Geotermalne	2020-2040	7000↓5500	160	-	0,12	7500	30
5.6 Ogniwa fotowoltaiczne	2016-2020	1100↓800	16	-	-	750↑850	25
5.6 Ogniwa fotowoltaiczne	2021-2040	800↓600	16	-	-	850↑1000	25
5.7 Ogniwa fotowoltaiczne dachowe	2016-2020	1250↓1100	20	-	-	750 ↑ 850	25
5.7 Ogniwa fotowoltaiczne dachowe	2021-2040	1100↓700	20	-	-	850 ↑ 950	25
5.8 Biogaz rolniczy	2016-2040	3250↓2750	220	-	40/80	5250	25
5.9 Biogaz z oczysz. ścieków	2016-2040	3500	135	-	40/65	4400	25
5.10 Biogaz składowiskowy	2016-2040	1800	80	-	40/45	4000	25
5.11 Biomasa stała	2016-2040	2500	100	-	35	6000	30
5.12 Biomasa stała – CHP	2016-2040	2950↓2750	120	-	25/80	5500	30
5.13 Spalarnia odpadów kom. - CHP	2021-2040	10000	150	-	16/60	6000	25
Ciepłownie							
6.1 Kocioł ciepł._Węgiel	2016-2040	350	1	1,4	0,9	2500	30
6.2 Kocioł ciepł._gaz ziemny	2016-2040	150	1	0,4	0,96	2500	30
6.3 Kocioł ciepł._olej opałowy	2016-2040	200	1	0,5	0,95	2500	30
6.4 Kocioł ciepł._Biomasa	2016-2040	500	1	1,4	0,9	2500	30
Podłączenie do/wzmocnienie sieci el.							
7.1 Elektrownie systemowe	2016-2040	250					
7.2 Wiatrowe na lądzie	2016-2040	350					
7.3 Wiatrowe na morzu	2016-2040	850					
7.4 Inne el. i elektrociepłownie	2016-2040	50 - 250					

*Włącznie z transportem i magazynowaniem CO₂

W tabeli 16 zamieszczono przyjęte do obliczeń modelowych parametry techniczno-ekonomiczne technologii centralnego ogrzewania (CO) i ciepłej wody użytkowej (CWU) stosowanych w gospodarstwach domowych i małych przedsiębiorstwach usługowych. Dane te pochodzą z wielu różnych źródeł, w tym z oficjalnych stron producentów i dystrybutorów tych urządzeń w Polsce.

Tabela 16. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii CO i CWU

	koszt zakupu [EUR'2016/kW]	koszt zakupu dodatkowych instalacji [EUR'2016/kW]	opis dodatkowych instalacji	sprawność [%]
piece lub grzejniki elektryczne – zainstalowane	24	brak	nie dotyczy	100
piece lub grzejniki elektryczne – ruchome	12	brak	nie dotyczy	100
elektryczne ogrzewanie podłogowe	143	48	sterowanie i automatyka	100
elektryczny ogrzewacz wody (bojler, terma)	17	brak	nie dotyczy	100
kocioł centralnego ogrzewania na gaz ziemny	48	179	grzejniki wodne + przyłącze	90-97
ogrzewacz wody (bojler, terma) na gaz ziemny	18	60	przyłącze	90
dwufunkcyjny kocioł (CO+CWU) na gaz ziemny	72	179	grzejniki wodne + przyłącze	90-97
kocioł centralnego ogrzewania na gaz ciekły (propan-butan)	48	239	grzejniki wodne + zbiornik	90-97
ogrzewacz wody na gaz ciekły (propan-butan)	18	2	butla	90
dwufunkcyjny kocioł (CO+CWU) na gaz ciekły (propan-butan)	72	239	grzejniki wodne + zbiornik	90-97
kocioł centralnego ogrzewania na olej opałowy	48	131	grzejniki wodne + zbiornik	90-95
dwufunkcyjny kocioł (CO+CWU) na olej opałowy	72	131	grzejniki wodne + zbiornik	90-95
kocioł centralnego ogrzewania na paliwa stałe	48	119	grzejniki wodne	60-80
ogrzewacz wody (bojler, terma) na paliwa stałe	18	48	piec na paliwo stałe	60-80
dwufunkcyjny kocioł (CO+CWU) na paliwa stałe	66	119	grzejniki wodne	60-80
piece na paliwa stałe w pomieszczeniach	24	brak	nie dotyczy	40-80
kominek na paliwa stałe z otwartym wkładem kominkowym	24	72	obudowa	40-80
kominek na paliwa stałe z zamkniętym wkładem kominkowym	24	72	obudowa	50-80
kominek na paliwa stałe z płaszczem wodnym	96	191	obudowa + grzejniki wodne	60-80
kuchnia na paliwa stałe	24	brak	nie dotyczy	30-80
dwufunkcyjny węzeł cieplny	70	brak	węzeł+przyłącze	70
pompa ciepła	717	119	grzejniki wodne	3,5-5,4*

* W przypadku pomp ciepła zamiast sprawności podany współczynnik wydajności chłodniczej (COP, ang. coefficient of performance)

Źródło: ARE SA na podstawie danych zebranych od producentów i dystrybutorów urządzeń

Z uwagi na złożoność procesów produkcyjnych w przemyśle i znaczne zróżnicowanie w odniesieniu do stosowanych technologii i rozwiązań, sektor przemysłu w modelu energetycznym potraktowany został w sposób uproszczony. W modelu zdefiniowano pięć głównych kierunków użytkowania energii: ciepło piecowe, para technologiczna, napędy elektryczne, ogrzewanie pomieszczeń i oświetlenie. Wyniki zamieszczono w tabeli.

Tabela 17. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii przemysłowych

technologia	paliwo	kierunek użytkowania	koszt zakupu [EUR'2016 /kW]	koszty operacyjne O&M [EUR'2016/GJ]	techniczny czas życia	wskaźnik emisji CO ₂ [kg/GJ]
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	gaz wielkopieczowy	ciepło piecowe	1200-3030	0,30	25	260
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	gaz koksowniczy	ciepło piecowe	1611-4066	0,40	25	44
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	koks	ciepło piecowe	500-1262	0,12	25	107
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	energia elektryczna	ciepło piecowe	1200-3029	0,30	25	0
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	węgiel	ciepło piecowe	1611-4066	0,40	25	94
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	ciężki olej opałowy	ciepło piecowe	1611-4066	0,40	25	77
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	lekki olej opałowy	ciepło piecowe	1611-4066	0,40	25	77
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	LPG	ciepło piecowe	1200-3030	0,30	25	63
piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	gaz ziemny	ciepło piecowe	1200-3030	0,30	25	56
silniki elektryczne	energia elektryczna	napędy elektryczne	400-1100	0,18	10	0

Źródło: ARE SA na podstawie danych wsadowych do modelu MARKAL¹¹ i wytycznych Komisji Europejskiej dotyczących przygotowywania KPEiK

¹¹ UK MARKAL Model Documentation, Kannan R., Strachan N., Pye S., Anandarajah G., Balta-Ozkan N. 2007, dostęp: www.ucl.ac.uk/energy-models/models/uk-markal.

W tabeli 18 zaprezentowano parametry techniczno-ekonomiczne pojazdów transportu drogowego.

Tabela 18. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii stosowanych w transporcie i rolnictwie

	Koszt zakupu nowych pojazdów [EUR'2016/pojazd]	Jednostkowe zużycie paliw/energii [l/100km] 2015→2040
Samochody os. (benzyna <1399 cm ³)	8 200	5,4 → 3,6
Samochody os. (benzyna 1400 -1900 cm ³)	10 600	6,6 → 4,3
Samochody os. (benzyna >1900 cm ³)	12 900	8,5 → 5,5
Samochody os. (ON <1399 cm ³)	11 800	4,6 → 3,0
Samochody os. (ON 1400 -1900 cm ³)	15 300	5,9 → 3,8
Samochody os. (ON >1900 cm ³)	17 600	6,9 → 4,5
Samochody os. (LPG <1399 cm ³)	8 900	6,4 → 4,3
Samochody os. (LPG 1400 -1900 cm ³)	11 300	8,1 → 7,0
Samochody os. (LPG >1900 cm ³)	13 600	10,7 → 7,1
Samochody os. (hybrydowe)	17 400 → 12 000	3,8 → 2,8
	[EUR'2016/pojazd]	[m³/100km]
Samochody os. (CNG)	16 500	7,1 → 6,5
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (CNG)	31 000	11,9→10,5
	[EUR'2016/pojazd]	[kWh/100km]
Samochody os. (elektr.)	20 000 → 14 000	23,0 → 21,0
Samochody ciężarowe o masie do 3,5 t (elektr.)	70 000 → 50 000	33,0 → 28,0
	[EUR'2016/pojazd]	l/100km
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (benzyna)	24 000	12,0→8,5
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (ON)	31 000	9,6→7,0
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (LPG)	29 000	12,1→10,6
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (CNG)	31 000	11,9→8,7
Samochody ciężarowe o masie pow. 3,5t (ON)	94 000	45,0 → 34,0
	[EUR'2016/pojazd]	[toe/rok]
Ciągniki rolnicze	40 000	1,15 → 1,02
Siloso-kombajny	135 000	4,5 → 3,96
Kombajny zbożowe	63 500	1,42 → 1,25

Źródło: ARE SA na podstawie rekomendacji KE, danych uzyskanych od producentów oraz organizacji branżowych (m.in. ITS, SAMAR). W rolnictwie: Pawlak Jan, Instytut Budownictwa Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa – „Nakłady inwestycyjne i koszty energii w rolnictwie polskim”. Warszawa, 2007.

5.1.2. Wymiar „obniżenie emisyjności”

5.1.2.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych

Projekcje emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania do roku 2040, dla scenariusza Polityki Energetyczno-Klimatycznej (PEK), opracowano na podstawie następujących źródeł danych:

1. Prognozy dotyczące aktywności dla scenariusza PEK (zużycie paliw), zaprezentowanych w dalszej części Raportu;
2. „Projekt Czwartego raportu dwuletniego dla UNFCCC” (BR4), Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy, KOBiZE, 2019;
3. „Krajowy raport inwentaryzacyjny 2019. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych dla lat 1988-2017”, przygotowanego przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy, na potrzeby Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz Protokołu z Kioto;
4. Pakietu tabel z danymi o emisjach gazów cieplarnianych w układzie CRF (2019), przygotowanego przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy, w związku z obowiązkiem raportowania jw.

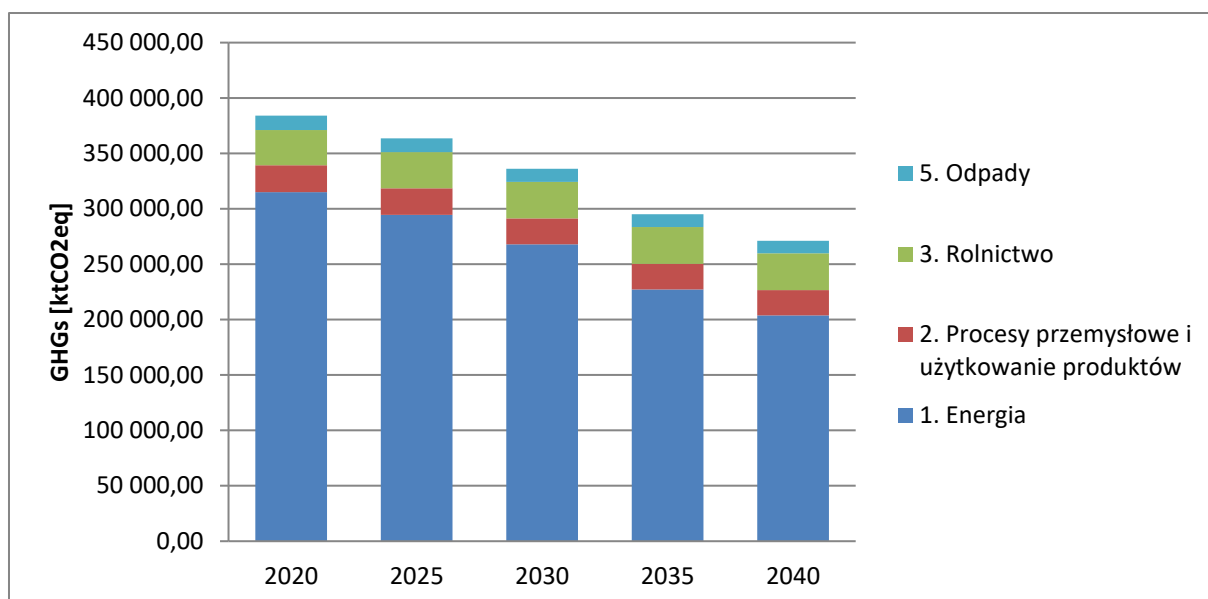
5.1.2.1.1. Prognozy emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania przy prognozowanych zmianach w sektorach

Poniżej zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2020-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce, w ramach planowanych polityk i środków, według sektorów w metodyce (klasyfikacji) Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC), w zestawieniu z emisją w latach 2005-2015 (tabela 19 i rysunek 5).

Tabela 19. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariusza PEK wg sektorów

Kategoria źródeł	Emisje GHGs [ktCO _{2eq}]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem bez uwzględnienia LULUCF	403 424,42	411 668,71	390 444,60	384 247,14	363 471,01	336 252,75	295 011,52	271 109,81
Ogółem z uwzględnieniem LULUCF	356 817,09	381 648,18	359 888,13	352 469,47	336 133,38	314 559,82	277 268,88	257 088,53
1. Energia	331 239,12	340 898,85	318 446,48	314 996,08	294 590,13	267 891,48	227 183,91	203 763,73
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	25 467,77	25 000,46	28 508,35	24 419,97	24 039,81	23 605,13	23 106,20	22 792,66
3. Rolnictwo	29 656,05	29 727,52	29 612,74	31 751,72	32 452,22	32 880,91	33 169,74	33 249,44
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	-46 607,33	-30 020,54	-30 556,47	-31 777,68	-27 337,63	-21 692,93	-17 742,64	-14 021,28
5. Odpady	17 061,48	16 041,89	13 877,03	13 079,37	12 388,85	11 875,23	11 551,66	11 303,98

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM S.A., na podstawie danych KOBiZE dla lat 2005-2015 oraz dla lat 2020-2040 w zakresie emisji gazów cieplarnianych dla sektorów: 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów, 3. Rolnictwo, 4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF) i 5. Odpady



Rysunek 5. Projektje emisji gazów cieplarnianych dla scenariusza PEK wg sektorów, bez kategorii LULUCF

Jak wynika z przedstawionych wyżej danych, przewidywany jest systematyczny spadek emisji gazów cieplarnianych w prognozowanym okresie, szczególnie wyraźny w latach 2035 i 2040. W jego efekcie **emisje w roku 2040 osiągają poziom ok. 271 mln ton CO₂eq (z LULUCF), co oznacza redukcję w okresie 2005-2040 o ok. 33%. W odniesieniu do 1990 r. redukcja emisji CO₂eq w całej gospodarce wynosi odpowiednio 29% dla roku 2030 oraz 43% dla roku 2040.**

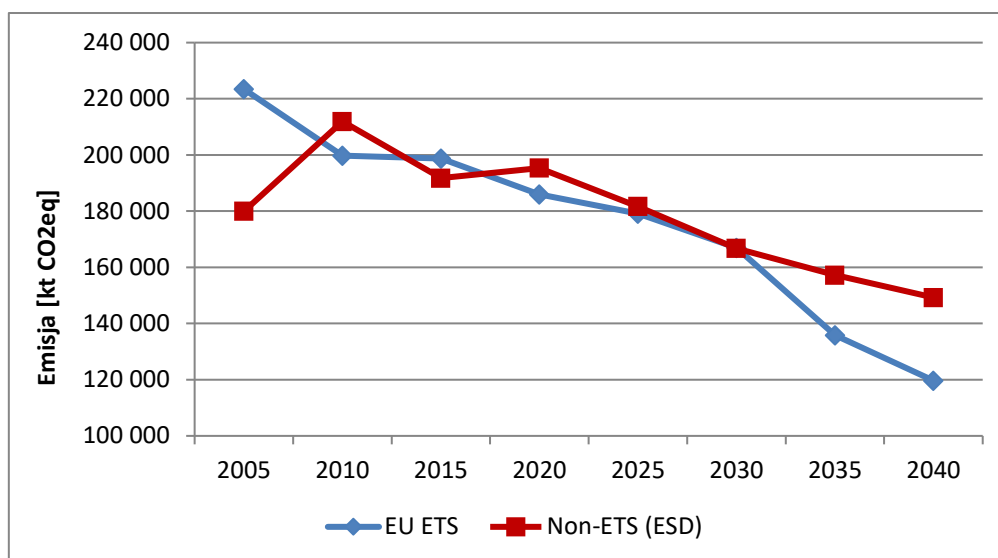
W 2040 r. największe wolumeny emisji nadal pochodzą z sektora energii, w tym ze spalania paliw, aczkolwiek emisja w tym sektorze będzie się stopniowo obniżać (tabela 19).

Przewidywane tendencje zmian emisji w podziale na ETS i non-ETS (ESD) przedstawiono w tabeli 20 i na rysunku 6.

Tabela 20. Projektje emisji gazów cieplarnianych w podziale na sektory ETS i non-ETS dla scenariusza PEK

Emisja	Emisja gazów cieplarnianych [kt CO ₂ eq.]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem bez uwzględnienia LULUCF	403 424,4	411 668,7	390 444,6	384 247,1	363 471,0	336 252,8	295 011,5	271 109,8
EU ETS	223 440,9	199 726,9	198 696,5	188 921,1	181 772,1	169 525,1	137 797,5	121 846,5
Non-ETS (ESD)	179 983,5	211 941,8	191 748,1	195 326,1	181 698,9	166 727,7	157 214,0	149 263,3

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM



Rysunek 6. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS dla scenariusza PEK

Zarówno w zakresie ETS, jak i non-ETS przewiduje się spadek emisji gazów cieplarnianych. Jedynie dla non-ETS na przestrzeni lat 2015-2020 prognozowany jest wzrost wynikający z rosnącej aktywności w transporcie. **W systemie ETS przewiduje się redukcję gazów cieplarnianych w latach 2005-2030 na poziomie 25%.**

Biorąc pod uwagę cel redukcyjny dla Polski, w zakresie emisji gazów cieplarnianych w sektorach non-ETS, określony na poziomie -7% w 2030 r. w porównaniu do poziomu z roku 2005, obliczonego (zgodnie z metodyką stosowaną przez KOBIZE, a określoną na poziomie Komisji Europejskiej):

- na podstawie informacji o emisji całkowitej gazów cieplarnianych (bez uwzględnienia LULUCF) w roku 2005 (wg inwentaryzacji za 2019 r.);
- przy uwzględnieniu korekt wynikających z drugiej i trzeciej fazy ETS;

należy stwierdzić, że wyniki prognoz wskazują na wypełnienie celu redukcyjnego, przy założonych dla scenariusza PEK politykach i środkach. **Oszacowano, że dla założonych w scenariuszu PEK działań, w sektorach non-ETS możliwa jest redukcja na poziomie co najmniej 7%.**

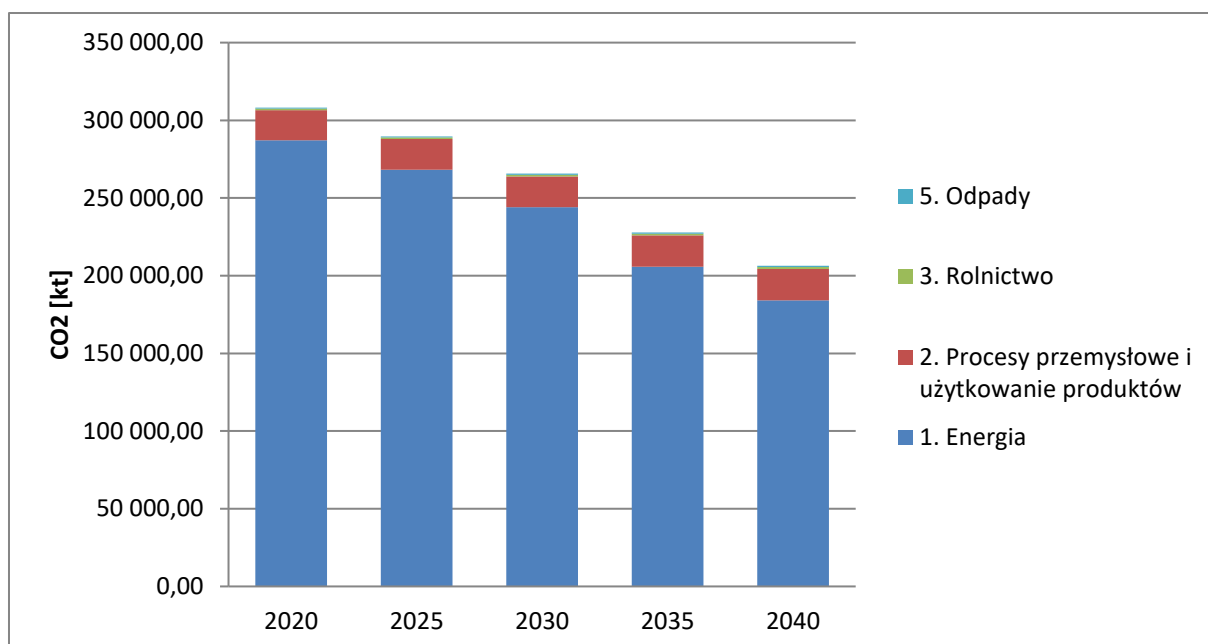
Pod względem udziału w emisji poszczególnych gazów cieplarnianych, prognozowana sytuacja dla scenariusza PEK przedstawiona została poniżej – w tabelach 21-23 oraz na rysunku 7.

Największa emisja CO₂ pochodzić będzie z sektora energii, przy czym przewiduje się jej systematyczny spadek do roku 2040. Na kolejnym miejscu znajduje się emisja z sektora procesów przemysłowych i użytkowania produktów, która będzie nieznacznie rosła. Zgodnie z zastosowaną metodyką (wg IPCC) do sektora energii zalicza się emisje pochodzące ze spalania paliw we wszystkich sektorach i emisję lotną z paliw.

Tabela 21. Prognozowane emisje CO₂ wg sektorów dla scenariusza PEK

Kategoria źródeł	Emisje CO ₂ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem bez uwzględnienia LULUCF	322 545,79	333 457,41	312 320,56	311 227,40	292 568,10	268 601,18	230 561,04	208 893,98
Ogółem z uwzględnieniem LULUCF	271 331,36	298 727,57	280 636,39	277 532,70	263 260,92	244 996,85	210 897,79	193 078,08
1. Energia	304 748,07	315 601,31	292 619,07	290 147,24	271 155,63	246 879,43	208 592,08	186 661,77
A. Spalanie paliw	301 576,50	312 796,48	288 368,88	285 598,27	266 993,84	242 923,81	204 975,28	183 415,11
1. Przemysły energetyczne	177 290,03	172 262,80	162 622,03	146 578,98	142 112,87	132 233,28	101 830,10	87 259,45
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	33 790,32	29 455,75	27 738,32	25 437,57	22 234,82	19 355,89	17 432,54	15 639,33
3. Transport	35 613,78	48 659,65	47 367,83	62 849,34	60 362,78	56 327,76	54 598,87	52 365,71
4. Inne sektory	54 882,37	62 418,29	50 640,71	50 732,37	42 283,37	35 006,87	31 113,77	28 150,62
B. Emisja lotna z paliw	3 171,57	2 804,83	4 250,19	4 548,97	4 161,80	3 955,62	3 616,79	3 246,65
1. Paliwa stałe	2 019,08	1 747,97	2 221,01	2 521,42	2 133,60	1 926,90	1 587,64	1 217,12
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	1 152,49	1 056,85	2 029,18	2 027,55	2 028,20	2 028,72	2 029,16	2 029,53
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	16 091,78	16 642,81	18 484,19	19 327,17	19 622,99	19 909,94	20 129,36	20 344,52
A. Produkty mineralne	8 355,79	9 849,54	10 088,59	10 873,13	11 124,74	11 349,32	11 531,04	11 700,97
B. Przemysł chemiczny	4 886,78	4 335,42	5 141,13	5 303,40	5 375,28	5 446,71	5 503,64	5 560,75
C. Produkcja metali	2 216,99	1 784,33	2 576,81	2 442,32	2 414,66	2 405,60	2 386,37	2 374,48
D. Produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników	632,22	673,53	677,66	708,31	708,31	708,31	708,31	708,31
3. Rolnictwo	1 291,94	790,01	736,36	1 013,16	1 041,93	1 064,27	1 092,06	1 140,15
G. Wapnowanie	944,90	391,55	373,84	448,91	489,45	527,19	569,70	631,60
H. Stosowanie mocznika	347,04	398,46	362,52	564,25	552,48	537,08	522,36	508,55
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	-51 214,43	-34 729,84	-31 684,16	-33 694,70	-29 307,18	-23 604,33	-19 663,26	-15 815,90
5. Odpady	414,00	423,27	480,95	739,83	747,54	747,54	747,54	747,54
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	414,00	423,27	480,95	739,83	747,54	747,54	747,54	747,54
Emisja CO₂ z biomasy	19803,98	30442,05	34962,70	41 228,70	42 222,21	45 167,75	47 522,40	50 028,71

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM

Rysunek 7. Emisja CO₂ w podziale na sektory dla scenariusza PEK, bez kategorii LULUCF

Prognozowane emisje N₂O przedstawiono w poniżej zamieszczonej tabeli. Największa emisja podtlenku azotu pochodzi z sektora rolnictwa, a następnie w dużo mniejszej skali z sektora energii oraz odpadów. W sektorze rolnictwa przewiduje się stopniowy stały wzrost emisji do roku 2040.

Tabela 22. Prognozowane emisje N₂O wg sektorów dla scenariusza PEK

Kategoria źródeł	Emisje N ₂ O [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem bez uwzględnienia LULUCF	75,90	66,35	63,86	67,70	68,54	69,31	69,71	69,30
Ogółem z uwzględnieniem LULUCF	91,25	82,05	67,53	74,04	75,05	75,62	76,05	75,22
1. Energia	8,80	8,46	8,05	6,34	6,21	6,00	5,41	5,07
A. Spalanie paliw	8,80	8,46	8,05	6,34	6,21	5,99	5,41	5,07
1. Przemysły energetyczne	2,61	2,68	2,60	2,45	2,47	2,47	2,00	1,75
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,48	0,50	0,60	0,60	0,63	0,66	0,65	0,66
3. Transport	1,57	1,97	1,83	2,17	2,08	1,91	1,83	1,74
4. Inne sektory	4,13	3,31	3,02	1,11	1,03	0,95	0,93	0,92
B. Emisja lotna z paliw	0,0016	0,0015	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,0016	0,0015	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	15,29	4,15	2,96	3,04	3,05	3,07	3,08	3,09
B. Przemysł chemiczny	14,87	3,71	2,51	2,60	2,61	2,62	2,64	2,65
G. Produkcja i użytkowanie innych wyrobów	0,43	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
3. Rolnictwo	49,18	50,92	49,68	55,07	56,02	57,02	58,03	58,00
B. Odchody zwierzęce	7,57	7,26	6,97	7,74	7,98	8,26	8,54	8,69
D. Gleby rolne	41,58	43,63	42,67	47,29	47,99	48,72	49,45	49,27

Kategoria źródeł	Emisje N ₂ O [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	15,35	15,70	3,67	6,34	6,51	6,31	6,35	5,92
5. Odpady	2,63	2,82	3,17	3,25	3,26	3,23	3,18	3,13
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	0,13	0,19	0,44	0,46	0,50	0,50	0,50	0,50
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	0,06	0,09	0,18	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
D. Gospodarka ściekami	2,43	2,54	2,55	2,53	2,51	2,47	2,43	2,37

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM

Prognozowane trendy emisji CH₄ przedstawiono w poniższej tabeli. Największe emisje CH₄ pochodzą z sektorów energii i rolnictwa, mniejsze z odpadów. W sektorach energii i odpadów przewiduje się zmniejszenie emisji, natomiast w sektorze rolnictwa niewielki stały wzrost.

Tabela 23. Prognozowane emisje CH₄ według sektorów dla scenariusza PEK

Kategoria źródeł	Emisje CH ₄ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem bez uwzględnienia LULUCF	2 139,59	2 055,20	2 000,64	1 949,35	1 881,88	1 771,79	1 667,90	1 604,75
Ogółem z uwzględnieniem LULUCF	2 140,93	2 056,47	2 002,00	1 950,48	1 883,07	1 772,97	1 669,08	1 605,93
1. Energia	954,77	911,02	937,14	918,39	863,37	769,00	679,15	623,63
A. Spalanie paliw	141,08	172,69	145,89	144,40	124,22	108,60	100,99	96,30
1. Przemysły energetyczne	2,51	3,92	4,70	5,25	6,01	7,23	7,09	6,90
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	3,37	3,52	4,27	4,44	4,68	4,89	4,88	4,95
3. Transport	6,87	6,24	4,58	5,13	5,18	5,21	5,56	5,71
4. Inne sektory	128,33	159,01	132,34	129,58	108,36	91,27	83,46	78,73
B. Emisja lotna z paliw	813,69	738,33	791,25	773,99	739,15	660,40	578,16	527,33
1. Paliwa stałe	719,82	651,44	690,01	663,39	626,98	546,63	461,25	408,41
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	93,87	86,89	101,24	110,59	112,17	113,77	116,91	118,92
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	1,89	2,50	2,62	2,97	3,04	3,10	3,15	3,20
B. Przemysł chemiczny	1,39	2,03	2,02	2,40	2,47	2,53	2,58	2,63
C. Produkcja metali	0,50	0,46	0,60	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
3. Rolnictwo	548,33	550,50	562,87	573,15	588,70	593,03	591,34	592,96
A. Fermentacja jelitowa	471,12	479,57	496,78	499,76	496,21	491,88	488,27	489,71
B. Odchody zwierzęce	76,43	70,08	65,14	72,41	91,47	100,11	101,99	102,13
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,77	0,85	0,95	0,99	1,01	1,04	1,07	1,11
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	1,34	1,27	1,36	1,13	1,18	1,18	1,18	1,18
5. Odpady	634,60	591,18	498,00	454,84	426,77	406,65	394,25	384,96
A. Składowanie odpadów stałych	474,16	444,05	387,76	354,89	328,87	310,84	298,13	288,85

Kategoria źródeł	Emisje CH ₄ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
B. Biologicznie unieszkodliwianie odpadów stałych	2,15	3,13	7,34	7,73	8,34	8,34	8,34	8,34
C. Spielanie i otwarte spalanie odpadów	0,000005	0,000002	0,000006	0,00009	0,00009	0,00009	0,00009	0,00009
D. Gospodarka ściekami	158,30	143,99	102,90	92,21	89,56	87,47	87,78	87,77

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM

5.1.2.1.2. Porównanie prognoz emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania do roku 2040, w ramach planowanych polityk i środków z prognozami przy istniejących politykach i środkach – scenariusz PEK vs scenariusz ODN.

Wyniki porównania projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania do roku 2040, dla scenariusza PEK z projekcjami dla scenariusza ODN przedstawiono w tabeli 24.

Tabela 24. Porównanie projekcji emisji gazów cieplarnianych dla scenariusza PEK z projekcjami dla scenariusza ODN, według głównych kategorii źródeł

Kategoria źródeł	Emisje GHGs [ktCO ₂ eq]									
	Scenariusz ODN					Scenariusz PEK				
	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem bez uwzględnienia LULUCF	397 810,5	403 635,2	404 739,6	370 476,2	333 869,8	384 247,1	363 471,0	336 252,8	295 011,5	271 109,8
Ogółem z uwzględnieniem LULUCF	366 032,8	376 297,6	383 046,7	352 733,6	319 848,5	352 469,5	336 133,4	314 559,8	277 268,9	257 088,5
1. Energia	328 559,4	334 754,3	336 041,7	301 769,4	265 070,7	314 996,1	294 590,1	267 891,5	227 183,9	203 763,7
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	24 420,0	24 039,8	23 941,8	23 985,4	24 245,6	24 420,0	24 039,8	23 605,1	23 106,2	22 792,7
3. Rolnictwo	31 751,7	32 452,2	32 880,9	33 169,7	33 249,4	31 751,7	32 452,2	32 880,9	33 169,7	33 249,4
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	-31 777,7	-27 337,6	-21 692,9	-17 742,6	-14 021,3	-31 777,7	-27 337,6	-21 692,9	-17 742,6	-14 021,3
5. Odpady	13 079,4	12 388,9	11 875,2	11 551,7	11 304,0	13 079,4	12 388,9	11 875,2	11 551,7	11 304,0

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM

Całkowita emisja gazów cieplarnianych dla wszystkich lat prognozy w przypadku scenariusza ODN jest wyraźnie wyższa od emisji obliczonej dla scenariusza PEK. Różnica w emisjach pomiędzy scenariuszami. W wyniku realizacji działań założonych dla scenariusza PEK uzyskujemy redukcję emisji (z LULUCF) w stosunku do scenariusza ODN na poziomie od ok. 18% w roku 2030 do ok. 20% w roku 2040.

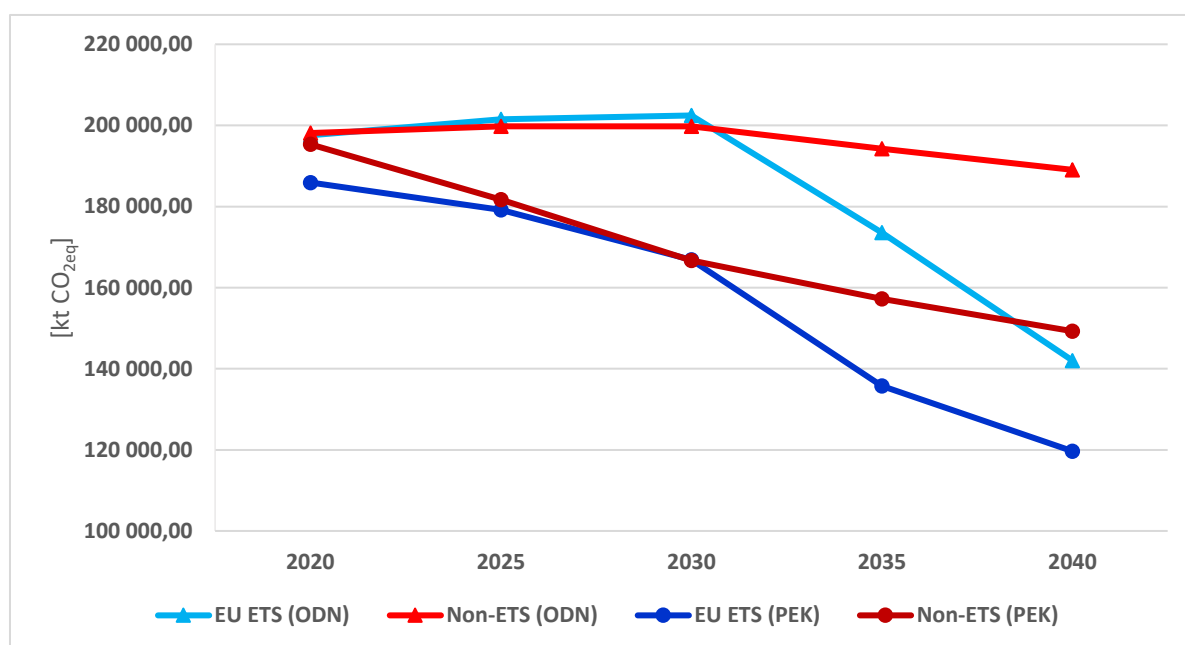
Największa redukcja emisji CO₂ pomiędzy scenariuszami PEK i ODN będzie miała miejsce w przypadku sektora spalania paliw, w szczególności w zakresie przemysłów energetycznych. Ponadto istotna różnica dotyczy również innych sektorów, obejmujących m.in. mieszkalnictwo i usługi, a także transportu. Warto zwrócić uwagę, że w scenariuszu PEK nastąpi wzrost emisji CO₂ z biomasy.

Porównanie projekcji emisji w podziale na sektory ETS i non-ETS (ESD) dla scenariuszy PEK i ODN przedstawiono w tabeli 25 oraz na rysunku 8.

Tabela 25. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na sektory ETS i non-ETS, dla scenariusza PEK i ODN

Kategoria źródeł	Emisje GHGs [ktCO ₂ eq]									
	Scenariusz ODN					Scenariusz PEK				
	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem bez uwzględnienia LULUCF	397 810,50	403 635,22	404 739,60	370 476,24	333 869,76	384 247,14	363 471,01	336 252,75	295 011,52	271 109,81
Ogółem z uwzględnieniem LULUCF	199 685,72	203 891,44	204 972,43	176 238,34	144 822,99	188 921,07	181 772,09	169 525,07	137 797,50	121 846,55
EU ETS	198 124,79	199 743,78	199 767,17	194 237,89	189 046,77	195 326,07	181 698,92	166 727,68	157 214,02	149 263,27
Non-ETS (ESD)	397 810,50	403 635,22	404 739,60	370 476,24	333 869,76	384 247,14	363 471,01	336 252,75	295 011,52	271 109,81

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM



Rysunek 8. Emisja GHG w podziale na sektory dla scenariusza PEK i ODN, bez kategorii LULUCF

Dla scenariusza ODN w zakresie ETS prognozowany jest początkowy nieznaczny wzrost emisji gazów cieplarnianych do roku 2030, a następnie ich gwałtowny spadek. Dla non-ETS spadek emisji po roku 2030 jest łagodny. Dla scenariusza PEK zarówno ETS jak i non-ETS wykazują systematyczne tendencje spadkowe. Są one szczególnie wyraźne w przypadku ETS.

Biorąc jednak pod uwagę **cel redukcyjny dla Polski, w zakresie emisji gazów cieplarnianych (w sektorze non-ETS), określony na poziomie -7% w 2030 r. w porównaniu do poziomu w roku 2005**, należy stwierdzić, że **w przypadku scenariusza ODN nie zostanie on spełniony** (prognozowane emisje w roku 2030 będą wyższe o ok. 11% w porównaniu do poziomu w roku 2005), **natomiast dla scenariusza PEK cel zostanie osiągnięty** (prognozowane emisje w roku 2030 będą niższe o ok. 7,4% w porównaniu do poziomu z roku 2005).

Z analizy różnic w projekcjach emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy PEK i ODN (tabele powyżej) wynika, że najważniejsze zmiany emisji dotyczą sektorów:

- przemysły energetyczne (w szczególności dotyczy to produkcji energii elektrycznej i ciepła);
- przemysł wytwórczy i budownictwo;
- inne sektory (mieszkalnictwo, instytucje/handel, usługi, rolnictwo – źródła stacjonarne);
- transport (w szczególności dotyczy to transportu drogowego).

Dla ww. sektorów sporządzono projekcje emisji zanieczyszczeń w latach 2020-2040, dla obu scenariuszy (ODN i PEK), a następnie określono różnicę bezwzględną w emisjach pomiędzy scenariuszami. Wśród zanieczyszczeń uwzględniono: NO_x, NMVOC (niemetanowe lotne związki organiczne), SO_x, NH₃, PM_{2,5} oraz PM₁₀. Prognozę emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2020-2040 przygotowano odpowiednio dla scenariusza ODN i scenariusza PEK na podstawie zależności pomiędzy emisjami gazów cieplarnianych a emisjami zanieczyszczeń powietrza, zinwentaryzowanymi w roku bazowym (2015) i w latach poprzedzających (wg raportów KOBIZE do Komisji Europejskiej).

W dwóch kolejnych tabelach przedstawiono zestawienie emisji zanieczyszczeń dla lat prognozy i obu scenariuszy oraz różnice pomiędzy wynikami. W zależności od rodzaju zanieczyszczenia, największe redukcje emisji zanieczyszczeń pomiędzy scenariuszami ODN i PEK spodziewane są dla:

- NO_x – w transporcie drogowym;
- NMLZO – w innych sektorach (szczególnie w mieszkalnictwie, usługach);
- SO_x – w innych sektorach, przemyśle wytwórczym i budownictwie oraz w produkcji energii elektrycznej i ciepła;
- NH₃ – w transporcie drogowym;
- PM_{2,5} i PM₁₀ – w przemyśle wytwórczym i budownictwie.

Tabela 26. Projekcje emisji zanieczyszczeń z wybranych sektorów

Rok	Scenariusz ODN - emisja [kt]						Scenariusz PEK - emisja [kt]					
	NO _x (jako NO ₂)	NMLZO	SO _x (jako SO ₂)	NH ₃	PM _{2.5}	PM ₁₀	NO _x (jako NO ₂)	NMLZO	SO _x (jako SO ₂)	NH ₃	PM _{2.5}	PM ₁₀
	1A1a. Produkcja energii elektrycznej i ciepła											
2020	153,83	3,95	164,18	0,00	10,18	17,19	151,72	3,77	158,71	0,00	9,98	16,85
2025	134,60	4,08	136,82	0,00	8,91	15,05	126,33	3,65	132,17	0,00	8,31	14,04
2030	135,81	4,11	138,05	0,00	8,99	15,18	116,83	3,37	122,22	0,00	7,69	12,98
2035	110,14	3,34	111,95	0,00	7,29	12,31	87,88	2,54	91,93	0,00	5,78	9,76
2040	81,84	2,48	83,19	0,00	5,42	9,15	73,94	2,13	77,36	0,00	4,87	8,21
	1A2. Przemysł wytwórczy i budownictwo											
2020	55,64	37,39	110,26	0,00	27,58	27,58	49,11	33,00	97,32	0,00	24,34	24,34
2025	54,03	36,31	107,08	0,00	26,79	26,79	43,02	28,91	85,26	0,00	21,33	21,33
2030	52,32	35,16	103,69	0,00	25,94	25,94	37,55	25,24	74,42	0,00	18,62	18,62
2035	50,60	34,01	100,27	0,00	25,08	25,08	33,88	22,77	67,14	0,00	16,79	16,79
2040	48,91	32,87	96,93	0,00	24,25	24,25	30,46	20,47	60,37	0,00	15,10	15,10
	1A4. Inne sektory (mieszkalnictwo, instytucje/handel, usługi, rolnictwo – źródła stacjonarne)											
2020	92,09	112,17	168,04	0,48	67,25	112,70	89,49	109,00	163,29	0,47	65,35	109,52
2025	90,69	110,46	165,47	0,48	66,22	110,98	74,65	90,93	136,21	0,39	54,51	91,36
2030	88,80	108,16	162,02	0,47	64,84	108,67	61,92	75,42	112,98	0,33	45,21	75,78
2035	86,50	105,36	157,83	0,46	63,16	105,86	55,17	67,20	100,66	0,29	40,28	67,51
2040	83,91	102,20	153,10	0,44	61,27	102,69	50,09	61,01	91,39	0,26	36,58	61,30
	1A3b. Transport drogowy											
2020	289,62	84,41	0,00	5,77	13,29	15,98	257,86	75,15	0,00	5,13	11,83	14,23
2025	305,70	89,10	0,00	6,09	14,03	16,87	249,89	72,83	0,00	4,97	11,47	13,79
2030	314,65	91,71	0,00	6,26	14,44	17,36	237,06	69,09	0,00	4,72	10,88	13,08
2035	311,85	90,89	0,00	6,21	14,31	17,21	227,41	66,28	0,00	4,53	10,44	12,55
2040	307,49	89,62	0,00	6,12	14,11	16,97	216,37	63,06	0,00	4,31	9,93	11,94

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM

Tabela 27. Różnice w projekcjach emisji zanieczyszczeń dla scenariuszy PEK i ODN z wybranych sektorów

Rok	ODN-PEK – zmiany emisji [kt]					
	NO _x (jako NO ₂)	NMLZO	SO _x (jako SO ₂)	NH ₃	PM _{2.5}	PM ₁₀
	1A1a. Produkcja energii elektrycznej i ciepła					
2020	2,12	0,18	5,47	0,00	0,20	0,34
2025	8,27	0,43	4,65	0,00	0,60	1,01
2030	18,98	0,74	15,83	0,00	1,30	2,20
2035	22,26	0,80	20,02	0,00	1,51	2,55
2040	7,89	0,34	5,83	0,00	0,55	0,93
	1A2. Przemysł wytwórczy i budownictwo					
2020	6,53	4,39	12,94	0,00	3,24	3,24
2025	11,01	7,40	21,82	0,00	5,46	5,46
2030	14,77	9,93	29,27	0,00	7,32	7,32
2035	16,72	11,24	33,13	0,00	8,29	8,29
2040	18,45	12,40	36,56	0,00	9,15	9,15
	1A4. Inne sektory (mieszkalnictwo, instytucje/handel, usługi, rolnictwo – źródła stacjonarne)					
2020	2,60	3,17	4,75	0,01	1,90	3,18
2025	16,04	19,53	29,26	0,08	11,71	19,63
2030	26,88	32,74	49,04	0,14	19,63	32,89
2035	31,33	38,16	57,17	0,16	22,88	38,34
2040	33,82	41,19	61,71	0,18	24,70	41,39
	1A3b. Transport drogowy					
2020	31,76	9,26	0,00	0,63	1,46	1,75
2025	55,80	16,26	0,00	1,11	2,56	3,08
2030	77,60	22,62	0,00	1,54	3,56	4,28
2035	84,43	24,61	0,00	1,68	3,88	4,66
2040	91,12	26,56	0,00	1,81	4,18	5,03

Źródło: Opracowanie własne ATMOTERM

5.1.2.2. Energia ze źródeł odnawialnych

5.1.2.2.1. Prognozy zużycia energii ze źródeł odnawialnych

W tabelach 28-32 zaprezentowano krajowe i sektorowe prognozy udziału OZE, dla scenariusza uwzględniającego planowane polityki i środki (PEK). Uzyskane udziały porównano z otrzymanymi dla scenariusza ODN.

Zaprezentowane wyniki projekcji przewidują osiągnięcie **udziału odnawialnych źródeł energii w roku 2030 na poziomie 23% w finalnym zapotrzebowaniu brutto**. Uzyskanie tego udziału wymagało będzie zaangażowania znacznych środków finansowych i podjęcia szeregu zdecydowanych działań we wszystkich rozpatrywanych sektorach: elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym. Zaprezentowane wyniki obliczeń wskazują, że w 2020 r. udział OZE w zużyciu energii finalnej brutto na może osiągnąć poziom zgodny z celem dla Polski – 15%, wynikającym z dyrektywy OZE¹². Do realizacji tego celu przyczyni się pozyskanie dużych wolumenów energii z OZE w systemie aukcyjnym, a także pobudzenie potencjału w istniejących jednostkach współspalania biomasy z węglem oraz zwiększenie ilości biopaliw w transporcie. Ocenia się jednak, że rozwój technologiczny i dojrzałość ekonomiczna poszczególnych źródeł pozwolą na szybsze tempo wzrostu udziału OZE po 2020 r.

W latach 2021-2030 nastąpi dalsza intensyfikacja działań na rzecz rozwoju krajowego potencjału OZE. W pozyskiwaniu dodatkowych wolumenów produkcji energii elektrycznej z OZE szczególną rolę odgrywać będą elektrownie wiatrowe na morzu, duże instalacje fotowoltaiczne, biomasowe oraz biogazowe, ale także stopniowe zwiększanie produkcji ciepła z OZE oraz zwiększanie ilości biokomponentów i energii elektrycznej w transporcie. W obliczeniach modelowych założono istotną rolę procesu upowszechniania biomasy zarówno w elektrociepłowniach, jak i w ciepłowniach, w ramach procesu przekształcenia systemów ciepłowniczych w systemy efektywne. Przyjęto, że kotły na biomasę będą technologią, która w prosty sposób będzie zastępować moc kotłów węglowych w istniejących ciepłowniach. Znacznie szersze niż do tej pory zastosowanie biomasy w wytwarzaniu ciepła (także w takich sektorach jak komunalno-bytowy) jest konieczne do spełnienia z jednej strony wymogu polegającego na wzroście udziału OZE w ciepłownictwie o co najmniej 1,1 pkt. proc. średniorocznie do 2030 r., jak również uzyskania określonego wkładu w realizację celu 23% udziale OZE w finalnym zużyciu energii brutto. W perspektywie 2030 r. zużycie biomasy do produkcji ciepła w ciepłowniach musi wzrosnąć niemalże 10-krotnie do poziomu 346 ktoe (w 2015 r. we wszystkich ciepłowniach w Polsce wykorzystano 36 ktoe energii chemicznej zawartej w biomasie stałej, natomiast w 2016 i 2017 r. było to odpowiednio 58 i 66 ktoe). Ze względu na ograniczone zasoby biomasy, prawdopodobnie będzie to wymagało wdrożenia mechanizmów zachęcających do wykorzystania tego surowca w jednostkach o najwyższej efektywności produkcji, tzn. w pierwszej kolejności w jednostkach kogeneracyjnych i kotłach ciepłowniczych.

Uzyskane wyniki wskazują na konieczność zapewnienia istotnego wzrostu **udziału OZE w elektroenergetyce. W latach 2015-2030 udział OZE w elektroenergetyce wzrasta z poziomu 13,4% w 2015 r. do 31,8% w 2030 r.** Sektor elektroenergetyczny jest tym sektorem, w którym rozwój OZE może być sterowany poprzez wolumen energii ogłaszany przez ME w drodze aukcji. **Osiągnięcie wspomnianych powyżej rezultatów w zakresie OZE w elektroenergetyce nie będzie możliwe bez wydatnego udziału energetyki wiatrowej na morzu. Przewiduje się, że do 2030 r. powinny powstać elektrownie na morzu o mocy blisko 4 GW.**

¹² Dane statystyczne Eurostat dotyczące energii ze źródeł odnawialnych przedstawiają na jakim etapie osiągania celu w zakresie udziału OZE w 2016 r. były inne państwa członkowskie, dostęp: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/pl

Bezwzględnie najwięcej OZE wykorzystywane jest w ciepłownictwie – zarówno historycznie, jak i w prognozach. Według zaprezentowanych projekcji dla scenariusza PEK **udział energii z OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa wzrasta z poziomu 14,5% w 2015 r. do 28,4% w 2030 r.** Oznacza to wzrost o 13,9 pkt. proc. w latach 2015-2030. i o 11 pkt. proc. w okresie od 2020 r. do 2030 r. (średnioroczny wzrost wynosi więc 1,1 pkt. proc. i jest zgodny z rekomendowanym w dyrektywie RED II). Przeprowadzona analiza, obejmująca optymalizację całego krajowego systemu paliwowo-energetycznego, jak również uwzględniająca uwarunkowania zasobowe (dostępność nośników energii pierwotnej), wykazała że osiągnięcie tempa rozwoju OZE w polskim ciepłownictwie zaproponowane w dyrektywie RED II jest możliwe jedynie w przypadku zaangażowania znacznych środków finansowych umożliwiających gruntowną modernizację istniejącego majątku wytwórczego ciepłowni opartych obecnie w 97% na węglu. Głównym nośnikiem energii OZE wykorzystywanym w ciepłownictwie w Polsce stanie się biomasa. Zasoby krajowe biomasy, jak również koszt jej pozyskania oraz wprowadzenie kryteriów zrównoważonego pozyskania biomasy w celu zwiększania efektów ekonomicznych i środowiskowych stosowania tego surowca są warunkami ograniczającymi jej zastosowanie. W sektorze komunalno-bytowym, biorąc pod uwagę działania zaplanowane w ramach walki ze smogiem, nie zakłada się daleko idącego wzrostu wykorzystania biomasy do celów grzewczych, aczkolwiek jest on zauważalny. Założono natomiast znacznie szersze wykorzystanie biomasy w elektrociepłowniach.

Ważnym czynnikiem wzrostu udziału OZE w strukturze krajowego zużycia energii jest także wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej w źródłach rozproszonych. Projekcje rozwoju tego rodzaju źródeł w budynkach zaprezentowano w kolejnym podrozdziale.

W sektorze transportu w 2030 r. przewiduje się osiągnięcie udziału OZE na poziomie 14%. Cel ten jest realizowany przede wszystkim w oparciu o biokomponenty wykorzystywane w paliwach ciekłych, jak również poprzez zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej (szczególnie w transporcie drogowym) oraz rozwój biopaliw z surowców odpadowych (głównie II generacji), których ilość warunkowana jest limitem zawartości biopaliw I generacji na poziomie nieprzekraczającym 7%. Ww. prognozy wskazują na osiągnięcie 10% udziału OZE w transporcie w 2020 r., wymaga to jednak istotnego zwiększenia udziału biopaliw stosowanych w paliwach transportowych w 2020 r., w tym znaczących ilości biopaliw II generacji pochodzących z importu. Realizacja celu na 2020 r. w sektorze transportu będzie bardzo trudna z uwagi na to, że w 2016 i 2017 r. nastąpił znaczący wzrost oficjalnego zużycia oleju napędowego i benzyny wynikający ze zmniejszenia tzw. szarej strefy w obrocie tymi paliwami, co podwyższyło ilość biopaliw wymaganą do osiągnięcia tego samego udziału procentowego. W odniesieniu do perspektyw rozwoju OZE w transporcie w 2040 r., wyniki analizy wskazują na możliwość uzyskania udziału OZE na poziomie 22%, choć wymagać to będzie znaczącego rozwoju rynku paliw alternatywnych, w tym elektromobilności. Energia elektryczna zużywana w transporcie drogowym znacznie podnosi udział OZE, gdyż stosuje się w tym przypadku mnożnik, przez co zużyta w ten sposób energia jest zaliczana w kilkukrotnie wyższej wartości. Do realizacji celu przyczyniać się będą w większym stopniu także biopaliwa II generacji w transporcie drogowym¹³.

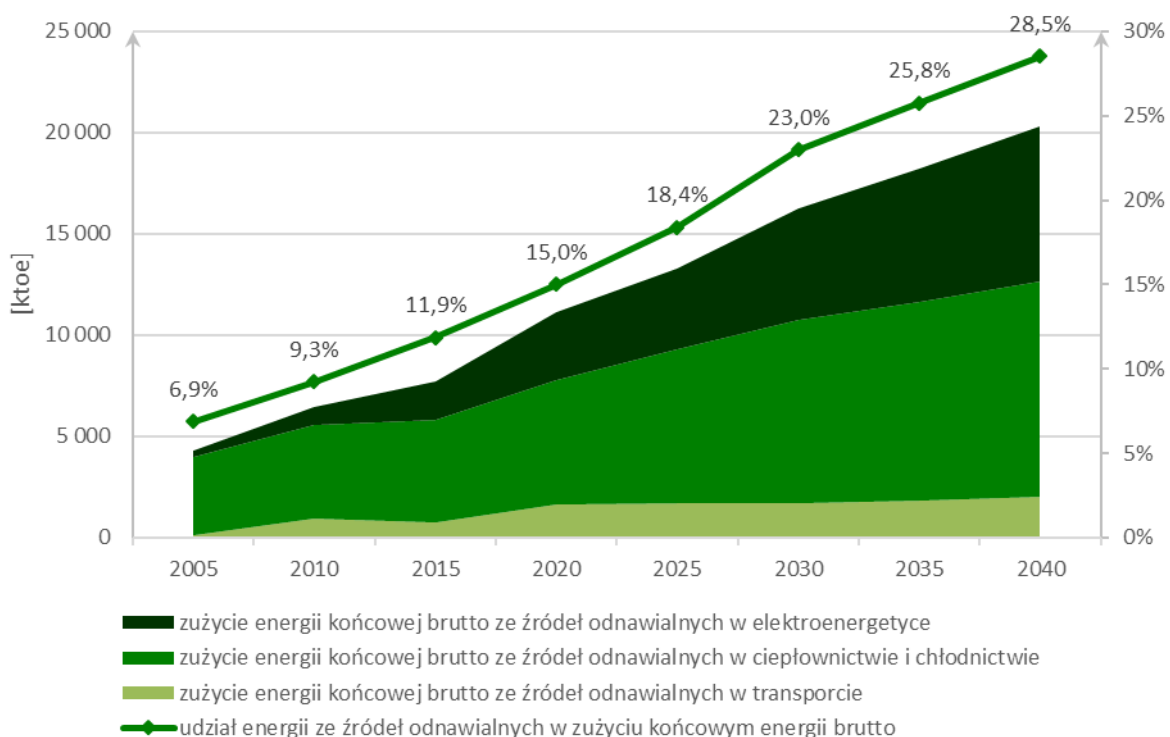
¹³ W obliczeniach dla okresu do 2020 r. przyjęto mnożniki na podstawie dyrektywy 2009/28/UE zmienionej dyrektywą 2015/1513, tj.:

- biopaliwa II generacji – przelicznik równy 2;
- energia elektryczna z OZE w transporcie drogowym – przelicznik równy 5;
- energia elektryczna z OZE w transporcie kolejowym – przelicznik równy 2,5

Z kolei w obliczeniach dla okresu od 2021 r. przyjęto mnożniki na podstawie dyrektywy 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych:

- biopaliwa II generacji – przelicznik równy 2;

Rysunek poniżej przedstawia wykorzystanie OZE w podziale na podsektory energii oraz udział OZE w zużyciu energii finalnej. Kolejne tabele pokazują szczegółowe prognozy wykorzystania OZE w podziale na źródła.



Rysunek 9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w trzech podsektorach [ktoe] oraz udział OZE w zużyciu energii finalnej brutto [%]

Tabela 28. Prognoza całkowitego i sektorowego zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych [ktoe] oraz udziału zużycia OZE – całkowitego i w sektorach [%] – scenariusz PEK

[ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)	61573,8	69156,4	64596,0	73512	71508	69345	68906	68836
zużycie energii końcowej brutto z OZE	4245,4	6399,3	7664,4	11027	13143	15937	17761	19637
zużycie OZE w elektroenergetyce	331,7	890,3	1894,3	3369	4004	5493	6581	7715
zużycie OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	3867,6	4641,6	5116,7	6163	7604	9027	9812	10601
zużycie OZE w transporcie	95,2	916,2	721,2	1613	1677	1708	1856	2024
[%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
udział energii z OZE w zużyciu końcowym energii brutto	6,9%	9,3%	11,9%	15,0%	18,4%	23,0%	25,8%	28,5%
udział energii z OZE w elektroenergetyce	3,1%	7,0%	13,4%	22,1%	24,8%	31,8%	36,0%	39,7%
udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,7%	14,5%	17,4%	22,7%	28,4%	31,5%	34,4%
udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,6%	6,6%	6,4%	10,0%	11,2%	14,0%	17,7%	22,0%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

Tabela poniżej pokazuje także przewidywane wzrosty wykorzystania OZE między 2020 a 2030 r. wraz z oznaczonymi punktami kontrolnymi.

- energia elektryczna z OZE w transporcie drogowym – przelicznik równy 4;
- energia elektryczna z OZE w transporcie kolejowym – przelicznik równy 1,5.

Tabela 29. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych [ktoe] oraz udziału zużycia OZE [%] (trajektoria) w latach 2020-2030, z oznaczeniem punktów kontrolnych – scenariusz PEK

[ktoe]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)	73512	73260	72890	72464	71993	71508	71051	70561	70151	69704	69345
zużycie energii końcowej brutto z OZE	11027	11423	11939	12241	12497	13143	13758	14232	14742	15350	15937
zużycie OZE w elektroenergetyce	3369	3397	3506	3553	3659	4004	4281	4571	4892	5229	5493
zużycie OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	6163	6516	6909	7147	7278	7604	7966	8175	8387	8682	9027
zużycie OZE w transporcie	1613	1583	1620	1649	1685	1677	1673	1682	1688	1696	1708
udział energii OZE w zużyciu końcowym energii brutto [%]	15,0%	15,6%	16,4%	16,9%	17,4%	18,4%	19,4%	20,2%	21,0%	22,0%	23,0%
udział energii z OZE w elektroenergetyce	22,1%	22,1%	22,6%	22,6%	23,0%	24,8%	26,1%	27,5%	29,0%	30,6%	31,8%
udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	17,4%	18,6%	19,9%	20,8%	21,5%	22,7%	24,1%	25,0%	25,9%	27,1%	28,4%
udział energii z OZE w transporcie (z multiplik.)	10,0%	9,3%	9,8%	10,2%	10,8%	11,2%	11,6%	12,2%	12,7%	13,3%	14,0%

Tabela 30. Prognoza wytwarzania energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w sektorze elektroenergetycznym w podziale na technologie [ktoe] oraz udziału OZE z poszczególnych technologii [%] – scenariusz PEK

produkcja en. elektrycznej z OZE wg technologii [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
końcowe zużycie energii elektrycznej brutto (denominator RES-E)	12396,7	13390,8	14102,1	15258	16156	17297	18289	19412
elektrownie wodne*	184,3	202,0	202,4	206	246	254	262	270
elektrownie wiatrowe*	17,5	146,2	833,0	2020	2278	3290	3940	4746
elektrownie fotowoltaiczne	0,0	0,0	4,9	173	390	584	929	1274
elektrownie biomasowe	120,4	507,8	776,2	822	835	1001	984	887
elektrownie biogazowe	9,6	34,3	77,9	132	230	334	431	498
odnawialne odpady komunalne	0,0	0,0	0,0	17	25	30	35	40
udział technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce [%]								
elektrownie wodne	55,6%	22,7%	10,7%	6,1%	6,1%	4,6%	4,0%	3,5%
elektrownie wiatrowe	5,3%	16,4%	44,0%	59,9%	56,9%	59,9%	59,9%	61,5%
elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	5,1%	9,7%	10,6%	14,1%	16,5%
elektrownie biomasowe	36,3%	57,0%	41,0%	24,4%	20,8%	18,2%	15,0%	11,5%
elektrownie biogazowe	2,9%	3,9%	4,1%	3,9%	5,7%	6,1%	6,5%	6,5%
odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

Tabela 31. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie wg źródeł [ktoe] oraz udział poszczególnych rodzajów źródeł w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie [%] – scenariusz PEK

zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie wg źródeł [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
końcowe zużycie energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie (denominator RES-H&C)	38064,0	39558,3	35202,3	35489	33472	31794	31141	30822
geotermia	11,4	13,4	21,7	31	45	59	75	109
słońce	0,1	10,0	45,0	108	271	455	570	591
biomasa stała	3814,5	4554,6	4896,0	5597	6473	7288	7555	7950
biogaz	40,9	50,8	88,4	135	243	341	436	508

pompy ciepła	0,0	9,9	25,6	177	431	728	1001	1247
odnawialne odpady komunalne	0,7	2,9	39,9	115	140	157	176	197

udział technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie [%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
geotermia	0,3%	0,3%	0,4%	0,5%	0,6%	0,7%	0,8%	1,0%
słońce	0,0%	0,2%	0,9%	1,7%	3,6%	5,0%	5,8%	5,6%
biomasa stała	98,6%	98,1%	95,7%	90,8%	85,1%	80,7%	77,0%	75,0%
biogaz	1,1%	1,1%	1,7%	2,2%	3,2%	3,8%	4,4%	4,8%
pompy ciepła	0,0%	0,2%	0,5%	2,9%	5,7%	8,1%	10,2%	11,8%
odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,1%	0,8%	1,9%	1,8%	1,7%	1,8%	1,9%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

Tabela 32. Prognoza zużycia energii końcowej brutto z OZE w sektorze transportu w podziale na technologie [ktoe] oraz udział technologii w zużyciu OZE w transporcie [%] – scenariusz PEK

zużycie energii końcowej brutto z OZE w sektorze transportu w podziale na technologie [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)	10178,7	14951,0	14488,0	20295	19804	18884	18673	18356
energia elektryczna	49,1	48,8	67,8	118	142	291	488	703
biopaliwa I generacji/HVO/CHVO I generacji	46,1	867,4	653,4	1274	1198	999	889	832
biopaliwa II generacji lub HVO/COHVO II generacji	0,0	0,0	0,0	221	338	418	479	489

zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE	0,3	0,34	0,48	13	53	150	295	473
zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	43,7	43,30	61,06	96	82	132	182	218
zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	5,2	5,13	6,26	9	7	9	11	12

całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie	343,0	287,0	267,2	355	627	1004	1356	1769
w tym: na cele transportu drogowego	1,8	2,0	1,9	39	234	517	819	1190
na cele transportu kolejowego	305,2	254,9	240,6	290	363	457	507	550
w transporcie rurociągowym	36,0	30,2	24,7	26	29	31	31	30

[%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
udział energii elektr. w zużyciu energii z OZE w transporcie	51,6%	5,3%	9,4%	7,3%	8,4%	17,0%	26,3%	34,7%
udział biopaliw w zużyciu energii z OZE w transporcie	48,4%	94,7%	90,6%	92,7%	91,6%	83,0%	73,7%	65,3%

udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,5%	0,7%	0,7%	11,0%	37,3%	51,4%	60,4%	67,3%
udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	89,0%	88,8%	90,1%	81,6%	58,0%	45,5%	37,4%	31,1%
udział energii elektr. na cele innych rodzajów transportu	10,5%	10,5%	9,2%	7,4%	4,7%	3,1%	2,3%	1,7%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

5.1.2.2.2. Prognozy wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w budynkach

Wyniki prognoz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w budynkach są pochodną procesu optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE, uwzględniającej obecne uregulowania prawne odnoszące się do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na OZE i przewidywania w zakresie potencjału spadku kosztów technologii. W modelu źródła rozproszone konkurują z ceną detaliczną energii elektrycznej oraz kosztami wytwarzania ciepła z różnych typów źródeł. Wraz z postępującym

rozwojem technologicznym oraz spadkiem kosztów wytwarzania energii z tego typu instalacji, ich znaczenie powinno stale rosnąć.

Zaprezentowane poniżej wyniki, dotyczące możliwego potencjału produkcji z małych instalacji i mikroinstalacji opartych na OZE, zostały wygenerowane przy założeniu stopniowego spadku kosztów technologii, rosnących cen detalicznych energii elektrycznej (głównie w wyniku wzrostu kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ przez jednostki bazujące na paliwach kopalnych), jak również funkcjonowania określonych sposobów wsparcia, polegających głównie na częściowym pokryciu kosztów inwestycyjnych (dotacje), możliwości korzystania z pożyczek udzielanych na preferencyjnych warunkach oraz możliwości odbierania nadwyżek wprowadzonej do sieci przez prosumentów energii z zachowaniem zasad systemu opustów, określonych w ustawie OZE. Tempo wzrostu zostało zweryfikowane na podstawie porównań z innymi krajami europejskimi (w zakresie postępów odnotowywanych w statystyce w ostatnim dziesięcioleciu i przewidywań uznanych ośrodków badawczych w badanej perspektywie czasowej). Wyniki analiz wskazują, że najszybciej rozwijającą się technologią wśród małych instalacji i mikroinstalacji w budynkach będzie fotowoltaika (charakteryzująca się największą dynamiką spadku kosztów).

W tabelach 33 i 34 zaprezentowano projekcje wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach i mikroinstalacjach w budynkach, z uwzględnieniem danych dotyczących energii wytworzonej, zużytej na własne potrzeby i wprowadzonej do sieci. Udział energii wprowadzanej do sieci w poszczególnych okresach został określony na podstawie analizy danych historycznych podawanych przez URE¹⁴. Projekcje produkcji ciepła z mikroinstalacji uzyskano z użyciem symulacyjnego modelu STEAM-PL, gdzie pod uwagę brane są takie elementy jak: poziom zapotrzebowania na energię użyteczną, występujący potencjał, koszty technologii, poziom dopłat, preferencje użytkowników, dotychczasowe tempo rozwoju, przewidywania instytucji branżowych i uznanych ośrodków badawczych w kraju i za granicą.

Tabela 33. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh]

Produkcja brutto [GWh]				
rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe	Małe elektrownie wodne
2015	0	9	0	0
2020	68	710	22	22
2025	331	1586	47	57
2030	594	2550	68	93
2035	857	4959	84	129
2040	1120	7323	99	165
Zużycie na własne potrzeby [GWh]				
	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe	MEW
2015	0	5	0	0
2020	55	416	6	2
2025	265	928	13	6
2030	476	1492	18	9
2035	686	2901	22	13
2040	897	4284	27	16

¹⁴ „Zbiornicze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji za 2016 r. (art. 17 ustawy OZE)” – Raport URE. Warszawa, kwiecień 2017.

Energia wprowadzona do sieci [GWh]				
	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe	Małe elektrownie wodne
2015	0	4	0	0
2020	14	295	16	19
2025	66	658	35	52
2030	118	1058	50	84
2035	170	2058	61	117
2040	223	3039	73	149

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

Tabela 34. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]

Produkcja brutto [ktoe]					
	Biogazownie	Kolektory słoneczne	Kotły na biomasę	Pompy ciepła	Geotermalne
2015	0	45	1054	26	0
2020	46	108	1253	177	0
2025	133	271	1592	431	0
2030	221	455	1991	728	0
2035	277	570	2117	1001	0
2040	294	591	2300	1247	0
Zużycie na własne potrzeby [ktoe]					
	Biogazownie	Kolektory słoneczne	Kotły na biomasę	Pompy ciepła	Geotermalne
2015	0	45	1054	26	0
2020	46	108	1253	177	0
2025	133	271	1592	431	0
2030	221	455	1991	728	0
2035	277	570	2117	1001	0
2040	294	591	2300	1247	0
Energia wprowadzona do sieci [ktoe]					
	Biogazownie	Kolektory słoneczne	Kotły na biomasę	Pompy ciepła	Geotermalne
2015	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

5.1.2.2.3. Porównanie prognoz zużycia odnawialnych źródeł energii – scenariusz PEK vs ODN

W tabeli 35 i na rysunku 9 zestawiono wyniki porównań dla dwóch rozpatrywanych scenariuszy PEK i ODN w zakresie uzyskanych krajowych i sektorowych udziałów OZE do 2030 r. (z perspektywą

do 2040 r.). Z zaprezentowanych zestawień wynikają różnice, będące konsekwencją założenia o istotnym wzroście udziału OZE w perspektywie 2030 r. w scenariuszu PEK. Wyniki uzyskane dla 2040 r. zakładają utrzymanie tempa rozwoju technologii OZE w obrębie poszczególnych sektorów i stosowanych technologii po 2030 r., należy jednak podchodzić do nich z pewną rezerwą, zarówno z uwagi na dość odległą perspektywę, jak i ograniczone możliwości weryfikacji możliwego potencjału technicznego. **We wszystkich podsektorach występują istotne różnice między scenariuszami – scenariusz PEK w każdym wskazuje odsetki wyższe o 4-12,4 pkt. proc. wyższe udziały OZE w 2030 r., a w całkowitym zużyciu energii brutto o 7,8 pkt. proc.**

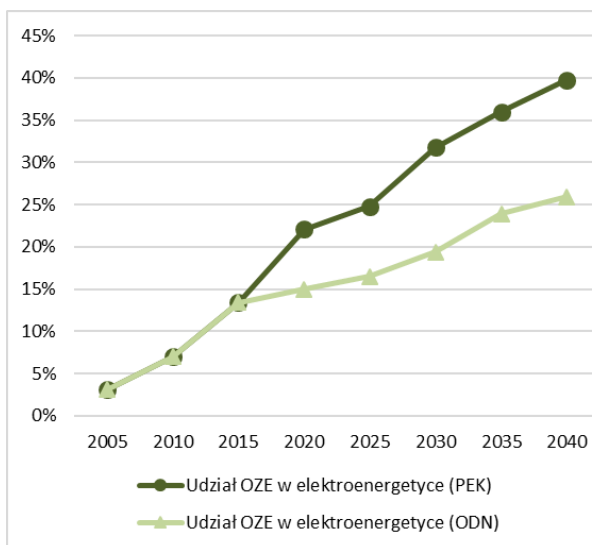
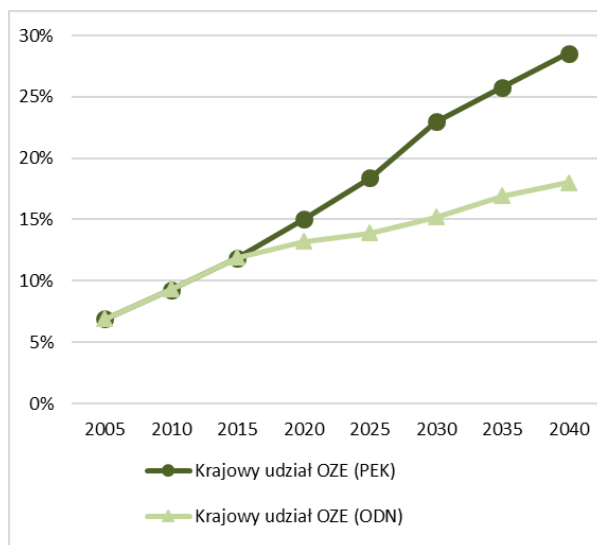
Tabela 35. Porównanie krajowych i sektorowych udziałów OZE – scenariusz PEK vs ODN

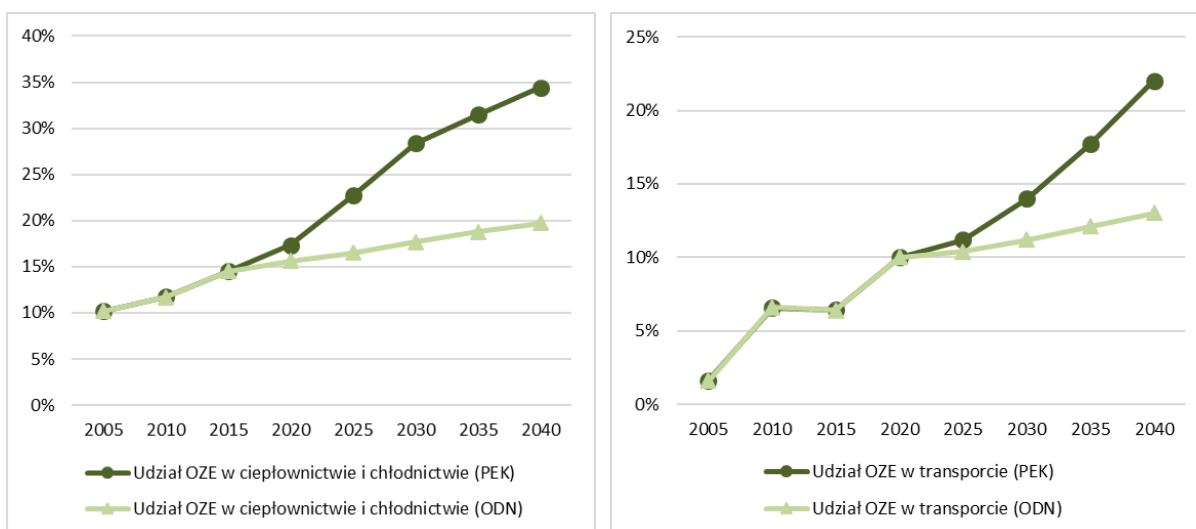
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Krajowy udział OZE (PEK)	6,9%	9,3%	11,9%	15,0%	18,4%	23,0%	25,8%	28,5%
Krajowy udział OZE (ODN)	6,9%	9,3%	11,9%	13,2%	13,9%	15,2%	16,9%	18,0%

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Udział OZE w elektroenergetyce (PEK)	2,7%	6,6%	13,0%	22,1%	24,8%	31,8%	36,0%	39,7%
Udział OZE w elektroenergetyce (ODN)	2,7%	6,6%	13,0%	15,0%	16,5%	19,4%	23,9%	25,9%

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie (PEK)	10,2%	11,7%	14,5%	17,4%	22,7%	28,4%	31,5%	34,4%
Udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie (ODN)	10,2%	11,7%	14,5%	15,6%	16,5%	17,7%	18,8%	19,7%

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Udział OZE w transporcie (PEK)	1,6%	6,6%	6,4%	10,0%	11,2%	14,0%	17,7%	22,0%
Udział OZE w transporcie (ODN)	1,6%	6,6%	6,4%	10,0%	10,4%	11,2%	12,1%	13,0%

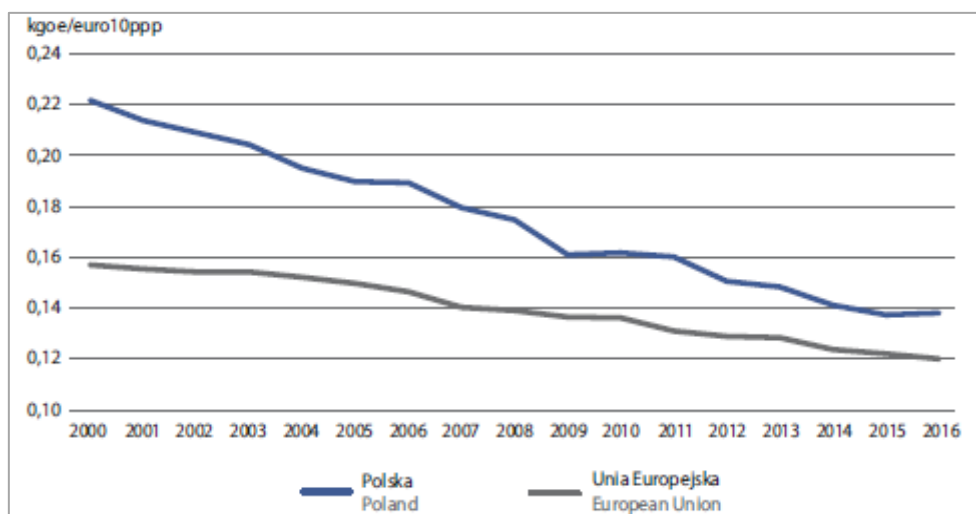




Rysunek 10. Porównanie krajowych i sektorowych udziałów OZE – scenariusz PEK vs ODN

5.1.3. Wymiar „efektywność energetyczna”

Polska zamierza kontynuować kierunki przyczyniające się do wzrostu efektywności energetycznej gospodarki, ponieważ jest to nie tylko zgodne z polityką unijną w tym zakresie, ale przede wszystkim daje wymierne korzyści dla gospodarki i środowiska. Jest również jednym z głównych filarów zrównoważonego rozwoju. Energochłonność polskiej gospodarki pomimo postępów, jakie zostały poczynione w tym obszarze, wciąż odbiega od średniej w UE. Energochłonność pierwotna PKB Polski z korektą klimatyczną, wyrażona w cenach stałych z roku 2010 oraz z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej wyniosła w 2016 roku 0,138 kgoe/euro10ppp i była wyższa o 15% od średniej europejskiej (0,120). Różnica ta spadła o 26 pkt proc. w porównaniu z rokiem 2000. Tempo poprawy energochłonności w Polsce (2,9%/rok) było w latach 2000–2016 blisko 2-krotnie wyższe niż średnio w Unii Europejskiej (1,7%/rok).



Rysunek 11. Energochłonność pierwotna PKB z korektą klimatyczną¹⁵

Ograniczanie zużycia energii ma priorytetowe znaczenie w UE. Działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej uznawane są nie tylko za środek zapewniający zrównoważone dostawy energii, ograniczający emisje gazów cieplarnianych, zwiększający bezpieczeństwo dostaw i ograniczający wydatki na import energii, lecz także za środek służący promowaniu konkurencyjności UE. W 2007 r. przywódcy UE wyznaczyli cel dotyczący zmniejszenia rocznego zużycia energii przez UE o 20% do 2020 r., natomiast w 2018 r. ogólnounijny cel w tym zakresie na 2030 r. został określony na poziomie 32,5%. Państwa członkowskie

5.1.3.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

W tabeli i na rysunku poniżej zestawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w kraju. Z zaprezentowanych projekcji dla scenariusza PEK wynika spadek zapotrzebowania zarówno na energię pierwotną, jak i finalną. Uzyskane wyniki prognoz są pochodną szeregu założeń, w szczególności odnoszących się do możliwości poprawy efektywności energetycznej (opisane w dalszej części dokumentu) w poszczególnych sektorach gospodarki krajowej oraz tempa rozwoju OZE.

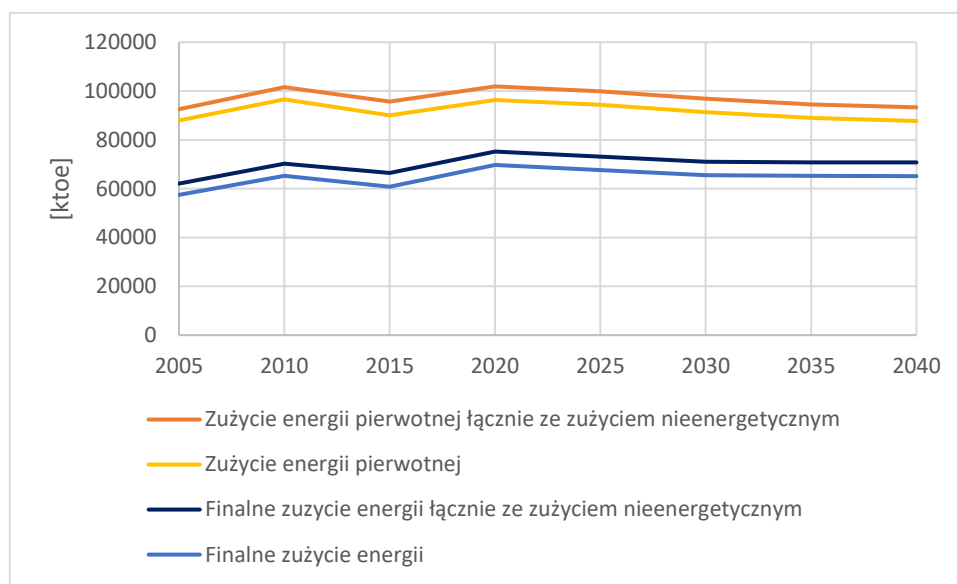
¹⁵ „Efektywność wykorzystania energii” – GUS. Warszawa 2016, 2017, 2018, 2019.

Tabela 36. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej łącznie ze zużyciem nieenergetycznym	92 560	101 558	95 739	101 890	99 893	96 848	94 556	93 391
Zużycie energii pierwotnej	87 952	96 589	90 104	96 400	94 396	91 317	88 963	87 736
Finalne zużycie energii łącznie ze zużyciem nieenergetycznym	62 080	70 199	66 409	75 211	73 180	71 040	70 821	70 767
Finalne zużycie energii	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112

*ze zużyciem nieenergetycznym

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT



Rysunek 12. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem – scenariusz PEK

Tabela poniżej przedstawia natomiast projekcje w ujęciu rocznym w latach 2021-2030.

Tabela 37. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2021-2030 [ktoe]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Zużycie energii pierwotnej łącznie ze zużyciem nieenergetycznym	102 175	101 965	101 187	101 018	99 893	99 317	98 503	98 053	97 441	96 848
Zużycie energii pierwotnej	96 706	96 486	95 704	95 528	94 396	93 813	92 993	92 533	91 916	91 317
Finalne zużycie energii łącznie ze zużyciem nieenergetycznym	74 905	74 557	74 140	73 674	73 179	72 753	72 278	71 839	71 388	71 040
Finalne zużycie energii	69 436	69 077	68 657	68 184	67 682	67 249	66 768	66 319	65 863	65 509
Finalne zużycie energii (Europa 2020-2030)	71 276	70 895	70 447	69 944	69 408	68 939	68 420	67 934	67 443	67 053

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

Opracowując projekcje, uwzględniając działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki krajowej, przyjęto następujące założenia:

- polityka ukierunkowana na wzrost efektywności energetycznej gospodarki będzie kontynuowana, przekładając się na obniżenie jej energochłonności,
- wykorzystywany będzie krajowy potencjał poprawy efektywności energetycznej,
- planowane działania w maksymalnym stopniu opierać się będą na mechanizmach rynkowych,
- cele realizowane są według zasady najmniejszych kosztów, to jest między innymi poprzez wykorzystanie w maksymalnym stopniu istniejących mechanizmów i infrastruktury organizacyjnej¹⁶,
- wykorzystywane będą wszystkie dostępne środki poprawy efektywności energetycznej (środki horyzontalne, środki w zakresie efektywności energetycznej budynków i w instytucjach publicznych, w przemyśle oraz małych i średnich przedsiębiorstwach (MŚP), w transporcie, jak również sektorze elektroenergetycznym i ciepłownictwa).

Dla ustalenia celów w zakresie poprawy efektywności energetycznej w UE, jako punkt ODN wykorzystuje się projekcje energii pierwotnej (bez zużycia nieenergetycznego) i finalnej wykonane na zlecenie KE w 2007 r. (scenariusz PRIMES – Baseline 2007). Według tych prognoz zużycie energii pierwotnej i finalnej w Polsce w 2030 r. wynoszą odpowiednio: 118,6 i 85,5 Mtoe (dla 2020 r. – 109,8 i 77,4 Mtoe). Na rysunku poniżej przedstawiono wyniki projekcji zużycia energii pierwotnej i finalnej w Polsce na tle scenariusza PRIMES z 2007, stanowiących podstawę do określenia zaproponowanych procentowych wielkości redukcji.

Krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej w perspektywie 2030 r. wynosi 23% i jest liczony w odniesieniu do energii pierwotnej wg prognozy PRIMES 2007. W wartościach bezwzględnych wynosi on w 2030 r. – 91,3 Mtoe. Wyniki obliczeń w zakresie oszczędności finalnego zużycia energii wskazują na możliwość osiągnięcia oszczędności w zużyciu energii finalnej, obliczonej w odniesieniu do scenariusza PRIMES 2007 na poziomie 21,5%. W wartościach bezwzględnych cel na 2030 r. wynosi 67,0 Mtoe.

W 2030 r. ilość zaoszczędzonej energii pierwotnej, określona w wartościach bezwzględnych wynosi 27,3 Mtoe, co w odniesieniu do prognozowanego w scenariuszu referencyjnym PRIMES 2007 na poziomie 118,6 Mtoe zużycia tej energii, daje 23% redukcję.

Z zaprezentowanych projekcji wynika, że cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej na rok 2020 ustalony na podstawie art. 3 ust 1 Dyrektywy 2012/27/UE zostanie osiągnięty. W wartościach bezwzględnych, wypełnienie obowiązku oznacza zużycie energii pierwotnej na poziomie nieprzekraczającym 96,4 Mtoe (oszczędność energii pierwotnej na poziomie 12,4%). Trzeba jednak zaznaczyć możliwe trudności wynikające z korekt w danych statystycznych, jako skutek ograniczenia tzw. szarej strefy w obrocie paliwami ciekłymi. **Cel w zakresie oszczędności energii finalnej wyznaczony w 2020 r. na poziomie nie przekraczającym 71,6 Mtoe¹⁷ zostanie osiągnięty.**

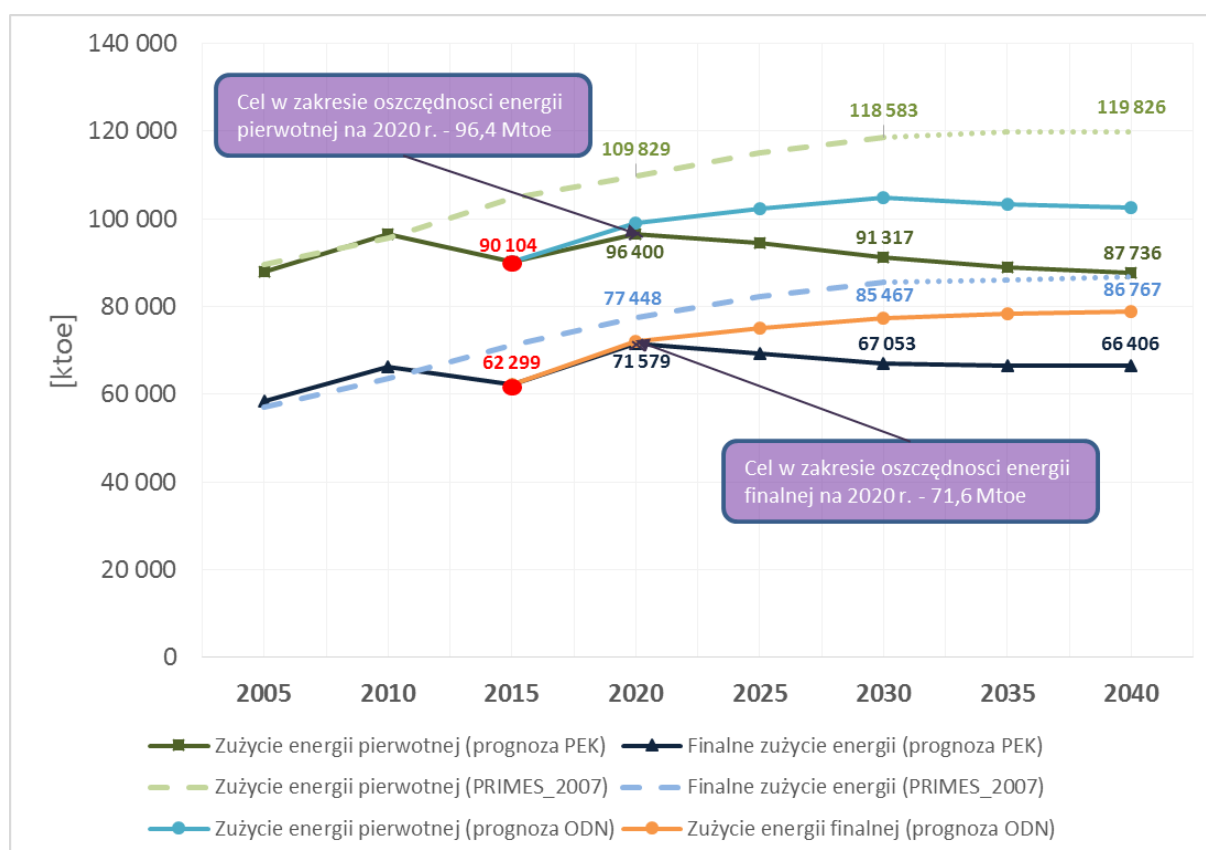
Projekcje wskazują niewielki wzrost, a następnie spadek zapotrzebowania na energię pierwotną (wraz ze zużyciem nieenergetycznym) w kraju z 95,7 Mtoe w 2015 r. do 96,8 Mtoe w 2030 r. i 93,4 Mtoe w 2040 r. Z kolei finalne zużycie energii najpierw wzrasta z poziomu 66,4 Mtoe w 2015 r. do 71,0 Mtoe w 2030 r., po czym stabilizuje się na zbliżonym poziomie do 2040 r. Uzyskane wyniki prognoz są

¹⁶ „Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski”, Ministerstwo Energii, Warszawa 2017.

¹⁷ „Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski”, Ministerstwo Energii, Warszawa 2017.

poходną szeregu założeń, w szczególności odnoszących się do możliwości poprawy efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki krajowej oraz tempa rozwoju OZE. Gospodarka w Polsce jest na etapie dynamicznego rozwoju, który pociąga za sobą wzrost konsumpcji. Warto zauważyć, że obecnie zużycie energii pierwotnej i finalnej na mieszkańca jest jednym z najniższych w Europie. Zintensyfikowane działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej, w zależności od stopnia nasilenia, mogą powstrzymać dalszy wzrost lub w najlepszym wypadku przyczynić się do częściowego zmniejszenia obecnego poziomu zapotrzebowania na energię.

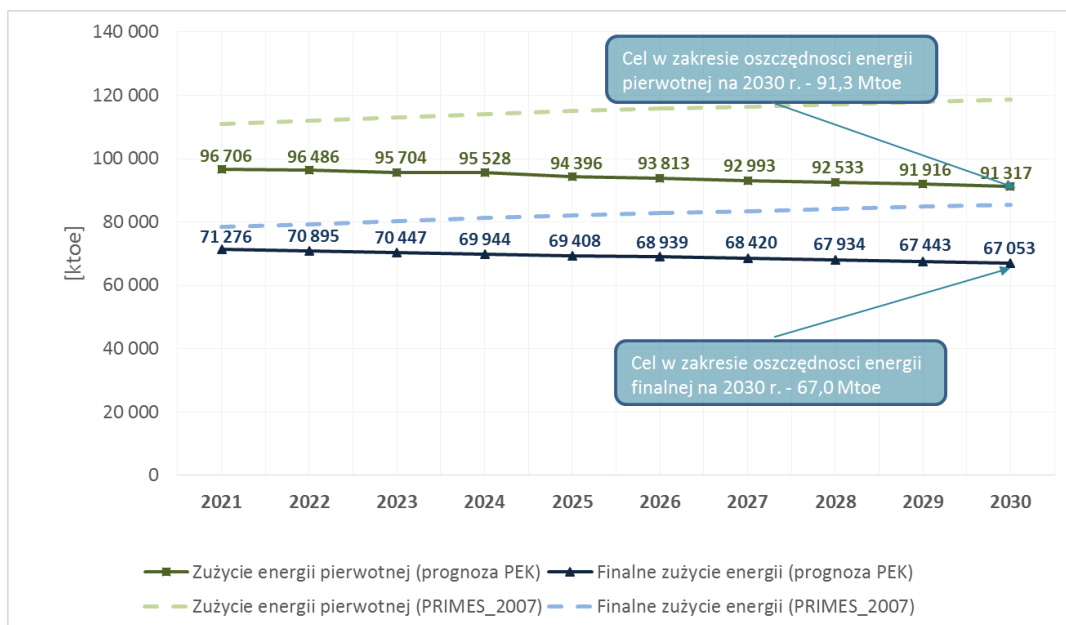
Rysunek poniżej przedstawia porównanie prognoz zużycia energii pierwotnej i finalnej na tle prognoz z 2007 r., stanowiących podstawę do pomiaru oszczędności energii.



Rysunek 13. Prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej na tle prognoz scenariusza PRIMES z 2007 r.

Prognoza dla scenariusza PRIMES z 2007 została przygotowana jedynie w horyzoncie do 2030 r., z tego też powodu zaprezentowane na rysunku powyżej trajektorie krajowego zużycia energii pierwotnej i finalnej dla 2040 r. są wynikiem ekstrapolacji wielkości liczbowych z okresu 2005-2030. Otrzymane wyniki ekstrapolacji posłużyły jako punkty ODN dla określenia procentowej wielkości redukcji zużycia energii na 2040 r. Wynoszą one dla energii pierwotnej i finalnej odpowiednio 27,3% i 23,5%.

Poniżej przedstawiono trajektorię zużycia energii pierwotnej i finalnej w układzie rocznym w latach 2021-2030.



Rysunek 14. Prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w latach 2021-2030 i cele w zakresie poprawy efektywności energetycznej na 2030 r.

5.1.3.2. Porównanie prognoz zużycia energii pierwotnej i finalnej – scenariusz PEK vs ODN

Poniżej zaprezentowano porównanie wyników prognoz zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną w Polsce uzyskanych dla scenariusza PEK i ODN (tabele i rysunek poniżej). Występujące w zużyciu energii różnice pomiędzy scenariuszem PEK a scenariuszem ODN określają prognozowaną wielkość redukcji energii w rozpatrywanych okresach, wynikającą z założonych środków i działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej. Oszczędności energii w obrębie poszczególnych środków poprawy efektywności energetycznej kumulują się w czasie, co oznacza, że oszczędność w danym roku stanowi oszczędność z roku poprzedniego powiększoną o oszczędność osiągniętą z nowych działań zrealizowanych w danym roku.

Tabela 38. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem – scenariusz PEK vs ODN [ktOE]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej (PEK)	87 952	96 589	90 104	96 400	94 396	91 317	88 963	87 736
Zużycie energii pierwotnej (ODN)	87 952	96 589	90 104	98 943	102 217	104 778	103 199	102 680
Oszczędność energii pierwotnej	-	-	-	2 543	7 821	13 462	14 235	14 944
Finalne zużycie energii (PEK)	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112
Finalne zużycie energii (ODN)	57 472	65 230	60 775	72 117	75 078	77 327	78 300	78 784
Oszczędność energii finalnej	-	-	-	2 397	7 396	11 818	13 071	13 672

5.1.3.3. Oszczędności energii końcowej

Poniżej zamieszczono szczegółowe informacje w sprawie metod i środków stosowanych w Polsce służących wdrożeniu art. 7 dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej¹⁸ (EED).

5.1.3.3.1. Obliczenie wielkości wymaganych oszczędności energii, które mają zostać osiągnięte w całym okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2030 r.

W wytycznych zawartych w dokumencie „Zalecenie Komisji dotyczące transpozycji obowiązków oszczędności energii na podstawie dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej”¹⁹ przedstawiono, w jaki sposób należy obliczyć łączną wielkość nowych oszczędności energii końcowej, które mają zostać osiągnięte w ramach obowiązku obejmującego okres 2021–2030, oraz sprecyzowano, które zestawy danych statystycznych mogą być wykorzystywane.

Zgodnie z Zaleceniem Komisji łączna wielkość oszczędności energii ma być obliczona i raportowana w kategorii energii końcowej, dlatego analiza w tym paragrafie prowadzona jest w tej kategorii.

Wartość uśrednionego rocznego zużycia energii końcowej oraz bazy, od której obliczane będą oszczędności energii przedstawiono w tabeli poniżej, wg danych Eurostatu. Wartości zużycia energii końcowej posłużą do wyznaczenia oszczędności energii.

Tabela 39. Zużycie energii końcowej wg danych Eurostatu w latach 2016-2018 [ktoe]

pozycja	kategoria (NRG_BAL_C)	lp.	2016	2017	2018 (dane szacunkowe)	średnia
FEC2020-2030	Zużycie energii końcowej [ktoe]	1	66 601	70 923	(71 700)	69 741
FC_TRA_E	Zużycie energii końcowej – transport [ktoe]	2	18 557	21 431	(22 444)	20 811
Zużycie energii końcowej (po wyłączeniu z obliczenia energii zużytej w transporcie) [ktoe]		3=1-2	48 044	49 492	(49 256)	48 930

Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat

5.1.3.3.2. Łączna wielkość skumulowanych oszczędności energii końcowej, która ma zostać osiągnięta zgodnie z art. 7 ust. 1 lit. b) dyrektywy 2012/27/UE

Łączne oszczędności końcowego zużycia energii, które mają zostać osiągnięte w ramach systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej lub dzięki alternatywnym środkom z dziedziny polityki muszą być, zgodnie z art. 7 ust. 1 akapit pierwszy lit. b) dyrektywy 2012/27/UE, równoważne co najmniej, nowym oszczędnościom w każdym roku od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2030

¹⁸ Artykuł 7 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej) stanowi, iż państwa członkowskie opisują w swoich zintegrowanych krajowych planach na rzecz energii i klimatu, zgodnie z załącznikiem III do rozporządzenia (UE) 2018/1999¹⁸, obliczanie wielkości oszczędności energii, które należy osiągnąć w okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2030 r., o których mowa w art. 7 ust. 1 akapit pierwszy lit. b) dyrektywy 2012/27/UE, i w stosownych przypadkach, wyjaśniają, w jaki sposób ustalone zostały roczny wskaźnik oszczędności i podstawa obliczeń oraz jakie opcje, o których mowa w art. 7 ust. 4 zostały zastosowane i w jakim zakresie.

Ponadto zgodnie z przepisami pkt 5) Załącznika V do dyrektywy 2012/27/UE państwa członkowskie zgłaszają Komisji Europejskiej również zaproponowaną przez siebie szczegółową metodę funkcjonowania systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej oraz alternatywne środki z dziedziny polityki, o który mowa w art. 7a i 7b oraz art. 20 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE.

¹⁹ Zalecenie Komisji z dnia 25 września 2019 r. dotyczące transpozycji obowiązków oszczędności energii na podstawie dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, C(2019) 6621 FINAL

w wysokości 0,8% rocznego zużycia energii końcowej, uśrednionego dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r. (średnia 69 741 ktoe).

Ponadto zgodnie z koncepcją okresu obowiązywania przedstawioną w Zał. V pkt 2) lit. i) dyrektywy 2012/27/UE uznaje się, że każde działanie indywidualne na rzecz zwiększenia poziomu oszczędności energii przyczynia się do osiągnięcia oszczędności nie tylko w roku jego wdrożenia, ale również w kolejnych latach, aż do 2030 r. Z tego względu wymagana wielkość oszczędności może być „kumulowana” z roku na rok.

Wielkość oszczędności energii, które mają zostać osiągnięte w ramach obowiązku obejmującego lata 2021-2030 została obliczona zgodnie z rozdziałem 2.1 ww. Zaleceń.

Wielkość oszczędności energii końcowej, którą należy osiągnąć w 2021 r. dzięki wdrażaniu przepisów art. 7, wynosi $(69\,741 \times 0,8\% \times 1 \text{ rok}) = 558$ ktoe. W 2022 r. wielkość oszczędności energii wynosi $(69\,741 \times 0,8\% \times 2 \text{ lata}) =$ kumulacyjne 1 116 ktoe (w tym 558 ktoe zaliczone z poprzedniego roku). Obliczenia przeprowadzono w odniesieniu do każdego kolejnego roku, aż do 2030 r., kiedy to łączna wielkość wymaganych oszczędności energii finalnej wynosi $(69\,741 \times 0,8\% \times 10 \text{ lat}) = 5\,580$ ktoe. **Natomiast łączna wielkość oszczędności energii końcowej, rozumianej jako wielkość oszczędności energii końcowej kumulowana z roku na rok, którą należy osiągnąć ogółem w latach 2021-2030, wynosi 30 690 ktoe.** Mechanizm przedstawia tabela poniżej.

Tabela 40. Oszczędności energii finalnej, jakie należy osiągnąć w latach 2021-2030 – roczne i skumulowane (na podstawie zapisów dyrektywy EED) [ktoe]

rok	wymagany procent oszczędności	roczne oszczędności energii [ktoe]										RAZEM	
2021	0,8%	558											558
2022	0,8%	558	558										1 116
2023	0,8%	558	558	558									1 674
2024	0,8%	558	558	558	558								2 232
2025	0,8%	558	558	558	558	558							2 790
2026	0,8%	558	558	558	558	558	558						3 348
2027	0,8%	558	558	558	558	558	558	558					3 906
2028	0,8%	558	558	558	558	558	558	558	558				4 464
2029	0,8%	558	558	558	558	558	558	558	558	558			5 022
2030	0,8%	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	5 558
Skumulowane oszczędności w latach 2021-2030												30 690	

Dane wykorzystane do obliczenia zużycia energii końcowej oraz źródła tych danych

Zużycie energii końcowej, będące podstawą, od której dokonano obliczenia oszczędności energii, zostało przyjęte na podstawie ww. kategorii (FEC2020-2030) w zbiorze danych Eurostatu. W odniesieniu do danych statystycznych wykorzystywanych przy obliczaniu wymaganej wielkości oszczędności energii końcowej, w rozdz. 2.2.1 Zalecenia Komisji stwierdza się, że wszystkie elementy, które są wymagane zgodnie z art. 7 ust. 1 akapit pierwszy lit. b) dyrektywy 2012/27/UE, zostały zawarte w odpowiedniej kategorii Eurostatu, tj. w kategorii „zużycie energii końcowej – Europa w latach 2020-2030”²⁰ (kod FEC2020-2030). Ta szczególna kategoria w zbiorze danych statystycznych Eurostatu została ustanowiona w odniesieniu do wkładu państw członkowskich w efektywność energetyczną oraz obowiązku oszczędności energii. Eurostat dokonał zmiany bilansu energetycznego na podstawie międzynarodowych zaleceń dotyczących statystyki energii opublikowanych przez Komisję Statystyczną.

²⁰ <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/10186/6246844/Eurobase-changes-energy.pdf> (str. 25)

5.1.3.3.3. Wielkości wymaganych oszczędności energii z wykorzystaniem możliwości przewidzianych w art. 7 ust. 2 dyrektywy 2012/27/UE

Zgodnie z art. 7 ust. 2 dyrektywy 2012/27/UE państwa członkowskie mogą skorzystać z możliwości obliczenia wymaganej wielkości oszczędności energii w jeden lub więcej z następujących sposobów:

- stosując roczny wskaźnik oszczędności w odniesieniu do sprzedaży energii odbiorcom końcowym lub w odniesieniu do zużycia energii końcowej, uśredniony dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r.;
- wyłączając z podstawy obliczeń, częściowo lub w całości, energię zużytą w transporcie;**
- korzystając z którejkolwiek z opcji określonych w art. 7 ust. 4 dyrektywy 2012/27/UE.

Jednocześnie (zgodnie z art. 7 ust. 3 dyrektywy 2012/27/UE) w przypadku gdy państwa członkowskie korzystają z ww. możliwości ustalają one:

- własny roczny wskaźnik oszczędności energii; oraz
- własny obliczeniowy poziom bazowy oraz wielkość energii zużytej w transporcie wyłączonej z obliczenia [ktoe].

Polska skorzysta z możliwości przewidzianej w art. 7 ust. 2 lit. b) dyrektywy, aby wyłączyć z podstawy obliczeń, przeprowadzanych zgodnie z art. 7 ust. 1 akapit pierwszy lit. b) dyrektywy 2012/27/UE, w całości energię końcową zużytą w transporcie.

W związku z tym obliczone zostało, na podstawie zbioru danych statystycznych Eurostat, średnioroczne zużycie energii końcowej w transporcie. Obliczenia przeprowadzono w oparciu o dane statystyczne z trzech lat (2016, 2017 i 2018) przed dniem 1 stycznia 2019 r. [w ktoe], które wskazano w tabeli 39 na początku tego podrozdziału.

Tabela 41. Wielkość oszczędności energii po wyłączeniu zużycia energii w transporcie

kategoria (NRG_BAL_C)	2016	2017	2018 (dane szacunkowe)	średnia	roczne oszczędności energii	wskaźnik
Zużycie energii końcowej [ktoe]	66 601	70 923	(71 700)	69 741	558	0,8%
Zużycie energii końcowej – transport [ktoe]	18 557	21 431	(22 444)	20 811	n.d.	n.d.
Zużycie energii końcowej (po wyłączeniu energii zużytej w transporcie) [ktoe]	48 044	49 492	(49 256)	48 930	563	1,15%

Tabela 42. Zestawienie oszczędności i wskaźnika do określenia oszczędności energii końcowej

Oszczędności energii końcowej po odliczeniach	21 530 ktoe	Są to łączne oszczędności energii końcowej obliczone przy zastosowaniu wskaźnika 0,8% po wyłączeniu zużycia energii w transporcie (48 930 ktoe x 0,8%)
Dodatkowe oszczędności do osiągnięcia	9 160 ktoe	Są to oszczędności energii brakujące, aby osiągnąć wymagany minimalny poziom łącznych oszczędności energii (30 690 ktoe – 21 530 ktoe)
Wymagany własny wskaźnik oszczędności przy zastosowaniu wyłączenia transportu	1,15%	Wartość własnego wskaźnika, która musi być zastosowana, jeżeli zużycie energii w transporcie zostanie wyłączone z podstawy obliczeń (48 930 x 1,15% = 563)

Roczne oszczędności ustalone przy użyciu własnego wskaźnika wynoszą 563 ktoe, co przekracza minimalny wymagany poziom tj. 558 ktoe (patrz tabela 41).

W drugim okresie objętym obowiązkiem na podstawie art. 7 ust. 1 lit. b) dyrektywy 2012/27/UE nie przewiduje się zastosowania wariantów, o których mowa w art. 7 ust. 4 lit. b)-g) dyrektywy 2012/27/UE. Zatem pkt 2 lit. d) i e) załącznika III do dyrektywy 2012/27/UE nie ma w tym przypadku zastosowania.

5.1.3.4. Finalne zużycie energii w podziale na sektory

Z otrzymanych wyników prognoz wyłania się stabilizacja zapotrzebowania na energię finalną w długim terminie, która jest rezultatem występowania dwóch wzajemnie równoważących się czynników: z jednej strony wzrostu gospodarczego wyrażonego wskaźnikami makroekonomicznymi w postaci PKB i wartości dodanej brutto, generującego wzrost popytu na energię użyteczną, z drugiej strony działań założonych w obszarze poprawy efektywności energetycznej, opisanych w poprzednich podpunktach. Przeprowadzona analiza wskazała, że głębsza od będącej wynikiem przedkładanej analizy redukcja zużycia energii w warunkach przewidywanego rozwoju gospodarczego kraju może okazać się bardzo trudna do osiągnięcia, albo w najlepszym wypadku bardzo kosztowna.

W ujęciu sektorowym (tabela i rysunek poniżej), wzrost finalnego zapotrzebowania na energię odnotowuje się jedynie w sektorze transportu i sektorze usług.

Sektor transportu jest obszarem, w którym redukcja lub co najmniej zmniejszenie tempa wzrostu będą niezwykle trudnym wyzwaniem. Poziom motoryzacji w Polsce jest wyższy niż w innych państwach europejskich, nawet tych z wyższymi wskaźnikami PKB. Zapotrzebowanie na pracę przewozową transportu pasażerskiego i towarowego wzrasta i przewiduje się kontynuację tego trendu w przyszłości, co związane jest z poprawą sytuacji ekonomicznej i dążeniem do zrównania poziomu rozwoju gospodarczego ze średnią unijną. Poważnym problemem jest także wiek i stan techniczny pojazdów użytkowanych na polskich drogach. Import używanych aut o stosunkowo wysokim jednostkowym zużyciu paliwa i dużej emisyjności cały czas rośnie. Jego ograniczenie wydaje się z dzisiejszej perspektywy warunkiem koniecznym w kontekście redukcji krajowego zużycia paliw ropopochodnych i walki z emisją zanieczyszczeń.

Jednym z najważniejszych elementów tego planu ma być rozwój elektromobilności, który biorąc pod uwagę koszty technologii i konieczność budowy od podstaw infrastruktury ładowania, może w rzeczywistości przebiegać w tempie istotnie wolniejszym od założeń rządowych. W związku z tym rekomenduje się wdrożenie dodatkowo działań mających na celu zwiększenie wykorzystania sprężonego gazu CNG i wodoru w napędach samochodów osobowych i dostawczych, co może rekompensować wolniejsze upowszechnianie się pojazdów elektrycznych. Kolejnym bardzo ważnym działaniem, jest tworzenie warunków sprzyjających przenoszeniu przewozów z dróg na kolej, zarówno w odniesieniu do przewozów pasażerskich jak i towarowych.

Na podstawie przyjętych założeń odnośnie działań podejmowanych na rzecz poprawy efektywności energetycznej w sektorze transportu oszacowano wielkość potencjalnych oszczędności w tym sektorze na poziomie 4,47 Mtoe w 2030 r. i ok. 4,9 Mtoe w 2040 r.

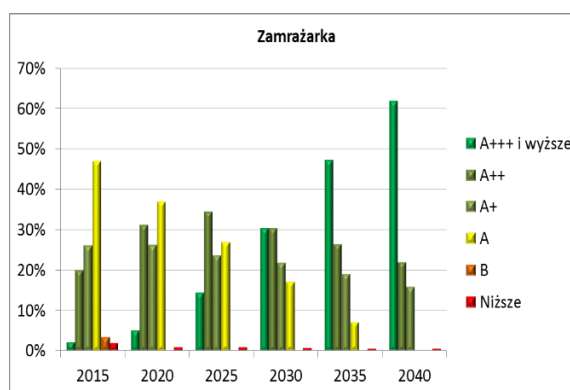
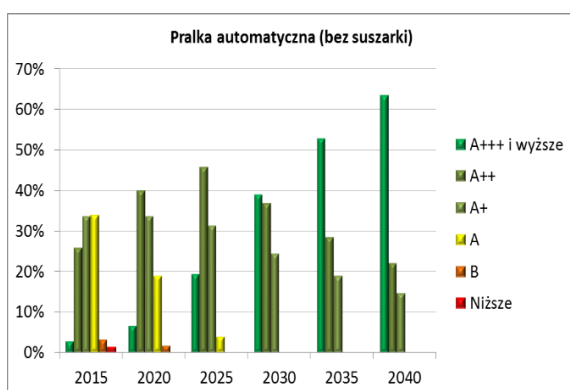
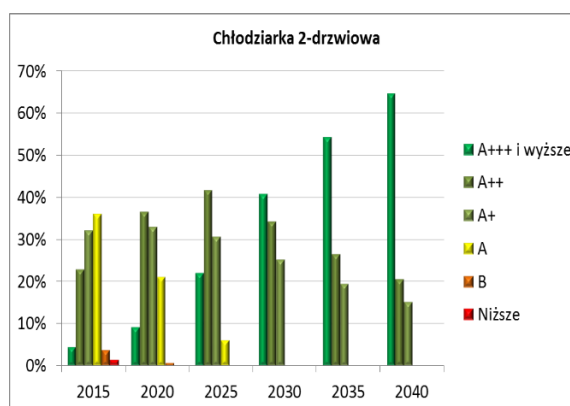
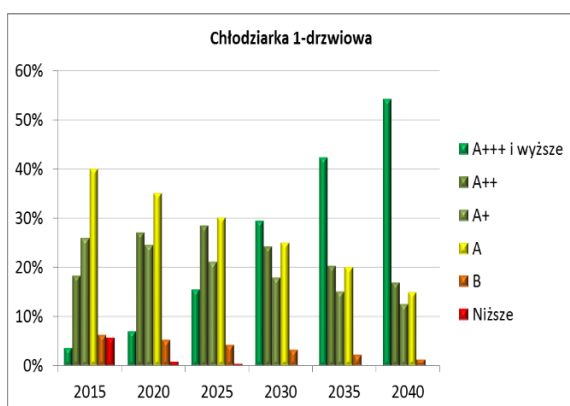
Wzrost finalnego zapotrzebowania na energię, jak wspomniano wcześniej, dotyczy również sektora usługowego. Usługi są najdynamiczniej rozwijającym się sektorem gospodarki krajowej (zgodnie z założoną ścieżką makroekonomiczną, wartość dodana w latach 2015-2040 ulega podwojeniu). Wzrost finalnego zużycia energii w usługach związany jest przede wszystkim z rosnącą konsumpcją energii elektrycznej. Oszczędności energii oszacowano w odniesieniu do wszystkich kierunków użytkowania energii czyli: w ogrzewaniu pomieszczeń, przygotowaniu CWU, przygotowaniu posiłków, urządzeniach elektrycznych oraz oświetleniu pomieszczeń i ulic. **Sumaryczna redukcja energii wyniosła w usługach 1,2 Mtoe w 2030 r. oraz 1,4 Mtoe w 2040 r.**

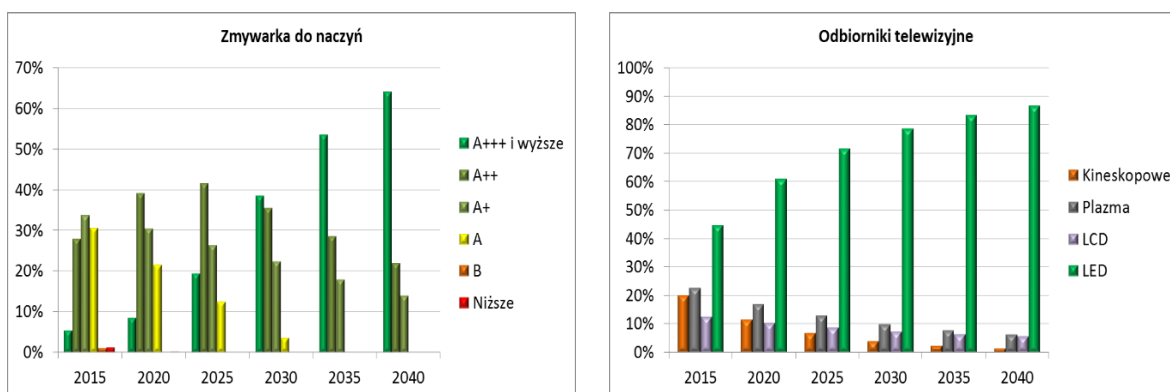
W pozostałych sektorach przewiduje się spadek zapotrzebowania na energię. Jest on stosunkowo niewielki, jednak biorąc pod uwagę stan obecny i przewidywania, jego osiągnięcie będzie się wiązało z ogromnym wysiłkiem. W gospodarstwach domowych warunkowane jest to powodzeniem programu „Czyste powietrze” zakładającym zakrojoną na szeroką skalę termomodernizację budynków jednorodzinnych i całkowitą wymianę niskosprawnych kotłów na paliwa stałe w perspektywie 2030 r. Poza tym przewidziano w obliczeniach modelowych intensyfikację działań na rzecz poprawy

efektywności energetycznej w urządzeniach elektrycznych. Tempo zakładanej wymiany energochłonnych urządzeń zaprezentowano na poniższych grafikach (rysunek poniżej). Wielkości na osi y oznaczają udział gospodarstw domowych użytkujących urządzenia z danej klasy energetycznej w całkowitej ich liczbie.

Finalne zapotrzebowanie na energię w gospodarstwach domowych w rozpatrywanym horyzoncie czasowym spada nieznacznie. Z jednej strony rośnie liczba gospodarstw domowych oraz poprawiają się warunki mieszkaniowe, a wraz z nimi m.in. stopień wyposażenia w urządzenia RTV i AGD (jest to zjawisko towarzyszące wzrostowi zamożności gospodarstw domowych), co pociąga za sobą wzrost konsumpcji energii. Z drugiej strony nowe urządzenia charakteryzują się coraz lepszą efektywnością, co powoduje, że ograniczany jest jednocześnie potencjał wzrostu zapotrzebowania. W scenariuszu Polityki Energetyczno-Klimatycznej założono, że tempo procesów poprawy efektywności energetycznej będzie przeważało nad czynnikami powodującymi wzrost zapotrzebowania na energię. Ma to swoje głębokie uzasadnienie w szczególności w warunkach wysokich cen nośników energii, będących konsekwencją polityki energetyczno-klimatycznej. **Uzyskana wielkość oszczędności w gospodarstwach domowych wyniosła 4,1 Mtoe w 2030 r. i 4,8 Mtoe w 2040 r.** Największe tempo poprawy efektywności wykorzystania energii ma miejsce w latach 2019-2030.

W sektorze przetwórstwa przemysłowego zapotrzebowanie na energię spada bardzo nieznacznie. W zasadzie występuje stabilizacja zużycia jeżeli jako punkt ODN przyjmujemy rok 2015 (wzrost o 3,6 % r/r). **Oszacowana wielkość oszczędności energii w sektorze przetwórstwa przemysłowego wyniosła 1,7 Mtoe w 2030 r. oraz 2,2 Mtoe w 2040 r.**



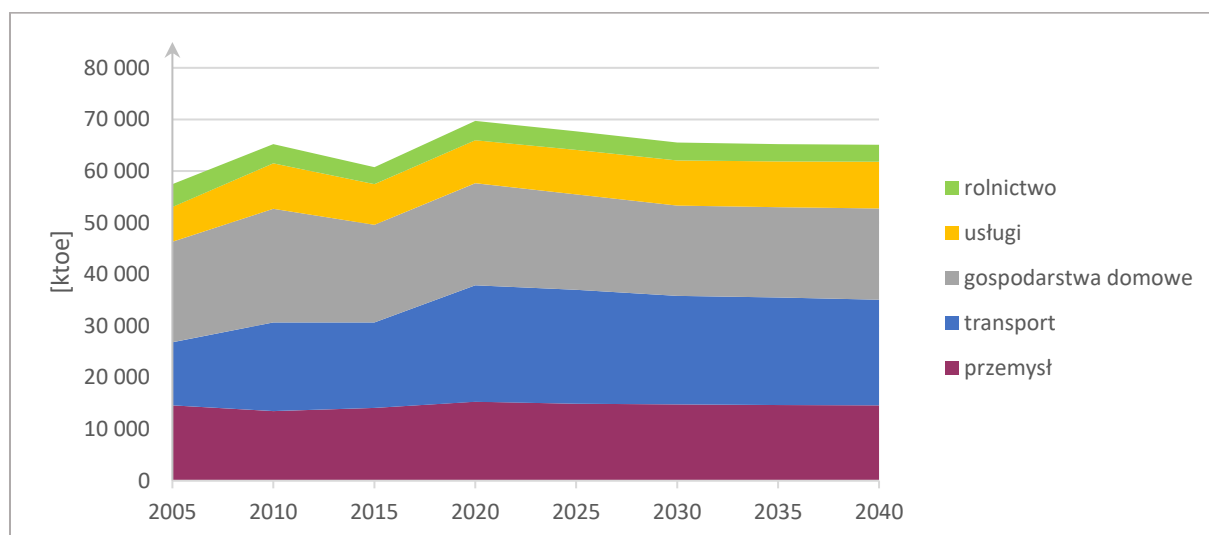


Rysunek 15. Tempo wymiany urządzeń elektrycznych w gospodarstwach domowych

Tabela 43. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł	14 616	13 498	14 096	15 316	14 902	14 763	14 664	14 596
Transport	12 221	17 187	16 559	22 546	22 075	21 049	20 827	20 492
pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	10 118	9 434	8 598	8 745	8 957
towarowy	b.d.	b.d.	7 494	12 346	12 557	12 364	11 995	11 449
pojazdy spec. przezn.	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
Gospodarstwa domowe	19 467	21 981	18 948	19 772	18 506	17 513	17 505	17 657
Usługi	6 730	8 833	7 842	8 343	8 586	8 700	8 853	9 079
Rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 743	3 613	3 485	3 379	3 287
RAZEM	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL), EUROSTAT



Rysunek 16. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)

Tabela poniżej przedstawia przewidywane redukcje zużycia energii w poszczególnych sektorach. Wartości ujemne wykazane w oszczędnościach energii w sektorze rolnictwa są konsekwencją wprowadzenia korekt danych statystycznych w 2019 r., która podniosła istotnie zużycie oleju napędowego w tym sektorze.

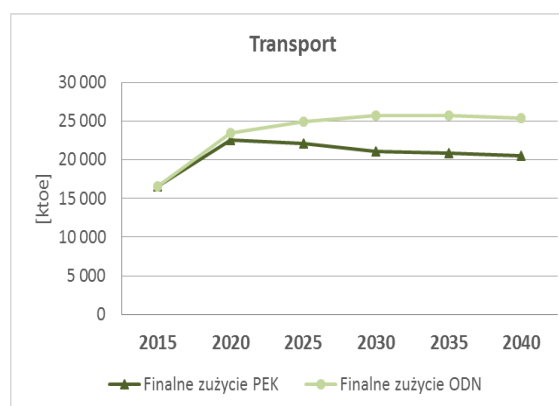
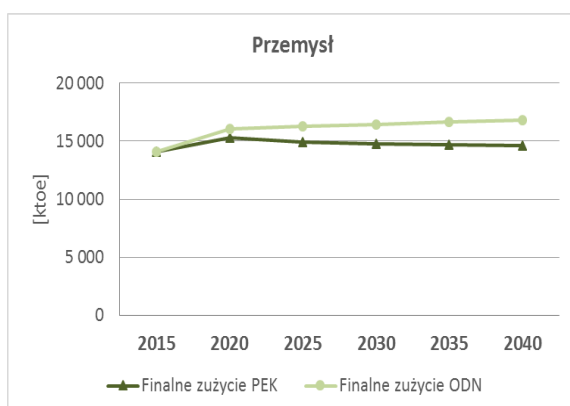
Tabela 44. Redukcja zużycia energii finalnej w sektorach [ktoe]

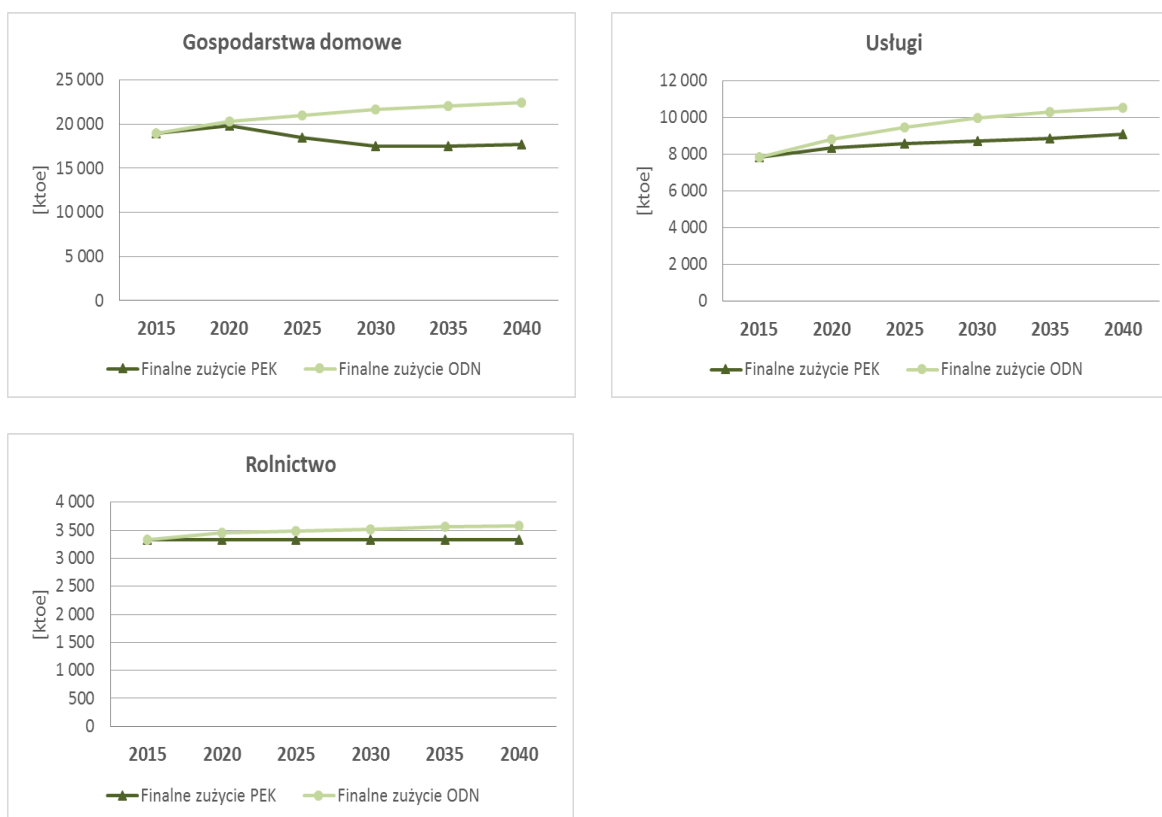
	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	496	2 483	4 102	4 566	4 758
Usługi	467	844	1 237	1 432	1 440
Transport	948	2 822	4 742	4 917	4 942
Przemysł	772	1 369	1 699	1 981	2 234
Rolnictwo	-287	-122	38	176	298
Redukcja energii finalnej	2 397	7 396	11 818	13 071	13 672
Sektor energii	124	1 311	2 278	1 514	1 361
Redukcja energii pierwotnej	2 520	8 707	14 096	14 586	15 033

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

Poniżej zaprezentowano porównanie wyników prognoz zapotrzebowania na energię finalną w Polsce uzyskanych dla scenariusza PEK i ODN w poszczególnych sektorach gospodarki narodowej. Przedstawione różnice odzwierciedlają uzyskane wielkości oszczędności energii w ramach założonych działań i środków na rzecz poprawy efektywności energetycznej.

Poniżej zaprezentowano porównanie wyników prognoz zapotrzebowania na energię finalną w Polsce uzyskanych dla scenariusza PEK i ODN w poszczególnych sektorach gospodarki narodowej. Przedstawione różnice odzwierciedlają uzyskane wielkości oszczędności energii w ramach założonych działań i środków na rzecz poprawy efektywności energetycznej.





Rysunek 17. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory – scenariusz PEK vs ODN

5.1.3.5. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki

W finalnym zużyciu energii obserwowane są istotne zmiany w strukturze paliwowej. Przede wszystkim następuje znaczna redukcja zużycia węgla w gospodarce krajowej (udział tego surowca spada z 18,5% w 2015 r. do niecałych 7,5% w 2030 r. i ok. 4,4% w 2040 r.). Rośnie natomiast stopniowo zużycie energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, co jest naturalną konsekwencją polityki nakierowanej na ograniczanie emisji zanieczyszczeń. W oparciu o przyjęte założenia przewidywany jest stosunkowo niewielki spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe, co jest konsekwencją przyjętych założeń dotyczących tempa i zakresu termomodernizacji budynków oraz rekomendacji KE w zakresie projekcji liczby stopniodni grzania, odzwierciedlającej proces ocieplania się klimatu. Ograniczone tempo spadku wynika z kolei z założenia, że w ramach walki ze smogiem zintensyfikowane zostaną działania na rzecz przyłączania nowych odbiorców do sieci ciepłowniczych.

Spadek zużycia węgla kamiennego związany jest głównie z postępującym powoli, ale stopniowo procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze przemysłu), częściowo na skutek funkcjonowania w systemie ETS, czego konsekwencją jest przechodzenie na paliwa i nośniki takie jak: gaz czy energia elektryczna. W następnej kolejności na spadek zużycia węgla wpływać będzie również proces wymiany starych, nieefektywnych kotłów zasypowych w gospodarstwach domowych, wspierany dopłatami z programu „Czyste powietrze” i innych dedykowanych systemów. Duży wpływ na zakres redukcji zużycia węgla w paleniskach domowych będą miały również regulacje zawarte w rozporządzeniu Ministra Rozwoju i Finansów w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe²¹, wprowadzające ograniczenia dla pieców produkowanych i instalowanych w Polsce o mocy poniżej

²¹ Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Finansów z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe.

500 kW. Od momentu wprowadzenia w życie sprzedawane piece na paliwa stałe muszą spełniać wymagania 5 klasy emisyjności według normy PN-EN 303-5:2012. Prognoza uwzględnia założenie, że wszystkie nowe kotły spełniają wskazane we wspomnianym rozporządzeniu kryteria.

Tabela 45. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	12 152	13 041	14 202	15 349	16 520
Ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 748	5 436	5 090	5 080	5 132
Węgiel	12 340	13 733	11 218	9 917	7 117	4 899	3 735	2 842
Produkty naftowe	17 563	20 213	18 646	23 822	22 602	20 911	20 063	19 124
Gaz ziemny	7 917	8 884	8 487	10 144	10 353	10 327	10 277	10 108
Biogaz	40	48	78	97	131	165	201	237
Biomasa stała	3 755	4 306	4 639	5 295	5 916	6 439	6 681	7 036
Biopaliwa	46	867	653	1490	1531	1413	1364	1317
Odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	785	871	891	905	919
Kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	48	116	270	685	1 172	1 574	1 876
RAZEM	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL), EUROSTAT

5.1.3.6. Zużycie nieenergetyczne

Zużycie nieenergetyczne to ilość nośników energii zużyta na potrzeby technologiczne produkcji niektórych wyrobów (np. zużycie gazu do produkcji nawozów mineralnych, albo węgiel kamienny do produkcji elektrod). W prognozie zakłada się umiarkowany wzrost zużycia wszystkich stosowanych do tej pory nośników energii na cele nieenergetyczne zgodnie z obserwowanym w historii trendem (tabela poniżej). Wzrost ten jest w dużym stopniu skorelowany ze wzrostem gospodarczym. Różnice w zużyciu na cele nieenergetyczne w porównaniu ze scenariuszem ODN są pomijalnie małe, dlatego nie zestawiano ich w tym miejscu.

Tabela 46. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	52	54	102	118	119	119	120	121
Koks	39	1	0	0	0	0	0	0
Torf	90	30	0	0	0	0	0	0
Nafta	672	986	1 048	984	925	884	872	856
LPG	73	81	144	91	78	70	68	66
Pozostałe produkty naft.	1 664	2 156	2 222	2 146	2 201	2 256	2 309	2 365
Gaz ziemny	2 017	1 661	2 120	2 151	2 176	2 202	2 223	2 245
RAZEM	4 564	4 953	5 428	5 486	5 514	5 550	5 601	5 664

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL), EUROSTAT

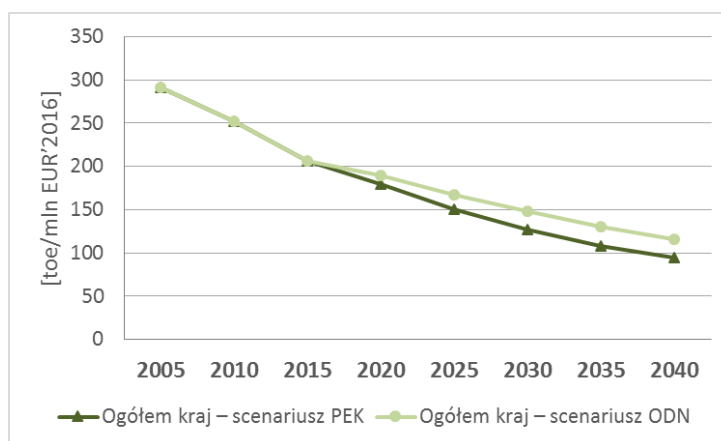
5.1.3.7. Intensywność zużycia energii pierwotnej

Tabela poniżej przedstawia wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB dla scenariusza PEK. Wskaźnik ten ulega stopniowemu obniżaniu w całym rozpatrywanym okresie, co odzwierciedla zachodzące w gospodarce procesy poprawy efektywności wykorzystania energii. Z porównań wynika, że energochłonność liczona na jednostkę PKB zmniejszała się w Polsce w ciągu ostatnich kilkunastu lat ponad dwa razy szybciej niż w średnio w krajach UE (w stosunku do 2005 r. obniżyła się o ok. 30%). Obliczona dla 2015 r. energochłonność pierwotna PKB wynosząca 207 toe/mln EUR'2016 była prawie dwukrotnie wyższa od średniej unijnej (z danych EUROSAT wynika, że o ok. 89%). Dokonane porównania wskazują na występowanie znacznego potencjału do dalszej poprawy efektywności, ale na pewno nie jest on przesadnie duży i możliwy do uzyskania w prosty sposób. Osobną kwestią jest, że zdecydowanie lepszym wskaźnikiem do tego rodzaju porównań byłby wskaźnik energochłonności liczony wg parytetu siły nabywczej (PPP), który w 2014 r. był wyższy już tylko o 17% od średniej unijnej. Główną przyczyną wysokich wartości tego wskaźnika leży nie tyle po stronie niskiej efektywności wykorzystania energii, ale bardziej ze względu na stosunkowo niskie wartości PKB. Na rysunku poniżej przedstawiono porównanie wskaźnika intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB dla scenariusza PEK i ODN, zaś na kolejnym rysunku zamieszczono porównanie wskaźnika intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB dla 2015 r. oraz prognozowaną jego wartość dla Polski w zestawieniu z obecnie obserwowanymi w krajach UE.

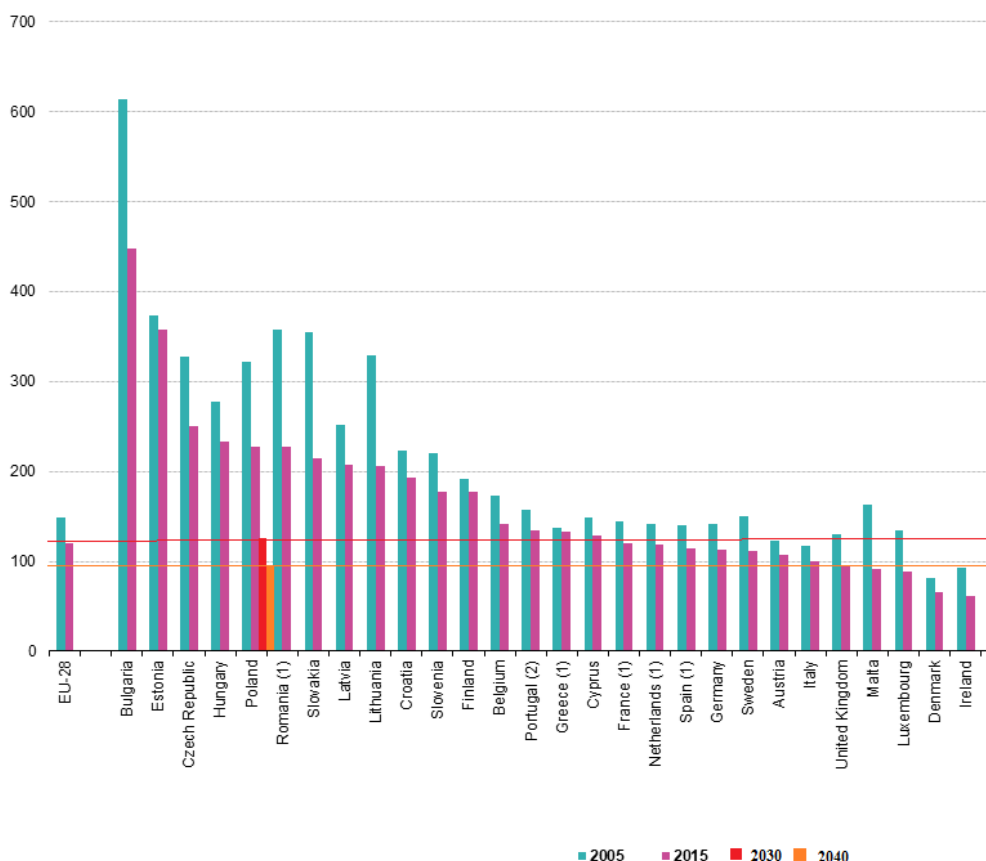
Tabela 47. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR2016]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj – scenariusz PEK	292	254	207	181	152	128	111	99

Źródło: Opracowanie własne ARE SA



Rysunek 18. Wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB – scenariusz PEK vs ODN, Źródło: opracowanie własne ARE SA



Rysunek 19. Intensywność zużycia energii pierwotnej w Polsce na tle krajów UE,
 Źródło: Eurostat, ARE SA (prognozy dla Polski)

5.1.3.8. Intensywność zużycia energii finalnej w podziale na sektory

Tabela poniżej przedstawia wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory. Zgodnie z zaprezentowanymi danymi, wskaźniki te ulegają stopniowej poprawie w rozpatrywanym horyzoncie czasowym we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Wskaźnik intensywności zużycia energii finalnej ogółem dla kraju ulega niemalże dwukrotnej poprawie w okresie 2015–2040. W perspektywie 2030 r. obniża się o 35%.

Tabela 48. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mIn EUR'2016]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	196	175	144	134	111	94	83	75
Przemysł	225	156	139	132	114	100	92	85
Transport	677	930	644	727	654	581	538	501
w tym: pasażerski	b.d	b.d	347	324	278	236	225	217
towarowy	b.d	b.d	289	396	370	339	308	278
Usługi	41	43	34	30	26	22	20	18
Rolnictwo	431	363	349	385	364	344	326	311
Gospodarstwa domowe [toe/gosp.dom.]	1524	1632	1357	1341	1198	1092	1059	1043

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

5.1.3.9. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej

Tabela poniżej ilustruje projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zaprezentowane wielkości zużycia dla okresu 2015-2040 są pochodną wyznaczonej w dedykowanym modelu (MESSAGE-PL), optymalnej struktury produkcji i mocy energii elektrycznej i ciepła w kraju, opisaną szczegółowo w dalszej części dokumentu.

Kluczowym wnioskiem wypływającym z otrzymanych wyników jest przewidywane stopniowe ograniczanie wykorzystania węgla (zarówno kamiennego, jak i brunatnego) w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa, wymuszane głównie rosnącym kosztem zakupu uprawnień do emisji CO₂, koniecznością trwałego odstawiania wyeksploatowanych jednostek, najczęściej niemożących spełnić wymagań środowiskowych, a także występowaniem niesprzyjających warunków w otoczeniu regulacyjnym i rynkowym dla jednostek wysokoemisyjnych. Odbywa się to przy jednoczesnym zwiększaniu udziału paliw i technologii mniej obciążających środowisko naturalne (OZE, gaz, energia jądrowa). Dzięki wprowadzeniu rynku mocy i funkcjonowaniu mechanizmów łagodzących skutki transformacji sektora (co zostało uwzględnione w modelu), istotny spadek zużycia węgla w elektroenergetyce następuje dopiero po 2030 r. Założone w modelu prognostycznym zgodnie z rekomendacjami KE ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrastają w tym okresie do poziomu 30-40 EUR/tCO₂, co powoduje szybkie „wypychanie” z krzywej *merit order* jednostek węglowych. Istotnym elementem niepewności uzyskanych wyników jest jednak poziom cen uprawnień do emisji CO₂. W rozpatrywanym okresie zużycie węgla w produkcji energii elektrycznej i ciepła systemowego spada z 35,3 Mtoe w 2015 r. do 26,6 Mtoe w 2030 r. i 14,9 Mtoe w 2040 r. Oznacza to procentowy spadek o 25% do 2030 r. i 58% do 2040 r.²²

Tabela 49. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie								
Węgiel	2 265	1 118	507	4 722	5 925	5 990	6 047	4 796
Produkty naftowe	10	4	1	6	5	5	6	3
Gaz	1	0	0	0	188	571	1 587	2 019
OZE, odpady	6	61	441	450	447	416	416	0
Elektrociepłownie								
Węgiel	34 392	33 935	32 375	24 369	22 282	19 746	12 223	9 681
Produkty naftowe	555	558	403	337	334	324	301	289
Gaz	1 182	1 093	1 347	2 259	2 562	3 018	3 582	4 277
OZE, odpady	435	1 547	2 021	2 696	3 473	4 592	4 909	5 414
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	4 624	6 936
Ciepłownie								
Węgiel	3 063	3 360	2 403	1 864	1 278	856	565	394
Produkty naftowe	52	36	16	23	21	20	21	24
Gaz	295	277	209	154	127	111	105	109
OZE, odpady	40	47	42	82	193	404	423	448

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL)

²² Zgodnie z metodyką stosowaną w EUROSTAT (wg której przygotowane zostały wszystkie dane statystyczne zaprezentowane w dokumencie) do elektrociepłowni zaliczane są jednostki, które wytwarzają choćby minimalne wielkości ciepła (również w procesach rozdzielonych np. w kotłach ciepłowniczych energetyki zawodowej). Jest to kilka jednostek, dlatego wielkości są niewielkie.

5.1.3.10. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji

Do sektora przemian energetycznych zaliczane są zakłady przemysłowe, w których realizowane są procesy technologiczne, w których jedna postać energii (przeważnie nośniki energii pierwotnej, np. węgiel) zamieniane są na inną, pochodną postać energii (np. energię elektryczną, ciepło, koks, gaz z procesów technologicznych, itp.). Poza elektrowniami, elektrociepłowniami i ciepłowniami, wymienionymi w poprzednim podpunkcie, do sektora przemian energetycznych zaliczane są także: rafinerie, petrochemie, gazownie, koksownie, brykietownie oraz wielkie piece. Tabela 50 ilustruje łączne zużycie paliw w wymienionych jednostkach. Z zaprezentowanych danych wynika niewielki wzrost zużycia, związany z rosnącymi potrzebami rozwijającej się gospodarki. Przewiduje się wzrost zużycia wszystkich zdefiniowanych w tabeli kategorii paliw/nośników energii, używanych jako wsad paliwowy w procesach konwersji. Po 2030 r. zmniejsza się ilość przerabianej ropy naftowej, z uwagi na przewidywane zmiany jakie będą zachodzić w transporcie (zastępowanie paliw ropopochodnych innymi, bardziej przyjaznymi środowisku).

Tabela 50. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ropa naftowa	18432	23188	26537	27247	27227	26784	26861	26754
Węgiel	9519	10559	11063	11197	10713	10601	10562	10606
Produkty naftowe	1085	1703	1906	1864	1916	1942	1982	2009
Gaz	204	308	638	649	630	596	571	545
OZE, odpady	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL)

5.1.3.11. Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji

Niepodważalną zaletą układów skojarzonych jest ich wysoka sprawność energetyczna, pozwalająca na istotne ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, co w rezultacie przekłada się na redukcję emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń. Podstawowe oszczędności energetyczne występujące w układach skojarzonych, polegają na pełniejszym wykorzystaniu energii dostarczonej w paliwie dzięki zagospodarowaniu ciepła odpadowego, towarzyszącemu procesowi rozdzielonego wytwarzania ciepła użytkowego i energii elektrycznej. Z analiz przeprowadzonych m.in. przez ARE SA wynika, że Polska posiada potencjał na zainstalowanie kolejnych od 7,5 do 10 GW mocy w kogeneracji^{23,24}. Nowy system wsparcia (wprowadzony w ramach ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji) powinien przyczynić się do bardziej dynamicznego rozwoju kogeneracji i ciepła systemowego, inwestycji w nowe źródła kogeneracyjne jak i modernizacji istniejących.

W symulacjach modelowych tempo rozwoju kogeneracji w Polsce określono stosownie do prognozy zapotrzebowania na ciepło użytkowe z uwzględnieniem czynników ekonomicznych, oraz przy założeniu kontynuacji wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki obliczeń modelowych (tabela poniżej) wskazują na możliwe zwiększenie wolumenu energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji z ok. . 26,2 TWh w 2017 r. do ponad 36,5 w 2030 r., co oznacza ok 30% wzrost. Dalszego wzrostu produkcji można się również spodziewać do ok. 2035 r., po tym okresie produkcja energii elektrycznej ustabilizuje na poziomie 39 TWh (tabela poniżej). Technologią rozwijającą się najszybciej okazują się elektrociepłownie gazowe, w szczególności – faktem przemawiającym za wyborem takiego

²³ „Raport o stanie kogeneracji w Polsce w latach 2007-2014”, ARE SA. Warszawa 2015.

²⁴ „Kogeneracja – wczoraj, dziś, jutro”, ARE SA. Warszawa 2016.

rozwiązania jest dostępność paliwa oraz konkurencyjność w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ oraz popierane w ramach aukcji technologie OZE (biomasa i biogaz).

Tabela 51. Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji [GWh]

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Produkcja ogółem	26 290	31 619	33 886	36 596	38 598	38 979

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL)

Mimo spodziewanego wzrostu produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, jej procentowy udział w ogólnej produkcji energii elektrycznej w kraju charakteryzuje się bardzo umiarkowanym wzrostem, z 16,0% w 2015 r. do 18,3 % w 2030 r., utrzymaniem podobnego poziomu do 2035 r., natomiast stopniowym spadkiem w latach kolejnych (tabela poniżej). Różnice między scenariuszami PEK i ODN wynikają z prognozowanego mniejszego zapotrzebowania na ciepło użytkowe oraz szybkiego, dużego wzrostu produkcji z jednostek produkujących tylko energię elektryczną (wiatrowych, fotowoltaicznych oraz po 2030 r. gazowych i jądrowych).

Tabela 52. Procentowy udział wysokosprawnej kogeneracji w produkcji energii elektrycznej – scenariusz PEK vs ODN

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
PEK	12,9%	17,6%	15,9%	19,3%	20,8%	18,5%	17,8%	19,1%
ODN				19,3%	21,0%	21,4%	23,9%	24,4%

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL)

5.1.3.12. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach

Obecnie ok. 66%²⁵ ciepła użytkowego pochodzi z kogeneracji, natomiast pozostała część ciepła produkowana jest w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej). Występuje więc w kraju znaczny potencjał, który może zostać wykorzystany przede wszystkim dzięki przebudowie niespełniających wymogów środowiskowych kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne. Ponadto, istnieją techniczne możliwości wykorzystania ciepła odpadowego powstającego w instalacjach przemysłowych lub innych instalacjach generujących ciepło odpadowe. Jeszcze innym rozwiązaniem jest rozwój mikrokogeneracji oraz energetyki prosumenckiej.

Otrzymane wyniki wskazują, że produkcja ciepła w elektrociepłowniach będzie rosła z ok. 185 PJ w 2015 r. do 213 PJ w 2025 r., a następnie obniżyć się stopniowo do ok. 206 PJ w 2030 r. **Spadek ten jest efektem spadku ogólnego zapotrzebowania na ciepło sieciowe w tym okresie w wyniku podejmowanych działań proefektywnościowych, w szczególności wspierania inwestycji termomodernizacyjnych i remontowych.** W ostatniej dekadzie zauważalny jest znów wzrost produkcji do ok. 213 PJ w 2035 r. oraz utrzymanie osiągniętego poziomu produkcji w kolejnych latach, przede wszystkim dzięki dalszemu zastępowaniu kotłowni węglowych przez jednostki kogeneracyjne. W konsekwencji, produkcja ciepła w ciepłowniach będzie się wyraźnie obniżyć - ponad 50% spadek do 2040 r. Zauważalny jest istotny spadek produkcji ciepła z węgla, w elektrociepłowniach na rzecz gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych, natomiast w ciepłowniach głównie w wyniku wymiany starych kotłów węglowych na kotły opalane biomasą.

²⁵ „Gospodarka paliwowo-energetyczna”, GUS, Warszawa 2016

Tabela 53. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Produkcja ogółem	336 391	335 831	280 106	290 684	275 843	259 615	256 690	258 732
Elektrownie	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrociepłownie	219 883	205 851	185 339	207 729	213 015	205 980	213 620	212 328
Ciepłownie	116 508	129 980	94 767	82 955	62 828	53 635	43 070	46 404

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL)

W tabeli poniżej porównano wyniki dla scenariusza PEK i ODN. Różnice w wielkościach produkcji ciepła wynikają z niższego zapotrzebowania na ciepło w scenariuszu PEK. Występuje także spadek wykorzystania węgla w scenariuszu PEK. Tabela kolejna przedstawia porównanie produkcji ciepła w elektrowniach i elektrociepłowniach również między scenariuszami PEK i ODN.

Tabela 54. Procentowy udział kogeneracji w produkcji ciepła sieciowego – scenariusz PEK vs ODN

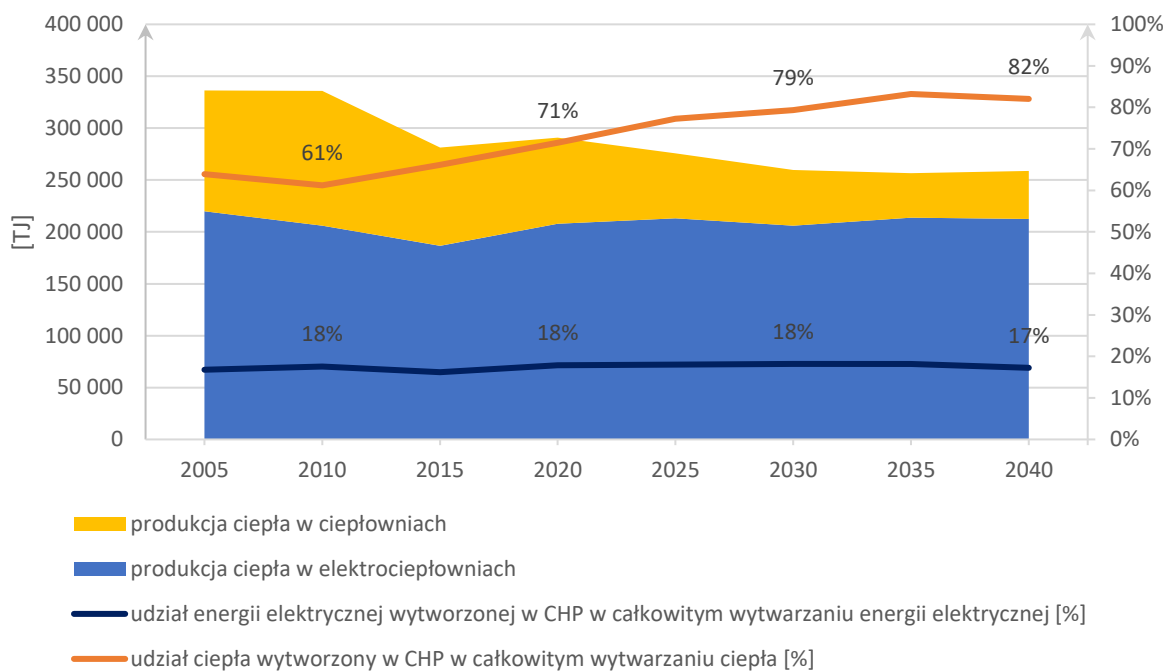
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
PEK	65,4%	61,2%	66,2%	71,5%	77,2%	79,3%	83,2%	82,1%
ODN				68,1%	71,4%	73,3%	76,0%	75,1%

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL)

Tabela 55. Produkcja energii cieplnej w elektrociepłowniach i ciepłowniach wg rodzaju jednostki wytwórczej [TJ] – scenariusz PEK vs ODN

	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrociepłownie (PEK)	207 729	213 015	205 980	213 620	212 328
Elektrociepłownie (ODN)	200 060	218 230	230 000	244 539	247 396
różnica % (PEK-ODN)	3,7%	-2,4%	-11,7%	-14,5%	-16,5%
Ciepłownie (PEK)	82 955	62 828	53 635	43 070	46 404
Ciepłownie (ODN)	93 662	87 302	83 902	77 096	82 182
różnica % (PEK-ODN)	-11.4%	-28.0%	-36.1%	-44.1%	-43.5%

Na rysunku poniżej zestawiono także produkcję ciepła oraz udział energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w kogeneracji w odniesieniu do całkowitego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, w oparciu o wyniki z przedstawione w tabelach powyżej.



Rysunek 20. Produkcja ciepła [TJ] oraz udział energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w kogeneracji w odniesieniu do całkowitego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła [%]

5.1.4. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

5.1.4.1. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa

Tabela 56 ilustruje wielkość krajowej podaży poszczególnych paliw i nośników energii w perspektywie 2040 r. Z uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- Wydobycie **węgla kamiennego** energetycznego w latach ulega spadkowi w całym rozpatrywanym okresie – z poziomu 32,1 Mtoe w 2015 r. do 22,6 Mtoe w 2030 r. i 16,2 w 2040 r. (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: 59,6 mln t, ok. 36 mln t i ok. 30 mln t). Ograniczenie produkcji wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej, a w znacznie większej mierze niż w scenariuszu ODN w gospodarstwach domowych. Spadek popytu na węgiel w sektorze przemysłu następuje głównie w wyniku procesu unowocześniania procesów produkcyjnych. W gospodarstwach domowych i usługach – w ramach walki ze smogiem – następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na kotły spełniające najwyższe normy środowiskowe (o wysokich sprawnościach przemian energetycznych) oraz zamiana technologii węglowych na bardziej przyjazne środowisku (OZE, gaz, ciepło systemowe). W scenariuszu PEK duże znaczenie dla spadku popytu na węgiel ma program „Czyste powietrze”, ale także głęboka termomodernizacja. Ponadto warto podkreślić, że aby wzmocnić skuteczność działań wynikających z programów ochrony powietrza i planów działań krótkoterminowych samorządy otrzymały dodatkowe narzędzie w ramach nowelizacji ustawy – Prawo ochrony środowiska (tzw. ustawa antysmogowa) z dnia 10 września 2015 r. (Dz. U. z 2015 r., poz. 1593). Zgodnie z art. 96 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r., poz. 519, z późn. zm.) sejmik województwa może, w drodze uchwały, w celu zapobieżenia negatywnemu oddziaływaniu na zdrowie ludzi lub na środowisko, wprowadzić ograniczenia lub zakazy w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw. Jednocześnie w uchwale tej określa się rodzaje lub jakość paliw dopuszczonych do stosowania lub których stosowanie jest zakazane.

Po 2030 r. spodziewane jest przyspieszenie procesu trwałych odstawień z wyeksploatowanych jednostek wytwórczych. Budowa nowych bloków opalanych węglem (oprócz tych, co do których decyzja inwestycyjna została już podjęta) w warunkach wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, ciągle zaostrzających się wymagań środowiskowych oraz kierunków polityki energetyczno-klimatycznej UE, będzie utrudniona ze względów ekonomicznych. Ostatnią konwencjonalną elektrownią węglową wybudowaną w Polsce prawdopodobnie będzie blok w Ostrołęce. Prace nad czystymi technologiami węglowymi (CTW) mogą wpłynąć na zmianę tendencji spadku wykorzystania surowca, jednakże dotychczasowe doświadczenia zagraniczne nie gwarantują osiągnięcia konkurencyjności technologii CTW. Technologie węglowe wyposażone w instalacje CCS mogą być konkurencyjne jedynie w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ przekraczających 50 EUR/t.

- Wydobycie **węgla koksującego** (ściśle związane z produkcją koksu) w długim terminie nieznacznie spadnie z poziomu 9,2 Mtoe do 8,6 Mtoe w 2040 r. Krajowe i zagraniczne zapotrzebowanie na koks warunkowane jest tempem globalnego wzrostu gospodarczego, zatem podlega znacznym fluktuacjom - niemożliwym do przewidzenia. Z powyższego względu, rzeczywisty poziom produkcji może ulegać znaczącym odchyleniom od prognoz.
- Podaż **węgla brunatnego** znacząco spada po 2030 r. Do prognoz przyjęto, że nie powstają żadne nowe jednostki poza budowanym blokiem w Turowie (455 MW). Uruchomiona zostaje odkrywka

Złoczew i Ościstowo, z których surowiec zostanie wykorzystany w istniejących jednostkach wytwórczych.

- Wydobycie **ropy naftowej** utrzyma się na stałym (stosunkowo niewielkim) poziomie (ok. 1 Mtoe), podobnie jak krajowe wydobycie **gazu ziemnego** (ok. 3,6-4 Mtoe rocznie).
- Przewiduje się wzrost produkcji krajowej biopaliw I generacji oraz rozpoczęcie produkcji krajowej biopaliw II i III generacji, ze względu na rosnące zapotrzebowanie w sektorze transportowym. Przy zastosowaniu biopaliw I generacji może zostać osiągnięty maksymalny dopuszczalny 7% udział w zużyciu oleju napędowego i benzyny. Pozostała ilość biopaliw niezbędna do osiągnięcia zakładanych w prognozie pułapów udziału OZE w sektorze, zostanie wyprodukowana lub zaimportowana w formie HCO/COHVO II i III generacji.
- W latach 2015-2030 przewiduje się wzrost pozyskania **biomasy stałej** w latach 2015-2030 o ok. 56%, a do 2040 o 63%. Zapotrzebowanie na biomasę będzie rosło we wszystkich sektorach. Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym powinna rosnąć opłacalność wykorzystania biomasy zarówno w kotłach dedykowanych, układach hybrydowych, jak i instalacjach współspalania z węglem. W gospodarstwach domowych i usługach większe niż do tej pory wykorzystanie biomasy wiązać się będzie z zastępowaniem starych pieców węglowych nowoczesnymi, opalonymi pelletem. Istotnym elementem ryzyka w tym zakresie jest wprowadzenie od 2021 r. certyfikacji biomasy, która ma na celu potwierdzenie spełniania ogólnounijnych kryteriów zrównoważonego rozwoju. Ponadto przy obliczaniu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z biomasy uwzględniane będą wszystkie skutki uwalniania węgla do atmosfery, co również wpłynie na pogorszenie atrakcyjności zastosowania biomasy jako paliwa.
- Nie przewiduje się wydobycia rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe na terenie kraju, choć w długiej perspektywie nie wyklucza się pozyskiwania surowca metodami niekonwencjonalnymi.

Tabela 56. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny	45 736	35 302	32 136	29 367	27 433	22 615	18 831	16 210
Węgiel koksujący	9 948	8 216	9 155	9 339	8 809	8 668	8 588	8 564
Koks	5 721	6 701	6 666	6 653	6 397	6 401	6 456	6 560
Węgiel brunatny	12 736	11 559	12 299	10 637	11 110	11 095	5 971	3 761
Ropa naftowa	840	681	914	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 595	3 627	3 653	3 675	3 694
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	117	446	936	1 100	1 133	1 042	1 006	972
Biomasa stała	4 166	5 866	6 268	7 356	8 385	9 753	9 986	10 193

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL)

5.1.4.2. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa

Wartość salda importowo-eksportowego odgrywa istotną rolę przy określaniu sposobów pokrycia zapotrzebowania i wyznaczaniu struktury generacji energii elektrycznej, jak również wpływa na poziom cen tego nośnika na rynku hurtowym.

Od 2014 r. obserwowane są Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wyraźne tendencje do wzrostu udziału energii elektrycznej sprowadzanej z zagranicy. Jest to wynik rosnących zdolności importowo-eksportowych oraz intensywnego dotowania niestabilnych źródeł energii OZE w krajach sąsiadujących.

Należy oczekiwać, że w okresie do ok. 2023 r., o ile nie wystąpią nadzwyczajne okoliczności skutkujące zmianą dotychczasowych relacji cenowych na połączeniach międzysystemowych, Polska będzie importerskim netto energii elektrycznej.

Planowane zakończenie procesu likwidacji elektrowni jądrowych w Niemczech w 2023 r. oraz ogólne zmniejszenie nadwyżki mocy produkcyjnych w Europie Środkowo-Zachodniej w wyniku likwidacji i wymiany konwencjonalnych zdolności wytwórczych, może prowadzić do wzrostu cen na europejskich rynkach energii. Ponadto wprowadzenie rynku mocy oraz oddanie nowych inwestycji (m.in. Opole, Jaworzno, Turów, Ostrołęka) wpłynie na wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. **W analizach do KPEiK (tj. o charakterze strategicznym) nie zakłada się opierania bezpieczeństwa energetycznego kraju na imporcie.** Rząd RP ani operator systemu przesyłowego nie odpowiadają za pewność dostępnej nadwyżki energii elektrycznej z innych państw członkowskich UE. Dlatego w pozostałym okresie prognozy saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej założono na poziomie bliskim zeru, zgodnie z założeniem o utrzymaniu samowystarczalności energetycznej na możliwie najwyższym poziomie.

Należy jednak podkreślić, że dokładne określenie przyszłych wielkości wymiany na istniejących i planowanych połączeniach wiąże się z wysokim poziomem niepewności, szczególnie w odniesieniu do prognozowanych poziomów cen energii elektrycznej na rynkach hurtowych w krajach ościennych, które determinują kierunek i wielkość wymiany międzysystemowej – są one silnie uzależnione od warunków pogodowych, uwarunkowań prawnych i regulacyjnych oraz wielu innych czynników o charakterze losowym, wyłączeń awaryjnych bloków energetycznych.

Tabela 57. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	-962	-116	-29	65	0	0	0	0

znak "-" przed wartością oznacza eksport

znak "+" przed wartością oznacza import

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL), Eurostat

W tabeli poniżej zestawiono stan obecny oraz prognozy w zakresie importu netto pozostałych nośników energii. Z zaprezentowanych danych wynika konieczność zwiększenia w stosunkowo niewielkim stopniu importu ropy naftowej. Dzięki działaniom na rzecz poprawy efektywności energetycznej udaje się wyhamować bardzo dynamiczne tempo konsumpcji produktów naftowych w transporcie. Negatywną konsekwencją wdrażania polityk i środków jest wzrost importu gazu ziemnego i istotne pogorszenie warunków samowystarczalności energetycznej kraju. Przyjęto założenie stałego eksportu węgla kamiennego ze względu na działania prowadzone w kierunku zapewnienia stabilizacji płynności, rentowności i efektywności ekonomiczno-finansowej sektora górnictwa węgla kamiennego.

Tabela 58. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny	-8 161	489	-1 588	-660	-3 148	-3 179	-3 101	-3 028
Węgiel koksujący	-1 801	944	275	57	148	223	286	342
Koks	-3 068	-4 227	-4 333	-4 090	-3 983	-4 101	-4 221	-4 341
Węgiel brunatny	-2	-19	16	14	15	15	8	5
Ropa naftowa	17 741	22 484	26 311	26 533	26 515	26 074	26 153	26 048
Gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	12 952	13 663	14 468	16 002	16 968
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	4 624	6 936
Biopaliwa	-65	427	-144	397	409	376	363	350
Biomasa stała	0	0	506	540	638	769	792	811

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), Eurostat

Stopień uzależnienia od importu z państw trzecich został zdefiniowany jako całkowity wolumen importu energii z państw spoza UE przez krajowe zużycie brutto energii.

Tabela 59. Uzależnienie od importu z państw trzecich

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	1,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Węgiel kamienny	4,2%	13,1%	8,6%	9,3%	0,9%	0,5%	0,5%	0,5%
Węgiel koksujący	0,3%	18,3%	17,0%	15,3%	17,3%	18,4%	19,3%	20,0%
Koks	0,5%	1,2%	2,1%	3,4%	3,9%	4,4%	4,7%	4,9%
Węgiel brunatny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ropa naftowa	95,7%	95,9%	99,0%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%
Gaz ziemny	67,7%	61,8%	52,6%	59,0%	63,0%	65,4%	68,2%	69,8%
Paliwo jądrowe	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Biopaliwa	0,0%	0,0%	6,5%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%
Biomasa stała	0,0%	0,0%	8,5%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%
Uzależnienie od importu ogółem	12,9%	28,2%	29,7%	33,2%	32,5%	33,9%	38,6%	41,2%

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

Zależność Polski od importu energii w 2015 r. wynosiła 29,7%. Zgodnie z uzyskanymi wynikami prognoz w kolejnych latach będzie ona ulegać zwiększeniu przede wszystkim ze względu na import paliw kopalnych.

5.1.4.3. Główne źródła importu (państwa)

W odniesieniu do głównych źródeł importu zastosowano podejście eksperckie, bazujące na analizie dotychczasowych kierunków dostaw i perspektywach pojawienia się nowych źródeł importu. W związku z tym, w odniesieniu do większości paliw i nośników energii poddanych analizie, nie przewiduje się znaczących zmian w odniesieniu do głównych źródeł importu (czynnikiem decydującym o kierunkach importu są trudne do przewidzenia zmiany relacji cenowych w wymiarze globalnym). Wyjątek stanowią dostawy gazu ziemnego, które do tej pory były zdominowane przez jednego dostawcę. Strategia rządowa przewiduje dywersyfikację źródeł dostaw tego surowca poprzez realizację inwestycji umożliwiającej transport gazu z Norwegii oraz intensyfikację zakupu gazu skroplonego ze Stanów Zjednoczonych.

Tabela 60. Główne źródła importu (państwa)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	Niemcy	Niemcy	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
	Ukraina	Szwecja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Białoruś	Czechy	Czechy	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa
Węgiel kamienny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja
	Ukraina	Czechy	Czechy					
		Ukraina	Kolumbia					
		Kazachstan						
Węgiel kamienny koksujący	Czechy	USA	Australia	Australia	Australia	Australia	Australia	Australia
	Australia	Czechy	Czechy	USA	USA	USA	USA	USA
	Niemcy	Australia	USA	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja
Koks	Czechy	Czechy	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja
		Rosja						
Węgiel brunatny	-	Niemcy	Czechy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
			Niemcy					
Ropa naftowa	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja
		Norwegia	Irak					
Gaz ziemny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
	Uzbekistan	Niemcy	Niemcy	Niemcy	USA	USA	USA	USA
	Kazachstan			USA	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
Paliwo jądrowe	-	-	-	-	-	-	b.d.	b.d.
Biopaliwa	-	b.d.	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	-	-	Holandia					
	-	-	Szwajcaria					
Biomasa stała	-	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

5.1.4.4. Zużycie krajowe brutto paliw i energii

Krajowe zużycie brutto poszczególnych paliw i nośników energii, przedstawione w tabeli poniżej²⁶. Z zaprezentowanych danych wynikają następujące wnioski:

- Wzrost krajowego zużycia **energii elektrycznej** w latach 2015-2030 – wartościach bezwzględnych zużycie energii elektrycznej ogółem wzrasta z 14,2 Mtoe (164,6 TWh) w 2015 r. do 17,3 Mtoe (201,2 TWh) w 2030 r. i następnie do 19,4 Mtoe (225,8 TWh) w 2040 r. Średnioroczne tempo wzrostu tej kategorii wynosi 1,2% w latach 2016-2040. Tempo to jest możliwe do osiągnięcia jedynie w warunkach zastosowania zdecydowanych działań z zakresu poprawy efektywności użytkowania urządzeń elektrycznych we wszystkich sektorach gospodarki krajowej.
- Wzrost zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, wynika z rosnącego poziomu dobrobytu społeczeństwa (mierzony wysokością dochodu rozporządzalnego), rosnącej liczby mieszkań i coraz bogatszym ich wyposażeniem w różne urządzenia oraz coraz większej intensywności ich wykorzystania, choć zmniejszającą się elektrochłonność tych urządzeń będzie hamować tempo wzrostu.
- Zwiększenie zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązało się będzie głównie z rosnącą produkcją wyrobów przemysłowych oraz unowocześnianiem i mechanizacją zakładów produkcyjnych.
- Również w transporcie przewiduje się zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej. W transporcie kolejowym związany będzie głównie z poprawą jakości usług pasażerskich przewozów kolejowych i wzrostem popularności tej gałęzi transportu, a w transporcie drogowym z rozwojem e-mobility.
- W przeciwieństwie do scenariusza ODN przewiduje się spadek zużycia **ciepła z sieci**, wynikający z zakładanego programu termomodernizacji budynków (w tym również jednorodzinnych). Założono w prognozie, że zabiegi podejmowane w ramach walki z tzw. niską emisją wygenerują bodźce do inwestycji w rozwój sieci ciepłowniczych, co wpłynie na wyhamowanie tempa spadku, a przede wszystkim wzrost liczby użytkowników podłączonych do sieci, choć jednostkowe zapotrzebowanie użytkowników będzie mniejsze.
- Przewiduje się spadek zużycia **węgla kamiennego i brunatnego** w rezultacie realizacji założeń polityki energetyczno-klimatycznej w tym redukcji emisji, wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ i ograniczania zużycia węgla w gospodarstwach domowych, ale także w wyniku poprawy sprawności jednostek wytwórczych. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza w okresie 2030-2040.
- Przewiduje się stabilizację krajowego wykorzystania ropy naftowej i produktów naftowych, w rezultacie działań podejmowanych w transporcie w zakresie redukcji zużycia i emisji zanieczyszczeń, w tym ze względu na rozwój wykorzystania paliw alternatywnych i elektromobilności.
- Przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak: biomasa, biogaz, biopaliwa i odnawialne odpady komunalne i przemysłowe, będący naturalną konsekwencją procesu zastępowania paliw kopalnych w bilansie energetycznym.

²⁶ Zużycie krajowe brutto paliw i energii zostało obliczone zgodnie z następującym algorytmem:

- (+) Zużycie finalne
- (+) Zużycie w sektorze energii
- (+) Zużycie w sektorze przemian energetycznych
- (-) Straty przesyłu i dystrybucji
- (+/-) Różnice statystyczne
- (=) Krajowe zużycie brutto energii

Tabela 61. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	12 532	13 440	14 154	15 258	16 156	17 297	18 289	19 412
Ciepło sieciowe	8 032	8 021	6 721	6 721	6 626	6 204	6 153	6 204
Węgiel kamienny	37 651	39 774	31 248	28 707	24 284	19 436	15 731	13 181
Węgiel koksujący	7 891	8 700	9 489	9 396	8 957	8 891	8 874	8 906
Koks	2 318	2 074	2 228	2 563	2 415	2 299	2 235	2 219
Węgiel brunatny	12 726	11 576	12 283	10 651	11 124	11 110	5 979	3 766
Ropa naftowa	18 459	23 184	26 506	27 247	27 227	26 784	26 861	26 754
Produkty naftowe	21 987	25 956	24 074	31 280	31 225	31 060	30 817	30 510
Gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	16 547	17 290	18 121	19 677	20 662
Gaz koksowniczy	1 447	1 707	1 704	1 535	1 449	1 409	1 416	1 419
Gaz wielkopiecowy	560	526	632	576	532	489	454	428
Pozost. paliwa gazowe	161	149	163	88	76	76	75	75
Biomasa stała	4 166	5 866	6 884	7 896	9 023	10 522	10 778	11 004
Biogaz	54	115	229	284	318	352	388	425
Biopaliwa	54	868	664	1 497	1 542	1 418	1 369	1 322
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	4 624	6 936
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 047	1 251	1 329	1 417	1 499

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), Eurostat

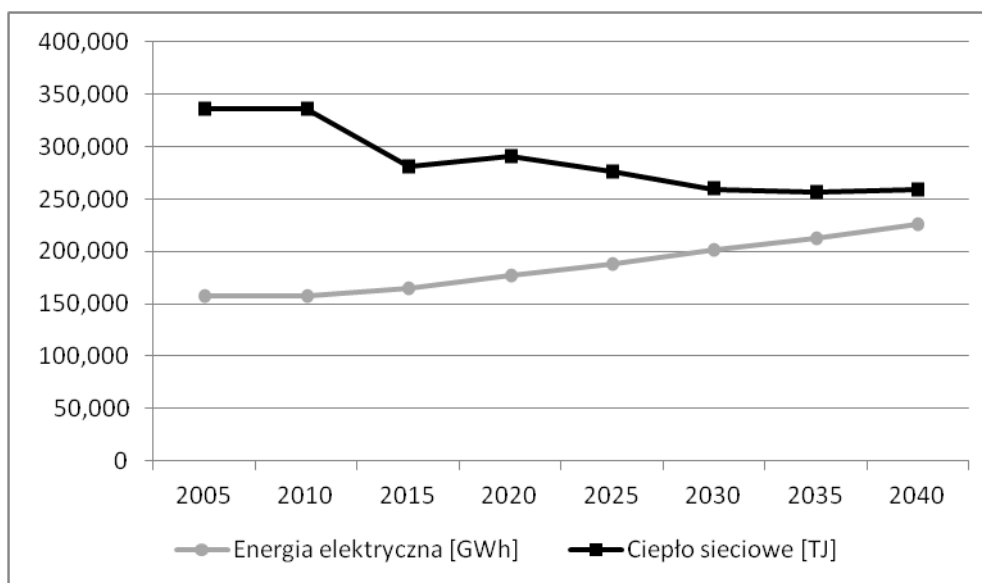
5.1.4.5. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

Tabela i rysunek poniżej prezentują dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto w Polsce w scenariuszu PEK. Zgodnie z uzyskanymi wynikami prognoz, przewiduje się wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej z poziomu 164,9 TWh w 2015 r. do 201,2 TWh w 2030 r. oraz do 225,8 TWh w 2040 r. Procentowy wzrost w okresie 2015-2030 wynosi 22% natomiast w okresie 2015-2040 – 37%. Odnośnie produkcji krajowej ciepła sieciowego z kolei, prognozowane jest stopniowe zmniejszenie z poziomu 281 PJ w 2015 r. do 260 PJ w 2030 r. (spadek o ponad 7%) oraz ustabilizowanie się produkcji po 2030 r. na nieco niższym poziomie. Przytoczone tutaj wyniki prognoz bazują na założeniu większej niż obserwowanej do tej pory intensyfikacji działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej budynków poprzez zwiększanie tempa i głębokości renowacji oraz zmiany zachowań odbiorców energii cieplnej. Istotnym czynnikiem wpływającym na wielkość produkcji ciepła sieciowego jest założenie rekomendowanej przez KE projekcji liczby stopniodni grzania, odzwierciedlającej proces ocieplania się klimatu w naszej strefie klimatycznej

Tabela 62. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna [GWh]	156 935	157 658	164 944	176 700	187 895	201 167	212 699	225 760
Ciepło sieciowe [TJ]	336 292	335 831	281 393	290 684	275 842	259 615	256 690	258 732

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), Eurostat



Rysunek 21. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto

Poniżej zaprezentowano porównanie wyników prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe w Polsce uzyskanych dla scenariusza PEK i ODN. Występujące w produkcji energii elektrycznej niewielkie różnice wynikają z prognozowanego wzrostu gospodarczego.

Wyniki w zakresie ciepła różnią się w bardzo dużym stopniu, do czego przyczynia się wzrost efektywności budynków i program „Czyste powietrze”. Spadek następuje mimo zaostrożonych regulacji dotyczących obowiązku przyłączania odbiorców do sieci, a także rozpowszechniania ciepłownictwa sieciowego.

Tabela 63. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz PEK vs ODN

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna (PEK)	GWh	164 944	176 700	187 895	201 167	212 699	225 760
Energia elektryczna (ODN)	GWh		178 374	192 875	204 915	212 924	220 887
różnica (PEK-ODN)	%	-	-0,9%	-2,6%	-1,8%	-0,1%	2,2%
Ciepło sieciowe (PEK)	TJ	281 393	290 684	275 842	259 615	256 690	258 732
Ciepło sieciowe (ODN)	TJ		293 722	305 532	313 902	321 635	329 578
różnica (PEK-ODN)	%	-	-1,0%	-9,7%	-17,3%	-20,2%	-21,5%

5.1.4.6. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwo

Produkcję energii elektrycznej w podziale na paliwa przedstawiono w tabeli i na rysunku poniżej. Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego, wskazują na stopniowe zmiany, jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej, wynikające z uwarunkowań prawnych i rynkowych. Rozwój odnawialnych źródeł energii oraz nałożenie na jednostki wytwórcze oparte na paliwach węglowych obowiązku zakupu uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS, powodować będzie stopniowe zmniejszanie się udziału elektrowni węglowych w strukturze produkcji energii elektrycznej.

- Przewiduje się w przyszłości zmniejszenie udziału **jednostek węglowych** w strukturze wytwarzania z ok. 80% w 2015 r. do ok. 56% w 2030 r. (113 TWh). Głównym czynnikiem wpływającym na

zmniejszenie udziału węgla jest zakres trwałych odstawień z eksploatacji jednostek węglowych oraz obniżający się czas pracy starych bloków węglowych m.in. z powodu przewidywanego w tym okresie wzrostu wykorzystania źródeł niskoemisyjnych (w szczególności bloków jądrowych, wysokosprawnych bloków parowo-gazowych oraz dalszego wzrostu produkcji z jednostek OZE, zwłaszcza z elektrowni wiatrowych na morzu oraz fotowoltaicznych). Niemniej jednak, pomimo istotnego spadku udziału, elektrownie węglowe pozostaną nadal istotnym producentem energii elektrycznej w kraju, co ma istotne znaczenie dla zapewnienia ciągłości dostaw energii do odbiorców. W dużym stopniu przyczynia się do tego blok w Kozienicach, jednostki wytwórcze w Opolu i Jaworznie oraz blok w Ostrołęce.

- Rola **jednostek gazowych** (nowe jednostki to głównie wysokosprawne kogeneracyjne bloki parowo-gazowe po 2024 r. również jednostki kondensacyjne) rośnie z poziomu ok. 4% w 2015 r. dwu i półkrotnie do 2030 r., po czym utrzymując podobne tempo wzrostu w latach kolejnych wzrasta do ok. 17% w 2040 r. Polityka klimatyczna i energetyczna państwa będzie wymuszała wdrażanie nowych niskoemisyjnych źródeł, z których dużą część stanowią będą niesterowalne źródła odnawialne charakteryzujące się zmiennością produkcji w czasie (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne). Występowanie tego rodzaju źródeł wytwarzania w przewidywanych ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła, DSR (ang. *demand side response*), magazynowanie energii itp. niezbędne dla ich integracji w systemie elektroenergetycznym. Z tego powodu obecność jednostek gazowych ma duże znaczenie dla bezpieczeństwa pracy KSE – jednostki gazowe są wystarczająco elastyczne, aby sprostać zwiększonym wymaganiom w zakresie bilansowania OZE.
- **Udział OZE** w produkcji energii elektrycznej w 2015 r. (13%, 23 TWh) zostanie, więcej niż podwojony do 2030 r. (31,8%, ok. 64 TWh). Do 2040 r. osiągnie ok. 40% (ok. 90 TWh), z czego ponad trzy czwarte to produkcja z jednostek wiatrowych (ok. 55 TWh, 25% udział w ogólnej produkcji) oraz fotowoltaicznych (ok. 15 TWh, 7% udział w ogólnej produkcji). Wolumen energii elektrycznej netto wytworzonej z OZE w 2040 r. może być nawet czterokrotnie większy niż w 2015 r.
- Bardzo ważnym elementem polityki redukcji CO₂ jest rozwój **energetyki jądrowej** w Polsce. Przewiduje się, że pierwszy blok elektrowni jądrowej zostanie uruchomiony do 2033 r., dwa kolejne w 2035 i 2037 r., zaś kolejne trzy w odstępach 2-3 lat. Szacowana produkcja z elektrowni jądrowych w 2040 r. wyniesie ok. 30,6 TWh, co daje 14% udział w ogólnej produkcji energii elektrycznej.

Tabela 64. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh]

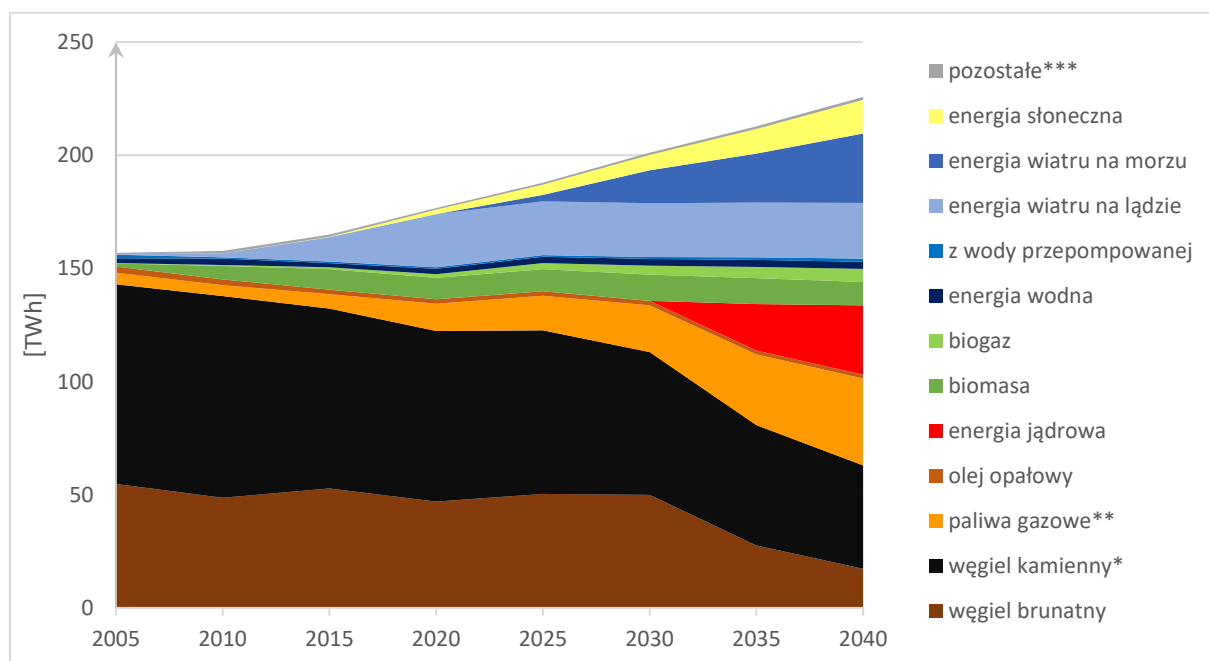
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
węgiel brunatny	54,8	48,7	52,8	47,0	50,4	49,9	27,5	17,3
węgiel kamienny*	88,2	89,2	79,4	75,4	72,3	63,1	53,2	45,7
paliwa gazowe**	5,2	4,8	6,4	12,0	15,3	20,7	31,3	38,4
olej opałowy	2,6	2,5	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7
energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,4	30,6
z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,9	1,2	1,5
energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,4	2,9	3,0	3,0	3,1
biomasa	1,4	5,9	9,0	9,6	9,7	11,6	11,4	10,3
biogaz	0,1	0,4	0,9	1,5	2,7	3,9	5,0	5,8
energia wiatru na lądzie	0,1	1,7	10,9	23,5	23,7	23,8	24,2	24,6
energia wiatru na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	14,5	21,7	30,6
energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	4,5	6,8	10,8	14,8
pozostałe***	0,7	1,1	1,0	0,7	0,9	1,1	1,2	1,3
razem	156,9	157,7	164,9	176,7	187,9	201,2	212,7	225,8

* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopiecznym

** Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, gaz z odmetanowania kopalń, gaz towarzyszący ropie naftowej

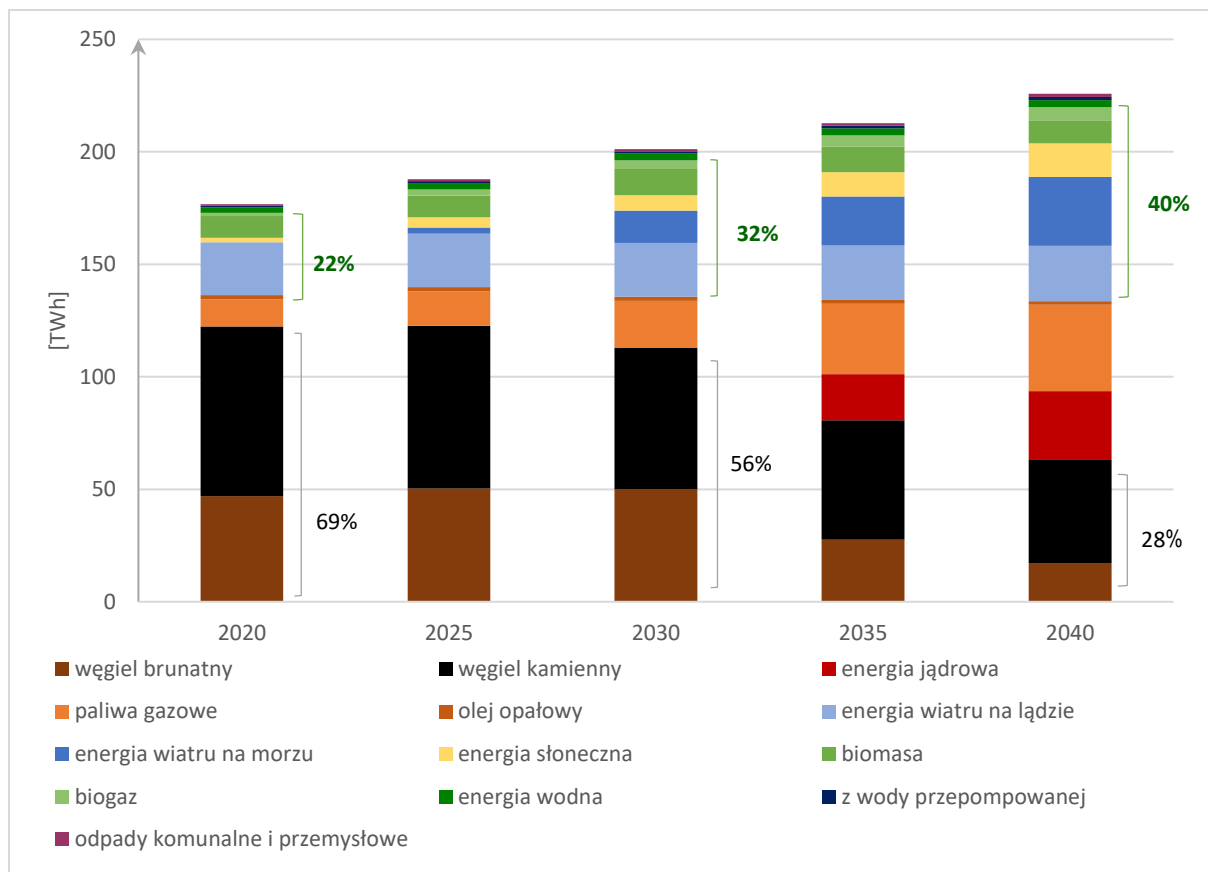
*** Nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL), Eurostat



Rysunek 22. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa [TWh]

Kolejny rysunek przedstawia wskazane wyżej dane w odstępach 5-letnich oraz pokazuje udział paliw węglowych i odnawialnych źródeł energii wytwarzaniu energii elektrycznej w latach 2020, 2030 i 2040. Ujęcie to pozwala odzwierciedlić transformację, jaka zajdzie w bilansie wytwórczym w najbliższym dwudziestolecu.



Rysunek 23. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa [TWh] oraz udział paliw węglowych i odnawialnych w latach 2020, 2030 i 2040 w bilansie produkcji

5.1.4.7. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują stosunkowo dużą zmianę w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w perspektywie 2040 r. Moc osiągalna źródeł wytwarzania może wzrosnąć z ok. 46 GW w 2018 r. (37,3 GW w 2015 r.) do ok. 59 GW w 2030 r. (wzrost o ok. 58%) i do 72 GW w 2040 r., co oznacza niemal podwojenie mocy w tym okresie (93%).

Stopniowo wzrasta w bilansie mocy **udział źródeł odnawialnych** – z 18% w 2015 r. do ok. 40% w 2030 r. i 50% w 2040 r. Wpływ na to ma w szczególności przyrost mocy fotowoltaicznych oraz mocy wiatrowych. Zwiększa się udział mocy gazowych, które mają istotne znaczenie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego, ze względu na dużą elastyczność pracy. W strukturze mocy wytwórczych pomiędzy 2030 a 2035 r. pojawia się **pierwszy blok jądrowy** o mocy 1-1,5 GW (w prognozie przyjęto moc 1,3 GW pojedynczego bloku, która nie stanowi podstawy do wnioskowania o wyborze technologii). W odstępach 2-3 lat uruchamiane będą kolejne bloki o sumarycznej mocy zainstalowanej w systemie ok. 6-9 GW. Sukcesywnie wzrastać będzie także moc zainstalowana **magazynów energii**, ale także poziom mocy rezerwowanej w narzędziach zarządzania popytem – DSR. Wynika to z wdrażania inteligentnych sieci, wzrostu świadomości odbiorców energii, jak również spodziewanej popularyzacji agregatorów.

Prognoza wskazuje natomiast zmniejszenie mocy zainstalowanej w jednostkach systemowych zasilanych **paliwami węglowymi**, zwłaszcza po 2030 r. Dotyczy to w szczególności wyeksploatowanych jednostek węgla kamiennego, które nie będą spełniały wymogów z zakresu emisji zanieczyszczeń. Ze względu na wyższą sprawność aktualnie budowanych nowych jednostek opalanych węglem kamiennym, mogą one

wytworzyć więcej energii elektrycznej przy tej samej mocy (ok. sprawność 38% vs ok. 45%). Udział w mocy zainstalowanej jednostek opalanych węglem kamiennym i brunatnym ulegnie redukcji z ok. 70% w 2015 r. do 40% w 2030 r. oraz do 19% w 2040 r.

Zmiana struktury paliwowej zainstalowanych mocy **szczególnie wyraźna jest po 2030 r.** Związane jest to z wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek węglowych, które zastępowane są nowymi jednostkami na węglu kamiennym (4,4 GW do 2025 r.) charakteryzującymi się wysoką sprawnością, rozwojem OZE, budową bloków elektrowni jądrowych (3 bloków o łącznej mocy 4,5 GW) oraz ze znaczącym wzrostem mocy jednostek gazowych (do 2040 r. może powstać prawie 2 GW nowych mocy w elektrowniach gazowo-parowych). Moc elektrowni na węglu brunatnym maleje wskutek wycofywania istniejących bloków. Jedyną nową inwestycją na węglu brunatnym stanowi blok o mocy netto ok. 450 MW w Turowie. Istotnie zmniejszy się również w systemie rola elektrociepłowni węglowych, ponieważ większość nowych systemowych jednostek kogeneracyjnych prawdopodobnie będą stanowić instalacje zasilane gazem ziemnym. Do 2030 r. może powstać ok. 2,5 GW tego typu nowych jednostek, dodatkowo ponad 3,5 GW w latach kolejnych do 2040 r. Zastąpią one stare ciepłownie i elektrociepłownie pracujące na węglu kamiennym oraz po 2030 r. również część obecnie pracujących elektrociepłowni gazowych. Razem z nowymi elektrowniami gazowo-parowymi zwiększą one niezbędną przy dużym udziale niesterowalnych źródeł odnawialnych (wiatrowych i słonecznych) niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego. Wśród źródeł odnawialnych nadal będzie dominowała energetyka wiatrowa (66% zainstalowanej mocy OZE w 2040 r.). Udziały pozostałych źródeł w OZE-E w 2040 r. to: fotowoltaika – 14,5%, biomasa – 9,5% elektrownie wodne – 6% oraz biogaz – 3,5%.

Tabela 65. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW]

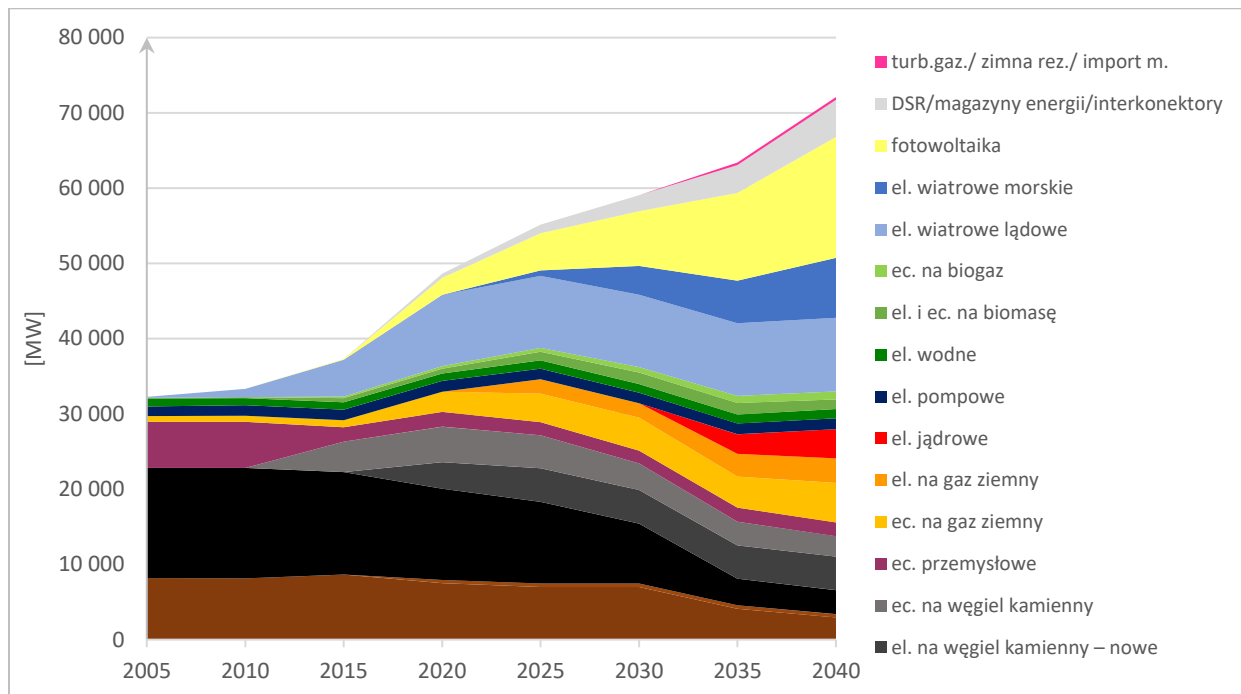
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
el. na węgiel brunatny – stare	8 197	8 145	8 643	7 481	6 992	6 992	4 098	2 939
el. na węgiel brunatny – nowe	0	0	0	451	451	451	451	451
el. na węgiel kamienny – stare	14 613	14 655	13 617	12 126	10 867	7 983	3 539	3 184
el. na węgiel kamienny – nowe	0	0	0	3 520	4 450	4 450	4 450	4 450
ec. na węgiel kamienny	6140	6126	4 046	4 713	4 383	3 544	3 123	2 714
ec. przemysłowe			1 925	1 973	1 740	1 710	1 898	1 826
el. na gaz ziemny	0	0	0	0	1 900	1 900	3 039	3 260
ec. na gaz ziemny	760	807	928	2 688	3 807	4 371	4 100	5 261
el. jądrowe	0	0	0	0	0	0	2 600	3 900
el. pompowe	1 256	1 405	1 405	1 415	1 415	1 415	1 415	1 415
el. wodne	1 064	935	964	995	1 110	1 150	1 190	1 230
el. i ec. na biomasę	102	140	553	658	1 143	1 531	1 536	1 272
ec. na biogaz			216	305	517	741	945	1 094
el. wiatrowe lądowe	121	1 108	4 886	9 497	9 574	9 601	9 679	9 761
el. wiatrowe morskie	0	0	0	0	725	3 815	5 650	7 985
fotowoltaika	0	0	108	2 285	4 935	7 270	11 670	16 062
turbiny gazowe	0	0	0	0	0	0	350	350
DSR/magazyny energii/interkonektory	0	0	0	550	1 160	2 150	3 660	4 950
razem	32 253	33 320	37 290	48 656	55 167	59 073	63 391	72 103

el. – elektrownie, ec. – elektrociepłownie

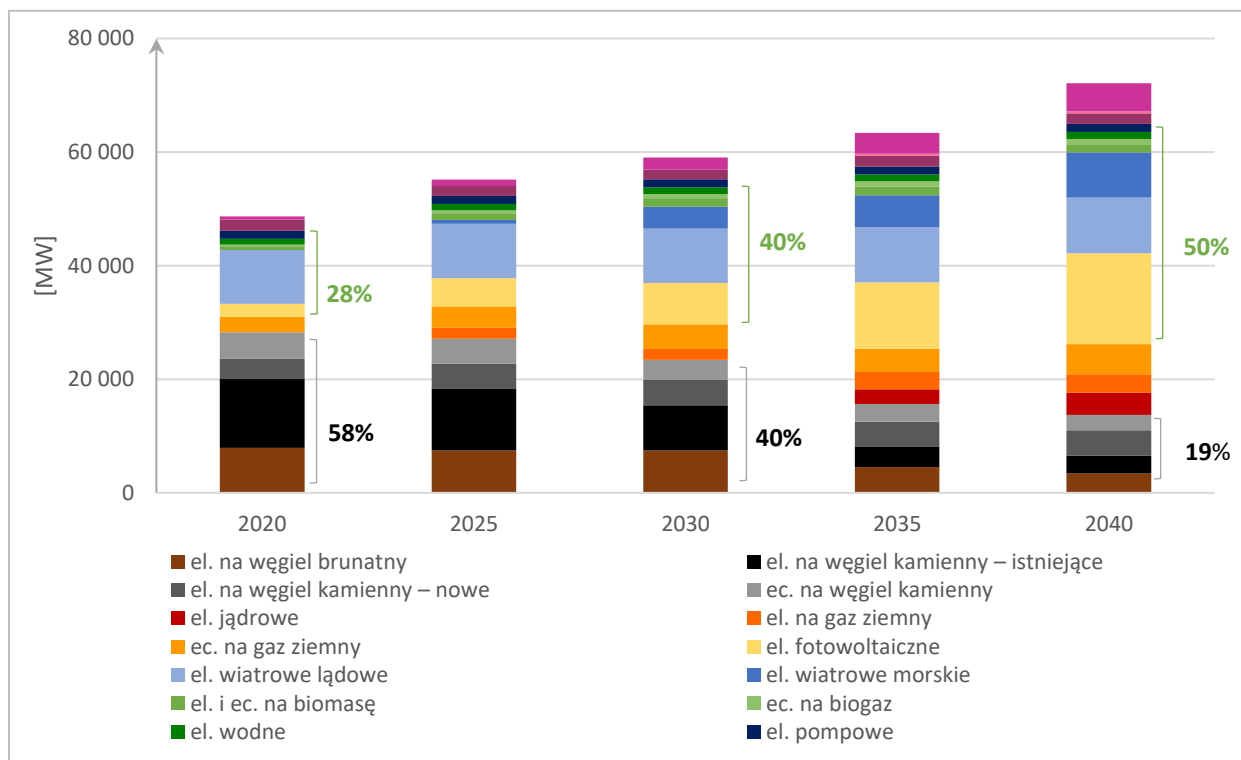
Źródło: Opracowanie własne ARE SA

Poniższe rysunki przedstawiają moc osiągalną źródeł w ujęciu warstwowym oraz w progresie 5-letnim. Poniższy rysunek pokazuje także udział w bilansie źródeł opartych o węgiel i o odnawialne źródła energii wytwarzaniu energii elektrycznej w latach 2020, 2030 i 2040. W perspektywie 2040 r. wartości te ulegają niemal zamianie, choć należy pamiętać, że moce zainstalowane w zależności od pogody OZE

mają niższy udział w produkcji. Jednocześnie im więcej źródeł niestabilnych, tym większą ilość mocy rezerwowych należy zapewnić w systemie. Ma to przełożenie na koszty wytwarzania energii ze względu na konieczność pokrycia nakładów inwestycyjnych podwójnych mocy oraz kosztów stałych elektrowni rezerwowych. Z tego względu także moc zainstalowana w scenariuszu PEK jest wyższa niż w ODN.



Rysunek 24. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW]



Rysunek 25. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW] oraz udział paliw węglowych i odnawialnych w latach 2020, 2030 i 2040 w bilansie mocy

5.1.4.8. Prognoza wyłączeń z eksploatacji mocy wytwórczych energii elektrycznej

Istotne znaczenie dla budowy bilansu elektroenergetycznego, a tym samym planowania nowych źródeł ma harmonogram wycofań istniejących jednostek wytwórczych oraz plany modernizacji. Poniżej zestawiono wartości wycofywanych mocy – w tabeli w podziale na jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) oraz nienależące do tej grupy (nJWCD), czyli takie których praca nie może być regulowana przez operatora systemu przesyłowego. Zgodnie z szacunkami w latach 2016-2040 z eksploatacji trwale wycofanych zostanie ok. 26,5 GW mocy wytwórczych, w tym ok. 15,8 GW w grupie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) ciepłych oraz ok. 3,2 GW mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach zawodowych z grupy jednostek wytwórczych niebędących centralnie dysponowanymi (nJWCD). Poniższy rysunek obrazuje zdeterminowane oraz zakładane trwale odstawienia jednostek wytwórczych w elektroenergetyce zawodowej i przemysłowej wg technologii.

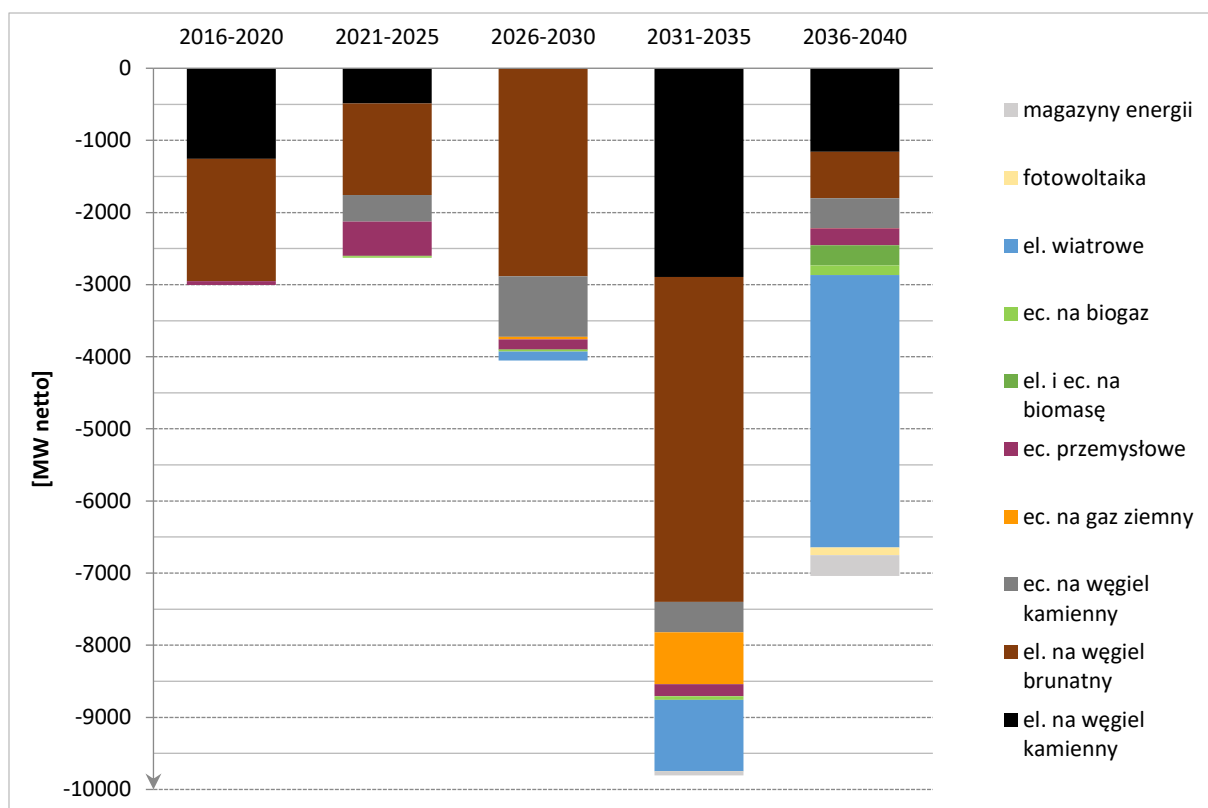
Wyniki opierają się na badaniach ankietowych przeprowadzonych wśród przedsiębiorstw energetycznych oraz informacjach pochodzących z raportów rocznych spółek energetycznych. Ze względu na konieczność zamknięcia procesu implementowania danych do analiz, których wyniki prezentuje niniejszy dokument, przedstawione wartości mogą w pewnym stopniu odbiegać od informacji prezentowanych w najnowszych dokumentach operatora systemu przesyłowego, który zawsze posiada najaktualniejsze i najbardziej szczegółowe informacje w tym zakresie. Ponadto harmonogram wyłączeń zaimplementowany w prognostycznym modelu optymalizacyjnym opiera się na eksperckiej ocenie stanu technicznego urządzeń podstawowych (kotły, turbiny), liczby przepracowanych godzin, jak również przyznanych derogacjach oraz zasadności ponoszenia nakładów inwestycyjnych, w celu wypełnienia wymagań UE z zakresu norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT, co również może generować różnice.

Wg analiz największa ilość mocy wytwórczych zostanie wycofana po 2030 r., przy czym główne źródła to elektrownie na węgiel kamienny i węgiel brunatny. W tym czasie zaobserwować można także dużą ilość odstawień elektrowni wiatrowych, co wynika z wyeksploatowania najstarszych turbin.

Tabela 66. Skumulowane wielkości wycofań mocy w latach 2016–2040 [MW_{netto}]

	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
Skumulowane wycofania mocy wytwórczych, w tym:	3004	2626	4050	9806	7042	26 528
JWCD ciepłe	2041	1756	2884	7398	1804	15 883
nJWCD z grupy EC zawodowe	0	371	1016	1147	697	3 231

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.



Rysunek 26. Prognoza trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2016-2040

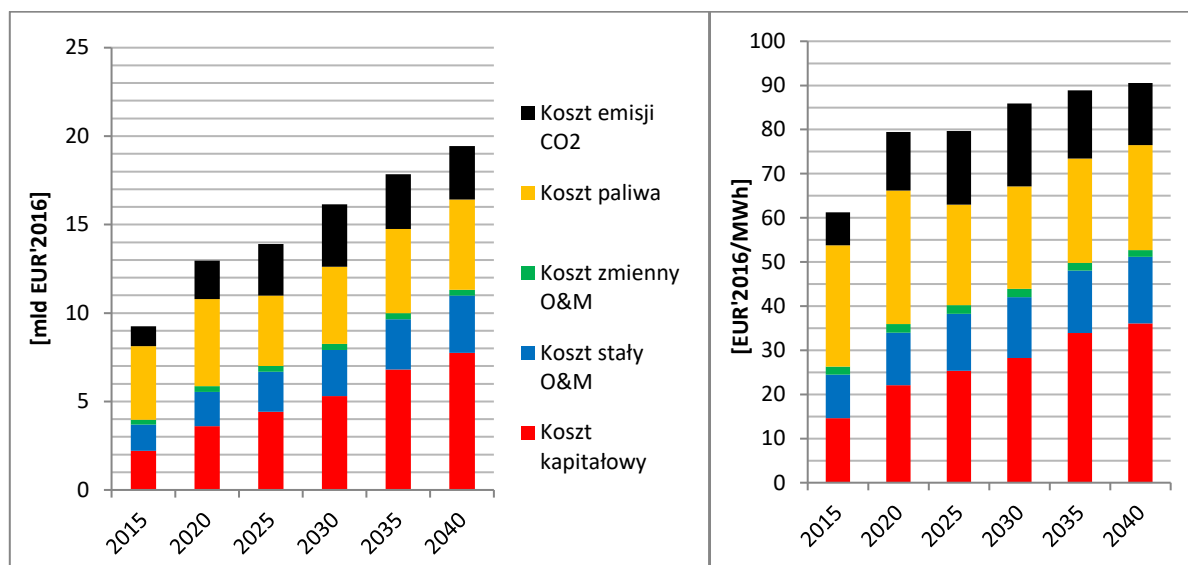
5.1.4.9. Koszty wytwarzania energii elektrycznej

Rysunek poniżej przedstawia średnioroczne koszty wytwarzania energii elektrycznej przy otrzymanym w scenariuszu PEK bilansie produkcji i mocy energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym w rozbiu na składowe: uśrednione roczne koszty kapitałowe, koszty stałe, zmienne operacyjne i utrzymania (O&M), koszty paliwa oraz koszty uprawnień do emisji CO₂.

Uśredniony systemowy koszt wytwarzania w 2015 r. (ok. 9 mld EUR'2016) wzrośnie o 40 % do 2020 r. (ok. 13 mld EUR'2016), o 75% do 2030 r. (ok. 16 mld EUR'2016), natomiast zostanie więcej niż podwojony do 2040 r. (ok. 19,5 mld EUR'2016) w porównaniu do 2015 r. Uśredniony koszt wytwarzania na jednostkę energii w 2015 r. (ok. 60 EUR'2016/MWh) wzrośnie o ok. 30% do 2020 r. (ok. 80 EUR'2016/MWh), o 40% do 2030 r. (ok. 86 EUR'2016/MWh) oraz o 50% do 2040 r. (ok. 90 EUR'2016/MWh) w porównaniu do 2015 r.

Z jednej strony wzrost udziału OZE wpływa na ograniczenie kosztów paliwa oraz zakupu uprawnień do emisji CO₂, ale jednocześnie konieczność budowy i utrzymania mocy rezerwowych, stabilizujących system wpływa na koszty stałe i koszty kapitałowe, które w 2040 r. są kilkukrotnie wyższe niż w 2015 r.

Trzeba podkreślić, że przedstawione tu koszty zawierają tylko komponent wytwórczy, nie uwzględniają kosztów sieciowych, które są warunkiem tak znaczącego przyrostu mocy w systemie (poza bieżącymi inwestycjami w modernizację istniejących linii).



Rysunek 27. Średnioroczne koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

Proces transformacji polskiej energetyki w kierunku niskoemisyjnej, będzie procesem długotrwałym i bardzo kosztownym. Proces ten musi zostać rozłożony w czasie, w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie wynikających z niego skutków gospodarczych i społecznych. Szacunki przewidywanych nakładów inwestycyjnych na realizację scenariusza PEK zaprezentowano w rozdziale 5.3.

5.1.5. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

5.1.5.1. Infrastruktura do przesyłu energii elektrycznej

Kluczowymi celami krajowymi dotyczącymi infrastruktury przesyłu energii elektrycznej jest równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię i zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym. Operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSPe) w Polsce, odpowiedzialnym za bezpieczeństwo pracy KSE i niezawodność dostaw energii elektrycznej są Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) będące jednoosobową spółką Skarbu Państwa.

Sieć przesyłową wysokich i najwyższych napięć tworzy ponad 250 linii o długości przekraczającej 14 000 km i ponad 100 stacji najwyższych napięć. Aktualnie Polska posiada czynne połączenia z Niemcami, Czechami, Słowacją, Litwą oraz ze Szwecją (kablem podmorskim), a także dwa połączenia z krajem trzecim (Ukrainą), przy czym jedno z nich jest wyłączone z eksploatacji (Chmielnicka-Rzeszów). Budowa wewnętrznego rynku energii odbywa się poprzez maksymalizację wymiany międzysystemowej z połączonymi systemami elektroenergetycznymi (przy zapewnieniu bezpiecznej pracy tych systemów), co wpływa na proces kształtowania i w konsekwencji wyrównywania hurtowych cen energii elektrycznej w całej UE. Trzeba także podkreślić, że Polska stoi na stanowisku, iż bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej powinno być oparte na rozwiniętej krajowej infrastrukturze wytwórczej, przesyłowej i dystrybucyjnej.

Aby zrealizować powyższe cele w całej perspektywie czasowej OSPe będzie realizować działania polegające na budowie, rozbudowie i modernizacji stacji, rozdzielni, linii i innych urządzeń, w tym do kompensowania mocy biernej, w zakresie wysokich i najwyższych napięć (110-220-400 kV). W wyniku realizacji programów inwestycyjnych w perspektywie 2025 r. powinny być zapewnione przede wszystkim:

- możliwość wyprowadzenia mocy z elektrowni: Kozienice, Turów, Bełchatów oraz sprawny przesył mocy z Elektrowni Dolna Odra;
- rozbudowa sieci w północnej, północno-zachodniej (gdzie w szczególności lokowane są elektrownie wiatrowe z uwagi na dobre warunki wietrzne), północno-wschodniej części Polski oraz powyżej i poniżej umownej linii Warszawa-Poznań;
- lepsze wykorzystanie połączenia transgranicznego Krajnik-Vierraden (poprawa warunków wymiany transgranicznej na profilu synchronicznym – Polska-Niemcy-Czechy-Słowacja);
- możliwość wykorzystania budowanego połączenia podmorskiego Polska-Litwa (Harmony Link).

Sieć dystrybucyjną tworzy ponad 700 tys. km linii wysokich napięć, średnich napięć i niskich napięć oraz prawie 260 tys. stacji elektroenergetycznych, czyli część linii o napięciu 110 kV oraz wszystkie poniżej. Obszar dystrybucji jest działalnością regulowaną, a operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSDe) są odpowiedzialni za działalność operacyjną i zapewnienie utrzymania, a w razie potrzeby, również za rozwój systemu dystrybucyjnego, połączenia z innymi systemami i za zapewnienie długookresowej zdolności systemu do pokrycia uzasadnionego zapotrzebowania na dystrybucję energii elektrycznej.

Dla zapewnienia najwyższej jakości dostaw energii elektrycznej, a także dla rozwoju elektromobilności (w celu zapewnienia wystarczającej przepustowości sieci i możliwości przyłączania punktów ładowania), OSD realizują cele i zadania wynikające z regulacji jakościowej określonej przez Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Od 2018 r. metodyka ustalania wskaźników jakości dostaw uwzględnia zarówno anomalie pogodowe, jak różnorodność obszarów (duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta oraz wsie) oraz aktualny poziom rozwoju na obszarze danego OSD. Działania OSD polegają przede wszystkim na odtwarzaniu infrastruktury, budowie nowych linii, ale także m.in. podejmują działania w celu podnoszenia wskaźnika skablowania sieci średnich napięć.

5.1.5.2. Zdolności elektroenergetycznych połączeń przesyłowych

Z punktu widzenia zwiększenia możliwości wymiany międzysystemowej dla Polski kluczowym jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE w układzie systemów połączonych. Proces ten powinien następować w pierwszej kolejności przez optymalne wykorzystanie istniejących połączeń transgranicznych i budowę brakujących linii elektroenergetycznych przesyłowych wewnątrz systemów krajowych, zmianę zasad udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych, optymalizację metod udostępniania tych zdolności uczestnikom rynku (wprowadzenie FBA ang. *flow-based approach*) oraz instalację przesuwników fazowych, tam gdzie jest to konieczne w celu ograniczenia przepływów nieplanowych energii elektrycznej przez KSE.

W związku z powyższym do 2030 r. **przewidywane są inwestycje związane z rozwojem krajowej sieci przesyłowej i połączeń transgranicznych służące wyżej wspomnianym celom.**

W tabeli poniżej zestawiono dane historyczne i prognozy w zakresie przepustowości transgranicznych połączeń międzysystemowych energii elektrycznej. Sumaryczna moc zainstalowana na wszystkich połączeniach transgranicznych w 2015 r. wyniosła ok. 10 GW.

Tabela 67. Prognoza transgranicznej przepustowości połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	połączenie	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Niemcy	Krajnik-Vierraden	592	592	592	2078	2078	2078	2078	2078
Niemcy	Mikulowa-Hagenverder	2730	2730	2730	2640	2640	2640	2640	2640
Czechy	Wielopole/ Dobrzeń – Nosovice/ Albrechtice	2772/ 2480	2772/ 2480	2772/ 2480	2772/ 2480	2772/ 2480	2772/ 2480	2772/ 2480	2772/ 2480
Czechy	Kopanina/Bujaków – Liskovec	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794
Słowacja	Krosno Iskrzynia – Lemňšany	2078	2078	2078	2078	2078	2078	2078	2078
Szwecja	Słupsk – Stårno	600	600	600	600	600	600	600	600
Białoruś	Białystok – Roś*	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukraina	Rzeszów – Chmielnicka**	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukraina	Zamość – Dobrotwór	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310
Litwa	Ełk – Alytus***	0	0	488	488	488	0	0	0
Litwa	Żarnowiec-Darbenai	0	0	0	0	0	700	700	700
	SUMA	9953 / 9584	9953 / 9584	10441 / 10072	11837 / 11468	11837 / 11468	12049 / 11680	12049 / 11680	12049 / 11680

przy różnych dostępnościach w okresie zimowym i letnim oznaczono: okres zimowy/okres letni

*połączenie w likwidacji, **wyłączone z eksploatacji (określenie zdolności przesyłowych połączenia możliwa będzie po wykonaniu odpowiednich analiz i ekspertyz technicznych), ***po synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej całkowita przepustowość połączenia dedykowana będzie wymianie technicznej; brak wymiany handlowej na tym połączeniu; możliwości wymiany handlowej na tym połączeniu po 2025 r. warunkowane są stopniem adaptacji systemów państw bałtyckich do pracy synchronicznej z systemem Europy kontynentalnej.

Źródło: PSE S.A., opracowanie własne ARE S.A.

Praca wzajemnie połączonych systemów elektroenergetycznych odbywa się w sposób wskazujący, że poziom udostępnianych przez OSP międzyobszarowych zdolności przesyłowych nie odpowiada zdolnościom termicznym istniejących połączeń transgranicznych. Ograniczenia w przesyłach mocy, wynikają m.in. z prac remontowych oraz działań OSPe prowadzonych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

Zgodnie z rozporządzeniem PE i Rady 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej od 1 stycznia 2020 r. operatorzy systemów przesyłowych powinni maksymalizować oferowane na potrzeby handlu transgraniczne zdolności przesyłowe połączeń wzajemnych. W związku z tym Rozporządzenie 2019/943/UE nałożyło na OSPe obowiązek udostępniania uczestnikom rynku transgranicznych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub pary „krytyczny element – krytyczne wyłączenie (CNEC)”, wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu („cel CEP 70%”). Pozostałe 30% OSPe może wykorzystywać na potrzeby marginesów niezawodności, przepływów kołowych i przepływów wewnętrznych na każdym krytycznym elemencie sieci.

Udostępnianie 70% zdolności przesyłowych jest wyzwaniem dla OSPe, gdyż aktualnie na terenie polskiego obszaru rynkowego występują strukturalne ograniczenia sieciowe. W związku z tym, podjęto decyzję o przygotowaniu Planu działania, który najlepiej odpowiada na charakter strukturalnych ograniczeń sieciowych w Polsce. Przy zastosowaniu Planu działania ostatecznym terminem na osiągnięcie celu CEP 70% jest 31.12.2025 r. Plan działania zostanie zaimplementowany od 1.01.2020 r. Środki przyjęte w ramach Planu działania zostały zaplanowane na cztery lata (1.01.2020 – 31.12.2023). Tabela poniżej przedstawia historyczne i prognozowane zdolności handlowe z innymi państwami. Kolejna tabela przedstawia współczynnik połączeń międzysystemowych jako iloraz zdolności przesyłowych netto w kierunku importu oraz całkowitej mocy zainstalowanej w KSE wg bieżących prognoz zdolności handlowej.

Tabela 68. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	2010	2015	2020	2025	2030	2040
PL→DE/CZ/SK	900	1000	1605/1587	3629/3525	3629/3 525	3629/3525
DE/CZ/SK→PL	0	0	605/587			
PL→SE	100	100	600	600	600	600
SE→PL	600	600	600	600	600	600
PL→UA	0	0	0	0	0	0
UA→PL	220	220	220	220	220	220
PL→LT	0	500	500	500	700	700
LT→PL	0	500	500	500	700	700
PL export	1 000	1600	2705/2687	4729/4625	4929/4 825	4929/4825
PL import	820	1 320	1925/1907	4949/4845	5149/5045	5149/5045

Źródło: Prognozy ARE i PSE. S.A. (przy różnych zdolnościach w okresie zimowym i letnim oznaczono: okres zimowy/okres letni)

Tabela 69. Poziom połączeń międzysystemowych, współczynnik połączeń międzysystemowych (ang. interconnectivity)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zdolności przesyłowe netto importowe [MW] (NTC import [MW])	820	1 320	1 925	4 949	5 149	5 149	5 149
Moc zainstalowana [MW]	33 320	37 290	48 656	55 167	59 073	63 391	72 103
Połączenia międzysystemowe [%]	2,5	3,5	4,0	9,0	8,7	8,1	7,1

Źródło: Prognozy ARE S.A. i PSE S.A.

5.1.5.3. Infrastruktura do przesyłu gazu ziemnego

W 2015 r. maksymalna zdolność krajowego systemu przesyłowego (KSP) do odbioru gazu ziemnego wynosiła ponad 25,8 mld m³ rocznie. W 2016 r. oddano do użytku terminal regazyfikacji LNG w Świnoujściu z roczną przepustowością ok. 5 mld m³. Polska pozostaje w dużym stopniu uzależniona od dostaw gazu ziemnego z zagranicy, głównie z kierunku wschodniego, także w ramach dostaw z Niemiec i Czech (w 2018 r. 79% zużytego gazu ziemnego pochodziło z importu i nabycia wewnątrzwspólnotowego, przy czym 61% z kierunku wschodniego). W najbliższych latach udział LNG w zużyciu gazu ziemnego może wynieść nawet 30%. Polski terminal jest kluczowym obiektem infrastruktury z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu nie tylko dla Polski, ale i krajów sąsiedzkich. To jedyny tej wielkości obiekt w Europie Środkowej, a znaczenie handlu LNG rośnie na światowym rynku gazu ziemnego, także z powodu zwiększającej się konkurencyjności cenowej w stosunku do surowca dostarczanego gazociągami. Niemniej istotną kwestią jest zapewnienie dostępu do surowca odbiorcom końcowym, do czego niezbędna jest rozbudowa krajowej infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej.

Zapewniający obecnie większość dostaw do Polski tzw. kontrakt jamalski²⁷ przestanie obowiązywać z końcem 2022 r., dlatego działania mające na celu realną dywersyfikację źródeł dostaw muszą zostać zrealizowane przed rozpoczęciem roku gazowego 2022/2023. Zapewni to możliwość uniezależnienia od monopolistycznego sposobu kształtowania cen surowca. Obok działań infrastrukturalnych, ważne jest aby przedsiębiorstwa energetyczne kontynuowały działania, których celem jest dywersyfikacja kontraktowa dostaw gazu ziemnego.

Do kluczowych projektów inwestycyjnych, zapewniających bezpieczeństwo energetyczne kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego zaliczane są:

- budowa Baltic Pipe – przepustowość ok. 10 mld m³ rocznie w kierunku Polski oraz 3 mld m³ w kierunku Danii i Szwecji;
- rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu – zdolność regazyfikacji ok. 7,5 mld m³;
- terminal pływający LNG (FSRU, ang. *floating storage regasification unit*) w Zatoce Gdańskiej o przepustowości co najmniej 4,5 mld m³.
- budowa/rozbudowa połączeń międzysystemowych: ze Słowacją – przepustowość 5,7, mld m³ w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³ w kierunku Słowacji; z Litwą – 1,9 mld m³ w kierunku Polski i 2,4 mld m³ w kierunku Litwy; z Czechami – 6,5 mld m³ w kierunku Polski i 5 mld m³ w kierunku Czech; z Ukrainą – 5 mld m³ w obu kierunkach

Krajowa sieć przesyłowa musi umożliwiać pełne wykorzystanie infrastruktury importowej (długość sieci przesyłowej gazu ziemnego wynosi blisko 12 000 km), dlatego niezbędna jest rozbudowa krajowego systemu przesyłowego gazu. Plan do 2022 r. (z perspektywą 2029 r.) koncentruje się na rozwoju sieci:

- w zachodniej, południowej i południowo-wschodniej części Polski (od Świnoujścia do połączeń z Czechami, Słowacją, Ukrainą) – umożliwi to przesył gazu z terminalu LNG oraz sprowadzonego przez Baltic Pipe do odbiorców krajowych, jak również eksport do państw sąsiednich, a także import surowca z kierunku południowego od nowych dostawców;
- w północno-wschodniej części Polski (do połączenia z Litwą) – umożliwi rozwój gazyfikacji w tej części kraju, a także wzmocni integrację energetyczną państw bałtyckich z Europą kontynentalną.

²⁷ Podpisany w 1996 r. kontrakt na dostawy gazu ziemnego do Polski, zawarty między PGNiG a Gazprom.

Istotnym elementem rozwoju sieci krajowej jest również rozbudowa i modernizacja w zakresie **dystrybucji**. Aktualnie w Polsce ok. 65% gmin ma dostęp do gazu ziemnego, natomiast stopień gazyfikacji ulegnie zwiększeniu do ok. 77% w 2022 r. i w kolejnych latach powinien podlegać dalszemu wzrostowi zgodnie z potrzebami rynku. Szczególny nacisk został położony na likwidację tzw. białych plam – miejsc pozbawionych dostępu do surowca. W przypadku, gdy nie ma uzasadnienia dla budowy gazociągu, realizowane będą projekty wykorzystania stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG (tzw. wirtualnych gazociągów LNG). Alternatywnie strefy te mogą być zasilane biometanem (biogaz oczyszczony i uzdatniony do jakości gazu ziemnego) z lokalnych biogazowni, jeśli w regionie istnieje potencjał jego produkcji. Lokalny dostęp do gazu umożliwia wykorzystanie go w sektorze ciepłowniczym, transportowym i jako rezerwy dla energii ze źródeł odnawialnych, które są zależne od warunków atmosferycznych. Jednocześnie wykorzystywanie gazu i/lub odnawialnych źródeł energii – jako niskoemisyjnych źródeł ciepła – stanowi alternatywę dla indywidualnych kotłów na paliwa stałe niskiej jakości, tam gdzie nie jest możliwy dostęp do sieci ciepłowniczej.

5.1.5.4. Zdolności gazowych połączeń przesyłowych

Dzięki inwestycjom omówionym powyżej możliwe będzie utworzenie warunków do powstania na terenie Polski centrum przesyłu i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich, a także dostosowania infrastruktury do dynamicznie rozwijającego się popytu na gaz ziemny. Korzystne położenie geograficzne Polski uzasadnia plany uzyskania statusu kraju tranzytowego w zakresie przesyłu gazu na osiach wschód–zachód i północ–południe (centrum przesyłu i handlu gazem). Projekty te stanowią polski wkład w realizację koncepcji Trójmorza, której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej – korytarza gazowego północ-południe²⁸ dla państw Europy Środkowo-Wschodniej (alternatywa dla korytarza wschód-zachód i zmniejszenie zależności od jednego dostawcy gazu) oraz planu integracji energetycznej państw bałtyckich.

Poniższa tabela przedstawia prognozy parametrów technicznych zdolności przesyłowych gazu ziemnego rocznie.

Tabela 70. Parametry transgranicznych punktów wejścia i wyjścia gazowego systemu przesyłowego – techniczna zdolności przesyłowa roczna [mln m³ w 0°C

połączenie	punkt graniczny	wejście / wyjście	2020	2025	2030	2035	2040
Terminal LNG	Terminal LNG	wejście	4 993,2	7500	7500	7500	7500
Niemcy	GCP WE (Lasów, Gubin)	wejście	1 594,3	1 594,3	1 594,3	1 594,3	1 594,3
Niemcy	GCP WY (Lasów Rewers, Kamminke)	wyjście	440,8	440,8	440,8	440,8	440,8
Czechy	Branice	wejście	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Czechy	Cieszyn*	wejście	587,2	587,2	587,2	587,2	587,2
Ukraina	Drozdowicze	wejście	4 380,0	4 380,0	4 380,0	4 380,0	4 380,0
Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina**	wyjście	0 ²	0 ²	0 ²	0 ²	0 ²
Białoruś	Tietierowka k/Białegostoku	wejście	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5
Białoruś	Wysokoje k/Janowa Podlaskiego	wejście	5 475,0	5 475,0	5 475,0	5 475,0	5 475,0
Białoruś	Kondratki k/Białegostoku EUROPOL	wejście	33 741,2	33 741,2	33 741,2	33 741,2	33 741,2

²⁸ Korytarz gazowy Północ–Południe połączy terminal LNG w Świnoujściu oraz Baltic Pipe, przez południową Polskę, Republikę Czeską, Słowację i Węgry z rynkami Europy Południowej w ramach koncepcji Trójmorza.

połączenie	punkt graniczny	wejście / wyjście	2020	2025	2030	2035	2040
Niemcy	Mallnow k/Słubic EUROPOL	wyjście	30 602,4	30 602,4	30 602,4	30 602,4	30 602,4
Niemcy	Mallnow k/Słubic EUROPOL rewers	wejście	6 132,0	6 132,0	6 132,0	6 132,0	6 132,0
Jamał	PWP	wejście	9 076,1	9 076,1	9 076,1	9 076,1	9 076,1
Dania	Baltic Pipe	wejście	0	10000	10000	10000	10000
Dania	Baltic Pipe	wyjście	0	3000	3000	3000	3000
Słowacja	GIPS	wejście	0	5700	5700	5700	5700
Słowacja	GIPS	wyjście	0	4700	4700	4700	4700
Litwa	GIPL	wejście	0	1900	1900	1900	1900
Litwa	GIPL	wyjście	0	2400	2400	2400	2400
FSRU	FSRU	wejście	0	4500	4500	4500	4500

* wartość obliczona przy uwzględnieniu zmienności sezonowej; ** Brak zdolności ciągłych, Zdolność przerywana warunkowo ciągła: 1463- 2190 mln m³/rok, wartości powyżej 1 463 mln m³/rok w zależności od uzgodnień pomiędzy GAZ-SYSTEM a Ukrtransgaz.

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

5.1.5.5. Rynki energii elektrycznej i gazu, ceny energii

Jedną z zasadniczych zmian odnotowanych w ostatnim roku w odniesieniu do rynku energii elektrycznej było wdrożenie ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. rynku mocy, czyli przejścia z rynku jednotowarowego (tylko energii) na rynek dwutowarowy (energii i mocy). Celem rynku mocy jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. Ustawa o rynku mocy określa płatność za usługę pozostawania w gotowości do dostarczania mocy oraz dostarczania mocy w okresach zagrożenia. Rynek mocy ma stworzyć zachęty do podejmowania decyzji inwestycyjnych i modernizacyjnych oraz do odstąpienia przedsiębiorstw energetycznych od zamiaru przedwczesnego wycofywania z eksploatacji istniejących źródeł wytwórczych. Funkcjonuje on równolegle do rynku energii elektrycznej i nie wprowadza ograniczeń w kształtowaniu cen na rynku hurtowym. Jest neutralny technologicznie, dzięki czemu stwarza jednakowe warunki konkurencji wszystkim technologiom produkcji energii elektrycznej oraz usługom z zakresu DSR. W 2018 r. odbyły się trzy pierwsze aukcje główne z terminem dostaw na 2021, 2022 i 2023 r., w 2019 r. przeprowadzono aukcję główną na rok dostaw 2024.

Po wejściu rynku mocy przestaną obowiązywać funkcjonujące obecnie mechanizmy, których celem jest poprawa bilansu mocy w Polsce tj.: interwencyjna rezerwa zimna (IRZ), praca interwencyjna (PI), operacyjna rezerwa mocy (ORM), usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (Program Gwarantowany DSR). W związku z czym od dnia 1 stycznia 2021 r. przestaną być ponoszone koszty funkcjonowania wymienionych mechanizmów. Koszty rynku mocy będą przenoszone na odbiorców końcowych energii elektrycznej poprzez tzw. opłatę mocową zawartą w rachunkach za energię elektryczną. Opłata ta będzie pobierana od dnia 1 października 2020 r.

Nowe wymogi dla mechanizmów zdolności wytwórczych określa unijne rozporządzenie nr 2019/943 z w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Przepisy tego rozporządzenia od dnia 4 lipca 2019 r. wykluczają z uczestnictwa w rynku mocy nowe jednostki wytwórcze (nieprowadzące produkcji komercyjnej przed tą datą) emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh, a od dnia 1 lipca 2025 r. także jednostki istniejące (prowadzące produkcję komercyjną przed 4 lipca 2019 r.) emitujące więcej niż 550 g CO₂/kWh oraz ponad 350 kg CO₂/kW (średnio w skali roku). Na cały okres ich obowiązywania spod ograniczeń regulacji wyjęte są umowy mocowe zawarte przed dniem 31 grudnia 2019 r.

5.1.5.5.1. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory

Tabela poniżej przedstawia projekcje cen energii elektrycznej trzech zdefiniowanych grup odbiorców końcowych. Zaprezentowane ceny są średnimi cenami oferowanymi w ramach umów kompleksowych i rozdzielonych, zawierającymi podatki (w obliczeniach przyjęto wysokość akcyzy na poziomie 0,5 PLN/MWh w cenach bieżących oraz podatku VAT na poziomie 23% w całym horyzoncie prognozy). Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy wzrost cen energii elektrycznej we wszystkich trzech rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Wzrost cen rozkłada się równomiernie na sektory, co jest konsekwencją założenia o proporcjonalnym rozkładzie kosztów funkcjonowania wszystkich systemów wsparcia, z wyjątkiem wsparcia dla OZE (obecnie przemysł podlega częściowemu zwolnieniu z kosztów opłaty OZE). Głównym czynnikiem determinującym prognozowany wzrost są rosnące w czasie koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz koszty budowy i modernizacji jednostek wytwórczych oraz infrastruktury przesyłowej.

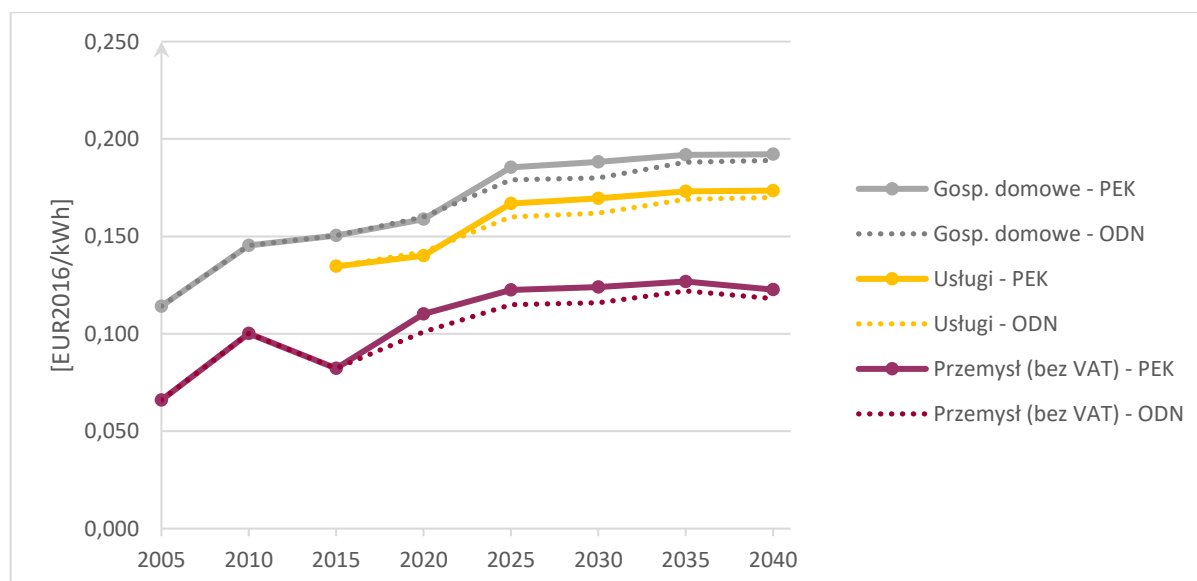
Podatek VAT dla odbiorców przemysłowych jest refundowany przez Skarb Państwa, zatem prezentacja cen energii elektrycznej zawierających ten podatek dla wspomnianej grupy odbiorców ma jedynie charakter poglądowy.

Tabela 71. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2016/kWh]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	0,114	0,145	0,150	0,159	0,186	0,188	0,192	0,192
Usługi	b.d.	b.d.	0,135	0,140	0,167	0,170	0,173	0,173
Przemysł	0,066	0,100	0,082	0,110	0,123	0,124	0,127	0,123

Źródło: Prognozy ARE S.A.

Na rysunku poniżej zaprezentowano porównanie projekcji cen energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców dla scenariusza PEK i dla scenariusza ODN. Pewien wzrost cen w stosunku do scenariusza ODN jest implikacją wyższych kosztów związanych z budową oraz wzmocnieniem infrastruktury energetycznej pod kątem rozwoju energetyki morskiej na morzu, energetyki rozproszonej, elektromobilności, a także wdrażania rozwiązań określanych jako smart grid, ale także zmian, jakie nastąpiły na rynku i w regulacji w okresie, którego nie obejmuje ODN, tj. po 2017 r.



Rysunek 28. Porównanie cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych – scenariusz PEK vs ODN

5.1.5.6. Krajowe ceny detaliczne paliw

W symulacjach modelowych rozróżniano ceny węgla *loco* wg grup odbiorców – odbiorca dla energetyki, przemysłu i drobnych odbiorców wg krajowej struktury cen z danych statystycznych z lat 2005-2015. Podobnie w przypadku gazu ziemnego uwzględniono koszty i udział gazu wydobywanego w kraju oraz średnie koszty transportu sieciowego, a także koszty wynikające z inwestycji infrastrukturalnych. Projekcje cen gazu ziemnego, węgla i produktów ropopochodnych bazują na trendach światowych cen nośników energii. Założono, że ceny paliw stałych, ciekłych i gazowych w scenariuszu PEK nie będą się różnić od określonych dla scenariusza ODN. Jest to założenie upraszczające, ale konieczne w świetle niepewności, jaka jest nieodłącznie związana z cenami nośników energii. Należy mieć jednak świadomość, że wdrażanie niektórych działań i środków zdefiniowanych w ramach scenariusza PEK może wpłynąć na wzrost cen gazu ziemnego i pewne obniżenie cen paliw węglowych. Zakres tych zmian jest jednak trudny do oszacowania.

Wyniki przedstawia tabela zamieszczona na następnej stronie.

5.1.6. Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”

Wymiar ten został szczegółowo opisany w części 1 (Krajowe założenia i cele) i 2 (Polityki i działania) KPEiK w podrozdziałach odpowiednich dla tego wymiaru.

Również w załączniku 1 do KPEiK „Obecna sytuacja i prognozy przy istniejących politykach i środkach – stan na koniec 2017 r. (scenariusz ODN)” znajduje się charakterystyka poszczególnych technologii.

Tabela 72. Krajowe ceny detaliczne paliw [EUR'2016/ktoe]

	Gaz ziemny								Węgiel energetyczny					Węgiel koksujący
	przemysł (razem)	przemysł (akcyza)	przemysł (VAT)	produkcja en. el. (śred. cena)	produkcja en. el. (gaz azotowy)	gosp. domowe (razem)	gosp. domowe (akcyza)	gosp. domowe (VAT)	przemysł (razem)	produkcja en. el. (razem)	gosp. domowe (razem)	gosp. domowe (akcyza)	gosp. domowe (VAT)	przemysł (razem)
2005	212 271	0	0	175 216	-	418 771	0	75 428	96 360	87 981	222 767	0	40 154	154 630
2010	379 524	0	0	243 484	-	645 043	0	116 229	147 186	129 740	299 987	0	54 089	224 466
2015	339 968	2 832	0	238 394	332 803	636 686	567	119 527	117 657	106 019	318 345	0	59 532	138 406
2020	291 002	2 666	0	215 286	304 723	621 916	0	116 293	106 616	97 046	318 830	0	59 619	142 442
2025	327 425	2 666	0	242 481	343 215	700 476	0	130 983	118 462	107 829	354 256	0	66 243	158 269
2030	350 711	2 666	0	259 868	367 815	750 703	0	140 375	125 231	113 990	374 499	0	70 028	167 313
2035	373 211	2 666	0	276 667	391 598	799 232	0	149 450	127 770	116 301	382 090	0	71 448	170 704
2040	382 210	2 666	0	283 386	401 114	818 643	0	153 080	130 308	118 611	389 681	0	72 867	174 096

	Lekki olej opałowy					Diesel					Benzyna			LPG			
	przemysł (razem)	przemysł (akcyza)	gosp. domowe (razem)	gosp. domowe (akcyza)	gosp. domowe (VAT)	komercyjne zużycie (razem)	komercyjne zużycie (akcyza)	niekomerc. (razem)	niekomerc. (akcyza)	niekomerc. (VAT)	niekomerc. (razem)	niekomerc. (akcyza)	niekomerc. (VAT)	komercyjne zużycie (razem)	niekomerc. (razem)	niekomerc. (akcyza)	niekomerc. (VAT)
2005	613 425	79 188	796 974	79 188	143 761	1 031 865	406 181	1 258 889	406 181	227 024	1 457 052	573 547	262 861	704 947	860 478	206 607	155 070
2010	730 719	74 717	929 669	74 717	167 791	1 130 529	415 357	1 379 244	415 357	248 825	1 573 408	573 598	283 685	792 309	966 616	199 271	174 417
2015	671 381	65 730	860 111	65 730	160 925	1 037 404	415 847	1 276 007	415 847	238 563	1 408 693	507 954	269 651	612 179	752 980	178 755	140 779
2020	745 110	61 857	739 697	61 857	138 278	1 120 631	391 342	1 378 376	391 342	257 745	1 479 352	478 021	276 627	716 135	834 678	168 221	156 078
2025	832 689	61 857	783 969	61 857	146 554	1 194 244	391 342	1 468 920	391 342	274 676	1 557 631	478 021	291 264	779 024	889 807	168 221	166 387
2030	907 442	61 857	831 194	61 857	155 382	1 257 075	391 342	1 546 203	391 342	289 127	1 624 446	478 021	303 758	832 702	936 862	168 221	175 186
2035	942 429	61 857	881 569	61 857	164 799	1 286 483	391 342	1 582 374	391 342	295 891	1 655 717	478 021	309 606	857 826	958 885	168 221	179 304
2040	992 172	61 857	935 305	61 857	174 845	1 328 292	391 342	1 633 800	391 342	305 507	1 700 177	478 021	317 919	893 545	990 196	168 221	185 159

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, EUROSTAT – „Energy prices and taxes”

5.1.7. Ocena wzajemnych interakcji między istniejącymi i planowanymi politykami i środkami w ramach poszczególnych wymiarów oraz między obecnymi i planowanymi politykami i środkami dotyczącymi innych wymiarów

Identyfikacja i zrozumienie wzajemnych interakcji występujących pomiędzy istniejącymi i planowanymi politykami w obrębie analizowanych pięciu głównych wymiarów unii energetycznej daje możliwość zidentyfikowania pozytywnego lub negatywnego wpływu na ewentualną skuteczność wdrażanych rozwiązań. W wielu obszarach efekty wdrażanych polityk i środków nakładają się na siebie. W części przypadków zjawisko to prowadzi do zwiększenia skuteczności działań, w innych do wzajemnego znoszenia się efektów, jeszcze w innych przynosi ujemny skutek. Odpowiednie wyważenie charakteru i zakresu wdrażanych rozwiązań pozwala na osiągnięcie określonych celów w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej przy mniejszym zaangażowaniu zasobów i środków. Najczęściej identyfikowane przypadki nakładania się na siebie polityk i środków występują w obrębie wymiarów: „obniżenie emisyjności” i „efektywność energetyczna”, przy czym najczęściej mają one charakter efektów wzmacniających skuteczność działań.

W poniższej tabeli zestawiono zidentyfikowane interakcje pomiędzy istniejącymi i planowanymi politykami i środkami w ramach poszczególnych wymiarów a politykami i środkami dotyczącymi innych wymiarów. Cyfra „1” w tabeli oznacza pozytywny wpływ danego środka w ramach określonego wymiaru na inny analizowany wymiar, cyfra „0” oznacza brak wpływu, albo wpływ trudny do jednoznacznego zdefiniowania, natomiast cyfra „-1” oznacza negatywny wpływ.

Poniżej przedstawiono wnioski z przeprowadzonej analizy interakcji pomiędzy istniejącymi i planowanymi politykami i środkami w obrębie pięciu głównych wymiarów unii energetycznej.

Tabela 73. Interakcje między politykami i środkami zidentyfikowane w obrębie analizowanych wymiarów

Wymiar/działanie	Wymiar "Obniżenie emisyjności"	Wymiar "Efektywność energetyczna"	Wymiar "Bezpieczeństwo energetyczne"	Wymiar "Wewnętrzny rynek energii"	Wymiar "Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność"
Wymiar "Obniżenie emisyjności"					
Działania na rzecz poprawy jakości powietrza					
Programy ochrony powietrza (likwidacja tzw. niskiej emisji, walka ze smogiem)		1	1	0	1
Monitorowanie i kontrola jakości paliw		0	0	0	0
Wsparcie wykorzystania paliw alternatywnych w transporcie		1	1	0	1
Wsparcie rozbudowy systemów dostaw ciepła i chłodu		1	1	0	1
Działania na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych					
Wdrażanie niskoemisyjnych technologii i rozwiązań		1	1/-1	0	1/-1
Wsparcie zagospodarowania metanu z pokładów węgla		1	1	0	1
Wsparcie rozwoju OZE (w tym energetyki rozproszonej)		1	1/-1	1	1
Wsparcie rozwoju niskoemisyjnego transportu		1	1	0	1
Wymiar "Efektywność energetyczna"					
Stymulowanie działań proefektywnościowych (prawne i finansowe zachęty)	1		1	0	1
Termomodernizacja budynków	1		1	0	1
Promowanie wykorzystania efektywnych systemów zaopatrzenia budynków w energię i ciepło	1		1	0	1
Promowanie budynków o niskim zużyciu energii	1		1	0	1
Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji	1		1	0	1
Wsparcie rozwoju inteligentnych sieci	1		1	1	1
Wymiar "Bezpieczeństwo energetyczne"					
Wdrożenie energetyki jądrowej	1	-1		0	1
Wdrożenie rynku mocy	1/-1	1/-1		0	0
Wsparcie rozbudowy i modernizacji infrastruktury przesyłowej	1	1		1	1
Wsparcie rozwoju technologii magazynowania energii	1	1		0	1
Wymiar "Wewnętrzny rynek energii"					
Wzmocnienie pozycji konsumenta na rynku energii	1	1	1		0
Rozwój połączeń transgranicznych	1	0	1		1
Wymiar "Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność"					
Zwiększanie konkurencyjności polskiej gospodarki poprzez stałe podnoszenie zaawansowania technologicznego	1	1	1	1	
Wsparcie rozwoju produktów i usług innowacyjnych	1	1	1	1	

1 – pozytywny wpływ, -1 – negatywny wpływ, 0 – brak wpływu

Wymiar „Obniżenie emisyjności”

Działania na rzecz poprawy jakości powietrza

- Głównymi działaniami w tym obszarze są:
- głęboka termomodernizacja budynków,
- wymiana starych pieców zasypowych na nowe niskoemisyjne lub bezemisyjne,
- rozbudowa sieci ciepłowniczych.

Wszystkie z wymienionych działań będą pozytywnie wpływać na efektywność energetyczną (zmniejszenie zużycia energii pierwotnej na skutek redukcji potrzeb ciepłych oraz poprzez poprawę sprawności przemian energetycznych w kotłach grzewczych), bezpieczeństwo energetyczne (spadek importu paliw) oraz konkurencyjność (mniejsze jednostkowe zużycie paliw i koszty związane z zakupem, otwarcie możliwości wdrożenia i zastosowania innowacyjnych rozwiązań z zakresu termomodernizacji i technik grzewczych).

Kolejnym z działań jest promowanie rozwoju paliw alternatywnych w sektorze transportu, odpowiedzialnym w dużym stopniu za powstawanie smogu w miastach. Zgodnie z planowanymi działaniami, szczególnie wspierane w kraju będzie wykorzystanie energii elektrycznej i CNG w transporcie drogowym. Przyczyni się to do stopniowego zmniejszania zależności od importu ropy naftowej, co pozytywnie wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego. Innym pozytywnym skutkiem zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej w transporcie drogowym może być zmniejszenie konieczności stosowania biopaliw, w celu osiągnięcia założonego celu OZE w tym sektorze.

W odniesieniu do wpływu na konkurencyjność Polski, przemysł ICT ma szansę zwiększyć swój potencjał w oparciu o wzrost produkcji na rynek elektrycznych i autonomicznych środków transportu. Rozwój motoryzacji elektrycznej przyczyni się do modernizacji polskiej energetyki, obniżenia kosztów transportu i zwiększenia udziału własnych paliw i źródeł energii w bilansie energetycznym kraju.

Do priorytetowych zadań w zakresie poprawy jakości powietrza w Polsce zalicza się tworzenie warunków rozwoju dla ciepłownictwa sieciowego. Zwiększenie wykorzystania ciepła z sieci nie tylko wpłynie na obniżenie emisji, ale także znacząco przybliży kraj do wypełnienia celów w zakresie efektywności energetycznej.

Działania na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych

Jednym z kluczowych działań nakierowanych na redukcję emisji gazów cieplarnianych jest wdrażanie bezemisyjnych technologii opartych na OZE. Proces ten zachodzi praktycznie we wszystkich sektorach gospodarki, a stymulowany jest najczęściej różnego rodzaju subsydiami. Rozwój OZE (zarówno w wymiarze wielkoskalowym, jak i w postaci rozproszonych źródeł) przyczynia się nie tylko do zmniejszania emisji zanieczyszczeń do powietrza, ale również ułatwia osiągnięcie redukcji zużycia energii pierwotnej, szczególnie w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Wykorzystanie OZE ma zatem znaczenie dla efektywności energetycznej, gdyż ogranicza zużycie energii pierwotnej.

Wpływ rozwoju OZE na bezpieczeństwo energetyczne jest dwojaki. Z jednej strony przyczynia się do zmniejszenia zużycia paliw kopalnych, z drugiej jednak, ze względu na charakter pracy, może destabilizująco oddziaływać na pracę systemu elektroenergetycznego. Źródła wytwarzania, takie jak elektrownie wiatrowe i słoneczne obniżają bezpieczeństwo dostaw i wymagają rezerwowania w postaci źródeł konwencjonalnych (co też generuje dodatkowe koszty). Oczekiwany rozwój technologii magazynowania może jednak przyczynić się do usunięcia w przyszłości wymienionych wad.

Wpływ tego czynnika na konkurencyjność gospodarki jest niejednoznaczny. Rozwój OZE w Polsce może przyczynić się do wzrostu innowacyjności, pod warunkiem właściwego wykorzystania pojawiających

się możliwości. Ujemną stroną jest wzrost kosztów dostaw energii związanych nie tylko z koniecznością pokrycia kosztów związanych z wytwarzaniem energii w droższych źródłach oraz kosztów źródeł rezerwowych (w tym poniesienie nakładów inwestycyjnych obu), a także przesyłu, dystrybucji oraz i bilansowania. Konkurencyjność to przede wszystkim zdolność do konkutowania przedsiębiorstw na globalnym rynku, a przy wysokich kosztach energii zdolność ta może zostać istotnie ograniczona.

Kolejnym istotnym środkiem mającym na celu redukcję emisji jest promowanie niskoemisyjnego transportu. Priorytet ten wpisuje się w szeroki wachlarz działań przyczyniających się jednocześnie do poprawy efektywności wykorzystania energii w tym sektorze (m.in.: promowanie transportu zbiorowego, wykorzystanie paliw alternatywnych). Z kolei im większe oszczędności energii końcowej udaje się uzyskać w tym sektorze, tym mniejsze wolumeny energii z OZE są wymagane w osiągnięciu celów zakresie wykorzystania paliw odnawialnych.

Wymiar „Efektywność energetyczna”

W ramach tego wymiaru przewidziano realizację takich działań jak:

- stymulowanie działań proefektywnościowych (prawne i finansowe zachęty),
- termomodernizacja budynków,
- promowanie wykorzystania efektywnych systemów zaopatrzenia budynków w energię i ciepło,
- promowanie budynków o niskim zużyciu energii,
- wsparcie wysokosprawnej kogeneracji,
- wsparcie rozwoju inteligentnych sieci.

Wszystkie wymienione działania pozytywnie będą wpływać na obniżenie emisji zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych, przez co wzmocnione zostaną efekty również w tym obszarze. Wzrost efektywności energetycznej przyczyniać się będzie również do zmniejszenia wymaganych wolumenów energii pochodzącej z OZE zaliczanej do celu krajowego (a jednocześnie wzrost wykorzystania OZE redukuje zużycie energii pierwotnej). Wzrost efektywności energetycznej jest zatem środkiem wspomagającym realizację celu OZE. Wdrażanie rozwiązań z zakresu poprawy efektywności energetycznej przynosi także znaczne większe korzyści dla gospodarki, gdyż technologie OZE w zdecydowanej większości pochodzą z importu, podczas gdy środki poprawy efektywności energetycznej mogą pochodzić w większości z zasobów krajowych.

Wymiar „Bezpieczeństwo energetyczne”

Kluczowym elementem tego wymiaru, który koresponduje z innymi wymiarami jest wdrożenie w 2033 r. energetyki jądrowej. Głównym celem tego rozwiązania jest przede wszystkim zapewnienie stabilnych dostaw energii elektrycznej ze źródła nieprzyczyniającego się do powstawania emisji gazów cieplarnianych. Wprowadzenie energetyki jądrowej dostarcza duże ilości energii niemal zeroemisyjnej, co zmniejsza presję na rozwój OZE, choć zwiększa zużycie energii pierwotnej.

Drugim elementem jest wdrażanym tzw. rynek mocy. Jego głównym celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przy rosnącym udziale niesterowalnych jednostek wytwórczych OZE. Z jednej strony umożliwi on dalszy rozwój OZE w Polsce. Mechanizm opóźni proces wycofania jednostek węglowych, ale w sytuacji braku subsydiowania OZE ich rachunek ekonomiczny były korzystniejszy. Brak tego mechanizmu oznacza ryzyko niedostarczenia energii.

Również pozytywny wpływ na wzrost udziału OZE ma rozbudowa i modernizacja infrastruktury wytwórczej oraz rozwój technologii magazynowania energii. Stanowią one w istocie warunek rozwoju OZE w systemie.

Wymiar „Wewnętrzny rynek energii”

Jednym z działań przewidzianych w tym obszarze jest zwiększanie roli konsumenta oraz jego aktywizacja w ramach funkcjonowania rynku energii. Celem jest m.in. wzrost liczby prosumentów, co bezpośrednio prowadzi do rozwoju energetyki rozproszonej ze źródeł odnawialnych i w efekcie skutkuje obniżeniem emisyjności oraz redukcją zużycia paliw w danym obszarze. Dodatkowo, zakłada się, że zwiększona świadomość konsumentów stanowić będzie bodziec do racjonalizacji zużycia własnego i działań proefektywnościowych.

Rozwój sieci transgranicznych, jako kolejne działanie w ramach danego obszaru, może wpłynąć na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii. Transgraniczne połączenia z sąsiadami mogą być pomocne w okresach niedoborów mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rozwój połączeń transgranicznych i wymiana handlowa energii elektrycznej może pozytywnie wpływać na rynek hurtowy energii elektrycznej, w zależności od tego jak kształtować się będą relacje cenowe na poszczególnych rynkach.

Wymiar „Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”

Działania określone w tym wymiarze mają za zadanie rozwój nowych technologii ukierunkowanych przede wszystkim na niską emisyjność i wysoką efektywność energetyczną. Przykładem może być tu rozwój nowych technologii wytwarzania energii, wysokosprawnych i niskoemisyjnych zintegrowanych układów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii lub rozwój pojazdów elektrycznych.

5.2. Skutki makroekonomiczne, zdrowotne, środowiskowe, dla zatrudnienia i kształcenia, a także wpływ na umiejętności w tej dziedzinie i skutki społeczne

5.2.1. Analiza skutków makroekonomicznych i społecznych w obu scenariuszach – ODN i PEK

W pracy zastosowano podejście metodyczne wykorzystujące teorię rozwoju makroekonomicznego, w warunkach stopniowego dążenia do osiągnięcia równowagi ogólnej (CGE-PL) w modelowanych sektorach gospodarki narodowej, wskutek impulsów wymuszających – wdrażanych środków interwencji polityki energetyczno-klimatycznej w gospodarce narodowej. Impulsy te zaburzają równowagę ukształtowaną w roku bazowym (2015) i wymuszają dążenie do osiągnięcia nowego stanu równowagi w kolejnych 5-letnich podokresach w perspektywie 2040 r. **Makroekonomiczna analiza i ocena dostosowawcza została zrealizowana w dwóch scenariuszach – ODN i PEK.**

Obliczenia zostały wykonane w oparciu o wymianę informacji między modelami makroekonomicznymi oraz modelami energetycznymi. Ocena dotyczyła licznych zmiennych od wolumenu i dynamiki PKB przez wolumeny wartości dodanych sektorów gospodarki oraz poziom ich rentowności, po poziom i strukturę zatrudnienia. Kluczową rolę odegrał model makroekonomiczny CGE-PL, który pełni istotną rolę w systemowym podejściu do badań rozwojowych łączących założenia i skutki wpływu polityki klimatyczno-energetycznej zarówno dla sektorów energetycznych, jak też pozostałych sektorów gospodarki narodowej (sfery produkcji i konsumpcji). Uwzględnia także kluczowe relacje z otoczeniem zewnętrznym poprzez saldo eksportowo-importowe dóbr i usług oraz relacje z otoczeniem przyrodniczym – obliczanie emisji CO₂, z ogólnym rachunkiem kosztów i potencjalnych korzyści w Polsce, z tytułu obrotu uprawnieniami EUA w systemie ETS. Jako komponente do oceny skutków ekonomicznych i społecznych wykorzystano model sektorowy Mezzo-Impact.

5.2.1.1. Analiza skutków makroekonomicznych i społecznych w scenariuszu ODN

5.2.1.1.1. Rozwój gospodarczy w okresie 2015-2030 i perspektywa 2040 – scenariusz ODN

W rozdziale zaprezentowano najważniejsze wyniki obliczeń charakteryzujące scenariusz ODN. W tabelach 74-75 przedstawiono wyliczone (w modelu CGE-PL) wyniki dotyczące poziomu PKB oraz wartości dodanej w zagregowanych sektorach gospodarki narodowej (GN). Są one prawie identyczne z założeniami rozwoju w scenariuszu ODN. W okresie 2015-2030 PKB rośnie o ponad 60%. W dekadzie 2030-2040 wzrost gospodarczy stopniowo spowalnia, ale w całym okresie 2015-2040 PKB ulega podwojeniu, co oznacza średnioroczne tempo wzrostu PKB ok. 2,9% w całym okresie. Ponadto w tabeli poniżej zestawiono wyliczone w CGE-PL saldo handlu zagranicznego, oszacowaną makroekonomiczną emisję CO₂ oraz zmiany zatrudnienia i stopy bezrobocia. Osiągnięte wyniki ścieżki i struktury wzrostu PKB w scenariuszu ODN ilustruje rysunek poniżej.

Tabela 74. Poziom PKB i wybrane trendy zmiennych makroekonomicznych w scenariuszu ODN – wyniki modelu CGE-PL

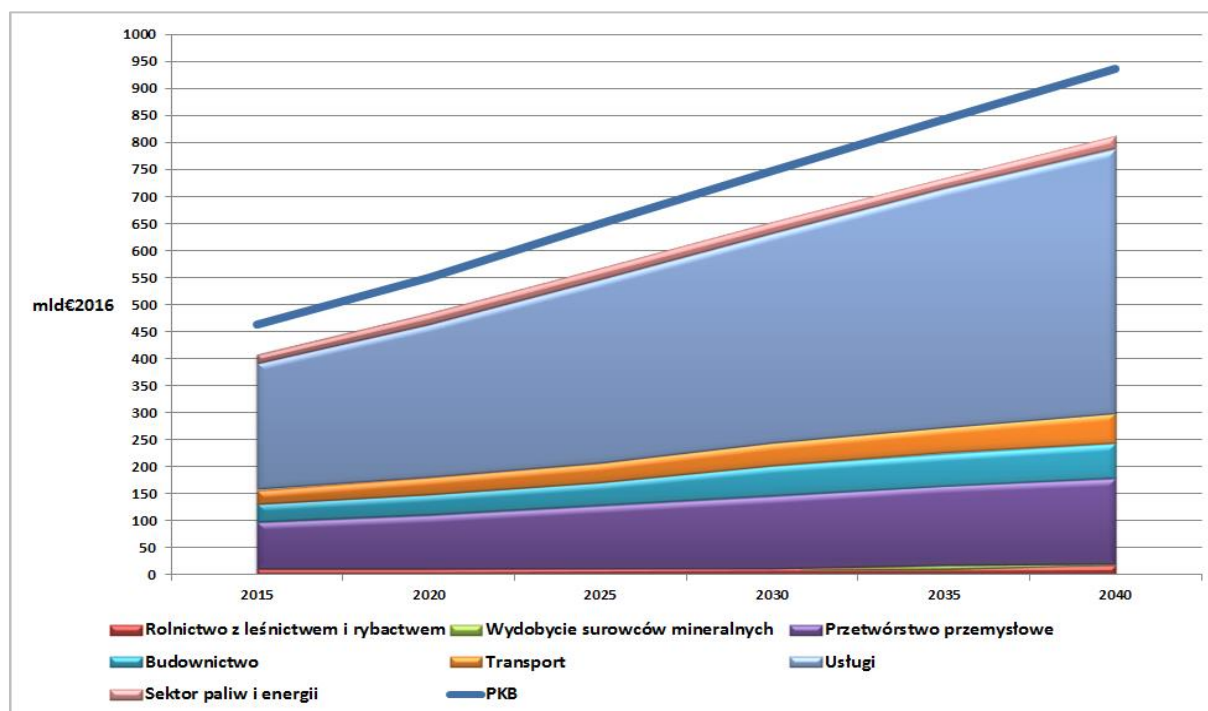
Wyszczególnienie/ kategoria	Jednostka	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Poziom PKB	mln EUR'2016	462,4	550,8	649,2	747,1	843,7	937,1
Dynamika PKB	2015=100	100	119,1	140,4	161,6	182,5	202,7
Saldo HZ	mln EUR'2016	14,3	5,4	5,8	14,7	8,8	19,5
Zatrudnienie	tys. osób	15 977	15 865	16 011	16 163	16 175	16 033
Stopa bezrobocia	%	6,9%	5,0%	5,0%	4,0%	4,0%	4,0%
<i>Podokresy obliczeń modelowych</i>	<i>lata</i>	-	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Średnioroczna roczna stopa wzrostu PKB w pięcioleciu	%	-	3,6%	3,3%	2,9%	2,5%	2,1%

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL

Tabela 75. Zmiany wartości dodanej w gospodarce według działów gospodarki i gałęzi przemysłu w scenariuszu ODN [mln EUR'2016]

Wyszczególnienie/ kategoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Relacja 2040/2015
Rolnictwo z leśnictwem i rybactwem	10,43	12	13	15	16	17,7	1,70
Wydobycie surowców mineralnych	1,46	2	2	2	2	2,6	1,78
Przetwórstwo przemysłowe	85,5	98	113	130	146	158,0	1,85
Budownictwo	34,6	39	44	55	61	65,4	1,89
Transport	27,40	32	37	44	49	56,0	2,04
Usługi	233,00	281	337	386	439	489,0	2,10
Sektor paliw i energii	17,80	21	22	21	20	24,0	1,35
Razem	410,19	486	568	654	734	812,7	1,98
PKB	462,4	550,8	649,2	747,1	843,7	937,1	2,027

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL



Rysunek 29. Poziom PKB i wartość dodana w zagregowanych sektorach GN, w scenariuszu ODN

Wynikiem procesu kalibracji w modelu CGE-PL są w scenariuszu ODN również zasoby czynników produkcji (zaangażowany kapitał i praca) oraz zmiany ich produktywności sektorowej w całym analizowanym okresie (2015-2040). Zasób pracy oszacowano na podstawie danych o zatrudnieniu w scenariuszu ODN poprzez przyjęcie minimalnej stopy bezrobocia w kolejnych latach na poziomie:

- 2015 – 6,9%,
- 2020 – 5,0%,
- 2025 – 5,0%,
- 2030-2040 – 4,0%.

Założenia dotyczące dynamiki przyrostu zasobu kapitału i nakładów inwestycyjnych w okresie 2015-2040 oparto na prawdopodobnym przedziale ich akumulacji w polskiej gospodarce w rozważanym okresie. W obliczeniach dopuszczono zmienność stopy akumulacji w przedziale 19-21 pkt proc (w relacji do PKB), zgodnie z rzeczywistymi wartościami z ostatniego pięciolecia (2011-2015). Parametrami pozwalającymi uzyskać wymagany wolumen PKB w procesie kalibracji modelu CGE-PL były sektorowe produktywności czynników produkcji – dopasowane w cyklu iteracyjnym. Kryterium zgodności (dopasowania) stanowiła różnica nie większa od 0,1% PKB zadanego (w ODN) minus PKB obliczany iteracyjnie w procesie kalibracji modelu.

Znaleziono wielkości ścieżek produktywności czynników produkcji (praca, kapitał) przedstawiono w tabeli poniżej. Kolejny istotny czynnik produkcji to zasób energii, który zastosowano w modelach makroekonomicznych (CGE-PL i Mezzo-Impact), korzystając z wyników obliczeń modeli energetycznych, bazując na wynikach prognoz w zakresie zużycia paliw.

Tabela 76. Zasoby czynników produkcji i ich produktywności w scenariuszu ODN

	Jedn.	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zasób pracy	tys. zatrudn.	17 161	16 700	16 854	16 836	16 849	16 701
Akumulacja brutto (zasób kapitału)	mldEUR'2016	95	103	120	135	149	160
Dynamika zasobu kapitału	[-/-]	100	108	126	142	157	169
Zmiany produktywności czynników produkcji względem PKB							
Dynamika produktywności pracy			120	140	160	180	202
Dynamika produktywności kapitału			110	111	114	116	120
Dynamika produktywności paliw i energii w sferze produkcyjnej (bez GD)	[-/-]	100	99,8	113	126	141	156
Dynamika produktywności paliw i energii w kraju (z GD)			102	116	130	144	159

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL

Przyjęte ograniczenia zasobu pracy sprawiły, że pożądana ścieżka wzrostu PKB mogła być uzyskana jedynie w przypadku bardzo szybkiego wzrostu produktywności pracy, zwłaszcza w sektorach pracochłonnych – w rolnictwie i w usługach. Przy założonych istotnych zmianach produktywności pracy dokładna kalibracja wyników modelu nie wymagała dużych zmian wartości liczbowych parametrów produktywności kapitału. Jest to zgodne z generalną tendencją postępu technicznego w gospodarce, który ma charakter pracooszczędny kosztem lepszego wyposażenia technicznego stanowisk pracy.

Warto odnotować, że nawet w scenariuszu ODN ograniczenie zużycia energii finalnej do przyjętych przez Polskę zobowiązań (do roku 2015) wymagać będzie bardzo znaczącej poprawy jej produktywności – o ponad 25% w roku 2030 i ok. 45% w 2040 r. To produktywność energii w sferze wytwarzania PKB w gospodarce, po odjęciu zużycia paliw i energii w sektorze GD (sfera konsumpcji energii). Natomiast z uwzględnieniem całkowitego popytu na energię (sfera wytwarzania plus GD) – produktywność energii finalnej wzrasta o ok. 17% w roku 2030, po czym się stabilizuje do roku 2040.

5.2.1.1.2. Analiza rentowności przemysłu przetwórczego, struktury zatrudnienia oraz cen produkcji przemysłu przetwórczego w scenariuszu ODN

W ramach pracy prześledzono wpływ warunków scenariusza ODN na rentowność przychodów brutto w gałęziach przemysłu przetwórczego. Uzyskane wyniki zaprezentowano w tabeli i na rysunku poniżej.

Tabela 77. Zmiany rentowności obrotu brutto wybranych gałęzi w sektorze przemysłu przetwórczego w scenariuszu ODN (ceny bieżące)

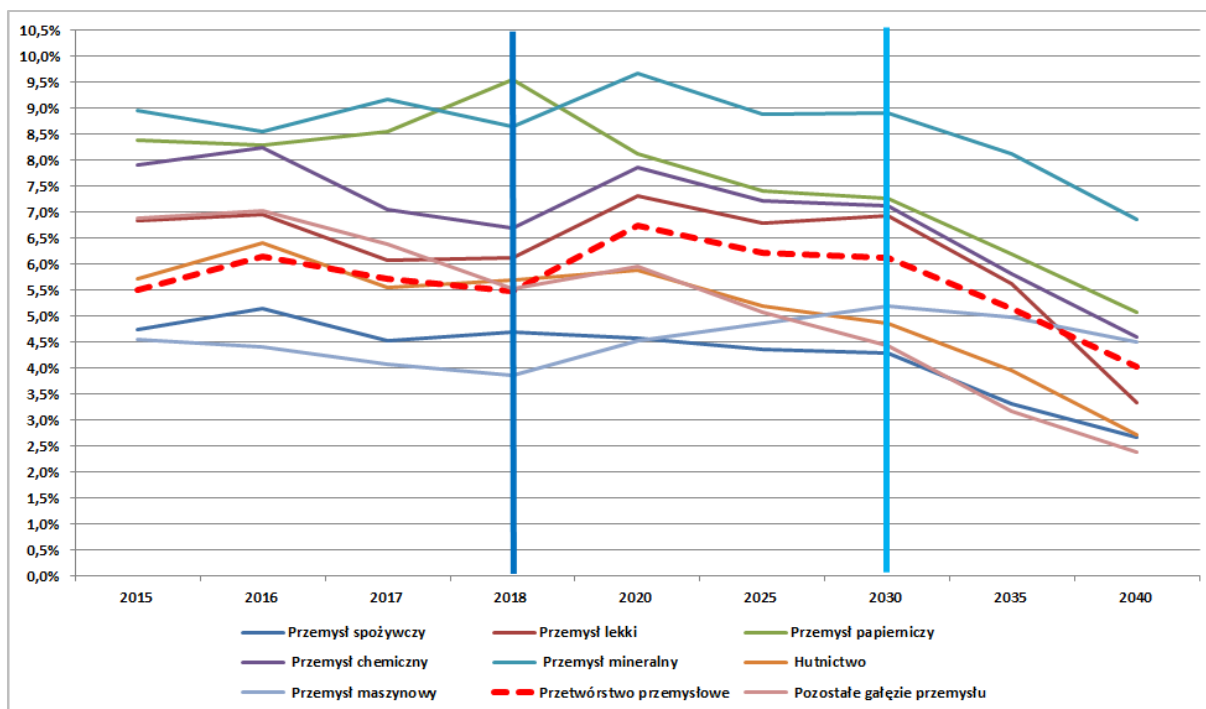
	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł spożywczy	4,7%	5,1%	4,5%	4,7%	4,6%	4,4%	4,3%	3,3%	2,7%
Przemysł lekki	6,8%	6,9%	6,1%	6,1%	7,3%	6,8%	6,9%	5,6%	3,3%
Przemysł papierniczy	8,4%	8,3%	8,5%	9,5%	8,1%	7,4%	7,3%	6,2%	5,1%
Przemysł chemiczny	7,9%	8,2%	7,0%	6,7%	7,9%	7,2%	7,1%	5,8%	4,6%
Przemysł mineralny	9,0%	8,6%	9,2%	8,6%	9,7%	8,9%	8,9%	8,1%	6,8%
Hutnictwo	5,7%	6,4%	5,6%	5,7%	5,9%	5,2%	4,9%	4,0%	2,7%
Przemysł maszynowy	4,5%	4,4%	4,1%	3,8%	4,5%	4,9%	5,2%	5,0%	4,5%
Pozostałe gałęzie przemysłu	6,9%	7,0%	6,4%	5,5%	6,0%	5,1%	4,4%	3,2%	2,4%

Źródło: opracowanie własne EnergSys, model Mezzo-Impact

Na tle wartości wskaźników rentowności z lat 2015-2018 można ocenić, że po roku 2020 praktycznie wszystkie gałęzie przemysłu przetwórczego w scenariuszu ODN charakteryzować może wzrost kosztów działalności. Pewien wyjątek stanowią rentowności przemysłu lekkiego i mineralnego oraz maszynowego wykazujące wzrost rentowności w okresie 2020-2030. Uzyskane wyniki modelu CGE-PL wskazują, że tempo wzrostu kosztów przeważa nad dynamiką wzrostu przychodów. Zmiany te są pochodną zmiany struktury i wolumenu popytu na produkty przemysłowe wskutek zróżnicowanego wzrostu cen produkcji poszczególnych gałęzi i sektorów gospodarki narodowej. Prowadzi to do sytuacji, w której gałęziowe wskaźniki rentowności brutto generalnie obniżają się – szczególnie w okresie 2030-2040.

Zmiany warunków działania w scenariuszu ODN po 2030 r. okazały się relatywnie najmniej dotkliwe dla przedsiębiorstw przemysłu mineralnego, którego produkcja jest wysoko energochłonna i generuje duże emisje dwutlenku węgla (głównie emisje procesowe). Produkty tego sektora podrożały najbardziej wśród produktów przemysłu przetwórczego, co jednak nie odbiło się to znacznie na wielkości popytu. Zwiększona cena produkcji generowała przychód, który rekompensował wzrost kosztów produkcji. Korzystna sytuacja sektora mineralnego wiąże się wprost z istotną skalą inwestycji budowlanych w gospodarce, w tym w mieszkalnictwie oraz w sektorze energetycznym.

Dokładniejsza analiza wyników rentowności wskazała, że o skali zagrożenia dla rentowności kilku gałęzi, w dużej mierze decydował udział przychodów z eksportu w całkowitych przychodach. W przypadku przemysłu spożywczego, hutnictwa i pozostałych gałęzi przemysłu wskaźniki rentowności od 2035 r. ulegają dość znacznemu obniżeniu, co wiąże się ze spadkiem konkurencyjności cenowej produktów na rynkach międzynarodowych. W modelu CGE wpływa na tego typu reakcje wysoka elastyczność cenowa popytu sprzedaży na eksport (relatywnie wysoka wrażliwość/ konkurencja cenowa produktów na rynkach międzynarodowych).



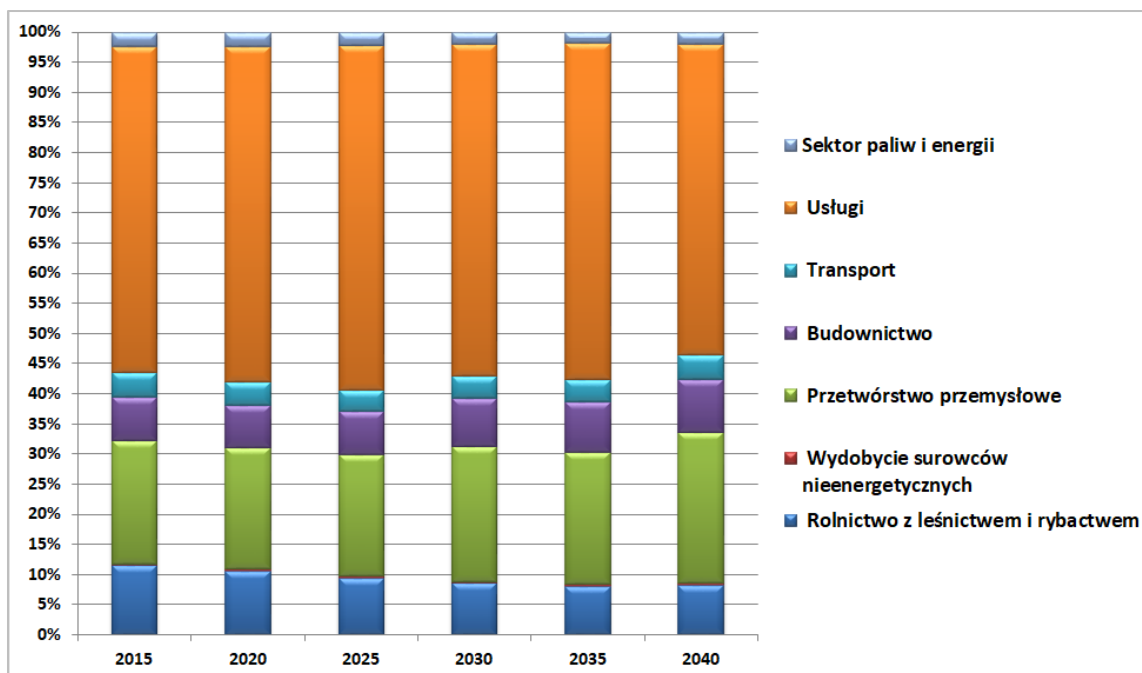
Rysunek 30. Zmiany rentowności obrotu brutto wybranych gałęzi w sektorze przemysłu przetwórczego w scenariuszu ODN (ceny bieżące)

Zmiany zatrudnienia w sektorach GN zastosowane w modelu CGE-PL przedstawiono w tabeli poniżej, zaś zmiany struktury sektorowej wyliczone dla okresu 2015- 2040 na rysunku poniżej. Ponieważ zgodnie z założeniami wyjściowymi wielkość krajowego zatrudnienia w GN będzie ulegała niewielkim zmianom, należy spodziewać się głównie przesunięć w strukturze zatrudnienia wynikającej z obniżania liczby osób w rolnictwie. W okresie 2020-2030 wyraźnie rośnie liczba zatrudnionych w sektorze przetwórstwa przemysłowego, budownictwie i usługach, zaś maleje w rolnictwie i sektorze paliwowo-energetycznym. W następnej dekadzie (2030-2040) proces odchodzenia pracowników z rolnictwa następuje w znacznie mniejszej skali, natomiast znacząco obniża się zatrudnienie w sektorze usług, w tym publicznych. Natomiast kontynuowany jest wzrost zatrudnienia w sektorach: przetwórstwa przemysłowego, budownictwa i transportu.

Tabela 78. Zatrudnienie w gospodarce według działów gospodarki i gałęzi przemysłu w scenariuszu ODN [tysiące zatrudnionych]

Wyszczególnienie/kategoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Rolnictwo z leśnictwem i rybactwem	1 841	1 689	1 507	1 390	1 309	1 307
Wydobycie surowców nieenergetycznych	46	46	48	48	50	54
Przetwórstwo przemysłowe	3 250	3 191	3 240	3 609	3 548	4 054
Budownictwo	1 157	1 127	1 134	1 290	1 336	1 410
Transport	652	614	571	592	604	652
Usługi	8 652	8 815	9 150	8 902	9 032	8 241
Sektor paliw i energii	378	382	362	331	296	314
Razem	15 977	15 865	16 011	16 163	16 175	16 033
Zasób Pracy	17 161	16 700	16 854	16 836	16 849	16 701

Źródło: opracowanie własne model CGE-PL



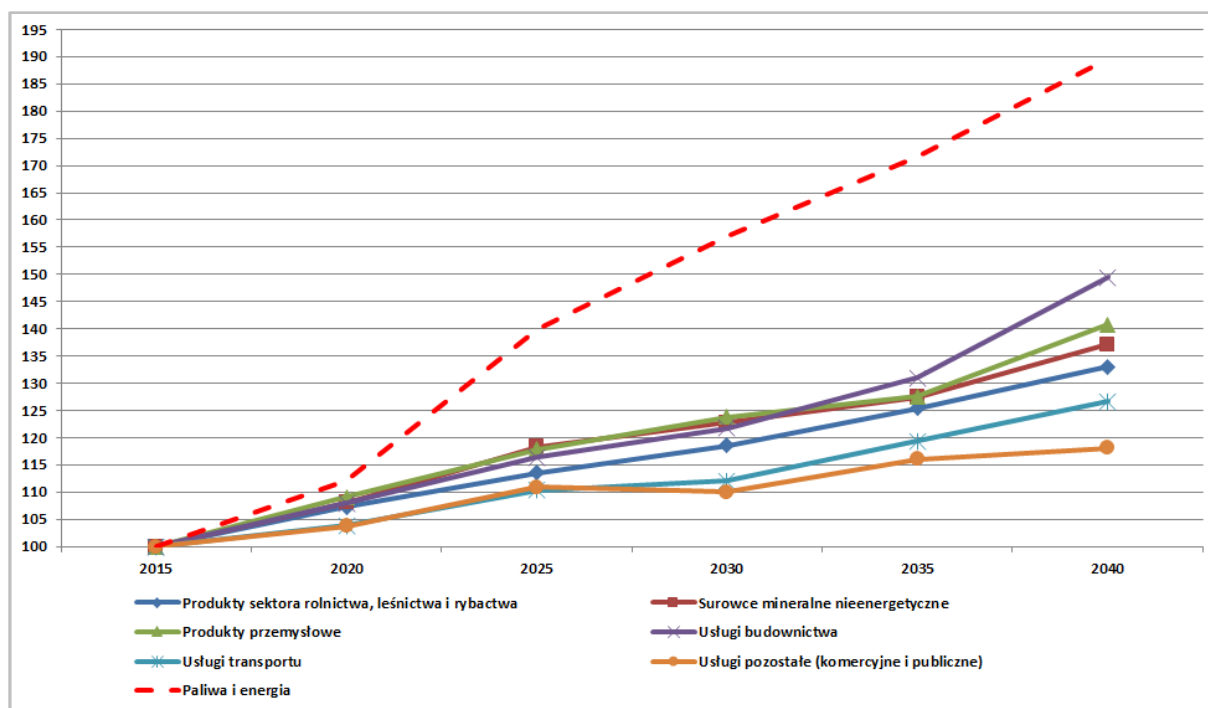
Rysunek 31. Struktura zatrudnienia w sektorach GN w scenariuszu ODN w okresie 2015-2040

Zadany wzrost gospodarczy, dzięki założeniom dotyczącym istotnej poprawy efektywności czynników produkcji uzyskano przy umiarkowanej inflacji, mimo znacznych impulsów inflacyjnych związanych ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ i cen paliw na rynkach międzynarodowych. Uzyskane wyniki przedstawiono w tabeli i na rysunku poniżej. Czynnikiem, który hamował wzrost inflacji była bardzo umiarkowana dynamika cen usług. Dynamika cen we wszystkich sektorach (bez paliw i energii) rosła dość umiarkowanie w okresie 2021-2030, zaś po 2030 r. wzrost cen przyspieszył, zgodnie z tendencją wzrostu cen światowych, głównie gazu ziemnego oraz cen uprawnień do emisji CO₂ co istotnie spotęgowało wzrost cen przemysłu przetwórczego, zużywającego znaczące i rosnące w czasie ilości energii elektrycznej. W efekcie wzrosty cen paliw i energii oraz materiałów niezbędnych w budownictwie (cement, stal, chemia), a także znaczący udział wartości dodanej (wynagrodzenia pracy), przy istotnym wzroście produktywności przyczyniły się łącznie do znacznego wzrostu cen usług sektora budownictwa. Relatywnie mniejszych wzrostów cen można oczekiwać w sektorze usług i transporcie, które funkcjonują na konkurencyjnych rynkach, często przy stosunkowo niewielkich barierach wejścia na rynek.

Tabela 79. Ścieżka zmian wskaźnika inflacji oraz dynamika cen produkcji nominalnych w sektorach gospodarki kraju w scenariuszu ODN

Wyszczególnienie/kategoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Wskaźnik inflacji	100	107	116	119	126	132
Dynamika cen produktów i usług w sektorach gospodarki						
Produkty sektora rolnictwa, leśnictwa i rybactwa	100	107	114	119	125	133
Surowce mineralne nieenergetyczne		108	118	123	127	137
Produkty przemysłowe		109	118	124	128	142
Usługi budownictwa		108	116	122	131	143
Usługi transportu		104	110	112	119	127
Usługi pozostałe (komercyjne i publiczne)		104	111	110	116	118
Paliwa i energia		112	140	157	172	190

Źródło: EnergSys, model CGE-PL



Rysunek 32. Dynamiki krajowych cen nominalnych usług i produktów sektorów gospodarki w scenariuszu ODN [2015 = 100]

Z rysunku powyżej wynika, że przy założonych tendencjach światowych wzrostu cen paliw węglowodorowych oraz wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie ETS można oczekiwać szybkiego wzrostu krajowych cen paliw i energii. W całym okresie ceny te wzrosły blisko dwukrotnie. Natomiast znaczący wzrost produktywności pracy w powiązaniu z planowanym wzrostem wynagrodzeń najsilniej będzie wpływał na dynamikę wzrostu cen budownictwa i sektora przemysłu przetwórczego – wymagającego nowoczesnych inwestycji kapitałowych w najnowsze technologie 4.0 (automatyzacja z robotyzacją, cyfryzacja i układy inteligentne).

5.2.1.1.3. Analiza skutków społecznych w scenariuszu ODN

W rozdziale przeanalizowano skutki społeczne obejmujące, następujące kategorie makroekonomiczne w perspektywie lat 2030-2040:

- dynamika płacy realnej w gospodarce,
- dynamika dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych (GD),
- dynamika wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię oraz ich udziału w dochodach, z uwzględnieniem pięciu grup dochodowych (pięć kwintyli – nr 1 i 2 to najbiedniejsze 40% GD, nr 3 kwintyl 3 to średniozamożni – 20% GD, zaś nr 4 i 5 to najzamożniejsze 40% GD, wg kryteriów GUS przyjętych dla roku 2015).

Analizę modelową skutków społecznych przeprowadzono z wykorzystaniem modelu *Mezzo-Impact* – moduł GD, w którym na wyniki obliczeń wpływa szereg wartości zmiennych makroekonomicznych, wyznaczanych w modelu CGE-PL. Stanowią one tzw. siłę sprawczą (impuls) w obliczeniach oceny skutków społecznych implikowanych wdrożeniem instrumentów polityki publicznej badanych modelem *Mezzo-Impact*. Wyliczone w modelu CGE-PL trendy wielkości makroekonomicznych w okresie 2015-2040 zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 80. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych, dynamika płacy realnej oraz dynamika krajowych nominalnych cen paliw i energii, w scenariuszu ODN

Wyszczególnienie/kategoria	Jednostka	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Dochód rozporządzalny GD	mldEUR'2016	270	320	376	421	473	521
Dynamika realnego dochodu rozporządzalnego GD	[-/-]	100	119	139	156	175	193
Dynamika płacy realnej			114	135	143	158	173
Wskaźnik inflacji			107	116	119	126	133
Dynamiki wartości nominalnych							
Dynamika nominalnego dochodu rozporządzalnego	100		127	162	185	221	256
Paliwa stałe (węgle i biomasa)			110	122	131	138	155
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG w butli)			112	143	162	176	191
Paliwa gazowe			112	163	191	209	237
Energia elektryczna i ciepło sieciowe			115	132	145	163	176

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL

Ponieważ obliczenia w modelu CGE-PL są realizowane w cenach bieżących, posłużono się wskaźnikiem inflacji. Zmiany dochodu rozporządzalnego GD są pochodną przychodów GD brutto, które są obliczane w modelu CGE-PL. Przychody GD brutto obejmują wszystkie strumienie wartości zasilające GD, tj. przychody (przed opodatkowaniem) ze wszystkich źródeł pieniężnych i niepieniężnych (pracy i z kapitału). Wartości dynamiki cen paliw i energii zużywanych w GD są podane w cenach bieżących.

Z uwagi na charakter badania polegający na ocenie wpływu zmiany udziałów wartości kosztu paliw i energii w koszyku wydatków GD konieczna była znajomość prognozowanego zużycia paliw i energii w okresie 2015-2040, z uwzględnieniem zmiany ich struktury oraz zmiany wolumenu przyszłego zużycia w przeanalizowanych podokresach. Dane te oparto na projekcjach zużycia energii zaprezentowanych w poniższej tabeli, stanowiących jedną ze składowych przedstawionych w podrozdziałach dotyczących projekcji zużycia finalnego energii w kraju.

Tabela 81. Bezpośrednie zużycie paliw i energii w gospodarstwach domowych w scenariuszu ODN [PJ]

Wyszczególnienie/kategoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie finalne paliw i energii w GD,	792	866	898	926	947	962
w tym:						
Paliwa stałe (węgle i pochodne)						
Energia z OZE (biomasa i inne)						
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG)						
Paliwa gazowe						
Ciepło sieciowe						
Energia elektryczna	102	112	121	130	138	148

Źródło: opracowanie własne ARE SA

Prognozowane zmiany zużycia nośników energii w kolejnych podokresach analizy wpływają na przyszłe zmiany w użytkowaniu paliw i energii przez GD. W scenariuszu ODN z wykorzystaniem już funkcjonujących na rynku instrumentów zachęty i dostępności rynkowej środkami obecnie realizowanej polityki energetycznej w kraju zmiany proefektywnościowe w użytkowaniu paliw i energii będą zbliżone do historycznie obserwowanych trendów z lat 2010-2016.

łącznie wielkości wymienione w tabeli powyżej i poniżej posłużyły do wyznaczenia skutków społecznych zmiany udziału wydatków na paliwa i energię w dochodzie rozporządzalnym GD. Wydatki te przekładają się na konieczność opłacania rachunków za zużyte paliwa i energię, świadczonych na rzecz ich dostawców (sprzedawców).

Otrzymane wyniki dla założeń scenariusza ODN wskazują, że mimo rosnących dochodów gospodarstw domowych i założonego procesu zmniejszania różnic dochodowych w społeczeństwie najbiedniejsze gospodarstwa domowe do końca analizowanego okresu pozostaną w obszarze niedostatku energetycznego. Co więcej, sześćdziesiąt procent ludności może doświadczać tego niedostatku aż do 2030 r. Jedynie względnie najbogatsza grupa GD z kwintyla 5 nie będzie odczuwać tego rodzaju dyskomfortu w wydatkach.

W tabeli poniżej oszacowane w modelu Mezzo-Impact zmiany udziału wydatków na paliwa i energię w dochodzie rozporządzalnym GD – w analizowanych grupach kwintylowych.

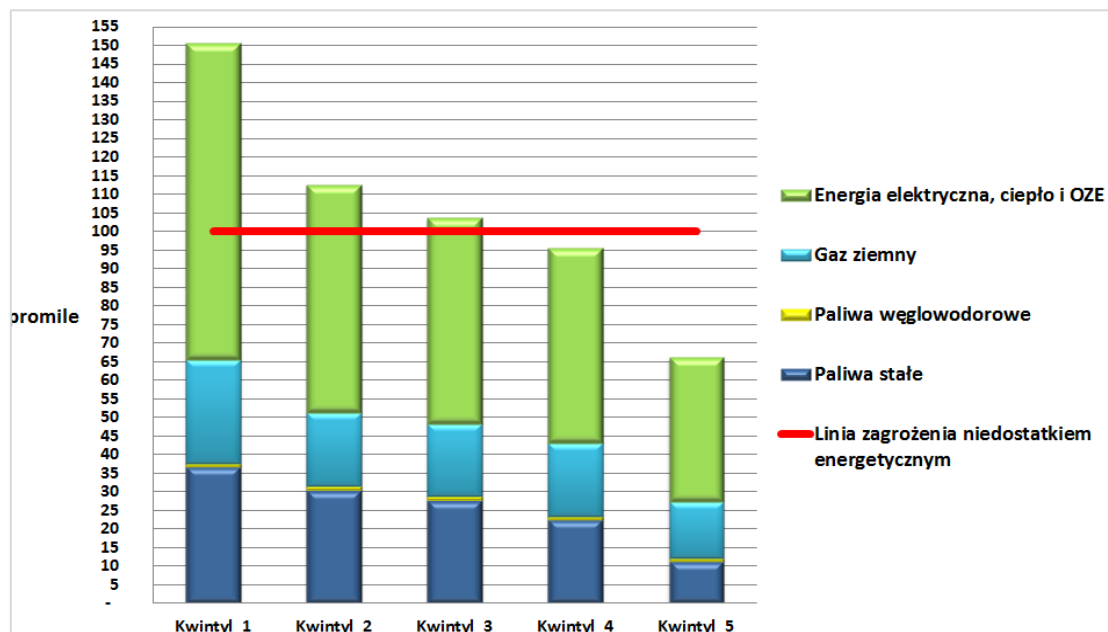
Tabela 82. Zmiany udziału wydatków na paliwa i energię w budżetach GD, w scenariuszu ODN (ODN), wg kwintylowych grup dochodowych, w promilach [‰]

Wyszczególnienie/kategoria	Jedn.	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Pierwszy kwintyl							
Paliwa stałe	‰	37	27	22	19	15	14
Gaz ziemny		28	26	33	36	35	35
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG z butli)		1	1	1	1	1	1
Energia elektryczna, ciepło i OZE		85	67	63	64	63	60
Wydatki na paliwa i energię razem		151	121	119	120	113	109
Drugi kwintyl							
Paliwa stałe	‰	31	25	20	17	14	13
Gaz ziemny		20	21	27	29	28	28
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG z butli)		1	1	1	1	1	1
Energia elektryczna, ciepło i OZE		61	54	52	53	52	50
Wydatki na paliwa i energię razem		113	101	100	100	95	92
Trzeci kwintyl							
Paliwa stałe	‰	28	24	19	17	14	12
Gaz ziemny		19	22	28	31	30	31
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG z butli)		1	1	1	1	1	1
Energia elektryczna, ciepło i OZE		55	53	51	52	51	50
Wydatki na paliwa i energię razem		104	99	99	101	96	93
Czwarty kwintyl							
Paliwa stałe	‰	23	20	16	14	11	10
Gaz ziemny		19	23	30	34	33	33
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG z butli)		1	1	1	1	1	1
Energia elektryczna, ciepło i OZE		52	53	51	53	53	51
Wydatki na paliwa i energię razem		95	97	99	101	98	96
Piąty kwintyl							
Paliwa stałe	‰	11	10	8	7	6	5
Gaz ziemny		15	19	24	27	26	27
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG z butli)		1	1	1	1	1	1
Energia elektryczna, ciepło i OZE		39	41	40	41	41	40
Wydatki na paliwa i energię razem		66	71	73	76	74	72

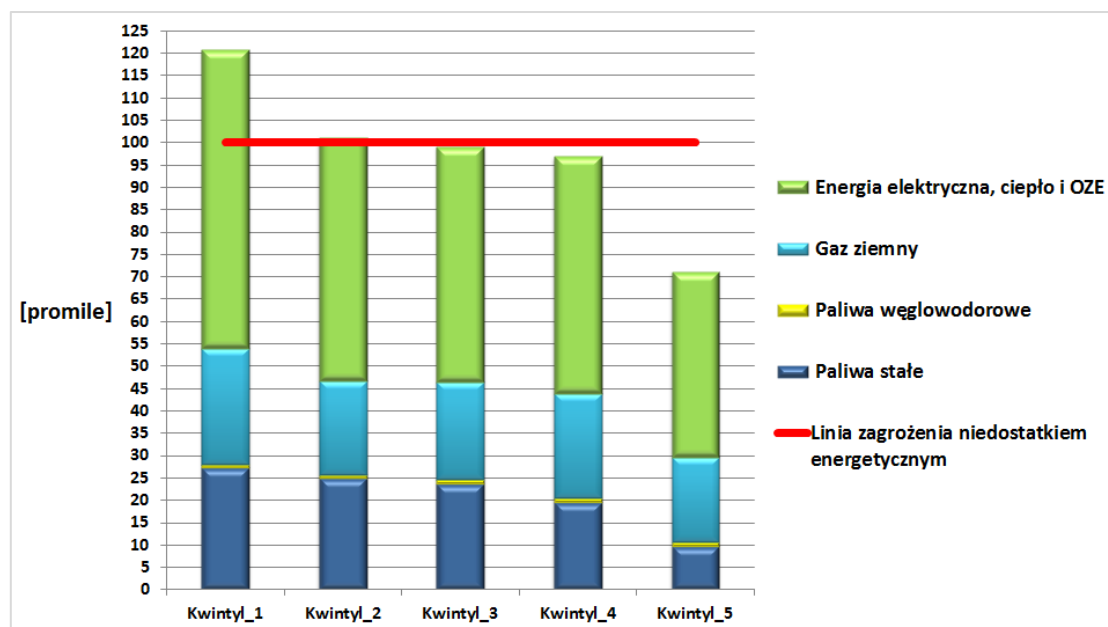
Źródło: EnergSys model Mezzo-Impact, moduł GD

Wyniki obliczeń zawarte w tabeli poniżej są także prezentowane na kolejnych rysunkach dla roku bazowego oraz 2020, 2030 i 2040. Każdy z rysunków przedstawia udziały wydatków na energię we wszystkich kwintylach dochodowych, z oszacowaną strukturą wydatków na różne paliwa i energię –

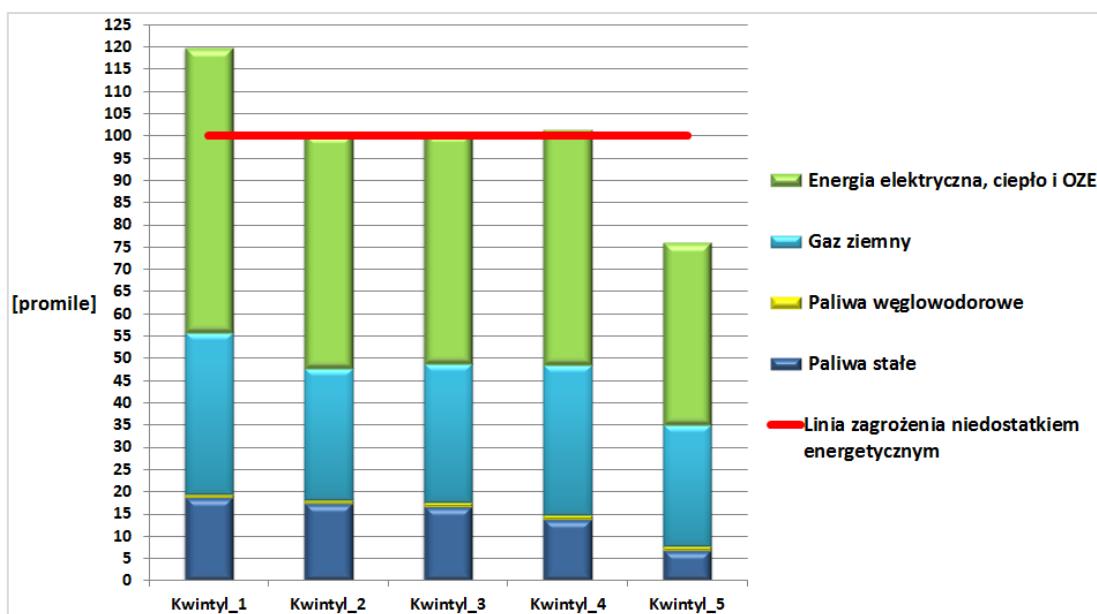
w kolejnych latach okresu modelowania (2015-2040). Ponadto na rysunkach zaznaczono czerwoną linią „umowny” poziom nadmiernego obciążenia GD w Polsce wydatkami na paliwa i energię (10% budżetu GD). W przypadku, gdy słupki przecinają „czerwoną linię” sygnalizuje to zagrożenie zjawiskiem występowania niedostatków energetycznych w danej grupie dochodowej (kwintylowej).



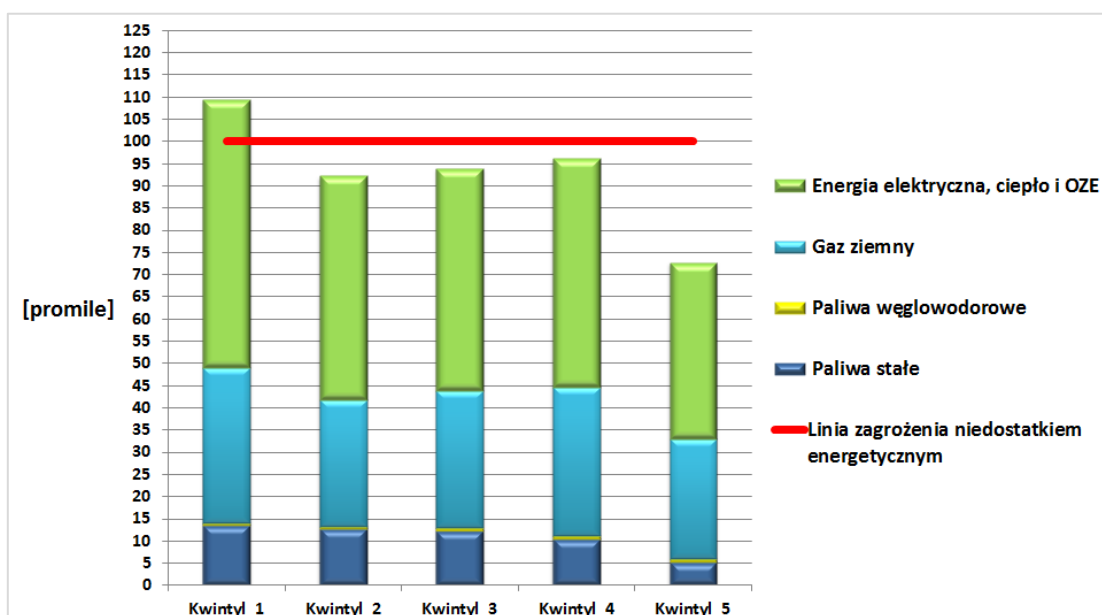
Rysunek 33. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w 2015 r. (bazowym obliczeń) – scenariusz ODN



Rysunek 34. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2020 – scenariusz ODN



Rysunek 35. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2030 – scenariusz ODN



Rysunek 36. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2040 – scenariusz ODN

Zasadniczym wnioskiem wynikającym z wyników analizy modelowej skutków społecznych w scenariuszu ODN jest odczuwalne zmniejszenie udziału wydatków na paliwa i energię w GD wskutek przewidywanego wzrostu dochodów rozporządzalnych GD – zarówno z tytułu wynagrodzenia za pracę, jak też różnych form wsparcia w ramach spożycia zbiorowego. Łącznie dochody te przyczyniają się do częściowego ograniczenia, a właściwie osłabienia zjawiska niedostatku energetycznego do 2030 r., w biedniejszych kwintylach dochodowych (kwintyle 2-4). Wyniki obliczeń wskazują zarazem, że bez istotnego wsparcia programami adresowanej energooszczędności do GD najuboższych – szczególnie kwintyla 1 zjawiska niedostatku energetycznego nie uda się całkowicie wyeliminować nawet do 2040.

5.2.1.2. Analiza skutków makroekonomicznych i społecznych w scenariuszu PEK

5.2.1.2.1. Rozwój gospodarczy w okresie 2015-2030 i perspektywa 2040

W obliczeniach dla scenariusza PEK wykorzystane zostały takie same założenia jak w scenariuszu ODN dotyczące cen uprawnień do emisji CO₂ oraz cen paliw na rynkach światowych, a także uzyskane w procesie kalibracji modelu CGE-PL założenia dotyczące potencjału rozwojowego gospodarki, tj. zmiany zasobu czynników produkcji i ich sektorowej produktywności (kapitał, praca).

Różnice założeń przyjętych do obliczeń w scenariuszu PEK (w porównaniu do ODN) dotyczyły:

- wolumenu i struktury nośnikowej oraz sektorowej bilansu popytowo-podażowego energii w sferze wytwórczej (produkcyjnej) gospodarki narodowej,
- wolumenu i struktury nośnikowej popytu na energię w gospodarstwach domowych,
- różnicy w nakładach inwestycyjnych potrzebnych do realizacji założeń PEK,
- oraz przy utrzymaniu w obu scenariuszach (ODN i PEK) założenia o podziale środków uzyskanych ze sprzedaży uprawnień do emisji w ramach EU ETS w proporcji: 25% osłonowo dla gospodarstw domowych, 25% do budżetu i 50% na inwestycje modernizacyjne.

W obliczeniach wyników scenariusza PEK uwzględniono przyrosty (różnice) wolumenu i struktury nakładów inwestycyjnych w stosunku do scenariusza ODN. Pod uwagę wzięto zarówno nakłady inwestycyjne w obszarze pozyskiwania, przetwarzania i dostarczania paliw i energii jak również nakłady w sferze użytkowania – mające na celu oszczędzanie i/lub poprawę efektywności wykorzystania paliw i energii u wszystkich użytkowników.

W tabeli poniżej przedstawiono założenia dotyczące czynników produkcji wykorzystanych w obliczeniach dla scenariusza PEK. W tabeli wyróżniono tłem te elementy, które są niezienne (z założenia) w obu scenariuszach. Podkreślenia wymaga skala potrzebnego wzrostu produktywności energii sfery produkcyjnej. Wymagane tempo poprawy produktywności energii zestawiono w ostatnich dwu wierszach tabeli poniżej.

Tabela 83. Zasoby czynników produkcji i ich produktywności w scenariuszu PEK

	Jedn.	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zasób pracy	tys. zatrudn.	17 161	16 700	16 854	16 836	16 849	16 724
Akumulacja brutto (zasób kapitału)	mldEUR'2016	95	103	120	135	149	160
Dynamika zasobu kapitału	[-/-]	100	108	126	142	157	169
Zmiany produktywności czynników produkcji względem PKB							
Dynamika produktywności pracy			120	140	160	181	202
Dynamika produktywności kapitału			110	111	114	117	120
Dynamika produktywności paliw i energii w sferze produkcyjnej (bez GD)	[-/-]	100	102	123	144	165	184
Dynamika produktywności paliw i energii w kraju (z GD)			120	140	160	181	202

Źródło: opracowanie własne EnerSys, model CGE-PL

Interpretacja wskaźników dynamiki poprawy produktywności energii informuje, że w istotnie wyższym tempie powinna następować poprawa produktywności energii w kraju, obejmująca przewidywane zużycie w sektorze GD, w którym obecnie zużywana jest nadmierna ilość paliw i energii. Zaplanowane działania i programy pilnego wsparcia termomodernizacji, w połączeniu z wymianą urządzeń grzewczych i innych stosowanych w GD są i będą bardzo istotnym elementem wypełnienia celów i założeń KPEiK.

W dwóch następujących tabelach przedstawiono wyniki obliczeń modelu CGE-PL dotyczące wolumenu PKB oraz wartości dodanej w sektorach gospodarki narodowej (GN). Ponadto zestawiono obliczone w CGE-PL zmiany salda handlu zagranicznego w gospodarce kraju oraz przewidywanego zatrudnienia (zaangażowanie zasobu pracy) i stopy bezrobocia.

Wyniki w scenariuszu PEK nie wykazują dużych różnic liczbowych od otrzymanych w scenariuszu ODN, co implikują niezmiennie z założenia produktywności pracy i kapitału, w zasadniczym stopniu kształtujące tempo wzrostu PKB. Dlatego bardzo zbliżona jest dynamika PKB, jak też zmiany struktury jego tworzenia (wartości dodane w analizowanych sektorach gospodarki narodowej). W okresie 2015-2030 PKB potencjalnie wzrasta ok. 60%. W dalszym horyzoncie wzrost gospodarczy stopniowo spowalnia, choć w całym okresie 2015-2040 PKB ulega podwojeniu. Uzyskane wyniki przedstawiono także na rysunku poniżej.

Tabela 84. Poziom PKB i wybrane trendy zmiennych makroekonomicznych w scenariuszu PEK

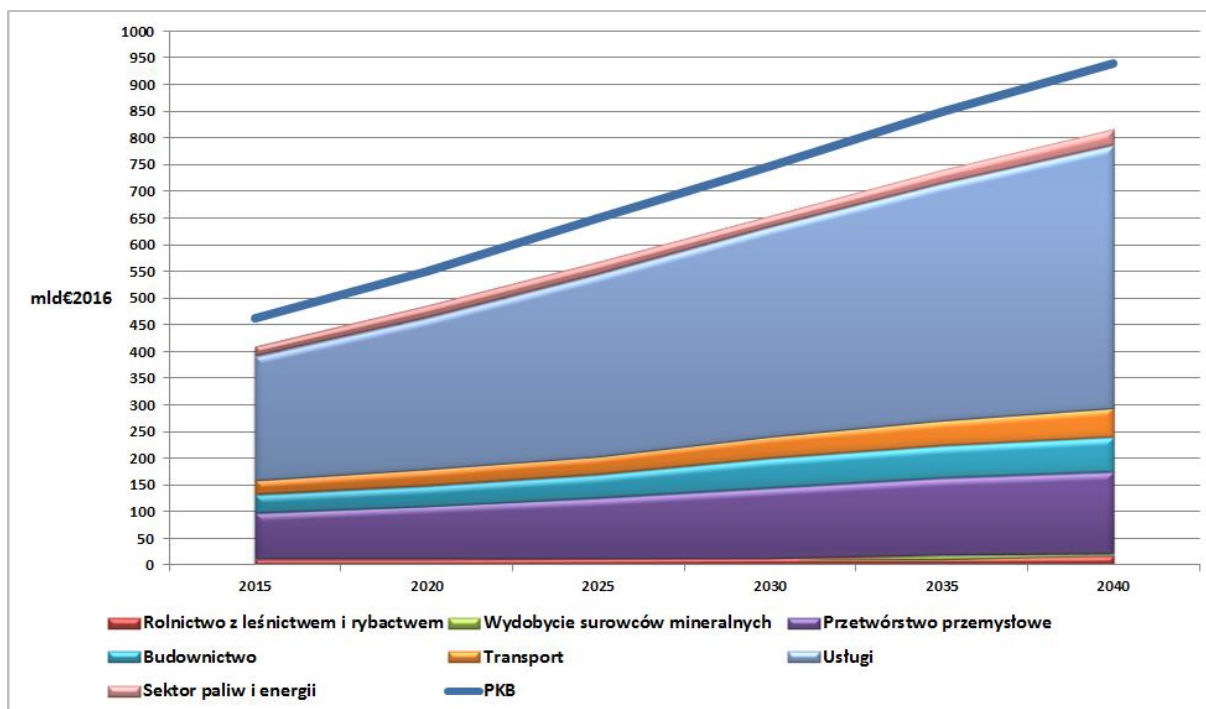
Wyszczególnienie/ kategoria	Jednostka	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Poziom PKB	mld EUR'2016	462,4	551	649	747	850	941
Dynamika PKB	2015=100	100	119	140	162	184	203
Saldo HZ	mld EUR'2016	14,3	-0,8	7,0	-1,2	9,8	28,2
Zatrudnienie	tys. osób	15 977	15 855	16 004	16 175	16 193	16 020
Stopa bezrobocia	%	6,9%	5,1%	5,0%	3,9%	3,9%	4,1%
<i>Podokresy obliczeń modelowych</i>	<i>lata</i>	-	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Średnioroczna roczna stopa wzrostu PKB w pięcioleciu	%	-	3,6%	3,3%	2,8%	2,6%	2,0%

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL

Tabela 85. Zmiany wartości dodanej w gospodarce według działów gospodarki i gałęzi przemysłu w scenariuszu PEK - wyniki [mld EUR'2016]

Wyszczególnienie/ kategoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Relacja 2040/2015
Rolnictwo z leśnictwem i rybactwem	10,43	12	13	15	16	17,7	1,70
Wydobycie surowców mineralnych	1,46	2	2	2	2	2,7	1,79
Przetwórstwo przemysłowe	85,5	97	109	127	143	153,0	1,79
Budownictwo	34,6	39	44	56	61	65,4	1,89
Transport	27,40	33	37	44	49	55,4	2,02
Usługi	233,00	282	340	389	443	492,0	2,11
Sektor paliw i energii	17,80	22	23	21	24	29,4	1,65
Razem	410,19	486	569	654	739	816,0	1,99
PKB	462,4	551	649	747	850	941	2,03

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL



Rysunek 37. Wartości PKB i wartość dodana w zagregowanych sektorach GN, w scenariuszu PEK

Uzyskane rozwiązanie modelowe pod względem zmian struktury wytwarzania PKB jest również zbliżone do pierwotnych założeń scenariusza ODN, choć występują pewne różnice. W tabeli i na rysunku poniżej widoczne są stopniowe wzrosty udziału sektora usług, o blisko 1 pkt. proc. w 2040 r., w porównaniu do roku 2015 oraz bardzo istotny wzrost udziału sektora paliw i energii po roku 2030, sięgający kilku punktów procentowych. **Wiąże się to z bardzo dużym wzrostem nakładów inwestycyjnych na dodatkowy, znacznie wyższy niż w ODN przyrost źródeł OZE.** Zmniejszają się z kolei udziały w przetwórstwie przemysłowym oraz transporcie.

5.2.1.2.2. Analiza rentowności przemysłu przetwórczego, struktury zatrudnienia oraz cen produkcji w scenariuszu PEK

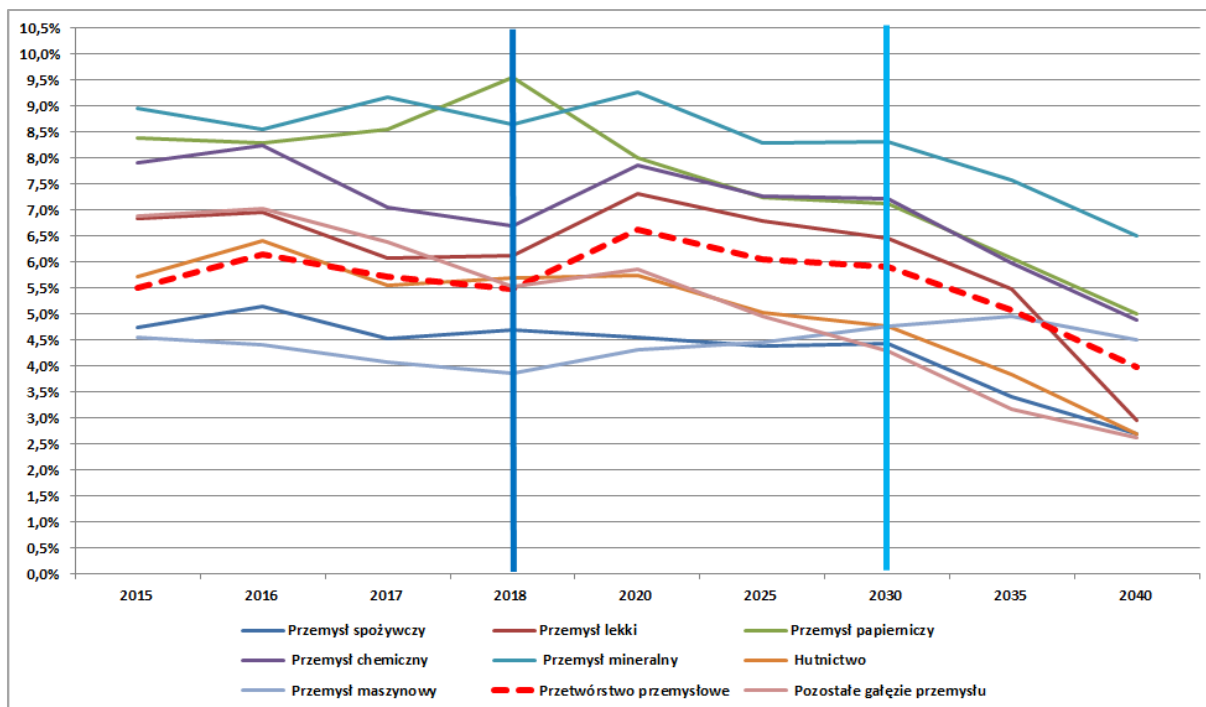
W ramach pracy prześledzono wpływ warunków scenariusza PEK na rentowność przychodów brutto w gałęziach przemysłu przetwórczego. Uzyskane wyniki zaprezentowano w tabeli na rysunku poniżej.

Tabela 86. Zmiany rentowności obrotu brutto wybranych gałęzi w sektorze przemysłu przetwórczego w scenariuszu PEK (ceny bieżące)

	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł spożywczy	4,7%	5,1%	4,5%	4,7%	4,6%	4,4%	4,4%	3,4%	2,7%
Przemysł lekki	6,8%	6,9%	6,1%	6,1%	7,3%	6,8%	6,4%	5,5%	3,0%
Przemysł papierniczy	8,4%	8,3%	8,5%	9,5%	8,0%	7,2%	7,1%	6,1%	5,0%
Przemysł chemiczny	7,9%	8,2%	7,0%	6,7%	7,9%	7,3%	7,2%	6,0%	4,9%
Przemysł mineralny	9,0%	8,6%	9,2%	8,6%	9,3%	8,3%	8,3%	7,6%	6,5%
Hutnictwo	5,7%	6,4%	5,6%	5,7%	5,7%	5,0%	4,8%	3,8%	2,7%
Przemysł maszynowy	4,5%	4,4%	4,1%	3,8%	4,3%	4,4%	4,8%	5,0%	4,5%
Pozostałe gałęzie przemysłu	6,9%	7,0%	6,4%	5,5%	5,9%	4,9%	4,3%	3,2%	2,6%

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model Mezzo-Impact

Podobnie jak w przypadku wolumenu i struktury tworzenia PKB różnice pomiędzy scenariuszami pod względem zmian rentowności gałęzi przemysłowych nie są duże, a przebieg ich zmienności jest podobny do obliczonego w ODN. Za to podobieństwo rozwoju, w skali całej gospodarki narodowej odpowiadają niezmiennicze wartości produktywności pracy i kapitału, podobny sposób recyrkulacji dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ oraz inne cechy rozwojowe gospodarki narodowej, warunkowane m.in. demografią oraz mobilnością i kwalifikacjami siły roboczej.



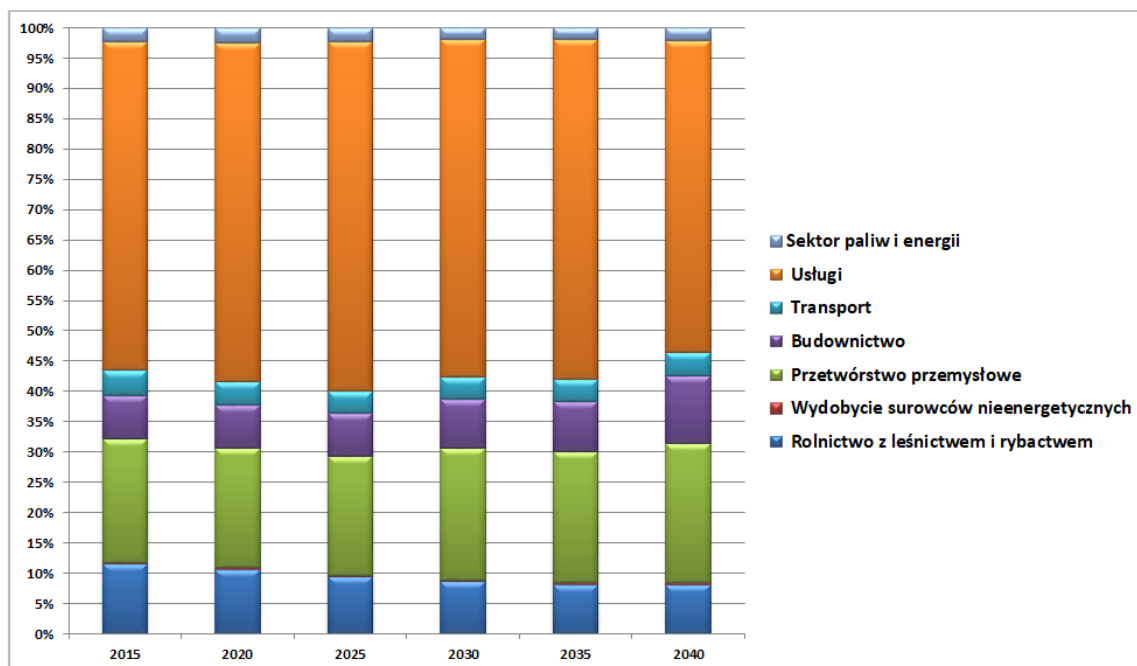
Rysunek 38. Zmiany rentowności brutto wybranych gałęzi w sektorze przemysłu przetwórczego w scenariuszu PEK (ceny bieżące)

Zmiany zatrudnienia w sektorach gospodarki narodowej zastosowane w modelu CGE-PL przedstawione są w tabeli poniżej, zaś zmiany jego struktury w okresie 2015-2040 według sektorów gospodarki na kolejnym rysunku. Również w tym elemencie wyniki symulacji modelowej są bardzo zbliżone w obu scenariuszach. Zmniejsza się liczba osób zatrudnionych w rolnictwie, a po 2035 r. w usługach. W okresie 2015-2040 wyraźnie rośnie liczba zatrudnionych w sektorze przetwórstwa przemysłowego i budownictwie. Wynika to z niekorzystnych przemian demograficznych w Polsce.

Tabela 87. Zatrudnienie w gospodarce według działów gospodarki i gałęzi przemysłu w scenariuszu PEK [tys. zatrudnionych]

Wyszczególnienie/kategoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Rolnictwo z leśnictwem i rybactwem	1 842	1 701	1 524	1 441	1 438	1 388
Wydobycie surowców nieenergetycznych	46	45	46	50	52	55
Przetwórstwo przemysłowe	3 250	3 198	3 260	3 492	3 610	3 796
Budownictwo	1 157	1 131	1 163	1 358	1 382	1 472
Transport	652	621	589	626	631	697
Usługi	8 652	8 877	9 284	9 163	9 051	8 547
Sektor paliw i energii	378	372	367	330	312	299
Razem	15 977	15 944	16 233	16 459	16 476	16 254
Zasób Pracy	17 273	16 695	17 087	17 145	17 162	16 931

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL



Rysunek 39. Struktura zatrudnienia w sektorach GN w scenariuszu PEK w okresie 2015-2040

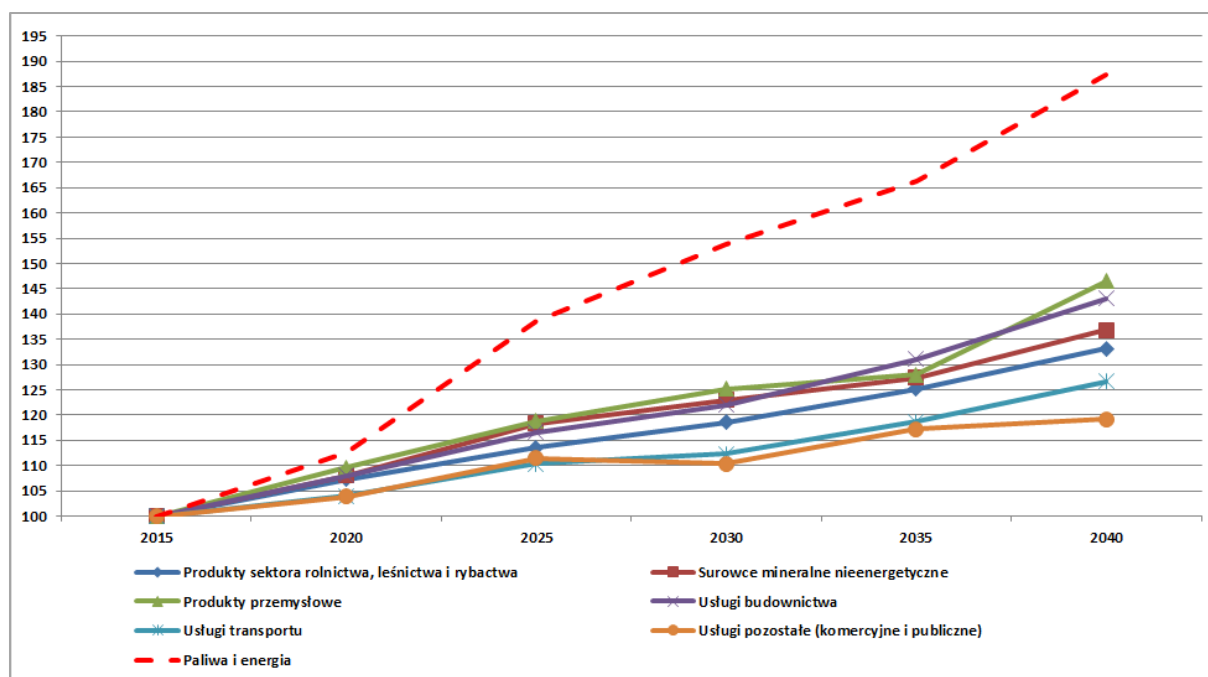
Kolejną istotną grupę wyników stanowią wyznaczone w modelu **trendy cen** w scenariuszu PEK prezentowane wskaźnikami dynamiki. Są nieznacznie wyższe od otrzymanych dla scenariusza ODN (m.in. wskutek obniżenia akcyzy i opłaty przejściowej). Dla scenariusza PEK uzyskane w obliczeniach dynamiki cen przedstawiono w tabeli i na rysunku poniżej.

Wszystkie ceny rosły dość zdecydowanie w okresie 2021-2025, a następnie spowolniły w okresie 2026-2030, za wyjątkiem cen paliw i energii. Silniejszy wzrost cen może wystąpić szczególnie w podokresie 2035-2040, co potencjalnie będzie korelowało z przewidywanymi cyklami koniunkturalnymi gospodarki krajowej i światowej. Różnice tempa i skali wzrostu cen pomiędzy scenariuszami (PEK vs ODN) dotyczą przede wszystkim ścieżki zmian cen paliw i energii, które w PEK w latach 2020-2035 wzrastają wolniej. Wynika to z istotnie wyższego tempa poprawy efektywności energetycznej, a w tym znacząco wyższej oszczędności paliw i energii w sektorze GD. Przewidywana energooszczędność, w powiązaniu z rozwojem energetyki rozproszonej OZE przyczyni się do zmniejszenia popytu na energię finalną, a tym samym zmniejszy napięcia bilansu produkcji i dostaw energii. Proces ten, wsparty stabilnymi regułami polityki publicznej będzie stanowił jedną z fundamentalnych, jakościowych zmian rozwoju w scenariuszu PEK. Zmian te bazują na trwałej transformacji energetycznej, inicjowanej i podtrzymywanej zmianą preferencji i zachowań odbiorców, a następnie działaniami dostosowawczymi wytwórców i sprzedawców paliw i energii.

Tabela 88. Ścieżka zmian wskaźnika inflacji oraz dynamika cen produkcji nominalnych w sektorach gospodarki kraju w scenariuszu ODN

Wyszczególnienie/kategoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Wskaźnik inflacji	100	107	116	119	126	133
Dynamika cen produktów i usług w sektorach gospodarki						
Produkty sektora rolnictwa, leśnictwa i rybactwa	100	107	114	119	125	133
Surowce mineralne nieenergetyczne		108	118	123	127	137
Produkty przemysłowe		110	119	125	128	147
Usługi budownictwa		108	117	122	131	143
Usługi transportu		104	110	112	119	127
Usługi pozostałe (komercyjne i publiczne)		104	111	110	117	119
Paliwa i energia		113	139	154	166	187

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL



Rysunek 40. Dynamiki krajowych nominalnych cen usług i produktów sektorów gospodarki w scenariuszu PEK

5.2.1.2.3. Analiza skutków społecznych w scenariuszu PEK

W rozdziale przeanalizowano skutki społeczne obejmujące następujące kategorie makroekonomiczne w perspektywie rozwoju kraju do 2040 r.:

- dynamika płacy realnej w gospodarce,
- dynamika dochodu rozporzadzalnego gospodarstw domowych,
- dynamika wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię oraz ich udziału w dochodach, z uwzględnieniem zróżnicowania dochowego (pięć kwintyli – nr 1 i 2 to najbiedniejsze 40% GD, nr 3 kwintyl 3 to średniozamożni – 20% GD, zaś nr 4 i 5 to najzamożniejsze 40% GD, wg kryteriów GUS przyjętych dla roku 2015).

Analizę modelową skutków społecznych przeprowadzono z wykorzystaniem modelu *Mezzo-Impact – moduł GD*, w którym na wyniki obliczeń wpływa szereg wartości zmiennych makroekonomicznych, wyznaczanych w modelu CGE-PL. Stanowią one tzw. siłę sprawczą (impuls) w obliczeniach oceny skutków społecznych implikowanych wdrożeniem instrumentów polityki publicznej badanych modelem *Mezzo-Impact*.

Wyliczone w modelu kategorie makroekonomiczne dla okresu 2015-2040 są zestawione w tabeli poniżej. Warto przypomnieć, że w modelu CGE-PL obliczenia są realizowane w cenach bieżących, zaś kategorie makro w cenach realnych wyznaczone są z uwzględnieniem wyliczanego w modelu wskaźnika inflacji.

Tabela 89. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych, dynamika płacy realnej oraz dynamika krajowych nominalnych cen paliw i energii, w scenariuszu PEK

Wyszczególnienie/kategoria	Jednostka	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Dochód rozporządzalny GD	mldEUR'2016	270	318	373	416	482	522
Dynamika realnego dochodu rozporządzalnego GD	[-/]	100	118	138	154	178	193
Dynamika płacy realnej			114	134	142	160	172
Wskaźnik inflacji			107	116	119	126	132
Dynamiki wartości nominalnych							
Dynamika nominalnego dochodu rozporządzalnego	100		126	161	183	224	255
Paliwa stałe (węgle i biomasa)			112	121	122	134	151
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG w butli)			112	140	162	170	206
Paliwa gazowe			111	162	190	207	233
Energia elektryczna i ciepło sieciowe			116	131	141	155	168

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL

W tabeli poniżej przedstawiono prognozę popytu na paliwa i energię w sektorze gospodarstw domowych wynikającą z projekcji przygotowanych dla scenariusza PEK.

Tabela 90. Bezpośrednie zużycie paliw i energii w gospodarstwach domowych w scenariuszu PEK [PJ]

Wyszczególnienie/kategoria	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie finalne paliw i energii w GD, w tym:	792	845	793	751	751	757
Paliwa stałe (węgle i pochodne)	261	243	169	109	80	57
Energia z OZE (biomasa i inne)	111	122	143	166	186	206
Paliwa ciekłe (olej opałowy i LPG)	24	26	25	23	23	22
Paliwa gazowe	132	177	183	182	181	182
Ciepło sieciowe	163	169	157	147	148	149
Energia elektryczna	102	108	116	124	133	143

Źródło: opracowanie własne ARE SA

O ile dynamika cen paliw i energii wyznaczone w scenariuszu PEK jest zbliżona do cen w scenariuszu ODN, to poziom zużycia paliw i energii w gospodarstwach domowych jest w PEK wyraźnie niższy – o ok. 20-22% w dekadzie 2030-2040. Natomiast dynamika dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych, dynamika płacy realnej oraz wskaźniki inflacji są w obu scenariuszach bardzo zbliżone. Wyniki obliczeń zestawione w tabeli na początku tego podrozdziału oraz wartości dynamiki płacy realnej wskazują, że w kolejnych podokresach 5-letnich udział wydatków na paliwa i energię, nawet najbiedniejszych GD (kwintyle 1 i 2) może się istotnie zmniejszyć w analizowanym okresie. W tabeli poniżej wydatki przekraczające ten poziom zaznaczono kolorem czerwonym. W warunkach scenariusza PEK, jeżeli szybko będą zrealizowane przedsięwzięcia oszczędzające energię w gospodarstwach domowych, do 2020 r. niedostatku energetycznego dozna do 40% liczby gospodarstw domowych, a w scenariuszu ODN aż ok. 60%. To znacząca i korzystna zmiana, ale warunkowana ogromną skalą wsparcia działań energooszczędnych.

W tabeli 91 zestawiono oszacowane w modelu Mezzo-Impact zmiany udziału wydatków na paliwa i energię (do roku 2040) w dochodzie rozporządzalnym GD – w analizowanych grupach kwintylowych. Wyznaczono je z wykorzystaniem wartości kategorii makroekonomicznych – zestawionych w tabeli na

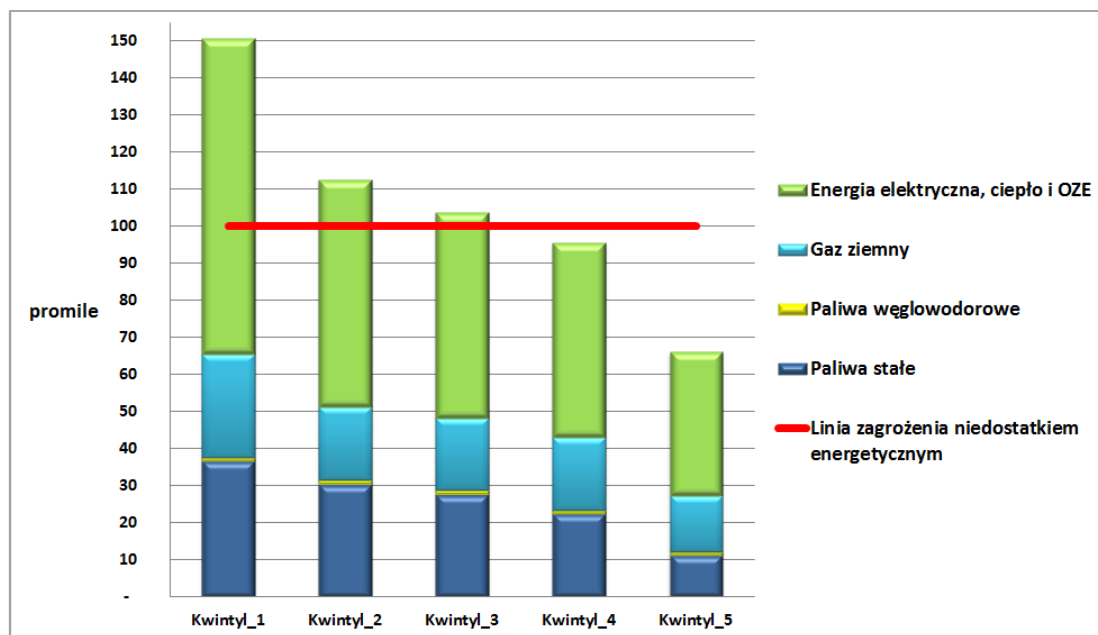
początku tego podrozdziału oraz projekcji energetycznych zużycia w tabeli powyżej, a ponadto przyjętych założeń o zmianie udziałów kwintylowych w dochodach.

Tabela 91. Zmiany udziału wydatków na paliwa i energię w budżetach GD, w scenariuszu PEK, wg kwintylowych grup dochodowych

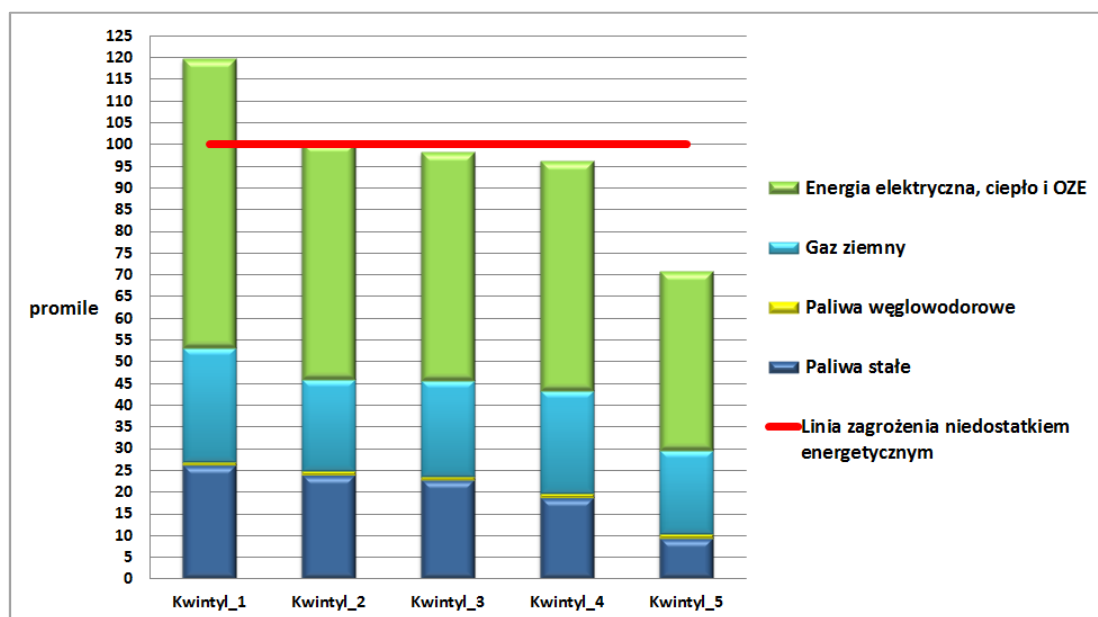
Wyszczególnienie/kategoria	Jedn.	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Pierwszy kwintyl							
Paliwa stałe		37	26	15	9	6	4
Gaz ziemny		28	26	31	31	27	27
Paliwa węglowodorowe		1	1	1	1	1	1
Energia elektryczna, ciepło i OZE		85	66	61	60	56	56
Wydatki na energię		151	120	108	100	90	87
Drugi kwintyl							
Paliwa stałe		30,5	24,1	14,1	8,0	5,2	3,6
Gaz ziemny		19,9	21,1	25,0	25,4	22,2	21,9
Paliwa węglowodorowe		1,0	0,9	0,8	0,8	0,6	0,6
Energia elektryczna, ciepło i OZE		61,2	54,2	49,8	49,2	46,5	46,8
Wydatki na energię		113	100	90	83	75	73
Trzeci kwintyl							
Paliwa stałe		27,8	22,8	13,4	7,7	5,0	3,6
Gaz ziemny		19,5	22,1	26,3	26,9	23,7	23,5
Paliwa węglowodorowe		1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7
Energia elektryczna, ciepło i OZE		55,4	52,4	48,5	48,2	45,9	46,6
Wydatki na energię		104	98	89	84	75	74
Czwarty kwintyl							
Paliwa stałe		22,6	18,8	11,1	6,4	4,2	3,0
Gaz ziemny		19,5	23,6	28,2	29,0	25,6	25,6
Paliwa węglowodorowe		1,0	1,0	0,9	0,9	0,7	0,8
Energia elektryczna, ciepło i OZE		52,4	52,9	49,2	49,1	47,0	47,9
Wydatki na energię		95	96	89	85	78	77
Piąty kwintyl							
Paliwa stałe		11,3	9,4	5,6	3,2	2,1	1,5
Gaz ziemny		15,0	19,2	22,9	23,5	20,7	20,6
Paliwa węglowodorowe		1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
Energia elektryczna, ciepło i OZE		38,8	41,3	38,3	38,2	36,5	37,1
Wydatki na energię		66	71	68	66	60	60

Źródło: moduł Mezzo-Impact

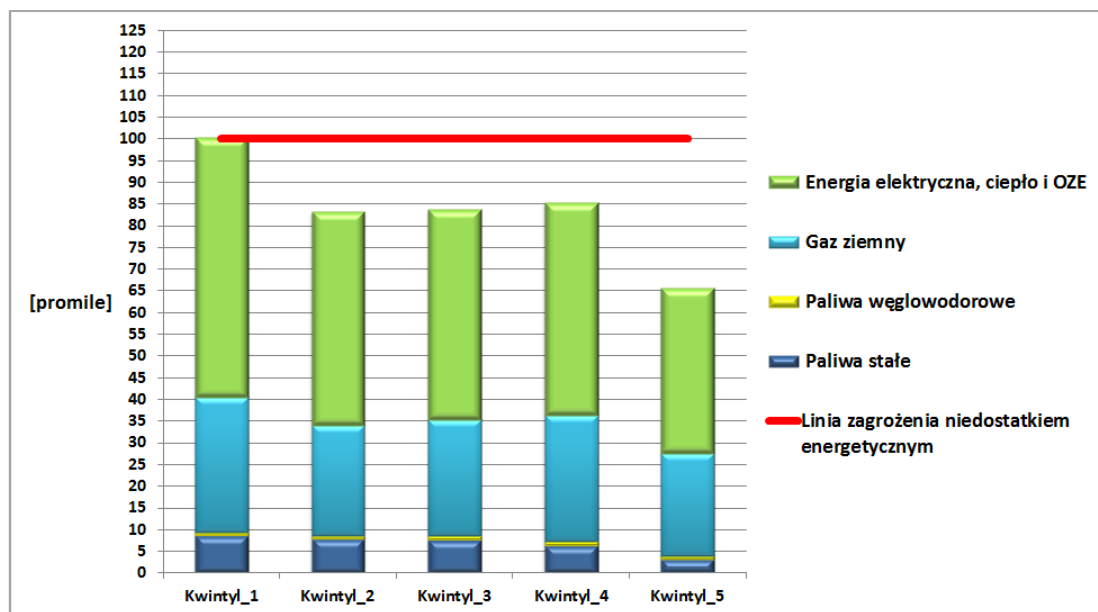
Wyniki obliczeń zawarte w tabeli są także prezentowane na czterech kolejnych rysunkach dla lat 2015, 2020, 2030, 2040. Każdy z rysunków przedstawia udziały wydatków na energię we wszystkich kwintylach dochodowych, z oszacowaną strukturą wydatków na różne paliwa i energię w kolejnych latach okresu modelowania (2015-2040). Ponadto na rysunkach zaznaczono czerwoną linią „umowny” poziom niedostatku energetycznego GD w Polsce. Stan taki pojawi się, gdy słupki wydatków na energię przecinają „czerwoną linię” zagrożenia niedostatkiem energetycznym GD w danym kwintylu dochodowym.



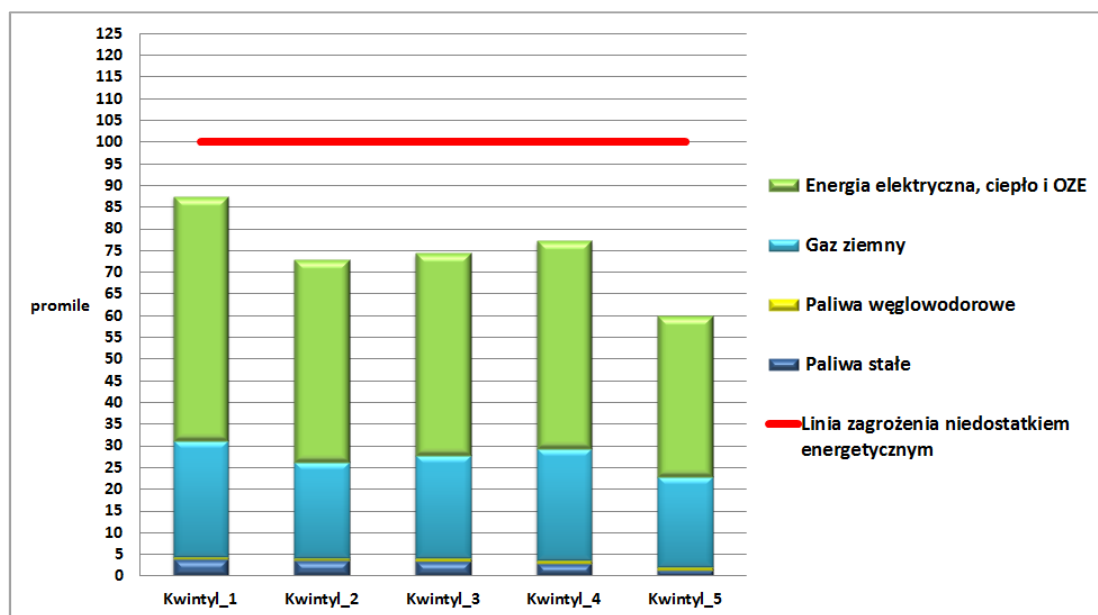
Rysunek 41. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w 2015 r. – scenariusz PEK



Rysunek 42. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2020 – scenariusz PEK



Rysunek 43. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2030 – scenariusz PEK



Rysunek 44. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2040 – scenariusz PEK

Zasadniczym wnioskiem, który wynika z wyników analizy modelowej skutków społecznych w scenariuszu PEK jest dość radykalne zmniejszenie wydatków na paliwa i energię w GD, co wprost przekłada się na ograniczenie skali ubóstwa energetycznego. Szczególnie w uboższych kwintylach 1-3 populacji gospodarstw domowych.

5.2.2. Ocena skutków makroekonomicznych i społecznych obu scenariuszy – ODN i PEK

Ocena skutków makroekonomicznych i społecznych obu scenariuszy została przeprowadzona poprzez porównanie scenariuszy ODN i PEK. Ocena ta została przeprowadzona poprzez analizę i porównanie uzyskanych wyników obliczeń modelowych, z uwzględnieniem zmian bilansu energetycznego i zmian nakładów inwestycyjnych. Zmiany te dotyczyły:

- wolumenu i struktury popytu na paliwa i energię w kraju w okresie 2015- 2040,
- wolumenu i struktury popytu na paliwa i energię w GD, w całym okresie,
- wolumenu nakładów inwestycyjnych w sektorze paliwowo-energetycznym oraz wolumenu nakładów na poprawę gospodarowania paliwami i energią w sektorach odbiorców końcowych (gospodarstwa domowe, transport, przemysł, usługi, rolnictwo).

Pozostałe wartości zmiennych makroekonomicznych nie ulegały zmianie z założenia, tj. zasoby kapitału, pracy oraz ich produktywności w gałęziach przemysłu i sektorach gospodarczych. Również ścieżki cen światowych paliw i ceny oraz cen CO₂ w systemie ETS pozostały niezmiennie w obu scenariuszach rozwoju (ODN vs PEK).

W oparciu o powyższe założenia możliwe było dokonanie porównawczej oceny skutków zmian w gospodarce i w wydatkach GD na paliwa i energię w analizowanych scenariuszach. Skutki te wynikały ze zmian wolumenu i struktury popytowo-podażowej paliw i energii przewidywanej do wdrożenia w scenariuszu PEK. W modelu CGE wpływ na zmiany dostosowawcze w strukturze gałęziowo-sektorowej tworzenia wartości dodanych i PKB **mają także zmiany wolumenu nakładów inwestycyjnych**. Przy ograniczonych zasobach, głównie kapitału oraz pracy w gospodarce narodowej (ich pułap wyznaczony w scenariuszu ODN), **ich skierowanie w istotnie większej skali na zadania przebudowy energetycznej powoduje** (poprzez warunki równowagi ogólnej) **zredukowanie ich dostępności dla innych sektorów i/lub gałęzi gospodarki narodowej**.

Należy podkreślić, że spora część projektowanych nakładów inwestycyjnych ma zostać skierowana na przedsięwzięcia albo proefektywnościowe i prozdrowotne (sektor mieszkaniowy i usługowy to ogromna skala inwestycji termomodernizacyjnych i likwidacji niskiej emisji), **jak też ukierunkowana na wspieranie działań prorozwojowych typu rozwój elektromobilności, głównie w miastach. W ten sposób możliwe jest uzyskanie efektów synergii w całej gospodarce w wyniku czego poniesione nakłady powinny przynieść istotnie wyższe efekty mnożnikowe**. Potwierdzają to poniżej zestawione wybrane wyniki modelowania makroekonomicznego.

5.2.2.1. Ocena skutków makroekonomicznych

W tabeli poniżej **zestawiono najważniejsze kategorie makroekonomiczne** wyników i założeń w obu scenariuszach.

Różnice pomiędzy wynikami poziomu PKB i zatrudnienia nie są zbyt duże (większe zróżnicowanie zatrudnienia występuje pomiędzy sektorami gospodarczymi, co opisano w podrozdziale dotyczącym oceny skutków dla wybranych gałęzi przemysłu przetwórczego). Zarówno wolumen PKB jak też zatrudnienie w gospodarce są od 2030 r. nieco wyższe w scenariuszu PEK. Wyższa jest także wartość dodana wytworzona w sektorze usług, zaś nieco niższa przemysłu przetwórczego w porównaniu do ODN.

Bardziej wyraźne różnice w scenariuszach dotyczą salda handlu zagranicznego oraz produktywności paliw i energii wykorzystywanych do celów produkcyjnych (z wyłączeniem GD) oraz w kraju (z uwzględnieniem GD).

Nieco zmieniona jest także ścieżka zmian ceny agregatu paliw i energii w scenariuszach. Choć w obu scenariuszach wzrost tej ceny w okresie 2015-2040 jest blisko dwukrotny, to w scenariuszu PEK cena paliw i energii rośnie wyraźnie wolniej w dekadzie 2025-2035. Kluczowe zmiany wolumenu i struktury paliw w kierunku wzrostów udziału paliw niskoemisyjnych (OZE), generujących niższy impuls cenowy z rynków międzynarodowych oraz z tytułu wzrastających opłat za uprawnienia do emisji CO₂.

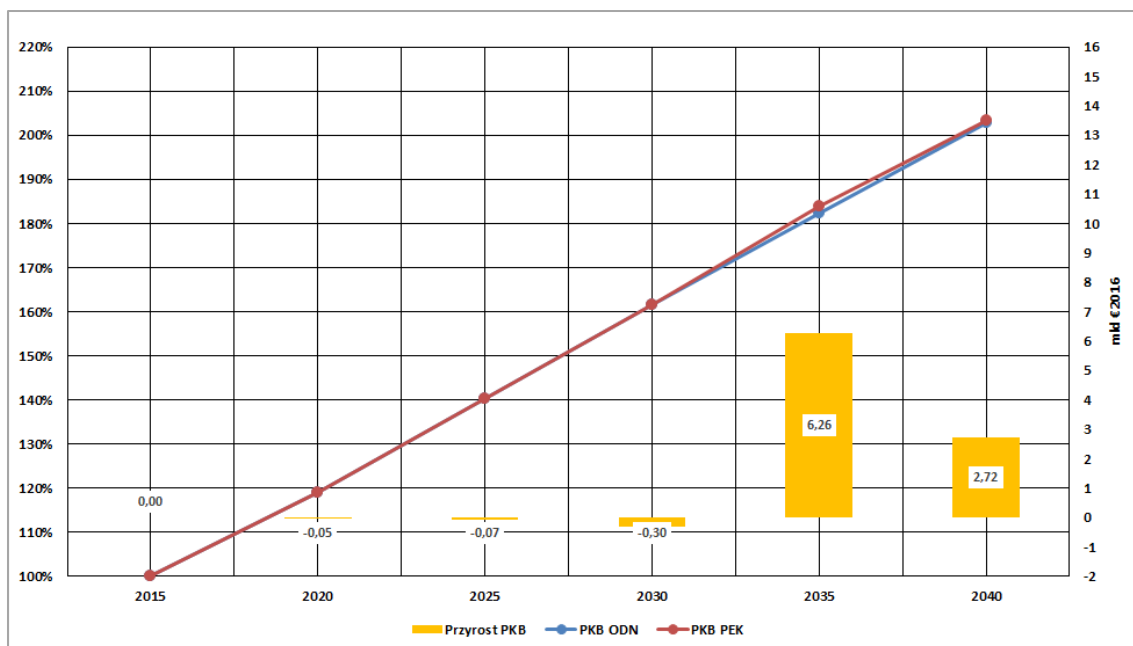
Uwagę zwraca **istotnie wyższa produktywność energii finalnej sfery produkcyjnej w scenariuszu PEK**, w porównaniu do produktywności w ODN. Wynika to głównie z założonych w większej skali działań energooszczędnych w sektorach gospodarczych, które zaowocują utrzymaniem przewagi konkurencyjnej na rynku unijnym i rynkach światowych.

Tabela 92. Zestawienie wybranych kategorii makroekonomicznych w scenariuszach ODN i PEK

Kategoria modelowa	jednostka	Scenariusz	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Poziom PKB	mld EUR'2016	ODN	462	551	649	747	844	937
		PEK	462	551	649	747	850	940
Zatrudnienie	tys.	ODN	15 977	15 865	16 011	16 163	16 175	16 055
		PEK	15 977	15 855	16 004	16 175	16 193	16 060
Wskaźnik inflacji	%	ODN	100,0	107,1	116,2	118,5	126,4	132,6
		PEK	100,0	107,4	116,4	118,6	125,7	132,1
Saldo handlu zagranicznego	mld EUR'2016	ODN	14,3	1,6	13,0	8,4	2,2	21,7
		PEK	14,3	-0,8	7,0	-1,2	9,8	28,2
Udział sektora usług w wartości dodanej	%	ODN	57,3	57,9	59,4	59,1	59,8	59,9
		PEK	57,3	58,1	59,8	59,6	59,9	60,0
Udział sektora przetwórstwa przemysłowego w wartości dodanej	%	ODN	19,9	20,3	19,9	20,0	19,9	19,5
		PEK	19,9	19,9	19,2	19,4	19,4	18,9
Dynamika produktywności pracy	2015 = 100	ODN	100	120	140	160	180	202
		PEK	100	120	140	160	181	202
Dynamika produktywności kapitału	2015 = 100	ODN	100	110	111	114	116	120
		PEK	100	110	111	114	117	120
Dynamika produktywności energii w sferze produkcyjnej	2015 = 100	ODN	100	100	113	126	141	156
		PEK	100	110	130	148	156	169
Dynamika cen paliw i energii	2015 = 100	ODN	100	112	140	157	172	190
		PEK	100	113	139	154	166	189

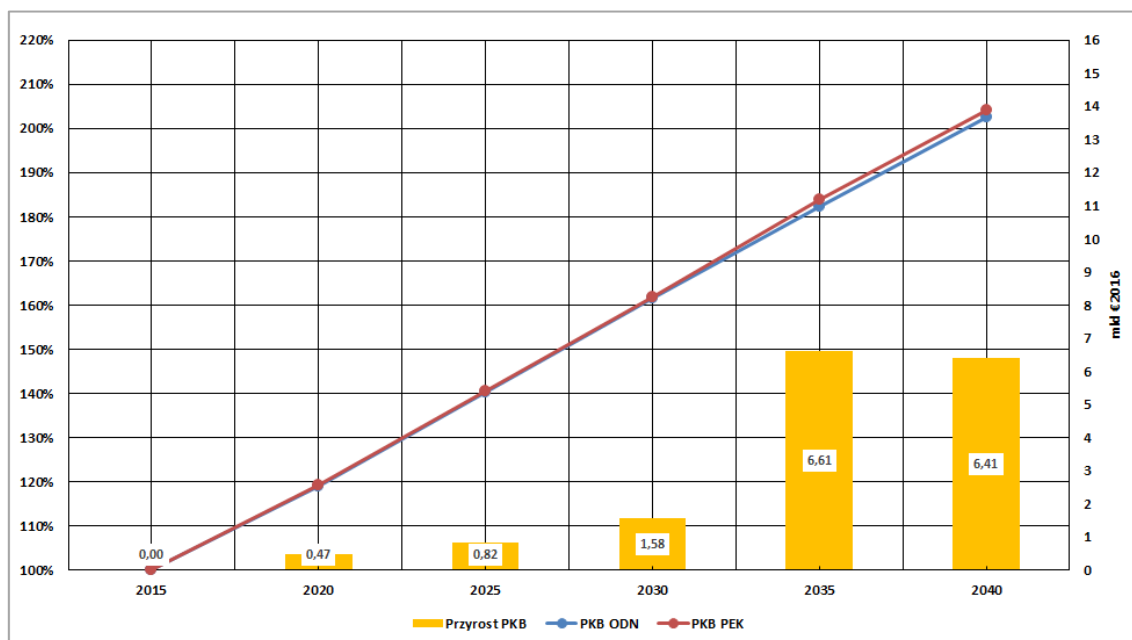
Źródło: EnergSys model CGE-PL

Rysunek poniżej przedstawia różnice wartości tworzonych PKB w obu scenariuszach. Wyniki obliczeń drugiej pętli obliczeniowej wskazują, że podobnie jak w etapie pierwszym różnice dynamiki wzrostu PKB w scenariuszach PEK i ODN są nieznaczne. Jednakże porównanie badanej wersji polityki klimatyczno-energetycznej z warunkami scenariusza ODN wskazuje na brak wyraźnego impulsu dla gospodarki jako całości do 2030 r. Prawdopodobnie wynika to głównie ze średnio- i długookresowych cykli inwestycyjnych w wymianę mocy wytwórczych w energetyce i innych sektorach gospodarki. Dodatkowo trzeba podkreślić istotnie wyższą kapitałochłonność jednostkową instalacji OZE (fotowoltaika, instalacje wiatrowe), w połączeniu z ich znacząco niższą efektywnością produkcyjną (niższe czasy użytkowania mocy w roku). Wynika z uwarunkowań geograficznych Polski. Mając to na względzie znacząco wyższy kapitał zainwestowany w niżej efektywne eksploatacyjnie instalacje OZE zacznie przynosić efekty po dłuższym czasie, aniżeli przy jego zainwestowaniu w przedsięwzięcia alternatywne. Także efekty działań energooszczędnych, a w szczególności w ramach planu termomodernizacji zasobów mieszkaniowych mogą przynieść korzystne efekty gospodarcze po ok. 20-25 latach – co potwierdzają wyniki oceny opłacalności wielu audytów energetycznych.



Rysunek 45. Porównanie dynamiki wzrostu PKB oraz przyrostu PKB w scenariuszu PEK w porównaniu do ODN

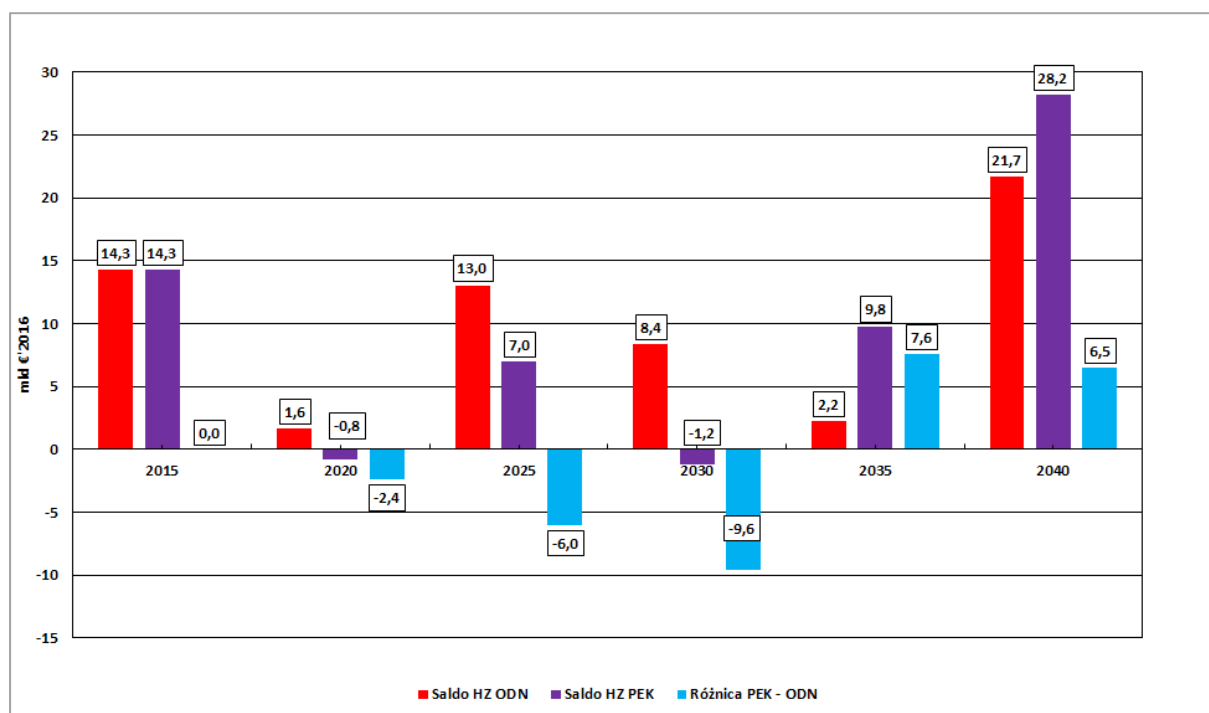
Różnice (na rysunku wyżej) w **wielkości PKB** są rzędu dziesiątków milionów EUR przy czym w początkowych latach (do ok. 2030 r.) na korzyść scenariusza ODN. Dopiero po 2030 r. wdrożenie scenariusz PEK zwiększa szanse na przyspieszenie gospodarcze. W 2035 r. „zysk” w postaci przyrostu PKB sięgnął 6 mld EUR a w 2040 r. blisko 3 mld EUR. Dodatkowo wykonane obliczenia czułości zmian PKB polegające na zastosowaniu instrumentu finansowania działań niskoemisyjnych, w tym na poprawę efektywności energetycznej tylko w scenariuszu PEK dość istotnie poprawia efektywność ekonomiczną scenariusza PEK nad ODN, co ilustruje rysunek poniżej.



Rysunek 46. Porównanie dynamiki wzrostu PKB oraz przyrostu PKB w scenariuszu PEK w porównaniu do ODN (przypadek dystrybucji strumienia dochodów ze sprzedaży uprawnień tylko w scen. PEK)

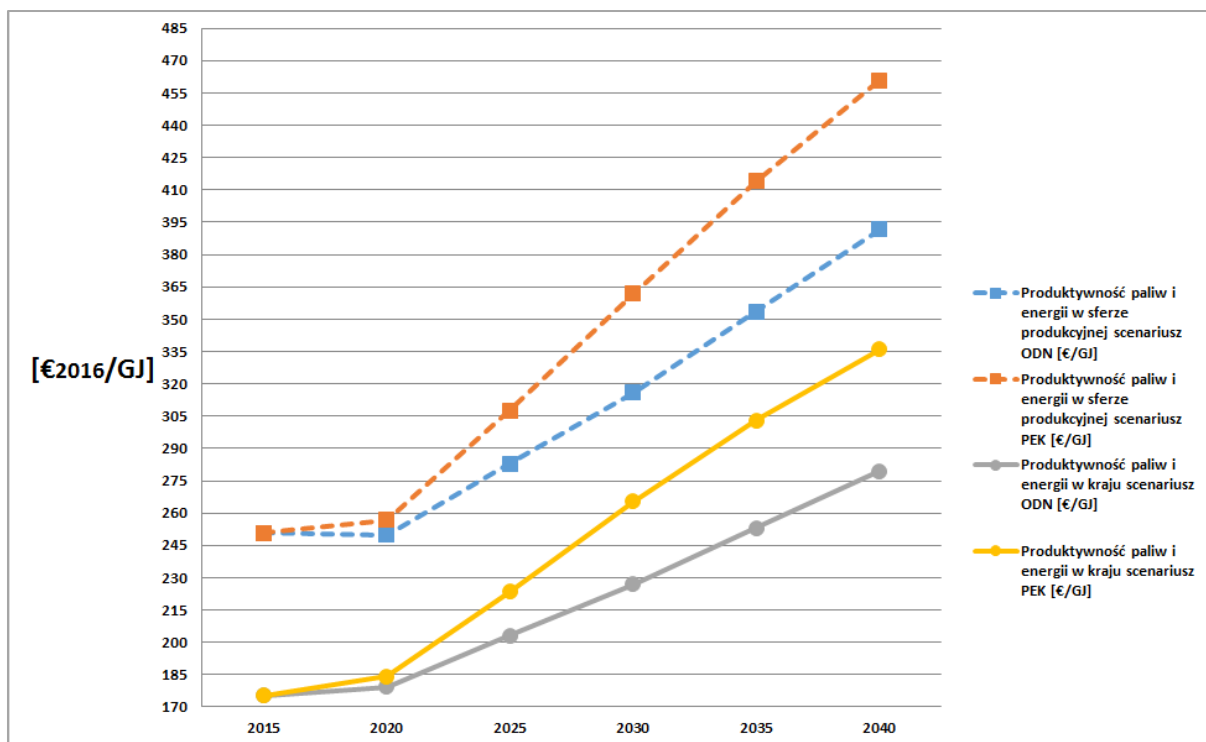
W obu scenariuszach podobny przebieg ma **saldo w handlu zagranicznym (HZ)**, tj. eksport minus import – co ilustruje rysunek poniżej.

W 2020 r. główną przyczyną zmniejszenia salda HZ w obu scenariuszach była konieczność zwiększenia importu gazu ziemnego o około 20%. W latach późniejszych za zmienność wyników handlu zagranicznego odpowiada różnica pomiędzy dynamiką wzrostu potrzeb importowych (w tym paliwowych) a możliwościami zwiększenia eksportu, które determinują relacje cen krajowych i światowych produktów ze wszystkich sektorów gospodarczych. W scenariuszu PEK potrzeby importu gazu ziemnego były na tyle znaczące, że w latach 2020 i 2030 saldo HZ okazało się ujemne. W 2030 r. relacje cen krajowych i importowych, przy przyjętych założeniach dotyczących inflacji światowej (jednakowych dla obu scenariuszy), spowolniły wzrost eksportu do tempa niższego niż wzrost potrzeb importowych dyktowanych m.in. tempem wzrostu gospodarczego. Mimo podobnego przebiegu zmian należy uznać, że w horyzoncie 2030 r. scenariusz PEK charakteryzują gorsze wyniki handlu zagranicznego. Po 2030 r. tendencja ta zmienia się wyraźnie na korzyść scenariusza PEK, co wiąże się z koniecznością dostosowań technologicznych w wielu gałęziach wytwórczych oraz wyraźnie zmniejszonym popycie na paliwa i energię w sektorze gospodarstw domowych, ze względu na efekty programów proefektywnościowych.



Rysunek 47. Porównanie sald handlu zagranicznego pomiędzy scenariuszem PEK a ODN

W odróżnieniu do powyżej omówionych różnic w PKB odnotowanych w obu scenariuszach, w przypadku zmian produktywności energii wyniki jednoznacznie wskazują na silną przewagę produktywności w PEK nad ODN. Zilustrowano to na rysunku poniżej.



Rysunek 48. Porównanie ścieżek zmian produktywności energii finalnej sfery produkcyjnej oraz ogółem w kraju w przeanalizowanych scenariuszach ODN i PEK

Zestawiono tendencje zmian dwóch kategorii produktywności, produktywności energii finalnej sfery produkcyjnej, którą tworzą wszystkie sektory gospodarcze generujące wartości dodane, a w efekcie PKB. W przeprowadzonej analizie zastosowano podejście uproszczone polegające na odjęciu zużycia energii w sektorze mieszkaniowym (GD) od zużycia krajowego energii. W ten sposób zużycie produkcyjne z aktywnością wytwórczą sektorów produkcyjnych i usługowych zostało lepiej powiązane. Na rysunku tę produktywność ilustrują linie przerywane.

Opisane powyżej efekty wynikają zarówno z działań energooszczędnych w sektorach gospodarki narodowej, jak też z poprawy produktywności energii – poprzez szereg działań modernizacyjnych oraz wymiany technologii na nowocześniejsze, w połączeniu z substytucją nośników paliw i energii, głównie istotnie wyższym nasyceniem coraz bardziej nowoczesnych procesów wytwarzania (produktów i usług) energią elektryczną.

Z rysunku wynika, że w PEK wzrost produktywności energii następuje bardzo szybko – w 2030 r. wynoisi on 50% (efekt bazy i działań interwencyjnych o dużym potencjale energooszczędności), zaś w dalszych latach tempo wzrostu produktywności jest nieco wolniejsze, osiągając w roku 2040 blisko 85% poprawę w porównaniu z 2015 r. Założenia w scenariuszu ODN są bardziej zachowawcze – produktywności w 2040 r. są o ok. 55-60% wyższe niż w 2015 r. Relatywnie produktywność energii finalnej w scenariuszu PEK kształtuje się w 2040 r. o ok. 20-30 pkt. proc. powyżej wartości w ODN.

Warto podkreślić, że tego typu zmiany w istotny sposób mogą przyczynić się do poprawy praktycznie wszystkich celów polityki klimatyczno-energetycznej tj. wzmocnienia bezpieczeństwa zasilania w paliwa i energię, zmniejszenia presji środowiskowej oraz poprawy konkurencyjności produkcji towarów i usług. Ta ostatnia cecha jest szczególnie ważna, gdyż w istotny sposób poprawia stabilność funkcjonowania, poprzez znaczące zmniejszenie ekspozycji na ryzyka zewnętrzne, w tym np. fluktuacje cen paliw i energii na rynkach międzynarodowych. **Z porównania wyników dla scenariuszy PEK i ODN wynika, że istotnie wyższy skok jakościowy i stabilizujący można osiągnąć wdrażając konsekwentnie założenia przyjęte w scenariuszu PEK.**

5.2.2.2. Ocena sektorowa skutków makroekonomicznych – gałęzie przemysłu przetwórczego

W tabeli poniżej oraz na dwóch kolejnych wykresach zestawiono **wyniki dotyczące zmian wskaźników rentowności brutto produkcji sprzedanej** w obu scenariuszach – ODN i PEK.

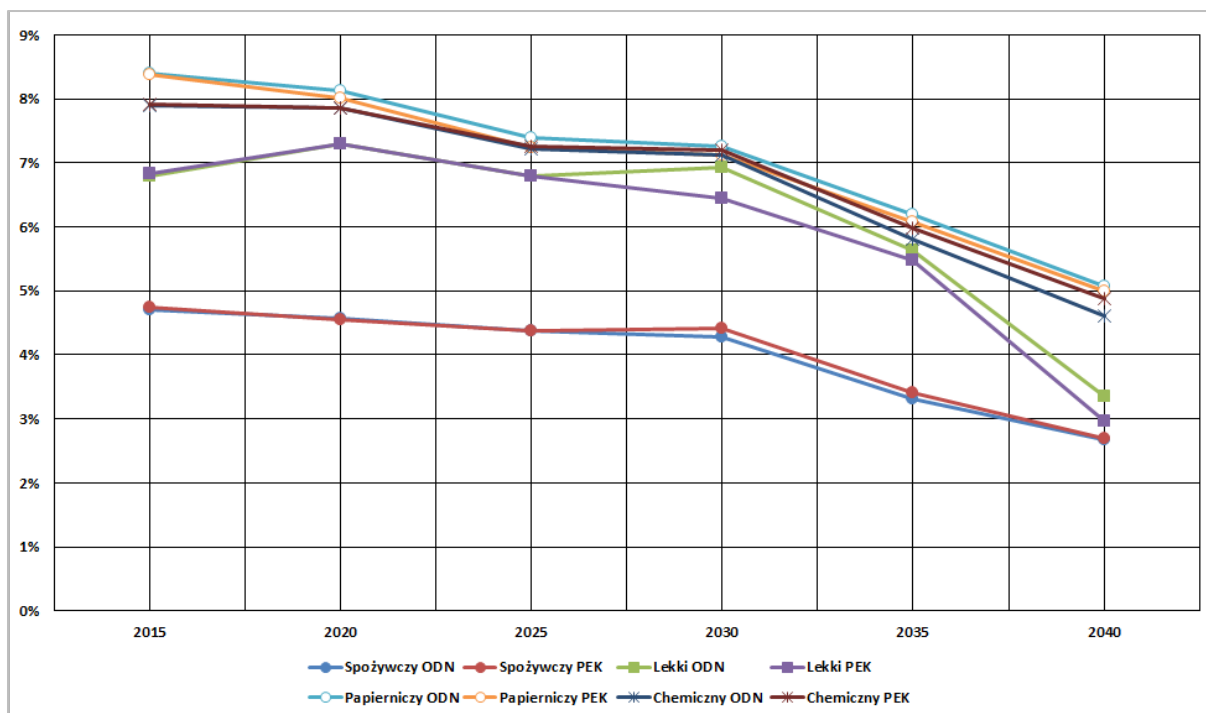
Podobnie jak w przypadku różnic w poziomie zatrudnienia i w poziomie PKB, różnice pomiędzy wynikami określającymi zmiany rentowności gałęzi przemysłu przetwórczego w scenariuszach są niewielkie i wykazują nieznaczną przewagę scenariusza ODN nad scenariuszem PEK. Pogorszenie rentowności w PEK nie jest na tyle znaczące, by znacznie pogłębić generalną tendencję do obniżania się rentowności w całym przemyśle przetwórczym na skutek silnego impulsu wzrostu cen energii i paliw oraz tylko niewiele mniej intensywnego impulsu wzrostu płacy realnej. Te dwa czynniki, wraz z koniecznym silnym wzrostem nakładów inwestycyjnych powodują obniżenie wskaźników rentowności sprzedaży, co wskazuje na konieczność podjęcia szeregu innych działań o charakterze innowacyjnym, w tym organizacyjnych, które pozwolą lepiej i skuteczniej konkurować krajowym producentom na rynkach międzynarodowych. Niewątpliwie założenia o wdrożeniu środków polityki w scenariuszu PEK w większym stopniu przybliżają do osiągnięcia wyższej i bardziej stabilnej pozycji konkurencyjnej krajowych producentów.

Warto wspomnieć, że o wysokiej zbieżności wyników scenariuszy decydują założenia określające zmiany produktywności kapitału i pracy, które były takie same w analizowanych scenariuszach. Jest to dość często spotykany zabieg w modelowaniu ekonomicznym, który umożliwia dokonywanie oceny wpływu jednego kluczowego czynnika na gospodarkę (tu: energia), przy zachowaniu braku zmian (podejście zachowawcze) w gospodarowaniu pozostałymi czynnikami (tu: kapitał i praca). Biorąc to pod uwagę, można postawić tezę, że dobrze zaprojektowane i skutecznie wdrożone polityki publiczne mogą przyczynić się do stworzenia korzystniejszych warunków gospodarowania, wzmacniając ścieżkę zrównoważonego rozwoju wg scenariusza PEK.

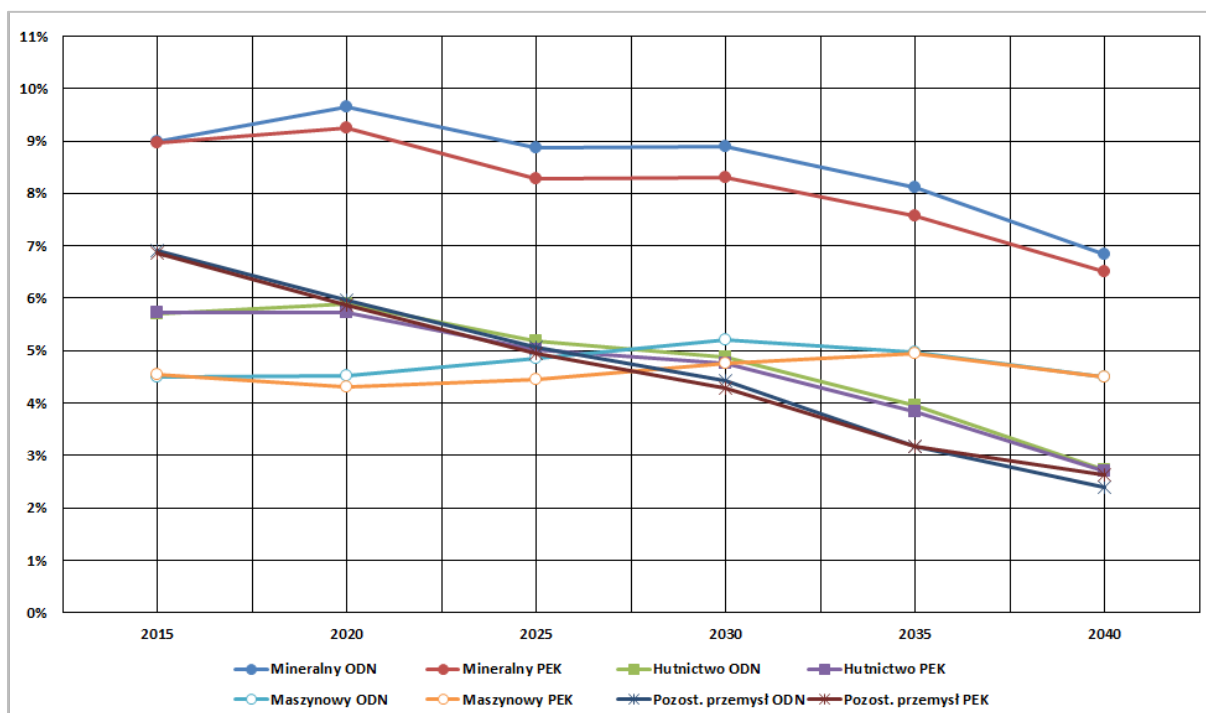
Tabela 93. Zestawienie zmian rentowności obrotu brutto w przemyśle przetwórczym w scenariuszach ODN i PEK [%]

Kategoria modelowa	scenariusz	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Rentowności brutto obrotu w przemyśle spożywczym	ODN	4,7	4,6	4,4	4,3	3,3	2,7
	PEK	4,7	4,6	4,4	4,4	3,4	2,7
Rentowności brutto obrotu w przemyśle lekkim	ODN	6,8	7,3	6,8	6,9	5,6	3,3
	PEK	6,8	7,3	6,8	6,4	5,5	3,0
Rentowności brutto obrotu w przemyśle papierniczym	ODN	8,4	8,1	7,4	7,3	6,2	5,1
	PEK	8,4	8,0	7,2	7,1	6,1	5,0
Rentowności brutto obrotu w przemyśle chemicznym	ODN	7,9	7,9	7,2	7,1	5,8	4,6
	PEK	7,9	7,9	7,3	7,2	6,0	4,9
Rentowności brutto obrotu w przemyśle mineralnym	ODN	9,0	9,7	8,9	8,9	8,1	6,8
	PEK	9,0	9,3	8,3	8,3	7,6	6,5
Rentowności brutto obrotu w hutnictwie	ODN	5,7	5,9	5,2	4,9	4,0	2,7
	PEK	5,7	5,7	5,0	4,8	3,8	2,7
Rentowności brutto obrotu w przemyśle maszynowym	ODN	4,5	4,5	4,9	5,2	5,0	4,5
	PEK	4,5	4,3	4,4	4,8	5,0	4,5
Rentowności brutto obrotu w pozostałych gałęziach przemysłu	ODN	6,9	6,0	5,1	4,4	3,2	2,4
	PEK	6,9	5,9	4,9	4,3	3,2	2,6

Źródło: opracowanie własne EnergySys, model CGE-PL i moduł Mezzo-Impact



Rysunek 49. Zmiany rentowności produkcji brutto w przemysłach przetwórczych: spożywym, lekkim, papierniczym i chemicznym w scenariuszach ODN i PEK



Rysunek 50. Zmiany rentowności produkcji brutto w przemysłach przetwórczych – mineralnym, hutniczym, maszynowym i pozostałych przemysłach w scenariuszach ODN i PEK

5.2.2.3. Ocena skutków społecznych

Wdrożenie scenariusza PEK wymaga szeregu zmian w gospodarowaniu paliwami i energią zarówno w sektorach energetycznych (pełen łańcuch dostaw), jak również w sektorach użytkujących energię. Wiąże się to z istotną przebudową podejścia do inwestycji rozwojowych w sektorze energetycznym, jak również istotnymi modyfikacjami u odbiorców końcowych – w tym w sektorze mieszkaniowym, w którym dominujące znaczenie odgrywa użytkowanie paliw i energii w gospodarstwach domowych zamieszkujących budynki wielolokalowe oraz domy jednorodzinne.

Przedstawione w poprzednich rozdziałach wyniki analizy skutków społecznych wpływu realizacji scenariusza PEK na wybrane parametry (wskaźniki) dobrostanu społecznego i/lub energetycznego wskazuje, że **określony w scenariuszu PEK sposób wdrożenia polityki klimatyczno-energetycznej w średnio- i długookresowej perspektywie nie powinien pogorszyć sytuacji gospodarstw domowych w porównaniu ze scenariuszem ODN, a może ją nawet poprawić. Niestety, w krótkim okresie, w którym konieczne będzie poniesienie znacznych nakładów na działania proefektywnościowe i prozdrowotne, u odbiorców paliw i energii będących gospodarstwami domowymi mogą wystąpić pewne zaburzenia, częściowo łagodzone wzrostem płacy realnej, a częściowo wskutek polityki publicznej, jednak skierowanej do biedniejszej części społeczeństwa.** Wyniki obliczeń wskazują, że uzasadnione wsparcie publiczne powinno być skierowane do trzech dolnych kwintyli dochodowych GD (kwintyle 1-3), co jest równoznaczne z 60% GD wymagających obecnie wsparcia publicznego w Polsce.

Do oceny porównawczej skutków społecznych przyjęto kategorie makroekonomiczne prezentowane w tabeli poniżej. Zestawiono zarówno wielkości strony dochodowej GD, mające wydźwięk raczej optymistyczny, jak również po stronie wydatkowej – udział wydatków GD na paliwa i energię grupy 20% najbiedniejszych (kwintyl 1) GD oraz grupy 20% najbardziej zasobnych GD. Wszystkie grupy dochodowe GD są natomiast prezentowane na dwóch kolejnych rysunkach.

Warto zwrócić uwagę na zmiany relacji kategorii makroekonomicznych. Przykładowo, dynamika nominalnego dochodu rozporządzalnego GD w obu scenariuszach wzrasta ok. 2,5-krotnie, nieco więcej w PEK. Tymczasem dynamika płacy nominalnej (iloczyn płacy realnej i odpowiedniej stopy inflacji w danym roku) wzrasta nieco mniej, bo ok. 2,2 raza. Różnica między tymi kategoriami wynika z tego, że pewna część przyrostu dochodów GD pochodzi także z dochodów kapitałowych (różnego typu inwestycje w funduszach, lokaty bankowe, czy akcje, jak również nadwyżka dochodów z indywidualnej działalności gospodarczej).

Tabela 94. Kluczowe kategorie makroekonomiczne wpływające na ocenę skutków społecznych – scenariusze ODN i PEK

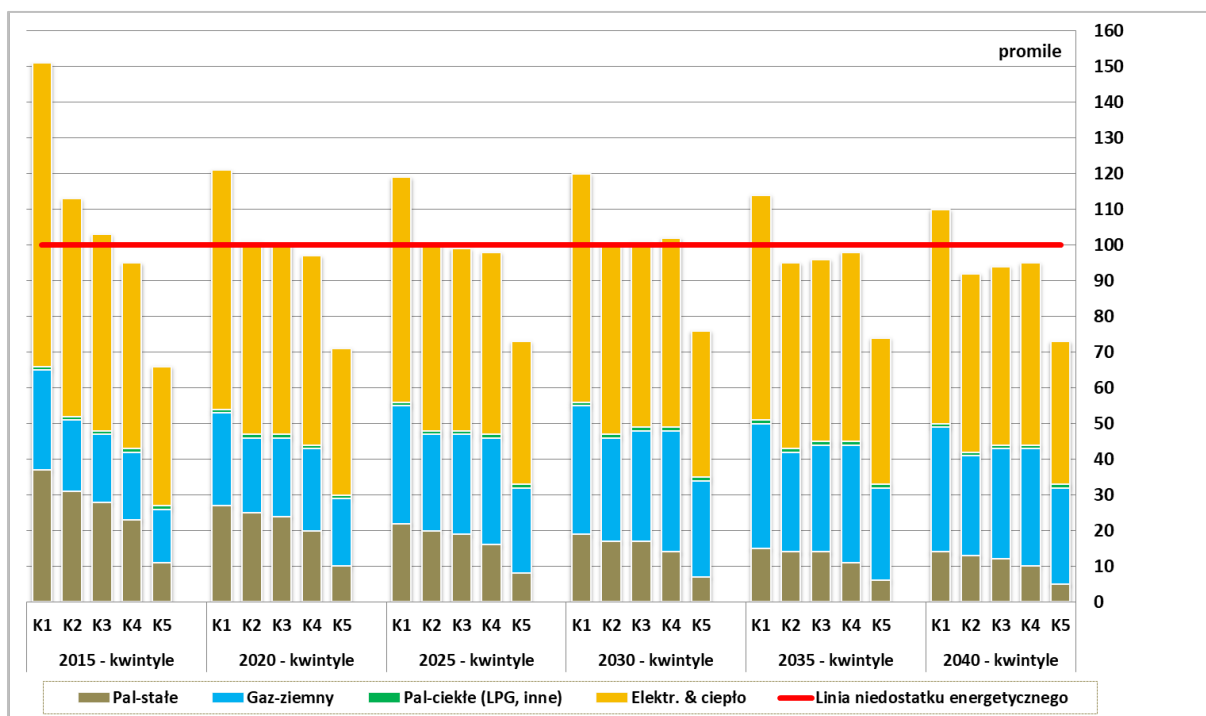
Kategoria modelowa	Jedn.	Scenariusz	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie bezpośrednie paliw i energii w gospodarstwach domowych	PJ	ODN	792	866	898	926	947	962
		PEK	792	845	793	751	751	757
Dynamika realnego dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych	2015 = 100	ODN	100	119	139	156	175	193
		PEK	100	118	138	154	178	193
Dynamika płacy realnej	2015 = 100	ODN	100	114	135	143	158	173
		PEK	100	114	134	142	160	172
Dynamika płacy nominalnej	2015 = 100	ODN	100	122	156	169	199	229
		PEK	100	122	156	169	201	228
Udział wydatków na paliwa i energię GD pierwszego kwintyla	‰	ODN	151	121	119	120	113	110
		PEK	151	120	108	100	90	87
Udział wydatków na paliwa i energię GD piątego kwintyla	‰	ODN	66	71	73	76	74	73
		PEK	66	71	68	66	60	60

Źródło: opracowanie własne EnergSys, modele CGE-PL oraz Mezzo-Impact, moduł GD

Jednakże **najważniejszy wskaźnik do oceny skutków społecznych w latach 2015-2040 stanowi malejąca tendencja udziału wydatków na paliwa i energię w gospodarstwach domowych** w obu scenariuszach, przy czym w scenariuszu PEK jest ona od roku 2030 zdecydowanie pozytywna, na co wskazują coraz większe rozstępy dynamiki wydatków GD pomiędzy scenariuszami PEK do ODN. Trzeba jednak podkreślić, że w kwintylu 1 (20% grupa najbiedniejszych GD) do ok. 2030 r. w PEK i aż do 2040 r. w ODN wydatki te mogą przewyższać „umowny” próg niedostatku energetycznego (umowna granica 10% udziału wydatków na paliwa i energię w dochodzie). Wyniki te dowodzą jak istotne znaczenie będzie mieć skuteczna polityka termomodernizacji zasobów mieszkaniowych, połączona z innymi działaniami na rzecz rozwoju i wdrażania źródeł niskoemisyjnych.

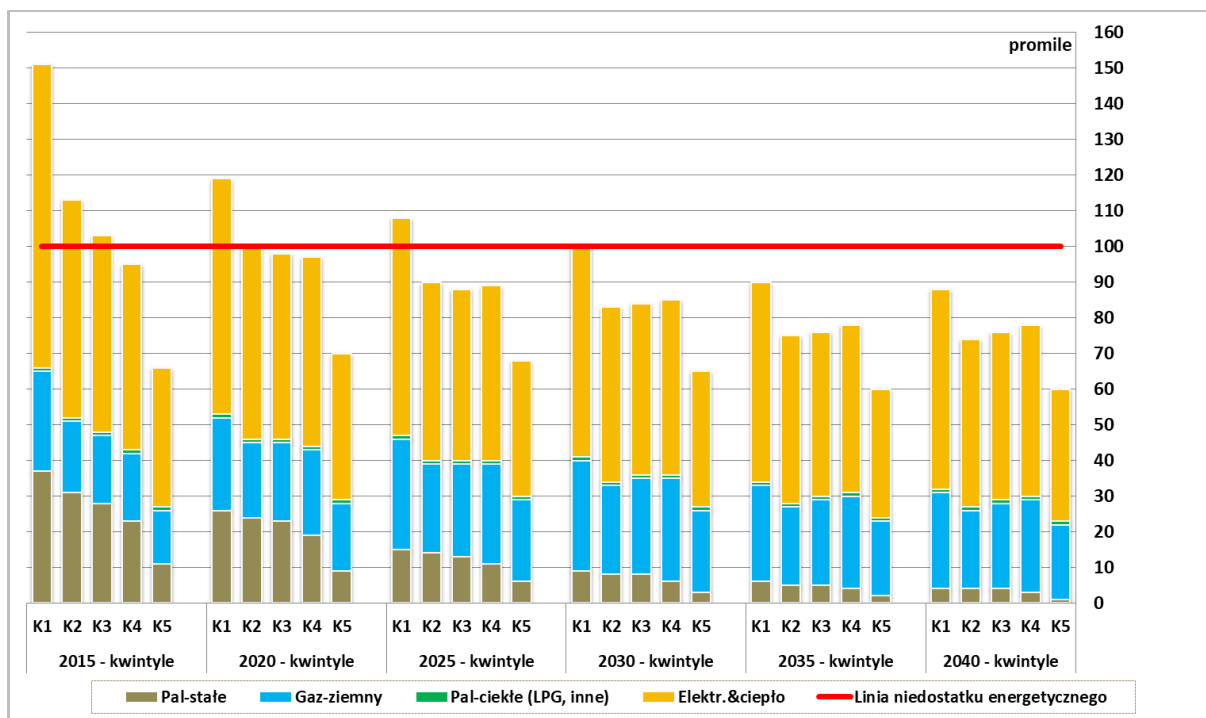
Wyniki odzwierciedlają złożoność obecnej sytuacji ekonomicznej biedniejszych GD, jak też potrzebę wsparcia publicznego kierowanego do najbiedniejszych GD w celu obniżenia wydatków poniżej „umownego” progu ubóstwa energetycznego.

Na dwóch poniższych wykresach prezentowane są zmiany wydatków GD na różne grupy paliw i energii dla wszystkich kwintyli dochodowych w obu scenariuszach. Linia w kolorze czerwonym zaznaczono na obu wykresach „umowną” granicę niedostatku energetycznego GD.



Rysunek 51. Zmiany udziałów wydatków na paliwa i energię w budżetach gospodarstw domowych w podziale na kwintyle – scenariusz ODN

Z porównania tych dwu rysunków wynika bardzo klarowny przekaz wskazujący, że zrealizowanie założeń polityki klimatyczno-energetycznej scenariusza PEK w odczuwalny sposób powinno przyczynić się do zmniejszenia udziału kosztów energetycznych w dochodach każdego kwintyla gospodarstw domowych, co pociąga zarazem ograniczenie zjawiska „umownego” niedostatku energetycznego.



Rysunek 52. Zmiany udziałów wydatków na paliwa i energię w budżetach gospodarstw domowych w podziale na kwintyle – scenariusz PEK

Warto także pamiętać, że istotne zmniejszenie wydatków na energię w koszyku wydatków GD może skutkować jego ponownym wzrostem jako tzw. „efekt odbicia” (*ang. rebound effect*). Oznacza on ponowny wzrost wydatków GD na energię, najczęściej wynikający z szybszego nasycenia gospodarstwa domowego w sprzęt (np. AGD, elektronika, inne), który zużywa energię, głównie elektryczną. W pewnych sytuacjach może także pojawić się albo w formie braku redukcji, a nawet wzrostu zużycia paliw do ogrzewania, gdy GD oceni, że możliwe jest podniesienie komfortu cieplnego w domu/mieszkanie, albo z użytkowania większej liczby pomieszczeń w uprzednio niedogrzanym budynku. Warto o tym pamiętać projektując instrumentarium polityki interwencji w każdym ze scenariuszy.

5.2.2.4. Podsumowanie i wnioski dotyczące skutków makroekonomicznych i społecznych

W raporcie przedstawione zostały wszystkie istotne elementy analizy makroekonomicznej i sektorowej niezbędne do przeprowadzenia oceny skutków makroekonomicznych i społecznych oraz efektywności kosztowej planowanych polityk i pakietu środków (interwencji), wkomponowanych w dwie, jakościowo różniące się wizje rozwoju kraju w okresie 2015-2030, z perspektywą 2040 r. W tym celu zastosowano podejście scenariuszowe w oparciu o dwa scenariusze rozwojowe:

- scenariusza Odniesienia (ODN) – wypełniającego polityki i programy rozwojowe, bazujące na wiążących przepisach prawa polskiego i regulacjach UE obowiązujących na koniec 2017 r.
- scenariusza Polityki Energetyczno-Klimatycznej (PEK) – skutek oddziaływania polityk i środków, które wskazują w jaki sposób zrealizowane zostaną cele w pięciu wymiarach unii energetyczne uwzględnia regulacje z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”.

W analizie ze szczególną uwagą przygotowano założenia scenariuszowe w taki sposób, by elementy je różnicujące dotyczyły obszarów, na które może mieć wpływ zmiana prowadzonej polityki energetycznej oraz klimatycznej. W obliczeniach przyjęto założenie, że potencjał rozwojowy kraju warunkowany możliwą dostępnością zasobu pracy i kapitału oraz ich rosnącą produktywnością będą identyczne w obu scenariuszach. Wyznaczenie wartości tych determinant rozwoju (zasób oraz produktywności) zrealizowano w procesie kalibracji parametrów modelu makroekonomicznego CGE-PL na założeniach scenariusza ODN.

Przeanalizowane scenariusze ODN i PEK różnią się między sobą kilkoma istotnymi uwarunkowaniami realizacji obliczeń:

- różny wolumen i struktura bilansu popytowo-podażowego paliw i energii w kraju,
- różny wolumen i struktura popytu na paliwa i energię w gospodarstwach domowych,
- różne produktywności paliw i energii w obszarze produkcyjnym (wartość sprzedaży przypadająca na jednostkę zużytej energii),
- różniące się wolumeny i rozdysponowanie nakładów inwestycyjnych ogółem w gospodarce narodowej, w tym nakładów inwestycyjnych na sektor podaży paliw i energii oraz jej użytkowania w sektorach odbiorców końcowych,
- odmienne zasady alokacji dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂; w scenariuszu ODN w całości w gestii budżetu państwa, zaś w PEK rozdysponowane dochody pomiędzy: budżet, sektory gospodarcze i wsparcie GD (w pierwszej pętli obliczeniowej),
Jednakże przyjęto takie same zasady alokacji dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w obu scenariuszach przez rozdysponowane dochody pomiędzy: budżet, sektory gospodarcze i wsparcie GD (w drugiej pętli obliczeniowej).

Wyniki obliczeń modelowych dla każdego ze scenariuszy porównano w trzech głównych obszarach wpływu, pod kątem możliwych skutków:

- a) w obszarze gospodarki narodowej – porównano zmiany tempa rozwoju makroekonomicznego PKB,
- b) w obszarze przemysłu – porównano zmiany rentowności w gałęziach przemysłu przetwórczego,
- c) w obszarze społecznym – porównano dynamiki dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych oraz zmiany udziałów wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych, z wyróżnieniem 5 grup dochodowych (pięć kwintyli – nr 1 i 2 to najbiedniejsze 40% GD, nr 3 kwintyl 3 to średniozamożni – 20% GD, zaś nr 4 i 5 to najzamożniejsze 40% GD, wg kryteriów GUS przyjętych dla roku 2015).

Otrzymane wyniki we wszystkich przebadanych obszarach wykazały przewagę korzyści makroekonomicznych i społecznych w scenariuszu PEK – przewidującym wdrożenie nowych wymagań, w tym mechanizmów implementacji polityki klimatyczno-energetycznej w porównaniu z wynikami uzyskanymi w scenariuszu ODN (wdrażanie aktualnie obowiązujących instrumentów polityki, w tym przepisów prawa krajowego i unijnego).

Do głównych korzyści scenariusza PEK zaliczać należy m.in.: nieco wyższy wolumen PKB i wyższe zatrudnienie, w tym w gałęziach przemysłu przetwórczego, wolniejszy spadek wskaźników rentowności brutto w gałęziach przemysłu, znacząco wyższą produktywność energii w sektorach gospodarczych, głównie przemyśle i usługach oraz istotnie szybsze wychodzenie większego odsetka gospodarstw domowych ze sfery „umownego” niedostatku energetycznego.

Wybrane wnioski z obszaru rozwoju makroekonomicznego kraju

- Ocena realizacji scenariusza PEK wskazuje, że możliwa jest polityka klimatyczno-energetyczna prowadząca do istotnej redukcji krajowej emisji CO₂ bez ujemnego wpływu na tempo rozwoju gospodarki, pod warunkiem szybkiej i skutecznej poprawy efektywności wykorzystania paliw i energii w gospodarce (wzrost produktywności energii prowadzi do wzrostu efektywności kosztowej oraz znaczącej redukcji ekspozycji na ryzyko wahań cen paliw i energii na rynkach międzynarodowych). Ponadto, efekty oszczędności paliw i energii w sferze produkcyjnej i konsumpcyjnej mogą istotnie przyczynić się do obniżenia kosztów produkcji, poprawiając konkurencyjność polskich produktów i producentów w handlu międzynarodowym.
- Warunkiem koniecznym uniknięcia zaburzeń w długookresowym rozwoju kraju (dochowanie warunków równowagi ogólnej – główna cecha modelu CGE-PL) powodowanych zbyt szybką przebudową potencjału wytwórczego sektorów paliwowo-energetycznych jest **skierowanie znacznych środków do wsparcia procesów oszczędzania i zwiększenia efektywności wykorzystania energii we wszystkich obszarach jej użytkowania, tj.: w produkcji przemysłowej, usługach i w gospodarstwach domowych.**
- Przeprowadzona w raporcie ocena skutków makroekonomicznych (i społecznych) dowodzi, że kluczowym czynnikiem sukcesu transformacji energetycznej będzie **wypracowanie skutecznego instrumentarium wsparcia działań proefektywnościowych adresowanych do odbiorców końcowych.** W tym celu warto wykorzystać środki i instrumenty finansowe, np. ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂, fundusze pomocowe, w tym fundusze efektywności energetycznej, termomodernizacji itp. Instrumenty te powinny mieć charakter systemowy, z wbudowanymi mechanizmami autokorekty, reagującymi, w pewnych granicach, na zmiany zachodzące na rynkach energii, w tym dynamicznie rozwijających się rynkach usług energetycznych i multienergetycznych.

Wnioski dotyczące obszaru przemysłu przetwórczego

- Szybki wzrost cen paliw i energii, nieuchronny w przypadku przyspieszonej modernizacji, a nawet przebudowy technologicznej pewnej części krajowego sektora energetycznego prowadzi do obniżenia rentowności polskiego przemysłu przetwórczego. Mimo to, biorąc pod uwagę relatywnie wysoką rentowność gałęzi przemysłu przetwórczego, w tym gałęzi wysoko energochłonnych, korzystających z renty geograficznej i silnego popytu wewnętrznego (inwestycje), obniżka rentowności do roku 2030 nie doprowadzi do wyraźnego pogorszenia warunków ich działalności. Wyniki modelowe informują, że po 2030 roku trendy obniżki rentowności gałęzi eksportujących znaczną część swojej produkcji mogą okazać się groźne dla ich funkcjonowania. Jest to jednak dość odległa perspektywa (> 12 lat), w której wiele uwarunkowań modelowych może ulec zmianie, a zatem potrzebne będzie przeprowadzenie szeregu kolejnych obliczeń korygujących obecne założenia.
- Uwarunkowania określone w scenariuszu PEK (polityki energetyczno-klimatycznej), w stosunkowo niewielkim stopniu łagodzą trend zniżkowy utraty rentowności brutto gałęzi przemysłu, wynikający z silnych impulsów wzrostu cen paliw i energii dostępnych na rynku krajowym – z zasobów krajowych. Tak znaczący impuls wzrostu cen jest skutkiem założeń o wzroście cen paliw na rynkach międzynarodowych, ale także wzrostem kosztów wydobycia krajowego. Dodatkowo impuls cen paliw kopalnych, głównie węglowych, potęgowany jest dość znacznym wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂. Biorąc pod uwagę kolejne kroki w obszarze ochrony klimatu i coraz większej integracji kwestii energetycznych z klimatycznymi wydaje się,

że wybór ścieżki rozwoju zgodnej ze scenariuszem PEK pozwoli znacznie bardziej ograniczyć ryzyko gospodarcze, a zarazem zmniejszyć uciążliwość społeczną wyboru scenariusza i strategii rozwoju polskiej energetyki.

Wnioski dotyczące obszaru społecznego

- Warunkiem likwidacji zjawiska ubóstwa energetycznego (w roku 2015, wg danych Eurostat, ok. 80% gospodarstw domowych dotykało zjawisko niedostatku energetycznego) jest m.in. zmniejszenie różnic dochodowych pomiędzy kwintylami GD i pilne, ale roztropne inwestowanie w poprawę efektywności energetycznej, w tym racjonalną termomodernizację budynków mieszkalnych i usługowych oraz modernizację źródeł i sieci zasilających.
- Wyniki analizy i oceny wskazują, że znacząca część wsparcia publicznego na poprawę efektywności energetycznej powinna być kierowana do najuboższych grup GD (kwintyle 1-2 oraz 3). Przyspieszy to proces likwidacji sfery niedostatku energetycznego i w znacznym stopniu przyczyni się do zmniejszenia zasięgu zanieczyszczenia powietrza niską emisją w kraju. Wyniki analizy modelowej potwierdzają słuszność przyjętych kryteriów ramowych udzielania wsparcia publicznego w programie „Czyste powietrze”.

Konkluzja generalna

Po analizie i ocenie wyników obliczeń obu scenariuszy rozwoju makroekonomicznego kraju tj. ODN i PEK, należy stwierdzić, że wybór scenariusza PEK jest lepszą opcją dla całej gospodarki kraju, w tym dla gospodarstw domowych i innych grup odbiorców, choć w wielu przypadkach liczbowe różnice są relatywnie nieduże. Uzasadnienie wyboru opcji PEK jest dobrze udokumentowane wynikami obu scenariuszy oraz – co równie ważne, jest zgodne z ogólnosięciowymi trendami rozwoju energetyki.

5.2.3. Ocena skutków środowiskowych i zdrowotnych

Ocenę skutków środowiskowych i zdrowotnych wynikających z realizacji scenariusza PEK przygotowano według następujących założeń:

- **skutki środowiskowe i zdrowotne** określono odpowiednio jako straty środowiskowe, zdrowotne związane z: emisją substancji zanieczyszczających powietrze oraz emisją gazów cieplarnianych, wyrażone w wartościach monetarnych;
- **straty środowiskowe i zdrowotne** obliczono dla tych sektorów gospodarki, dla których realizacja scenariusza PEK powoduje istotne ograniczenie emisji (spalanie paliw - produkcja energii elektrycznej i ciepła, spalanie paliw – przemysł wytwórczy i budownictwo, spalanie paliw – transport drogowy, spalanie paliw – inne sektory)
- **wpływ emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza na zdrowie ludzi i środowisko** określono na podstawie dostępnych modeli i wskaźników jednostkowych kosztów zewnętrznych.

Korzyści środowiskowe i zdrowotne wynikające z realizacji scenariusza PEK w stosunku do scenariusza ODN określono jako uniknięte straty odpowiednio środowiskowe, zdrowotne z tytułu emisji substancji zanieczyszczających powietrze i gazów cieplarnianych (wyrażone w wartościach monetarnych). Obliczono je jako bezwzględną różnicę w stratach środowiskowych, zdrowotnych określonych dla scenariuszy ODN i PEK w odniesieniu do kluczowych, wskazanych wyżej sektorów gospodarki.

Należy zauważyć, że szeregu wniosków w tym kontekście dostarcza rozdział 5.1.2, w którym przedstawiono wymiar „obniżenie emisyjności”. Poniżej opisano metodykę obliczania skutków środowiskowych i zdrowotnych.

W analizie **skutków środowiskowych i zdrowotnych emisji zanieczyszczeń powietrza** uwzględniono następujące rodzaje zanieczyszczeń powietrza:

- tlenki azotu (jako NO₂);
- niemetanowe lotne związki organiczne (NMLZO);
- tlenki siarki (jako SO₂);
- amoniak (NH₃);
- pył zawieszony PM_{2,5};
- część pyłu zawieszonego PM₁₀ o średnicy ziarna pomiędzy 2,5 i 10 μm (PM_{co} = PM₁₀-PM_{2,5}).

Do obliczeń skutków środowiskowych i zdrowotnych scenariuszy PEK i ODN oraz korzyści środowiskowych, zdrowotnych wynikających z realizacji scenariusza PEK, wykorzystano dane nt. projekcji emisji zanieczyszczeń, przedstawione odpowiednio w tabelach 26 i 27 (podrozdział 5.1.2.1.2).

Dla sektora produkcji energii (produkcja energii elektrycznej i ciepła) oraz **sektora przemysłowego** (przemysł wytwórczy i budownictwo), wskaźniki jednostkowe kosztów zewnętrznych zanieczyszczeń powietrza przyjęto na podstawie raportu z badań projektu NEEDS²⁹.

Dla sektora transportu (transport drogowy) przyjęto wskaźniki jednostkowe kosztów zewnętrznych na podstawie podręcznika KE³⁰.

Dla sektora spalania paliw (inne sektory) przyjęto wartości wskaźników jednostkowych kosztów zewnętrznych jako średnie wartości określone dla pozostałych sektorów.

W analizie **skutków środowiskowych i zdrowotnych emisji gazów cieplarnianych** dla zdrowia ludzi i stanu ekosystemów dotyczy zjawisk w dziedzinie zmian klimatu takich jak:

- fale upałów i ich konsekwencje zdrowotne (np. choroby serca) i środowiskowe (susze),
- bezpośrednie i pośrednie skutki ekstremalnych zdarzeń pogodowych (huragany, powodzie),
- podwyższone ryzyko zachorowań na raka w związku ze zwiększeniem ekspozycji na promieniowanie UV,
- zwiększona koncentracja pyłków alergicznych w powietrzu związana ze zmianą długości okresu wegetacyjnego.

Wpływ ten jest zwykle **wyrażany poprzez zintegrowany wskaźnik jednostkowych kosztów strat** (*damage costs*) przypadających na tonę emisji ekwiwalentnego dwutlenku węgla (CO_{2eq}). Ze względu na globalny charakter oddziaływania gazów cieplarnianych wskaźnik ten jest obarczony znacznie większą niepewnością aniżeli analogiczne wskaźniki dla zanieczyszczeń powietrza i w różnych opracowaniach specjalistycznych przybiera zróżnicowane wartości, w zależności od przyjętych założeń dotyczących m.in. zasięgu oddziaływania oraz parametrów makroekonomicznych. Dla celów prognozy korzyści środowiskowych wynikających z realizacji scenariusza PEK **przyjęto zmienny wskaźnik jednostkowych kosztów strat** na podstawie opracowania Banku Światowego³¹ w dwóch wariantach – wysokim i niskim (dla 2017 r. wynoszących odpowiednio 37 i 75 USD/tCO_{2eq}).

²⁹ NEEDS. New Energy Externalities Developments for Sustainability. Deliverable 6.1-RS1a; FP6, 2009.

³⁰ Handbook on the external costs of transport, EC, 2019

https://ec.europa.eu/transport/themes/sustainable/studies/sustainable_en

³¹ “Guidance note on shadow price of carbon in economic analysis”, Bank Światowy, 2017,

<http://documents.worldbank.org/curated/en/621721519940107694/pdf/2017-Shadow-Price-of-Carbon-Guidance-Note.pdf>

Poniżej przedstawiono obliczone, zgodnie z przedstawionymi wyżej metodykami, skutki środowiskowe i zdrowotne emisji zanieczyszczeń oraz emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy PEK i ODN oraz korzyści środowiskowe i zdrowotne wynikające z realizacji scenariusza PEK w odniesieniu do scenariusza ODN wyrażone kwotowo.

Tabela 95. Skutki środowiskowe i zdrowotne emisji zanieczyszczeń powietrza oraz emisji gazów cieplarnianych, z kluczowych sektorów, dla scenariuszy PEK i ODN – wariant niski i wysoki jednostkowych kosztów strat

ROK	SKUTKI EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA – wariant niski				SKUTKI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH	
	ZDROWOTNE [mln EUR]		ŚRODOWISKOWE [mln EUR]		ŁĄCZNE [mln EUR]	
	ODN	PEK	ODN	PEK	ODN	PEK
2020	13 444	12 234	1 355	1 239	10 897	10 304
2025	13 194	10 768	1 329	1 093	13 056	11 266
2030	13 177	9 589	1 332	980	15 038	11 710
2035	12 562	8 528	1 263	868	15 171	11 043
2040	11 869	7 773	1 186	790	14 624	10 867

ROK	SKUTKI EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA – wariant wysoki				SKUTKI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH	
	ZDROWOTNE [mln EUR]		ŚRODOWISKOWE [mln EUR]		ŁĄCZNE [mln EUR]	
	ODN	PEK	ODN	PEK	ODN	PEK
2020	13 444	12 234	1 355	1 239	22 089	20 886
2025	13 194	10 768	1 329	1 093	26 464	22 836
2030	13 177	9 589	1 332	980	30 483	23 737
2035	12 562	8 528	1 263	868	30 752	22 385
2040	11 869	7 773	1 186	790	29 643	22 028

Źródło: opracowanie własne ATMOTERM S.A.

Tabela 96. Korzyści środowiskowe i zdrowotne wynikające z realizacji scenariusza PEK w odniesieniu do scenariusza ODN – wariant niski i wysoki jednostkowych kosztów strat

ROK	KORZYŚCI Z REDUKCJI EMISJI – wariant niski			
	ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA [mln EUR]		GAZÓW CIEPLARNIANYCH [mln EUR]	SUMA [mln EUR]
	ZDROWOTNE	ŚRODOWISKOWE		
2020	1 209	116	594	1 918
2025	2 426	236	1 790	4 452
2030	3 588	352	3 328	7 268
2035	4 034	396	4 128	8 557
2040	4 097	395	3 757	8 248

ROK	KORZYŚCI Z REDUKCJI EMISJI – wariant wysoki			
	ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA [mln EUR]		GAZÓW CIEPLARNIANYCH [mln EUR]	SUMA [mln EUR]
	ZDROWOTNE	ŚRODOWISKOWE		
2020	1 209	116	1 203	2 528
2025	2 426	236	3 628	6 291
2030	3 588	352	6 746	10 686
2035	4 034	396	8 367	12 796
2040	4 097	395	7 615	12 107

Źródło: opracowanie własne ATMOTERM S.A.

Z powyższego wynika, że **korzyści środowiskowe i zdrowotne** wynikające z realizacji scenariusza PEK w odniesieniu do scenariusza ODN dla lat prognozy kształtują się na poziomie od 1,918 mld EUR w 2020 r. do 8,248 mld EUR w 2040 r. – dla wariantu niskiego oraz od 2,528 mld EUR w 2020 r. do 12,107 mld EUR w 2040 r. – dla wariantu wysokiego.

Pokreślenia wymagają różnice między scenariuszami, które z każdym okresem pięcioletnim pogłębiają się na korzyść scenariusza PEK – w obu wymiarach zarówno w obszarze skutków emisji zanieczyszczeń powietrza, jak i emisji gazów cieplarnianych.

Rozpiętość wskazanych wyżej liczb dowodzi trudności oszacowania tych kosztów. Mimo to, zestawienie ich skali jak również redukcje osiągnięte w obszarze emisji zanieczyszczeń powietrza i emisji gazów cieplarnianych, przedstawione w rozdziale 5.1.2 pozwalają wnioskować o bezwzględnie korzystnym wpływie realizacji polityk i działań określonych w KPEiK. Szczególnego podkreślenia wymaga skutkująca wdrożeniem PEK poprawa jakości powietrza, która poza realnym oddziaływaniem na redukcję wpływu na zdrowie człowieka (np. długotrwałe lub śmiertelne choroby) pozwala na poprawę komfortu życia ludzi w postaci redukcji uciążliwości związanej z tymczasowymi problemami z oddychaniem, bólami głowy, czy obniżeniem nastroju.

5.3. Przegląd potrzeb inwestycyjnych

5.3.1. Aktualne przepływy inwestycyjne i zakładane przyszłe inwestycje w odniesieniu do planowanych polityk i środków

W niniejszym podrozdziale przedstawiono szacunki przewidywanych nakładów inwestycyjnych na realizację scenariusza PEK wraz z odpowiednimi porównaniami ze scenariuszem ODN. W tabeli poniżej zestawiono nakłady inwestycyjne związane z energią w gospodarce krajowej w podziale na nakłady inwestycyjne w sektorze paliwowo-energetycznym od 2016 r. oraz nakłady inwestycyjne związane z energią w sektorach pozaenergetycznych. Te dwie kategorie nakładów zostały zdekomponowane w kolejnych podrozdziałach. Z szacunków wynika, że blisko połowa nakładów obejmuje sektory pozaenergetyczne, co pokazuje jak głębokie i powszechne oddziaływanie będzie mieć KPEiK.

Tabela 97. Prognozowane nakłady inwestycyjne w związane z energią w całej gospodarce w latach 2016-2040 [mln EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
nakłady inwestycyjne związane z energią w gospodarce krajowej	94 973	100 251	95 528	86 561	74 369	451 682
nakłady inwestycyjne w całym sektorze paliwowo-energetycznym	53 618	45 178	45 810	52 712	48 174	245 492
nakłady inwestycyjne związane z energią w sektorach pozaenergetycznych (przemysł, gosp. domowe, usługi, transport i rolnictwo)	41 355	55 073	49 718	33 850	26 195	206 190

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

5.3.1.1. Nakłady inwestycyjne w sektorze paliwowo-energetycznym

Wśród nakładów inwestycyjnych na rozwój sektora paliwowo-energetycznego uwzględnione zostały inwestycje w sektorze elektroenergetycznym, ciepłowniczym, gazowniczym, górniczym oraz sektorze paliw ciekłych. W przypadku **sektora elektroenergetycznego** uwzględniono zarówno nakłady na budowę i modernizację sektora wytwarzania (elektrownie i elektrociepłownie), jak i rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, w tym pod kątem przyłączania nowych mocy wytwórczych oraz rozwoju elektromobilności. Dodatkowo, uwzględniono koszty związane z instalacją liczników w 80% gospodarstw domowych do 2026 r. Szacunki w odniesieniu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oparto na planach operatorów. **W sektorze ciepłowniczym** poza nowymi mocami wytwórczymi uwzględniono także modernizację i rozbudowę sieci ciepłowniczych. **W sektorze gazowym** uwzględniono nakłady związane z rozwojem sieci dystrybucyjnej wskutek gazyfikacji kolejnych regionów Polski jak i zakładanych inwestycji w obszarze rozbudowy sieci przesyłowej w oparciu o plany rozwoju spółek gazowniczych. Nakłady inwestycyjne **w sektorze paliw ciekłych** zdeterminowane są między innymi zmianą struktury zapotrzebowania na energię w gospodarce krajowej wskutek rozwoju paliw alternatywnych oraz zwiększenia wykorzystania w transporcie energii elektrycznej i biokomponentów (w tym biopaliw zaawansowanych). Uwzględniono także rozwój infrastruktury magazynowej oraz działania na rzecz zwiększenia mocy produkcyjnych w istniejących rafineriach. Nakłady inwestycyjne **w górnictwie** oparto o programy sektorów górnictwa węgla kamiennego²⁹ i brunatnego³⁰ dla Polski i szacunki własne w okresie poza ww. planami. Poniżej w tabeli przedstawiono

²⁹ „Program dla rozwoju sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce na lata 2016-2030”, przyjęty uchwałą Rady Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r.

³⁰ „Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce”, przyjęty uchwałą Rady Ministrów w dniu 30 maja 2018 r.

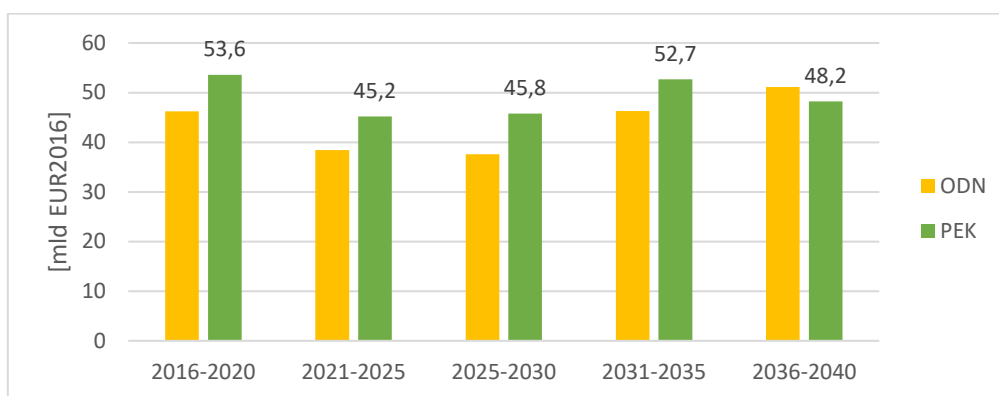
szacowane nakłady inwestycyjne na cele energetyczne w sektorze paliwowo-energetycznym w latach 2016-2040.

Tabela 98. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze paliwowo-energetycznym na realizację poszczególnych scenariuszy [mld EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
PEK	53,6	45,2	45,8	52,7	48,2	245,5
ODN	46,2	38,4	37,6	46,3	51,1	219,5

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Planowane łączne nakłady inwestycyjne w krajowym sektorze paliwowo-energetycznym w perspektywie 2040 r. wynoszą ok. 246 mld EUR'2016. Szacuje się że blisko 60% tych nakładów poniesione zostanie w latach 2016-2030 (144,6 mld EUR'2016). W okresie po 2030 r. wzrost nakładów wynika z zaplanowanych inwestycji w energetyce jądrowej – w przedłużonej perspektywie byłoby to mniej zauważalne ze względu na to, że inwestycja zapewnia produkcję energii przez 60-80 lat. Nakłady te są niższe niż w scenariuszu ODN, z uwagi na przesunięcie jednego bloku jądrowego poza 2040 r. w scenariuszu PEK.



Rysunek 53. Porównanie nakładów inwestycyjnych scenariuszy PEK i ODN w sektorze paliwowo-energetycznym w latach 2016-2040

Tabela poniżej przedstawia sposób w jaki kształtują się nakłady inwestycyjne w poszczególnych podsektorach paliwowo-energetycznych w dwóch scenariuszach wraz z różnicami między tymi sumami. W większości przypadków nakłady w scenariuszu PEK są wyższe. Niższe nakłady dla scenariusza PEK występują w przypadku górnictwa.

Tabela 99. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze energetycznym – w podziale na podsektory [mln EUR'2016]

Sektory:

Wytwarzanie energii elektrycznej

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	15 169	20 407	5 238
2021-2025	7 026	11 706	4 680
2026-2030	6 348	12 229	5 881
2031-2035	17 929	23 879	5 949
2036-2040	24 580	22 880	-1 700
2016-2020			20 049

Uwagi:

Nakłady inwestycyjne na modernizację i rozbudowę sektora wytwarzania energii elektrycznej (elektrownie i elektrociepłownie, magazyny energii, DSR, koszty dostosowania do IED/BREF).

Przesył i dystrybucja energii elektrycznej

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	8 395	8 501	105
2021-2025	8 841	10 020	1 180
2026-2030	9 109	10 535	1 425
2031-2035	9 392	9 772	381
2036-2040	9 149	9 487	337
2016-2040	44 886	47 140	3 429

Nakłady inwestycyjne na rozbudowę i modernizację sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, w tym wzmocnienie sieci dystrybucyjnej pod kątem rozwoju elektromobilności oraz instalacji inteligentnych liczników w 80% gospodarstw domowych do 2026 r. Utworzono na podstawie planów rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych przedstawianych przez operatorów.

Wytwarzanie ciepła systemowego

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	2 476	2 202	-274
2021-2025	2 455	2 758	303
2026-2030	2 563	3 192	629
2031-2035	1 978	2 267	289
2036-2040	582	1 238	656
2016-2020	10 054	10 110	1 603

Nakłady inwestycyjne na modernizację i budowę nowych ciepłowni dostarczających ciepło do sieci ciepłowniczych (bez ciepłowni przemysłowych produkujących ciepło na potrzeby zakładów macierzystych).

Dystrybucja ciepła systemowego

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	1 204	1 265	61
2021-2025	1 363	1 486	123
2026-2030	1 060	1 158	99
2031-2035	847	960	113
2036-2040	685	804	119
2016-2020	5 159	5 680	515

Nakłady inwestycyjne na rozwój i modernizację sieci ciepłowniczych.

Gazownictwo

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	7 121	9 529	2 408
2021-2025	6 053	6 291	238
2026-2030	6 053	6 291	238
2031-2035	5 146	4 154	-992
2036-2040	5 146	4 154	-992
2016-2020	29 519	30 418	899

Nakłady na inwestycje w sektorze według planów spółek gazowniczych.

Paliwa ciekłe

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	9 832	9 739	-93
2021-2025	9 926	10 623	697
2026-2030	9 998	11 010	1 011
2031-2035	10 057	9 830	-227
2036-2040	10 106	9 472	-634
2016-2020	49 919	50 673	754

Nakłady inwestycyjne na rozbudowę Terminalu Naftowego w Gdańsku, budowę drugiej nitki rurociągu Pomorskiego, budowę ok. 350 tys. m³ nowych pojemności magazynowych na paliwa oraz 200 tys. m³ pojemności magazynowych na ropę, a także przedłużenie rurociągu paliwowego z Boronowa do Trzebini. Uwzględniono koszty budowy ropociągu Brody-Adamów. Nakłady inwestycyjne związane z utrzymaniem, modernizacją i rozbudową infrastruktury w sektorze paliw ciekłych, przyjęto na podstawie danych raportowanych przez działające na polskim rynku koncerny paliwowe i logistyczne.

Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	1 976	1 976	0
2021-2025	2 758	2 293	-465
2026-2030	2 438	1 395	-1 043
2031-2035	912	1 850	938
2036-2040	806	140	-666
2016-2020	8 890	7 655	-1 236

Nakłady inwestycyjne związane z realizacją „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” ze stycznia 2018 r. oraz „Programu dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce” z maja 2018 r.

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Dokonano także dekompozycji kosztów w sektorze elektroenergetycznym oraz ciepłowniczym.

W sektorze elektroenergetycznym (wytwarzanie oraz przesył i dystrybucja) nakłady inwestycyjne w okresie 2016-2030 wynoszą dla scenariusza PEK 73,4 mld EUR'2016 oraz **139,4 mld EUR'2016 w okresie 2016-2040**. Skokowy wzrost nakładów inwestycyjnych w latach 2031-2040 jest wynikiem założenia o budowie trzech bloków jądrowych o łącznej mocy 3 900 MW. Należy zaznaczyć, że przyjęto podejście „ponoszenia” nakładu w roku uruchomienia jednostki wytwórczej. Jest to uproszczenie, ale pozwala na przejrzystość analizy wartości, ale także eliminuje problem podejścia do ujęcia amortyzacyjnego inwestycji, które wykracza poza zakres analizy, tj. 2040 r. Na uwagę zasługują także nakłady na OZE. Szczegółowy zakres planowanych nakładów inwestycyjnych w sektorze wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii przedstawiono odpowiednio w dwóch tabelach poniżej, a także na rysunku – dla wytwarzania.

Tabela 100. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej [mln EUR'2016]

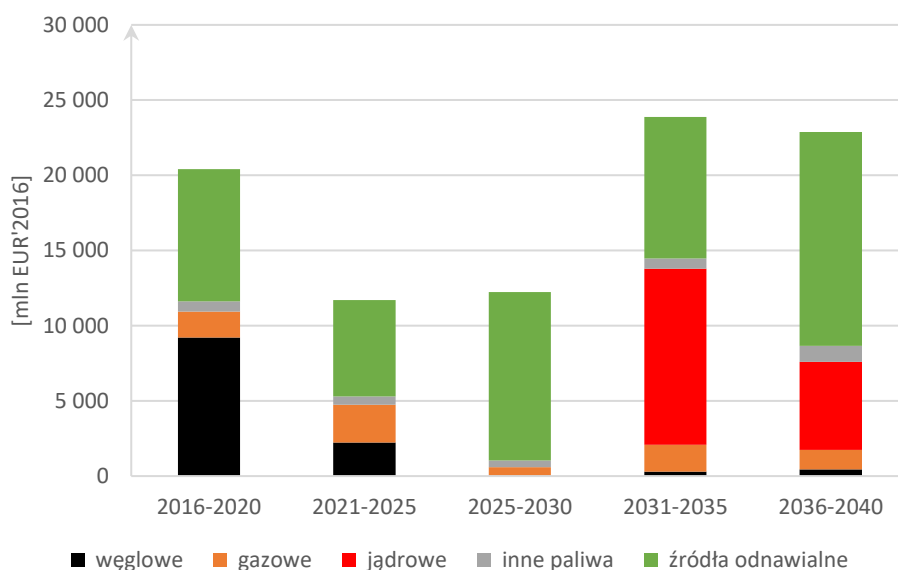
	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
sieć przesyłowa	1 393	1 740	2 897	2 375	2 402	10 807
sieć dystrybucyjna	7 108	8 280	7 638	7 397	7 085	35 597
łącznie	8 501	10 020	10 535	9 772	9 487	46 404

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Tabela 101. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mln EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
wg rodzaju						
elektrownie	14 858	8 008	9 246	21 459	19 445	73 016
elektrociepłownie	3 824	3 234	2 784	1 981	2 874	14 697
DSR/magazyny en.	25	64	199	439	561	1 288
dost. do IED/BREF	1 700	400	0	0	0	2 100
wg paliw						
węglowe	9 222	2 237	0	287	446	12 192
gazowe	1 709	2 511	591	1 802	1 298	7 911
jądrowe	0	0	0	11 700	5 850	17 550
inne	694	539	446	689	1 061	3 430
odnawialne	8 782	6 419	11 192	9 401	14 225	50 019
wodne	110	317	120	120	120	787
wiatrowe	5 966	1 842	7 467	5 504	10 025	30 804
fotowoltaiczne	2 004	2 156	1 659	2 819	2 838	11 475
biomasa	407	1 318	1 109	93	278	3 206
biogaz	294	786	837	865	964	3 747
łącznie nakłady na moce wytwórcze en. elektrycznej	20 407	11 706	12 229	23 879	22 880	91 101

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.



Rysunek 54. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzającym w latach 2016-2040 [mln EUR'2016]

W sektorze ciepłowniczym (wytwarzanie oraz dystrybucja) nakłady inwestycyjne w okresie 2016-2030 dla scenariusza PEK wynoszą 12,0 mld EUR'2016 oraz **17,3 mld EUR'2016 w okresie 2016-2040**. W sektorze tym, znacznych nakładów inwestycyjnych wymagać będzie wymiana starych kotłów opalanych węglem kamiennym na kotły na biomasę i gaz ziemny. Istotną część tych nakładów pochłonie również modernizacja kotłów i proces dostosowywania do wymagań środowiskowych. Kolejnym istotnym czynnikiem kosztowym jest modernizacja i rozwój sieci ciepłowniczych, która zgodnie z zaprezentowanymi szacunkami pochłonie w okresie 2016-2030 ok. 4 mld EUR'2016, a w okresie 2016-2040 niecałe 6 mld EUR'2016. W tabeli poniżej zaprezentowano szacunki odnośnie nakładów inwestycyjnych na realizację scenariusza PEK w ciepłownictwie sieciowym.

Tabela 102. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania i dystrybucji ciepła sieciowego (bez ciepłowni przemysłowych) [mln EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
kotły ciepłownicze	292	1 254	2 349	241	733	4 868
magazyn ciepł.	13	28	0	7	0	47
modernizacja	1 898	1 476	843	2 020	505	6 742
łącznie wytwarzanie	2 202	2 758	3 192	2 267	1 238	11 657
łącznie dystrybucja ciepła sieciowego	1 265	1 486	1 158	960	804	5 680

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

5.3.1.2. Nakłady inwestycyjne na cele energetyczne w pozostałych sektorach

W tabeli poniżej zestawiono szacowane nakłady inwestycyjne na cele energetyczne w pozostałych sektorach gospodarki krajowej tj.: w przemyśle, usługach, transporcie, gospodarstwach domowych oraz rolnictwie. Nakłady te zostały ujęte w tabeli poniżej, a szczegółowy ich rozdział na poszczególne sektory został zaprezentowany w kolejnej tabeli. należy zauważyć, że w każdym przypadku nakłady w scenariuszu PEK są wyższe niż w ODN.

Tabela 103. Prognozowane nakłady inwestycyjne na cele energetyczne w pozostałych sektorach dla poszczególnych scenariuszy [mld EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
PEK	41,4	55,1	49,7	33,8	26,2	206,2
ODN	36,7	39,3	35,7	27,6	22,9	162,3

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Tabela 104. Prognozowane nakłady inwestycyjne na cele energetyczne w pozostałych sektorach [mld EUR'2016]

Sektory:

Przemysł

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	3 215	3 990	774
2021-2025	3 681	5 636	1 955
2026-2030	3 047	4 575	1 528
2031-2035	2 523	3 722	1 199
2036-2040	2 070	3 040	970
2016-2020	14 536	20 092	6 427

Uwagi:

Wymiana technologii dostarczających ciepło procesowe (piece technologiczne i ciepłownie przemysłowe). Wymiana i modernizacja napędów elektrycznych oraz źródeł światła, działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej.

Transport

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	17 165	17 738	574
2021-2025	19 857	25 470	5 612
2026-2030	17 551	22 894	5 343
2031-2035	11 418	14 370	2 952
2036-2040	9 721	11 553	1 832
2016-2020	75 713	92 025	16 312

Nakłady na infrastrukturę kolejową (tory, stacje, tabor), rozwój transportu intermodalnego, rozwój infrastruktury do ładowania pojazdów napędzanych energią elektryczną i CNG, rozbudowę portów lotniczych i morskich, regulację rzek, wymianę taboru zbiorowej komunikacji samochodowej.

Gospodarstwa domowe

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	9 970	12 071	2 102
2021-2025	9 734	15 867	6 133
2026-2030	9 696	14 543	4 847
2031-2035	8 714	9 478	764
2036-2040	6 697	6 772	75
2016-2020	44 811	58 732	13 921

Nakłady inwestycyjne na termomodernizację, modernizację i wymianę źródeł ciepła (CO, CW), wymianę źródeł światła na energooszczędne, wymianę urządzeń elektrycznych na energooszczędne, zakup nowych energooszczędnych urządzeń elektrycznych.

Usługi

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	1 304	2 446	1 142
2021-2025	1 329	3 251	1 921
2026-2030	1 181	3 145	1 965
2031-2035	1 042	2 057	1 015
2036-2040	925	966	41
2016-2020	5 781	11 865	6 084

Nakłady inwestycyjne na termomodernizację, modernizację i wymianę źródeł ciepła (CO, CW), wymianę źródeł światła na energooszczędne w pomieszczeniach usługowych, modernizację i wymianę oświetlenia ulicznego, wymianę urządzeń elektrycznych na energooszczędne, zakup nowych energooszczędnych urządzeń elektrycznych.

Rolnictwo

	ODN	PEK	różnica
2016-2020	5 076	5 110	34
2021-2025	4 680	4 849	169
2026-2030	4 254	4 560	306
2031-2035	3 872	4 223	350
2036-2040	3 532	3 863	332
2016-2020	24 414	22 606	1 192

Nakłady inwestycyjne na termomodernizację, modernizację i wymianę źródeł ciepła (CO, CW), wymianę źródeł światła na energooszczędne, wymianę i zakup ciągników i maszyn rolniczych na mniej energochłonne.

Poniżej przedstawiono szacunki odnośnie wymaganych nakładów inwestycyjnych na przeprowadzenie założonej w scenariuszu PEK termomodernizacji budynków. Szacunki te opierają się na założeniu, że do 2030 r. 70% ogółu budynków mieszkalnych będzie w pełni lub częściowo ocieplona. W odniesieniu do sektora usługowego założono, że do 2030 r. ocieplonych będzie ok. 78% całkowitej powierzchni użytkowej budynków publicznej służby zdrowia, administracji i oświaty oraz od 70-75% powierzchni hoteli, biur, warsztatów i magazynów funkcjonujących w ramach usług niekomercyjnych.

Tabela 105. Prognozowane nakłady inwestycyjne na termomodernizację budynków [mld EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
PEK	3 111	7 372	7 532	4 619	1 518	24 151
ODN	1 689	1 839	1 865	1 889	1 905	9 186

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

5.3.2. Czynniki ryzyka sektorowego lub rynkowego bądź bariery w kontekście krajowym i regionalnym

5.3.2.1. Sektor elektroenergetyczny – ryzyka sektorowe

Sektor elektroenergetyczny narażony jest na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności oraz funkcjonowania w określonym otoczeniu rynkowym i regulacyjnym.

W energetyce zarówno procesy inwestycyjne, jak i czas zwrotu z inwestycji są długie. Dlatego formułowane przez organizacje międzynarodowe, w szczególności Unię Europejską, jak i przez państwo polskie dokumenty strategiczne, regulacje oraz polityka właścicielska państwa są bardzo istotne i mają duży wpływ zarówno na decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych jak i na skutki tych decyzji.

Ryzyko regulacyjne

Jednym z istotnych czynników ryzyka wpływających na rozwój i funkcjonowanie polskiego sektora energetycznego są regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, wyznaczającego cel redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku oraz pakietu: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, którego celem jest prawna realizacja koncepcji unii energetycznej. Szereg ryzyk wynika z zaostrzania się norm emisyjnych oraz zasad funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS – *ang. European Trading System*). Zasadniczym problemem związanym z cenami uprawnień do emisji CO₂ jest brak możliwości przyjęcia jednoznacznie właściwych ścieżek tych cen. Oznacza to, że przedsiębiorstwa energetyczne nie wiedzą w jaką technologię zainwestować, więc wolą odłożyć decyzję inwestycyjną na później.

Zagrożeniem dla rozwoju sektora energetycznego są też inne regulacje UE realizowane w ramach polityki środowiskowej i związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń. Można do nich zaliczyć dyrektywę IED oraz konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania, zgodnie z unijną dyrektywą 2010/75/UE („Konkluzje BAT dla LCP”). Z uwagi na niepewność co do ich brzmienia w ostatecznym kształcie (w szczególności w odniesieniu do rewizji BAT/BREF), są potencjalnie istotnym czynnikiem ryzyka, mogącym przełożyć się na zmianę poziomu wydatków inwestycyjnych w sektorze, kierunku tych wydatków lub nawet rentowności projektów, które po kilku latach budowy mogą zostać uznane za niesprzyjające transformacji energetycznej.

Z podobnym zagrożeniem wiąże się wpływ rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej („EMR”) oraz dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej („EMD”), których celem jest stworzenie nowej struktury jednolitego rynku energii m.in. poprzez wprowadzenie wielu rozwiązań prokonsumenckich oraz uelastyczenie rynku i ingerencja w strukturę mechanizmów.

Przy odpowiednio dużej przepustowości połączeń transgranicznych istotną część popytu krajowego na energię będzie mogła być zaspokojona przez wytwórców, zlokalizowanych poza granicami Polski. Inwestor badający wykonalność projektu inwestycyjnego musi *de facto* wziąć pod uwagę potencjalne ryzyko, a także strategie i ceny energii elektrycznej, oferowanej przez wytwórców zlokalizowanych poza granicami Polski. Istotną barierą są również nieuregulowane stany prawne, związane z trudnościami w pozyskiwaniu terenów lub dostępu do nich w ramach prowadzenia nowych inwestycji (w szczególności w segmencie dystrybucji).

Ryzyko rynkowe

Istotnym czynnikiem rynkowym jest niepewność w odniesieniu do przyszłych poziomów cen energii elektrycznej oraz produktów powiązanych, np. praw majątkowych czy uprawnień do emisji CO₂ oraz ryzyko związane z wolumenem sprzedawanej energii elektrycznej (wynikające z niepewności co do determinant popytu na energię elektryczną oraz ciepło). Rzeczywiste wystąpienie czynników ryzyka należących do tej grupy, może mieć niekorzystny wpływ na wynik finansowy podmiotu, przejawiający się m.in. jako ograniczenie generowanych przychodów, wzrost kosztów czy też redukcja marży.

Dość duże znaczenie ma istotny udział wyeksploatowanej, wysokoemisyjnej energetyki opartej na węglu kamiennym i brunatnym, która w najbliższych kilkunastu latach zostanie stopniowo wycofana z systemu, także ze względu na niespełnianie norm emisyjnych. Stanowi to problem dla generowania nowych inwestycji, zwłaszcza przy niedostatecznych środkach w gospodarce. Występuje również presja na wyniki operacyjne polskich koncernów energetycznych, wywołana przez konkurencję wolnego rynku energii w UE, co będzie powodowało ograniczenie ich możliwości inwestycyjnych.

Należy także zauważyć ryzyko wynikające z niechęci banków do projektów w energetykę konwencjonalną czy inne źródła nieoparte o OZE. Może to powodować brak dostatecznych ilości mocy w systemie, zapewniających stałe dostawy energii dla gospodarki.

Ryzyko wynikające z zasad tzw. zrównoważonego finansowania

Zgodnie propozycją zrównoważonego finansowania, określoną przez Grupy Ekspertów Wysokiego Szczebla (HLEG), działalność ekonomiczna ma być klasyfikowana pod kątem środowiskowym. Wśród kryteriów określających czy dana działalność jest zrównoważona, proponowane jest wygaszanie antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych, w tym ze źródeł bazujących na paliwach kopalnych. Można przyjąć, że w przypadku działalności, która zostanie zaklasyfikowana jako niezrównoważona stworzone zostaną bodźce, aby skierować kapitał z rynków finansowych w kierunku innej działalności np. poprzez większe wymogi ostrożnościowe w zakresie zabezpieczenia pożyczek na te inwestycje, czy też niższy rating. Oznacza to, że pozyskanie kapitału prywatnego na inwestycje w działalność uznaną za niezrównoważoną będzie trudniejsze niż obecnie.

W związku z tym dla instytucji zajmujących się zarządzaniem aktywami i inwestycjami ma zostać wprowadzony obowiązek włączenia czynników związanych ze zrównoważonym finansowaniem (Economic, Social & Governance „ESG”) do swojej głównej działalności, tj. dopasowanie procesów, wewnętrznych procedur, zasad zarządzania ryzykiem oraz polityki sprzedaży do propozycji Komisji Europejskiej. W przypadku gdy projekt nie sprzyja realizacji celów klimatycznych i *Agendy 2030* może być trudniej o kredyt, bądź ubezpieczenie projektu. Aktualnie znaczna część członków rynku finansowego (m.in. fundusze inwestycyjne, firmy ubezpieczeniowe, jak również banki) ma już obowiązek poinformowania klienta o istnieniu rozwiązania uwzględniającego ESG.

Ryzyko technologiczne

Rozwój sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym, oprócz spodziewanych ogromnych korzyści niesie ze sobą także ryzyka. Znaczna część inwestycji w moce wytwórcze kierowana jest w odnawialne, ale niestabilne źródła energii, przy niedostatecznym rozwoju technologii, które pozwalają na lepszą integrację OZE z systemem elektroenergetycznym – w szczególności dyspozycyjne źródła wytwarzające energię po konkurencyjnych cenach, a przede wszystkim rozwój technologii magazynowania energii, w tym wykorzystania wodoru.

Trzeba też zauważyć, że w Polsce występują nieliczne podmioty, które mogą konkurować z zagranicznymi dostawcami technologii energetycznych, zarówno ze względu na doświadczenie, jak

i warunki ekonomiczne. Polski sektor energetyczny może być zatem narażony na niekorzystną pozycję w zakresie inwestycji, jak i późniejszej ich obsłudze.

Polska podejmuje wyzwania w działalności badawczo-rozwojowej sektora energetycznego, jednakże w szczególności dostęp do kapitału jest znacznie niższy niż w bogatszych gospodarkach. Może to mieć znaczenie dla pozyskiwania nowych technologii, jednakże czynione są starania skutkujące współpracą międzynarodową lub pozyskiwaniem środków zagranicznych.

Ryzyko w obszarze przesyłu i dystrybucji

Nieco korzystniejsza wydaje się sytuacja działalności w operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Choć wyzwania wynikające z nowych regulacji nakładają na nich szereg zadań, ryzyko inwestycyjne operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego jest dużo niższe, głównie z uwagi na stabilne regulacje, jakim podlegają te podsektory, tj. określony zwrot nakładów inwestycyjnych, zapewniony przez regulatora w taryfie przesyłowej i dystrybucyjnej. Pomimo tego, podsektor przesyłu, boryka się z problemem planowania długoterminowych projektów. Plany budowy nowych mocy kształtują się i zmieniają na przestrzeni lat, np. w zakresie parametrów bądź wyboru technologii. Sieć jest budowana w procesie wieloletnim, dlatego trudno jest nadążyć za zmianami rynkowymi, które dokonują się w międzyczasie. Budowa sieci przesyłowej jest silnie uzależniona od tego, w jakim tempie i zakresie są budowane nowe jednostki wytwórcze. Rolą OSP jest bowiem zapewnienie mocy i włączenie tych jednostek do wspólnej sieci.

Ponadto dużą przeszkodą w prognozowaniu rozwoju sieci, zarówno przesyłowych jak i dystrybucyjnych, jest też brak społecznego zrozumienia dla konieczności budowy nowych sieci.

5.3.2.2. Sektor ciepłowniczy – ryzyka sektorowe

W nadchodzącym czasie przed ciepłownictwem stoi bardzo wiele wyzwań związanych z nowymi regulacjami. Dla branży najważniejszymi aktami prawnymi mającymi wpływ na jej funkcjonowanie na lokalnym rynku, jest dyrektywa o OZE i efektywności energetycznej, oraz dyrektywa o charakterystyce energetycznej budynków. Na ciepłownictwo istotnie wpływ ma wdrożenie w Polsce rynku mocy i nowego systemu wsparcia dla kogeneracji.

Obecny stan sektora ciepłownictwa charakteryzuje bardzo wysoki poziom uzależnienia wytwarzania ciepła od węgla kamiennego jako paliwa oraz duży stopień zużycia urządzeń produkujących ciepło i sieci przesyłowych, odziedziczony w spadku po wcześniejszym systemie gospodarczym;

Występuje też „pułapka” kosztowa modernizacji technologii wytwarzania ciepła, wynikająca z tego, że z jednej strony, unowocześnienie technologii z reguły wymaga zastąpienia węgla przez inne paliwa konwencjonalne, które są znacznie droższe, a z drugiej strony ze słabości kapitałowej większości przedsiębiorstw ciepłowniczych, co zmusza te przedsiębiorstwa do powierzania inwestycji modernizacyjnych „trzeciej stronie finansującej”, tj. wyspecjalizowanym, firmom typu ESCO, dążącym do osiągnięcia wysokiej marży i zwrotu poniesionych nakładów w krótkim okresie czasu;

Występuje też „pułapka” cenowa inwestowania w ochronę środowiska, polegająca na występowaniu mechanizmów skłaniających przedsiębiorstwa ciepłownicze do przedsięwzięć ograniczających zanieczyszczenie środowiska oraz jednoczesnych trudnościach z dostępem do tanich instrumentów finansowania tych przedsięwzięć, co w konsekwencji przyczynia się do bezpośredniego i istotnego wzrostu cen ciepła wskutek wdrożenia inwestycji ekologicznej.

Ryzyko właścicielskie

W Polsce większość systemów ciepłowniczych jest własnością komunalną, tzn. nie posiada istotnego zaplecza finansowego, gwarantującego skierowanie znaczących środków na inwestycje. W przypadku dużych grup kapitałowych, wypracowane przepływy finansowe mogą być kierowane na pojedyncze inwestycje. Mniejsze przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mają tak atrakcyjnego dostępu do rynku finansowego jak duże podmioty, operujące na większym, pewniejszym rynku. Pozostają do wykorzystania kredyty komercyjne, które często są obciążone dużym ryzykiem ich otrzymania. Instytucje finansujące nie są bowiem skłonne udzielać kredytów podmiotom, które stoją w obliczu zaostrzających się norm, rosnących kosztów środowiskowych oraz restrykcyjnych taryf. Szansą są mechanizmy wsparcia finansowego ze środków przeznaczonych na poprawę efektywności energetycznej, czy rozwój OZE.

Ryzyko regulacyjne

Duży wpływ na branżę będą mieć też uchwalone w kwietniu 2017 roku unijne standardy BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania LCP (*ang. Large Combustion Plants*), wprowadzające restrykcyjne wymogi, w szczególności w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Zafunkcjonują one od 2021 roku i nałożą rygorystyczne kryteria emisji związków azotu, siarki i pyłów dla wszystkich jednostek wysokiego spalania, o mocy powyżej 50 MW. Równie ostre wymogi dotyczą jednostek małych i średnich od 1 do 50 MW - to z kolei wymóg dyrektywy w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa MCP).

Kolejnym, dużym zagrożeniem dla inwestycji w rozwój branży ciepłowniczej są unijne i krajowe regulacje, które pozbawiają tzw. nieefektywne³² systemy ciepłownicze możliwości pozyskania wsparcia ze środków publicznych. Przez to inwestycje w sieci są nieopłacalne jako przedsięwzięcia biznesowe, bo zwracają się zwykle po kilkudziesięciu latach. Takie inwestycje są jednak prowadzone, aby zwiększać bezpieczeństwo dostaw ciepła, a także, aby podłączać nowych odbiorców. Obecnie w całym systemie ciepłowniczym w Polsce, praktycznie tylko 20 proc. systemów, są to systemy efektywne, czyli takie, które są przyjazne dla środowiska i rzeczywiście mogą przyczynić się do walki ze smogiem i które spowodują, że lepiej będzie można wykorzystać paliwo lokalne.

W nadchodzącej dekadzie powinny zostać przeprowadzone głębokie modernizacje systemów ciepłowniczych, które w wielu szczególnie mniejszych miastach zminimalizują ryzyko utraty dotychczasowych źródeł zaopatrzenia w ciepło i pogorszenie jakości powietrza oraz pozbawią możliwości doprowadzenia niektórych przedsiębiorstw do likwidacji, z powodu braku wystarczających, własnych środków finansowych na inwestycje. Pewnym zagrożeniem i ryzykiem dla inwestycji w branży ciepłowniczej, jest też obecny model regulacji, który powinien być bardziej elastyczny i dawać przedsiębiorcy możliwość uzyskania godziwego zwrotu na kapitale, żeby ten mógł pozyskać środki na inwestycje niezbędne do sprostania wymogom emisyjnym. Aktualnie przedsiębiorstwa ciepłownicze mają ograniczone możliwości pozyskania przychodów, które pozwoliłyby im na odtworzenie majątku wytwórczego (nie mówiąc już o całkowitej zmianie technologii wytwarzania) i rozwoju sieci. Koniecznym działaniem jest zrewidowanie obecnej polityki taryfowej, aby w większym stopniu przyczyniała się do rozwoju sektora i zapewniała zagwarantowanie więcej środków na rozwój systemu, w celu zapewnienia świadczenia lepszej jakości usług.

³² Dyrektywa 2012/27/UE o efektywności energetycznej wprowadza definicję „efektywnych systemów ciepłowniczych (chłodniczych)” – efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy oznacza system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych, lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50% wykorzystuje połączenie takiej energii i ciepła.

Kolejnym ważnym czynnikiem ryzyka mającym wpływ na rozwój sektora ciepłownictwa, to brak możliwości rozbudowy sieci, który jest wynikiem braku regulacji prawnych w zakresie planowania przestrzennego. Ciepłownictwo podobnie jak wiele innych biznesów sieciowych, napotyka na poważne trudności w przepisach planowania przestrzennego i w efekcie na problemy z dostępem do gruntu. Wytyczenie i wybudowanie nowych sieci ciepłowniczych wraz z formalnym uzyskaniem zgód właścicieli działek, jest bardzo czasochłonne i kosztowne. Jest to dodatkowa bariera dla rozwoju ciepłownictwa, która może zawęzić obszar ich działalności do tych części miast, które już obecnie są wyposażone w sieci ciepłownicze.

W wielu też przypadkach ciepło z sieci miejskiej nie będzie atrakcyjną opcją dla deweloperów. Wynika to z przepisów dyrektywy 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, która w przypadku ciepła sieciowego z węgla, nakłada na inwestora obowiązek podniesienia standardu energetycznego budynku (czyli zmniejszenia jego energochłonności, lub dodania odnawialnego źródła energii). Może się okazać, że indywidualny kocioł na gaz lub pellet będzie dla inwestora tańszy, niż podłączenie się do sieci ciepłowniczej.

Ryzyko rynkowe

Niektóre przedsiębiorstwa ciepłownicze ulegają likwidacji, ponieważ nie posiadają wystarczająco dużo własnych środków finansowych na inwestycje. Nie są w stanie ich pozyskać z rynku komercyjnego, a nie mogą starać się o pomoc publiczną, ponieważ mają status „nieefektywnych systemów” i nie są w stanie przejść do kategorii „systemów efektywnych energetycznie”.

Kolejnym problemem sektora jest spadek zapotrzebowania na ciepło, wskutek prowadzonej termomodernizacji budynków, przyłączonych obecnie do sieci. Nowe obiekty budowane są często poza siecią, ponieważ dla inwestorów bardziej opłacalne staje się zaopatrzenie w ciepło z indywidualnych źródeł. Wzrasta też ryzyko upadku innych przedsiębiorstw, z powodu spadającego zapotrzebowania i ponoszenia koniecznych nakładów na ograniczenie emisji. Nowe inwestycje proekologiczne przekładają się bowiem na wyższe ceny jednostkowe sprzedanego ciepła, co z kolei jeszcze zmniejsza popyt na usługi ciepłownicze i nakręca kolejną, spiralę podwyżek cen.

System wsparcia dla kogeneracji, który wszedł w życie w 2019 r. może stworzyć stabilne warunki funkcjonowania inwestycji kogeneracyjnych oraz może być widocznym impulsem do budowy nowych jednostek kogeneracyjnych, zwłaszcza tam, gdzie w tej chwili znajdują się ciepłownie. Obecna nienajlepsza kondycja sektora ciepłowniczego ogranicza jednak możliwość przekształcenia części kotłów ciepłowniczych w kogenerację. Potencjał jest jednak znaczący.

Z punktu widzenia wsparcia kogeneracji, bardzo poważnym ryzykiem dla inwestorów, będzie właściwy, optymalny wybór paliwa, dokonany w wyniku oszacowanych i obarczonych zwykle dużym marginesem błędu, prognoz ścieżek wzrostu cen poszczególnych paliw, jak i cen pozwoleń na emisję CO₂. Parametry te są bowiem bardzo istotne dla całej ekonomiki realizowanych przedsięwzięć.

5.3.2.3. Sektor gazowy – ryzyka sektorowe

Rozwój infrastruktury gazowej w Polsce determinowany jest przede wszystkim koniecznością zapewnienia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski oraz rozwojem połączeń importowych i eksportowych zapewniających integrację europejskich rynków. Szczególnie ważne jest zapewnienie alternatywnych dostaw gazu w stosunku do aktualnych kierunków. Historyczne uwarunkowania spowodowały, że KSP rozbudowywany był w sposób umożliwiający wyłącznie transport gazu rosyjskiego, ze wschodu na zachód kraju. Stworzyło to sytuację całkowitego uzależnienia się od dostaw z jednego kierunku. Operator systemu przesyłowego w ostatnich latach w celu likwidacji barier dostępu

do sąsiadujących, zagranicznych rynków gazu, zrealizował szereg działań zmierzających w stronę dywersyfikacji kierunków oraz źródeł dostaw gazu ziemnego, dążąc do zminimalizowania ryzyka uzależnienia się od historycznie dominującego dostawcy (Rosji).

Kontynuowane przez OSP (GAZ-SYSTEM S.A.) działania integrujące Polskę z regionalnymi rynkami gazu, polegają na budowie połączeń międzysystemowych i kontynuowaniu rozbudowy krajowej sieci przesyłowej, umożliwiającymi dostawy gazu z dowolnego kierunku i udrażniających przepływ w zidentyfikowanych tzw. „wąskich gardłach” w systemie przesyłowym. Likwidowane są dzięki temu kolejne bariery, w efekcie których wzrasta poziom dywersyfikacji źródeł dostaw gazu oraz techniczne możliwości dostępu do alternatywnych, konkurencyjnych rynków zachodnich.

Ryzyko regulacyjne

Kluczowe bariery i ryzyka procesu inwestycyjnego z punktu widzenia inwestora, to przede wszystkim długotrwały proces wprowadzania inwestycji liniowych do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, problem z pozyskiwaniem tytułów prawnych do nieruchomości, brak rygoru natychmiastowej wykonalności decyzji administracyjnych, długie terminy wnoszenia zastrzeżeń, odwołań i skarg, co skutkuje zwiększeniem kosztów realizacji projektów. Z uwagi na przewlekły proces wydawania pozwoleń, długotrwały proces odwoławczy oraz możliwość stwierdzenia nieważności wydanych decyzji administracyjnych, znacznie przeciągają w czasie czas ich realizacji, mogą spowodować zaniechanie lub odłożenie kluczowych decyzji inwestycyjnych w czasie. Dużym problemem pozostają również kwestie pozyskiwania zgód od właścicieli nieruchomości, co skutkuje wydłużeniem procesu inwestycyjnego. Powoduje to, że projekty realizowane na granicy opłacalności stają się nieopłacalne.

Ryzyko rynkowe

W sektorze gazowym, operator gazociągów przesyłowych reagując na sygnały z rynku o wzroście zapotrzebowania na gaz ziemny prowadzi szereg inwestycji infrastrukturalnych. Trudności, które napotyka OSP są charakterystyczne dla całego sektora budowlanego i dotyczą ograniczonego potencjału, zarówno wykonawczego, jak i projektowego. Dostrzega się wzrost cen usług wykonawstwa, co jest spowodowane ograniczonymi zasobami na rynku. Ponadto w niektórych przetargach ceny ofert przekraczają szacunkową wartość budżetu zamawiającego. Duże przetargi na kompleksową realizację budowy gazociągów mogą wiązać się z zawyżonymi ofertami oraz zwiększają ryzyko dotrzymania terminu ukończenia inwestycji przez wykonawcę.

Największym wyzwaniem dla wykonawcy jest zgromadzenie niezbędnych zasobów i materiałów w początkowym okresie umowy. Kolejnym jest różnorodność branżowa prac przygotowawczych, które obejmują działania w kilku obszarach, wykraczających poza właściwe roboty gazownicze. Często wykonawcy nie realizują ich siłami własnymi. Komplikuje to proces wykonawczy, ze względu na konieczność pozyskania specjalistycznego wyposażenia i wykwalifikowanej kadry albo udziału podwykonawców. Problemy, z jakimi boryka się branża budowlana dotyczą głównie ograniczonego potencjału wykonawczego oraz projektowego.

5.3.2.4. Sektor paliw ciekłych – ryzyka sektorowe

Ze względu na ograniczenia w dostępie do krajowych zasobów ropy naftowej, z punktu widzenia Polski kluczowe jest działanie w kierunku dywersyfikacji dostaw oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw ciekłych. Dalsza dywersyfikacja importu ropy naftowej wymaga przede wszystkim rozwiniętej i sprawnie funkcjonującej infrastruktury wewnętrznej, tak by ograniczyć bariery w dostawach i zapewnić możliwość zwiększenia importu surowca drogą morską. Aby zapewnić

techniczne możliwości zróżnicowania źródeł dostaw ropy do krajowych rafinerii, konieczne są również inwestycje zwiększające naziemną infrastrukturę magazynową.

Ryzyko rynkowe

Rynek paliw w Polsce zaopatrywany jest z dwóch źródeł: producenci krajowi (PKN Orlen S.A. i Grupa LOTOS S.A.) oraz importerzy. Do głównych rodzajów ryzyk rynkowych, na które narażony jest sektor paliw ciekłych w ramach prowadzonej działalności, należy ryzyko towarowe – związane ze zmianami: marż rafineryjnych i petrochemicznych realizowanych na sprzedaży produktów, poziomu dyferencjału brent/ural, cen ropy naftowej i produktów oraz cen uprawnień do emisji CO₂.

Ogólna sytuacja gospodarcza wywiera istotny wpływ na poziom konsumpcji paliw i tym samym determinuje poziom sprzedaży, cen produktów sektora paliw ciekłych oraz jego sytuację finansową i w konsekwencji zdolność do dalszego rozwoju. Rynek paliw jest narażony również na ryzyko wynikające z działalności tzw. „szarej strefy”, związanej przede wszystkim z wprowadzeniem na rynek paliwa z pominięciem obowiązków zapłaty podatków. Firmy z sektora paliw ciekłych są narażone na zakłócenia przerobu ropy spowodowane niedostępnością usług logistycznych za pośrednictwem rurociągu oraz niestabilną sytuacją w państwach wydobywających ropę naftową. Istotne znaczenie może mieć również zmiana parametrów dostarczanej ropy i związane z nimi niższe uzyski produktów białych, a także prowadzone postroje remontowe instalacji produkcyjnych. Rozbudowa np. istniejących i budowa nowych rafinerii w Rosji, może skutkować zmniejszeniem wolumenów rosyjskiej ropy naftowej kierowanej na eksport i w konsekwencji zmniejszeniem dostępności tego surowca dla odbiorców europejskich, w tym do firm polskich.

W sektorze paliw ciekłych głównym rodzajem działalności jest segment *downstream*, czyli przerób ropy naftowej na produkty ropopochodne, w tym paliwa, oraz sprzedaż tych produktów odbiorcom. Segment *upstream* to sektor wydobywczy, który obejmuje poszukiwanie potencjalnych podziemnych lub podwodnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, wiercenie odwiertów poszukiwawczych i eksploatację odwiertów, które pozwalają na odzyskanie i wyniesienie na powierzchnię ropy naftowej lub gazu ziemnego. Projekty wydobywcze są obciążone szeregiem ryzyk geologicznych i operacyjnych, które mogą uniemożliwić realizację oczekiwanych zysków. Realizacja tych projektów może się opóźnić lub może się nie powieść wcale, przede wszystkim z powodu wysokiego ryzyka poszukiwawczego tego typu działalności, przekroczenia kosztów, niższych niż zakładane cen ropy i gazu, wyższych niż zakładano obciążeń fiskalnych, niekorzystnych zmian w regulacjach sektorowych, niedoborów sprzętu oraz wykwalifikowanej kadry pracowników, trudnych warunków atmosferycznych czy trudności w znalezieniu partnerów do współdzielenia ryzyka i kosztów związanych z prowadzeniem projektów. Projekty te mogą również często wymagać korzystania z nowych, zaawansowanych technologii, które są kosztowne w opracowaniu, nabyciu i realizacji i mogą nie funkcjonować zgodnie z oczekiwaniami.

Trzeba także zauważyć, że ryzykiem dla sektora jest konieczność udziału w realizacji celu zwiększania udziału OZE w transporcie. Podmioty napotykają trudności technologiczne w blendowaniu estrów metylowych i bioetanolu oraz spełnianiu wymogów dotyczących rodzajów biokomponentów do zaliczenia celu. Ponośzone koszty mogą mieć także wpływ na konkurencyjność tych podmiotów.

5.3.3. Analiza dodatkowego publicznego wsparcia finansowego w celu uniknięcia zidentyfikowanych ryzyk

Znaczna część ryzyk nie jest możliwa do uniknięcia ze względu na to, że są wynikiem zmian na rynku, które zaszyły lub które zajdą w następstwie wdrażania regulacji unijnych. Szereg ryzyk zostanie wyeliminowany w następstwie wdrażania polityk i działań przewidzianych w KPEiK, a których finansowanie zostało opisane w tej właśnie części dokumentu (część 2 – Polityki i działania).

Istotne znaczenie będzie mieć z pewnością rozwój technologiczny, który może mieć kluczowe znaczenie dla każdego z sektorów.

5.4. Wpływ planowanych polityk i środków na współpracę regionalną i inne państwa członkowskie

5.4.1. Wpływ na system energetyczny w państwach sąsiednich i innych państwach członkowskich w regionie

5.4.1.1. Systemy elektroenergetyczne

Efektywne wykorzystanie połączeń transgranicznych w Europie jest kluczowy dla przyszłego bezpieczeństwa energetycznego. W tym celu Polska zamierza kontynuować aktywną współpracę z państwami sąsiednimi.

Budowa mostu elektroenergetycznego pomiędzy Polską i Litwą jest jedną z ważniejszych inwestycji, zrealizowanych w ostatnich latach przez PSE SA. Głównym elementem projektu była budowa połączenia stacji Ełk Bis ze stacją Alytus na Litwie, która umożliwi wymianę transgraniczną na poziomie do 500 MW.

Linia „LitPol Link” jest aktualnie jedynym połączeniem elektroenergetycznym pomiędzy krajami bałtyckimi oraz systemem Europy kontynentalnej. Dzięki niemu, Litwa, Łotwa i Estonia zyskały możliwość wymiany handlowej z Europą kontynentalną. Połączenie to stanowi pierwszy krok w kierunku desynchronizacji systemu państw bałtyckich od systemu IPS/UPS. Dalszym etapem będzie budowa połączenia stałoprądowego Polska-Litwa zwanego Harmony Link. Termin zakończenia synchronizacji państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej przewidziano na 2025 r.

W perspektywie do 2030 r. PSE S.A. planują rozbudowę sieci wewnętrznej na zachodzie kraju. Inwestycje będą realizowane w ramach projektu „GerPol Improvements” oraz „GerPol Power Bridge I” Analizy przeprowadzone przez operatora wskazują, że rozbudowa sieci przesyłowej w rejonie stacji Krajnik i stacji Mikułowa przyniesie porównywalne efekty w zakresie możliwości zwiększenia importu mocy, co budowa nowego połączenia z systemem niemieckim, natomiast wymaga niższych nakładów inwestycyjnych. Dodatkową korzyścią wynikającą z rozbudowy sieci wewnętrznej jest poprawa pewności wyprowadzenia mocy z krajowych źródeł wytwórczych. Rozbudowa krajowej sieci przesyłowej pozwoli na osiągnięcie 2 000 MW zdolności importowych bez konieczności budowy trzeciego połączenia z Niemcami.

– Wspólna zasada wyznaczania zdolności przesyłowych

Podział Europy na obszary rynkowe CCR (Capacity Calculation Region), który został ustalony decyzją ACER, ma na celu zapewnienie stabilności połączeń regionu zachodniej i wschodniej Europy w kolejnych latach. W poszczególnych regionach CCR operatorzy sieci przesyłowych, wspólnie będą

wyznaczać zdolności przesyłowe na granicach obszarów rynkowych. Granice polskiego obszaru rynkowego przypisane zostały do trzech niezależnych CCR (Hansa, CORE, Baltic).

Celem współpracy OSP w ramach CORE CCR jest połączenie rynków energetycznych wschodnich (CEE) i zachodnich (CWE) w jeden połączony system (CORE). Polska w jego ramach posiada połączenia z Niemcami, Czechami oraz Słowacją.

W perspektywie do 2025 r., w obrębie obszaru CORE, planowane jest wprowadzenie metodyki FBA (flow-based allocation) jako obowiązkowej metody wyznaczania zdolności przesyłowych. Podejście FBA to metoda wyznaczania zdolności przesyłowych, która oparta jest o przepływy fizyczne, a kalkulacja dostępnych zdolności przesyłowych opiera się na współczynnikach rozptywu energii elektrycznej w sieci przy uwzględnieniu marginesów bezpieczeństwa.

Wykorzystywany obecnie wskaźnik poziomu przepustowości wyliczany jest jako stosunek udostępnianych zdolności przesyłowych do mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych w danym państwie członkowskim. Współczynnik ten nie uwzględnia uwarunkowań strukturalnych występujących w systemach elektroenergetycznychco może prowadzić do błędnych wniosków w zakresie potrzeby budowy nowych połączeń transgranicznych. Polska będzie zwiększać transgraniczne zdolności przesyłowe w perspektywie 2030 r. m.in. dzięki realizacji projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania PCI (które wymienione zostały w drugiej części dokumentu – Polityki i działania). Komisja Europejska w oparciu o wyniki prac grupy eksperckiej zaproponowała zestaw nowych progów służących uruchomieniu pilnych działań w zakresie zapewnienia niezbędnej infrastruktury pomagającej osiągnąć cel „interconnectivity” na 2030 r. Te nowe progi pomagające osiągnąć cel „interconnectivity” zostały uwzględnione w przepisach rozporządzenia o zarządzaniu unią energetyczną (rozporządzenie 2018/1999/UE (m.in. Aneks I, Część 1, Sekcja A, pkt. 2.4.1).

Szczegółowych informacji dotyczących rozwoju połączeń dostarcza podrozdział 5.1.5.1. oraz 5.1.5.2.

5.4.1.2. Systemy gazowe

Polska zaplanowała szereg działań, które pozwolą na realną dywersyfikację dostaw energii. Zrealizowane to zostanie przez inwestycje w Baltic Pipe, zwiększenie pojemności terminalu LNG w Świnoujściu, budowę terminala pływającego w Zatoce Gdańskiej oraz budowę/rozbudowę połączeń ze Słowacją i Litwą. Możliwe są także inwestycje w połączeniu z Czechami oraz Ukrainą. Projekty te stanowią polski wkład w realizację koncepcji Trójmorza, której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej – korytarza gazowego północ-południe dla państw Europy Środkowo-Wschodniej oraz planu integracji energetycznej państw bałtyckich.

Dodatkowo, rozbudowa połączeń transgranicznych gazu pozwoli krajom w regionie na zwiększone komercyjne zastosowanie magazynów gazu ziemnego. Ukraina posiada największy w Europie potencjał magazynowania (ponad 30 mld m³) gazu ziemnego, Słowacja posiada magazyny o pojemności prawie 4 mld m³, Czechy ponad 3 mld m³, a na Litwie istnieje możliwość magazynowania 3,2 mld m³ gazu ziemnego. W wyniku zwiększonych zdolności transgranicznego przesyłu gazu powstanie zatem możliwość komercyjnego udostępniania pojemności magazynowych.

We wspólnym interesie wszystkich krajów w regionie leży rozbudowanie sieci połączeń gazowych, tak aby zwiększyć dywersyfikację kierunków dostaw gazu ziemnego na potrzeby gospodarek krajowych regionu Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Działania takie pozwolą na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego w regionie oraz pozwolą ustabilizować ceny nośników energii.

Szczegółowych informacji dostarcza podrozdział 5.1.5.3. i 5.1.5.4.

5.4.1.3. Energetyka jądrowa

Ze względu na konieczność zastąpienia starzejących się mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym od 2030 roku, a także wzrost zapotrzebowania na energię niezbędne jest inwestowanie w nowe źródła. Z budowy bloków elektrowni jądrowej w Polsce płyną przede korzyści w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, dywersyfikacji oraz ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko. Ponadto wpłynie na rozwój rynku energii, zarówno dla Polski, jak i krajów sąsiadujących. Przewiduje się, iż dzięki inwestycji spowolnione zostanie tempo wzrostu cen energii, a w dłuższej perspektywie utrzymanie ich na stabilnym poziomie. Elektrownie jądrowe zapewniają przewidywalność i stabilność pracy. Podniesienie potencjału wytwórczego w Polsce wpłynie na możliwości eksportowe energii do krajów sąsiadujących, połączonych systemami elektroenergetycznymi z Polską, a także budowę wewnętrznego regionalnego rynku energii. Ze względu na niższy jednostkowy koszt wytwarzania w porównaniu do innych technologii energetycznych, spowodowany niewielkim udziałem kosztów paliwa w kosztach całkowitych produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych przyczyni się do stabilizacji hurtowych cen energii elektrycznej.

5.4.1.4. Rynek mocy

Mechanizm rynku mocy został wprowadzony w Polsce na podstawie ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. W aukcjach rynku mocy poza podmiotami krajowymi mogą uczestniczyć zagraniczne jednostki fizyczne wytwórcze oraz redukcji zapotrzebowania znajdujące się w państwach członkowskich Unii Europejskiej, których systemy elektroenergetyczne są przyłączone do polskiego systemu tj. Czechy, Niemcy, Litwa, Słowacja oraz Szwecja. Zagraniczne jednostki muszą poddać się aukcji wstępnej, która po raz pierwszy odbędzie się w 2019 roku. Stąd też jednostki przystąpią po raz pierwszy do aukcji głównej na rok 2024. Dla okresów 2021-2023 zagraniczne jednostki mogą uczestniczyć wyłącznie w aukcjach dodatkowych. W ustawie wyznaczono trzy strefy geograficzne, dla których każdorazowo zostaną określone maksymalne wolumeny Obowiązków Mocowych, możliwe do zaoferowania przez jednostki tych stref. Wstępnie założony poziom wynosi ok. 1 GW.

Rynek mocy stanowić ma impuls inwestycyjny dla zapewnienia stabilności dostaw energii elektrycznej. Rozbudowa aktualnego stanu mocy wytwórczych, w sytuacji znaczących wycofań obecnie funkcjonujących jednostek systemu, ma kluczowe znaczenie dla pewności dostaw oraz pokrycia wzrostu popytu. Zakłócenia działania systemu elektroenergetycznego w Polsce mogłyby mieć konsekwencje również dla krajów sąsiadujących, połączonych z KSE poprzez interkonektory. Mechanizm rynku mocy ma za zadanie zapobiec takim zakłóceniom. Wsparcie dla mocy transgranicznych jest jednym z fundamentów integracji energetycznych rynków Unii Europejskiej.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw opiera się na utrzymaniu zbilansowanego systemu, ciągłości i niezawodności dostaw, ale także transparentności i konkurencyjności rynku hurtowego. Powstanie nowych i modernizacja istniejących jednostek przyczyni się niewątpliwie do poprawy infrastruktury technicznej i utrzymania wymaganych poziomów mocy. Dodatkowo, umożliwi stabilizację cen energii na rynku hurtowym. W wyniku wprowadzenia rynku mocy wzrośnie zdolność rezerwowa, dzięki której okresy niedoboru mocy produkcyjnej w ciągu roku ulegną zmniejszeniu, w efekcie czego, zmaleje ryzyko niedoboru podaży energii elektrycznej. Utrzymanie bezpiecznego, wymaganego poziomu mocy w systemie przyczyni się do budowy stabilnego europejskiego rynku energii.

Realizowane na terenie połączonych europejskich rynków energii dostawy energii elektrycznej z założenia wspierają budowę unii energetycznej. Wykorzystywanie potencjału produkcyjnego stawianych do dyspozycji jednostek państw sąsiednich oraz handel transgraniczny mogą nieść korzyści

dla wszystkich zainteresowanych krajów, takie jak zwiększona konkurencyjność technologiczna, a w rezultacie obniżenie kosztów produkcji. Warunkiem efektywnego wykorzystania mocy produkcyjnych jest eliminacja zakłóceń w handlu transgranicznym, rozbudowana sieci przesyłowych oraz modernizacja sieci dystrybucyjnych. Do lepszej koordynacji przepływów fizycznych i zwiększenia możliwości handlowych pomiędzy systemami, niezbędna jest współpraca operatorów krajów sąsiadujących. Konieczna jest eliminacja ryzyka związanego z niezrealizowaniem zakontraktowanej dostawy mocy, w przypadku, gdy na terenie państwa sąsiedniego występują również problemy ze zbilansowaniem systemu elektroenergetycznego. Możliwość uczestnictwa zagranicznych jednostek w rynku mocy przyczynia się do tworzenia wewnętrznego rynku europejskiego.

Polska zapewniła otwartość mechanizmu dla wszelkiego rodzaju dostawców zdolności wytwórczych – w tym także dla zagranicznych, a także regularność przeprowadzania i konkurencyjność aukcji. Ponadto, w procesie notyfikacji Polska zobowiązała się do wdrożenia reform dotyczących funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Mechanizm rynku mocy został zatwierdzony przez Komisję Europejską, co jednoznacznie wskazuje, iż nie zagraża on integracji rynków energii Polski z krajami sąsiadującymi. Przyczynia się on do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii, zapewniając równocześnie ochronę konkurencji jednolitego rynku, a także nie utrudnia transgranicznych przepływów energii elektrycznej w UE.

5.4.2. Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii

5.4.2.1. Wpływ na ceny energii

Podjęte w zakresie systemów gazowych działania będą mieć niewątpliwie znaczny wpływ na strukturę rynku gazu. Zwiększona dostępność kierunków dostaw w regionie doprowadzi do wzrostu konkurencyjności i stabilności cen paliwa gazowego. Ciężar inwestycyjny, jaki poniesiony musi zostać przez spółki przesyłu gazu w Polsce i krajach sąsiadujących, zostanie częściowo zmniejszony przez wsparcie z funduszy europejskich, a w szczególności przez fundusze przyznane w ramach wsparcia dla projektów będących projektami wspólnego zainteresowania PCI. Wsparcie to pozwoli na częściową mitygację kosztów, celem racjonalizacji wzrostu cen gazu dla odbiorców końcowych.

Obecnie ceny gazu ziemnego dla odbiorców nieprzemysłowych, w regionie są bardzo zróżnicowane. Według danych Eurostatu, w ostatnich trzech latach średnie ceny gazu ziemnego (nieuwzględniające opodatkowania) różniły się w skrajnych przypadkach dwukrotnie. Z wyjątkiem Czech (gdzie cena gazu dla największych odbiorców nieprzemysłowych oscyluje około 12 EUR/GJ), ceny gazu w regionie są niższe niż średnie europejskie. Najniższe ceny gazu (około 5 EUR/GJ) odnotowane zostały na Ukrainie. Od kilku lat ceny gazu na Litwie spadają (do poziomu 6 EUR/GJ w pierwszej połowie 2018 roku), podobnie na Słowacji (do 9,6 EUR/GJ). W przypadku odbiorców przemysłowych ceny gazu ziemnego są dużo bardziej zbliżone i odwrotnie niż poprzednio, wyższe od średniej unijnej. Ceny w regionie wahają się od 6,3 EUR/GJ na Ukrainie do 7,3 EUR/GJ na Litwie. Dostawy gazu z szelfu norweskiego pozwolą, w wieloletniej perspektywie, na zrównanie cen hurtowych paliwa gazowego w regionie.

W odniesieniu do energii elektrycznej należy podkreślić przede wszystkim pozytywne skutki dla państw sąsiadujących, które będą mogły zaimportować pewną energię, szczególnie w okresie niesprzyjających warunków atmosferycznych (słaby wiatr, niskie nasłonecznienie). Będzie to skutkiem budowy energetyki jądrowej, a także częściowo dzięki wdrożeniu rynku mocy, który zapewni impuls do budowy stabilnych źródeł, które poza okresem realizacji obowiązku mocowego, będą mogły stanowić dodatkowe eksportu.

– Integracja rynku energii

W rozporządzeniu KE 2017/2195 (wytyczne dotyczące bilansowania) zawarto szereg zaleceń dotyczących bilansowania energii elektrycznej w tworzonym połączonym systemie europejskim. Współpraca w takim wymiarze pozwoli obniżyć koszty bilansowania oraz zwiększy bezpieczeństwo KSE. W obecnym momencie tworzone są platformy wymiany usług bilansowania wg modelu OSP–OSP. W tym rozwiązaniu dostawca usług jest zobowiązany dostarczyć usługi na rzecz swojego OSP (operatora systemu przesyłowego), który następnie może świadczyć wobec innego, wnioskującego OSP. W ramach rozporządzenia wdrażane są obecnie następujące projekty:

- PICASSO (*The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) to platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (wtórna automatyczna) aFRR. Projekt prowadzony jest przez OSP, którzy przystąpili do inicjatywy jego budowania. PICASSO jest projektowany i wdrażany jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do aktywacji regulacji wtórnej automatycznej biorąc pod uwagę aspekty ekonomiczne, prowadzące do optymalizacji kosztów wykorzystania usługi.
- MARI (*Manual Activated Reserve Initiative*) jest platformą wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (wtórna ręczna) mFRR. Projekt prowadzony jest przez OSP, którzy przystąpili do inicjatywy jego budowania. MARI jest projektowany i wdrażany jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do wymiany energii bilansującej pomiędzy obszarami regulacyjnymi. Energia pochodzi z jednostek zakontraktowanych jako świadczące usługę rezerwy wtórnej aktywowanej ręcznie.
- TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchange*) czyli platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych RR. W projekcie biorą udział poszczególni OSP, którzy dołączyli do inicjatywy jego budowania. TERRE projektowany i wdrażany jest jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do wymiany energii bilansującej pomiędzy obszarami regulacyjnymi. Energia pochodzi z jednostek zakontraktowanych jako świadczące usługę rezerwy trójnej.
- IGCC (*International Grid Control Cooperation*) to projekt dotyczący wprowadzenia procesu kompensacji niezbilansowania pomiędzy OSP dwóch lub więcej obszarów LFC (obszar regulacyjny mocy i częstotliwości). Działania prowadzone są w obrębie jednego lub kilku obszarów połączonych synchronicznie, aby zapobiegać aktywacji energii bilansującej z rezerwy wtórnej (odbudowy) częstotliwości w przeciwnych kierunkach oraz korekty kontrolerów w obszarach LFC konkretnych OSP.

5.4.3. Wpływ na współpracę regionalną

Porozumienie paryskie

Od 2020 roku kraje rozwinięte zobowiązały się do przekazywania krajom rozwijającym się 100 mld USD rocznie na inwestycje w efektywność energetyczną oraz walkę ze szkodliwymi emisjami. Polska znajduje się w gronie państw rozwiniętych i zadeklarowała na konferencji wkład w wysokości 8 mln USD. Kraje zobowiązały się do weryfikacji celów w cyklach 5-letnich. Polska aktywnie współpracuje z wszystkimi państwami, które ratyfikowały porozumienie, realizując działania zmierzające do redukcji emisji gazów cieplarnianych, z jednoczesnym poszanowaniem swojej specyfiki społeczno-gospodarczej. Bierze także czynny udział w organizacji kolejnych szczytów klimatycznych (Poznań, Warszawa, Katowice), których celem jest osiągnięcie postępu w tworzeniu zasad i obowiązków wdrażania Porozumienia.

Transfer statystyczny

W ramach współpracy na szczeblu międzynarodowym pomiędzy Polską a krajami UE (oraz Konfederacji Szwajcarskiej i członków EFTA) dozwolone jest przekazanie w danym roku określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE. Porozumienie odbywa się za pomocą tzw. transferu statystycznego, który jest tworzony na podstawie umowy międzynarodowej lub umowy cywilnoprawnej. Kraje mogą skorzystać z transferu w przypadku nieosiągnięcia krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu brutto. Zakłada się, że Polska do 2030 r. będzie realizowała wytyczone cele w oparciu o własne zasoby, z uwzględnieniem wymaganych poziomów współpracy z innymi państwami. Jednocześnie nie przewiduje się uzyskania nadwyżki produkcji energii ze źródeł odnawialnych, którą Polska mogłaby przekazać do innych państw członkowskich w celu realizacji ich wkładu krajowego.

SET PLAN

Polska obecnie aktywnie uczestniczy w dwóch zespołach Tymczasowych Grup Roboczych TWG (nag. Temporary Working Groups) w ramach SET (Strategic Energy Technology) Plan. Są to TWG Action 6 'Energy efficiency in industry' oraz TWG Action 10 'Nuclear'. Czynny udział w pracach pozostałych TWG jest uzależniony od określenia priorytetów energetycznych Polski, które będą zgodne z priorytetami SET-Planu. Oznacza to, że obszary priorytetowe Polski w SET-Plan zostaną wyłonione w oparciu o politykę energetyczną państwa i na jej podstawie będą realizowane w późniejszym terminie. Po określeniu tych obszarów wyznaczeni zostaną krajowi przedstawiciele do wybranych TWG (MNISW będzie mogło wystąpić do NCBiR o zaangażowanie tej agencji i wyznaczenie ekspertów do TWG).

Baltic Energy Market Interconnection Plan

Do działań realizowanych w sposób ciągły w całym okresie objętym niniejszym planem, należy wskazać wspomniane wcześniej działania monitorujące w kwestii dywersyfikacji źródeł dostaw gazu. Oprócz tego strona Polska zakłada dalszą współpracę na poziomie europejskim w ramach BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan). Wymienione wcześniej projekty inwestycyjne pozwolą na realizację strategicznych założeń tego planu. W tym celu realizowana będzie ciągła komunikacja pomiędzy uczestnikami tejże inicjatywy. Spodziewanym efektem będzie zacieśnianie współpracy regionalnej w zakresie energetyki oraz swobodny handel surowcami energetycznymi i energią elektryczną.

Energetyka jądrowa

Organem administracji rządowej powołanym do zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej kraju jest Państwowa Agencja Atomistyki. Organ ten bierze udział w tworzeniu międzynarodowych standardów i aktów prawnych poprzez wymianę informacji na temat bezpieczeństwa jądrowego z krajami sąsiednimi. Ze względu na eksploatację elektrowni jądrowych w bliskim sąsiedztwie granic Polski, a także planowaną inwestycją w Polsce, kluczowa jest współpraca z dozorami jądrowymi krajów sąsiadujących, realizowana na podstawie międzyrządowych umów dotyczących wczesnego powiadomienia o awarii jądrowej i współpracy w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Państwowa Agencja Atomistyki zawarła umowy ze wszystkimi krajami graniczącymi z Polską, a także z Austrią, Danią i Norwegią.

Dodatkowo, Państwowa Agencja Atomistyki współpracuje na arenie międzynarodowej w zakresie zwiększania kompetencji i wdrażania dobrych praktyk poprzez wymianę wiedzy i doświadczeń z zagranicznymi partnerami podczas udziału w pracach organizacji i stowarzyszeń międzynarodowych. Polska jest aktywnym członkiem wspólnot, grup, towarzystw, takich jak: Europejska Wspólnota Energii Atomowej (Euratom), Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA), Agencja Energii Jądrowej Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (NEA OECD), Grupa Szełów Europejskich Urzędów

Dozoru Radiologicznego (HERCA), Zachodnioeuropejskie Stowarzyszenie Dozorów Jądrowych (WENRA) Rada Państw Morza Bałtyckiego (RPMB), Europejskie Stowarzyszenie Regulatorów Ochrony Fizycznej (ENSRA), Europejskie Towarzystwo Badań i Rozwoju Zabezpieczeń Materiałów Jądrowych (ESARDA). Polska deklaruje dalszą chęć uczestnictwa i działalności w ww. grupach w ramach współpracy międzynarodowej oraz regionalnej.

Otwarta współpraca międzynarodowa w podnoszeniu bezpieczeństwa elektrowni jądrowych ze względu na globalne skutki jakie mogłaby wywołać awaria jądrowa pozwala na czerpanie wiedzy i doświadczeń od innych państw oraz przejmowanie dobrych praktyk. Polska uważa, że międzynarodowa współpraca i proces uczenia się zapewniają możliwość szybkiego i skutecznego wdrożenia najlepszych rozwiązań w elektrowniach jądrowych. Planowane jest dalsze rozwijanie współpracy z partnerami, którzy posiadają bogate doświadczenie w nadzorze nad dużymi obiektami jądrowymi oraz nieustanny rozwój zaplecza naukowo–badawczego energetyki jądrowej.

W ramach Unii Europejskiej Polska bierze udział w pracach Grupy Roboczej Rady UE ds. Jądrowych, na której dyskutowane są dokumenty legislacyjne i pozalegisłacyjne wz. Wspólnoty Euratom. Polska uczestniczy w koalicji państw pro – jądrowych i występuje ze stanowiskami wspierającymi rozwój energetyki jądrowej w UE, warunki inwestycyjne w sektorze oraz zwiększenie środków na badania i rozwój jądrowy. Monitorowane są również i w razie potrzeby podejmowane interwencje w ramach prac pozostałych grup roboczych RUE w sprawach istotnych dla rozwoju energetyki jądrowej, np. ds. środowiskowych. Polska jest także członkiem grup roboczych dedykowanych Zadaniu 10 SET–Planu, który stanowi filar technologiczny europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej, dbając o widoczność i dostęp do finansowania dla polskich projektów badawczych w zakresie nowych technologii (HTR), bezpieczeństwa jądrowego i gospodarki odpadami promieniotwórczymi.

Grupa Wyszehradzka (V4)

W obszarze energetycznym Polska współpracuje również w ramach grupy Wyszehradzkiej. Podejmowane są wspólne inicjatywy na rzecz tworzenia regionalnego rynku gazu. W celu zapewnienia dywersyfikacji dostaw gazu dla regionu nawiązano współpracę dotyczącą dostaw skroplonego gazu z USA. Dodatkowo w ramach gazowego projektu korytarza północ–południe, zaplanowana jest budowa gazowych połączeń międzysystemowych: Polska – Słowacja, Polska – Czechy oraz Słowacja – Węgry. Wszystkie cztery kraje grupy zajmują solidarne stanowisko w związku z wykorzystaniem energii jądrowej i współpracują w obszarze elektroenergetyki. Działania te sprzyjają budowaniu bezpieczeństwa energetycznego i niezależności państw V4. Spójne zdefiniowanie celów oraz ich solidarna realizacja sprzyjają tworzeniu integracji Unii Europejskiej i harmonizacji jej poziomu rozwoju.

Spis rysunków

Rysunek 1. PKB i struktura tworzenia wartości dodanej brutto w Polsce.....	8
Rysunek 2. Porównanie projekcji popytu na pracę przewozową transportu pasażerskiego – scenariusz PEK vs ODN	11
Rysunek 3. Porównanie projekcji popytu na pracę przewozową transportu towarowego – scenariusz PEK vs ODN	13
Rysunek 4. Ceny paliw w imporcie do UE	14
Rysunek 5. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariusza PEK wg sektorów, bez kategorii LULUCF	22
Rysunek 6. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS dla scenariusza PEK	23
Rysunek 7. Emisja CO ₂ w podziale na sektory dla scenariusza PEK, bez kategorii LULUCF	25
Rysunek 8. Emisja GHG w podziale na sektory dla scenariusza PEK i ODN, bez kategorii LULUCF	28
Rysunek 9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w trzech podsektorach [ktoe] oraz udział OZE w zużyciu energii finalnej brutto [%]	34
Rysunek 10. Porównanie krajowych i sektorowych udziałów OZE – scenariusz PEK vs ODN	40
Rysunek 11. Energochłonność pierwotna PKB z korektą klimatyczną	41
Rysunek 12. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem – scenariusz PEK.....	42
Rysunek 13. Prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej na tle prognoz scenariusza PRIMES z 2007 r. .	44
Rysunek 14. Prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w latach 2021-2030 i cele w zakresie poprawy efektywności energetycznej na 2030 r.	45
Rysunek 15. Tempo wymiany urządzeń elektrycznych w gospodarstwach domowych	51
Rysunek 16. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego).....	51
Rysunek 17. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory – scenariusz PEK vs ODN	53
Rysunek 18. Wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB – scenariusz PEK vs ODN, Źródło: opracowanie własne ARE SA.....	55
Rysunek 19. Intensywność zużycia energii pierwotnej w Polsce na tle krajów UE, Źródło: Eurostat, ARE SA (prognozy dla Polski)	56
Rysunek 20. Produkcja ciepła [TJ] oraz udział energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w kogeneracji w odniesieniu do całkowitego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła [%].....	61
Rysunek 21. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto.....	69
Rysunek 22. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa [TWh]	71
Rysunek 23. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa [TWh] oraz udział paliw węglowych i odnawialnych w latach 2020, 2030 i 2040 w bilansie produkcji.....	72
Rysunek 24. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW].....	74
Rysunek 25. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW] oraz udział paliw węglowych i odnawialnych w latach 2020, 2030 i 2040 w bilansie mocy	74
Rysunek 26. Prognoza trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2016-2040	76
Rysunek 27. Średnioroczne koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.....	77
Rysunek 28. Porównanie cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych – scenariusz PEK vs ODN.....	84
Rysunek 29. Poziom PKB i wartość dodana w zagregowanych sektorach GN, w scenariuszu ODN	93
Rysunek 30. Zmiany rentowności obrotu brutto wybranych gałęzi w sektorze przemysłu przetwórczego w scenariuszu ODN (ceny bieżące)	96
Rysunek 31. Struktura zatrudnienia w sektorach GN w scenariuszu ODN w okresie 2015-2040	97
Rysunek 32. Dynamiki krajowych cen nominalnych usług i produktów sektorów gospodarki w scenariuszu ODN [2015 = 100]	98
Rysunek 33. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w 2015 r. (bazowym obliczeń) – scenariusz ODN.....	101
Rysunek 34. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2020 – scenariusz ODN.....	101
Rysunek 35. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2030 – scenariusz ODN.....	102
Rysunek 36. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2040 – scenariusz ODN.....	102

Rysunek 37. Wartości PKB i wartość dodana w zagregowanych sektorach GN, w scenariuszu PEK	105
Rysunek 38. Zmiany rentowności brutto wybranych gałęzi w sektorze przemysłu przetwórczego w scenariuszu PEK (ceny bieżące)	106
Rysunek 39. Struktura zatrudnienia w sektorach GN w scenariuszu PEK w okresie 2015-2040.....	107
Rysunek 40. Dynamiki krajowych nominalnych cen usług i produktów sektorów gospodarki w scenariuszu PEK	108
Rysunek 41. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w 2015 r. – scenariusz PEK	111
Rysunek 42. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2020 – scenariusz PEK	111
Rysunek 43. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2030 – scenariusz PEK	112
Rysunek 44. Struktura i różnice udziału wydatków na paliwa i energię w kwintylach dochodowych GD w roku 2040 – scenariusz PEK	112
Rysunek 45. Porównanie dynamiki wzrostu PKB oraz przyrostu PKB w scenariuszu PEK w porównaniu do ODN	115
Rysunek 47. Porównanie dynamiki wzrostu PKB oraz przyrostu PKB w scenariuszu PEK w porównaniu do ODN (przypadek dystrybucji strumienia dochodów ze sprzedaży uprawnień tylko w scen. PEK)	115
Rysunek 48. Porównanie sald handlu zagranicznego pomiędzy scenariuszem PEK a ODN	116
Rysunek 49. Porównanie ścieżek zmian produktywności energii finalnej sfery produkcyjnej oraz ogółem w kraju w przeanalizowanych scenariuszach ODN i PEK.....	117
Rysunek 50. Zmiany rentowności produkcji brutto w przemysłach przetwórczych: spożywczym, lekkim, papierniczym i chemicznym w scenariuszach ODN i PEK	119
Rysunek 51. Zmiany rentowności produkcji brutto w przemysłach przetwórczych – mineralnym, hutniczym, maszynowym i pozostałych przemysłach w scenariuszach ODN i PEK.....	119
Rysunek 52. Zmiany udziałów wydatków na paliwa i energię w budżetach gospodarstw domowych w podziale na kwintyle – scenariusz ODN	121
Rysunek 53. Zmiany udziałów wydatków na paliwa i energię w budżetach gospodarstw domowych w podziale na kwintyle – scenariusz PEK.....	122
Rysunek 54. Porównanie nakładów inwestycyjnych scenariuszy PEK i ODN w sektorze paliwowo-energetycznym w latach 2016-2040	130
Rysunek 55. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2016-2040 [mln EUR'2016]	133

Spis tabel

Tabela 1. Liczba ludności rezydującej [mln]	6
Tabela 2. Produkt Krajowy Brutto [mln EUR'2016]	7
Tabela 3. Prognoza PKB w latach 2016–2040 (średnioroczne dynamiki wzrostu).....	7
Tabela 4. Sektorowa wartość dodana brutto [mln EUR'2016].....	7
Tabela 5. Liczba gospodarstw domowych.....	8
Tabela 6. Liczba osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe.....	8
Tabela 7. Projekcja dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych [EUR'2016]	9
Tabela 8. Praca przewozowa transportu pasażerskiego [mld pskm) – scenariusz PEK.....	10
Tabela 9. Praca przewozowa transportu towarowego [mld tkm) – scenariusz PEK	12
Tabela 10. Ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2016/GJ (NCV)].....	14
Tabela 11. Ceny uprawnień do emisji CO ₂ w systemie EU ETS [EUR'2016/tCO ₂].....	14
Tabela 12. Kursy wymiany walut.....	15
Tabela 13. Liczba stopniodni grzania HDD	15
Tabela 14. Liczba stopniodni chłodzenia CDD	15
Tabela 15. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych (ceny stałe EUR'2016)	17
Tabela 16. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii CO i CWU.....	18
Tabela 17. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii przemysłowych	19
Tabela 18. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii stosowanych w transporcie i rolnictwie.....	20
Tabela 19. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariusza PEK wg sektorów	21
Tabela 20. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na sektory ETS i non-ETS dla scenariusza PEK.....	22
Tabela 21. Prognozowane emisje CO ₂ wg sektorów dla scenariusza PEK.....	24
Tabela 22. Prognozowane emisje N ₂ O wg sektorów dla scenariusza PEK	25
Tabela 23. Prognozowane emisje CH ₄ według sektorów dla scenariusza PEK.....	26
Tabela 24. Porównanie projekcji emisji gazów cieplarnianych dla scenariusza PEK z projekcjami dla scenariusza ODN, według głównych kategorii źródeł.....	27
Tabela 25. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na sektory ETS i non-ETS, dla scenariusza PEK i ODN	28
Tabela 26. Projekcje emisji zanieczyszczeń z wybranych sektorów	30
Tabela 27. Różnice w projekcjach emisji zanieczyszczeń dla scenariuszy PEK i ODN z wybranych sektorów	31
Tabela 28. Prognoza całkowitego i sektorowego zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych [ktoe] oraz udziału zużycia OZE – całkowitego i w sektorach [%] – scenariusz PEK	34
Tabela 29. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych [ktoe] oraz udziału zużycia OZE [%] (trajektoria) w latach 2020-2030, z oznaczeniem punktów kontrolnych – scenariusz PEK	35
Tabela 30. Prognoza wytwarzania energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w sektorze elektroenergetycznym w podziale na technologie [ktoe] oraz udziału OZE z poszczególnych technologii [%] – scenariusz PEK	35
Tabela 31. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie wg źródeł [ktoe] oraz udział poszczególnych rodzajów źródeł w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie [%] – scenariusz PEK.....	35
Tabela 32. Prognoza zużycia energii końcowej brutto z OZE w sektorze transportu w podziale na technologie [ktoe] oraz udział technologii w zużyciu OZE w transporcie [%] – scenariusz PEK.....	36
Tabela 33. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh]	37
Tabela 34. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]	38
Tabela 35. Porównanie krajowych i sektorowych udziałów OZE – scenariusz PEK vs ODN	39
Tabela 36. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]	42
Tabela 37. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2021-2030 [ktoe].....	42
Tabela 38. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem – scenariusz PEK vs ODN [ktoe]	45
Tabela 39. Zużycie energii końcowej wg danych Eurostatu w latach 2016-2018 [ktoe].....	46
Tabela 40. Oszczędności energii finalnej, jakie należy osiągnąć w latach 2021-2030 – roczne i skumulowane (na podstawie zapisów dyrektywy EED) [ktoe]	47

Tabela 41. Wielkość oszczędności energii po wyłączeniu zużycia energii w transporcie.....	48
Tabela 42. Zestawienie oszczędności i wskaźnika do określenia oszczędności energii końcowej	48
Tabela 43. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe]	51
Tabela 44. Redukcja zużycia energii finalnej w sektorach [ktoe]	52
Tabela 45. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]	54
Tabela 46. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe]	54
Tabela 47. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR2016]	55
Tabela 48. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2016]	56
Tabela 49. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe]	57
Tabela 50. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe]	58
Tabela 51. Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji [GWh]	59
Tabela 52. Procentowy udział wysokosprawnej kogeneracji w produkcji energii elektrycznej – scenariusz PEK vs ODN	59
Tabela 53. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]	60
Tabela 54. Procentowy udział kogeneracji w produkcji ciepła sieciowego – scenariusz PEK vs ODN	60
Tabela 55. Produkcja energii ciepłej w elektrociepłowniach i ciepłowniach wg rodzaju jednostki wytwórczej [TJ] – scenariusz PEK vs ODN	60
Tabela 56. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe]	63
Tabela 57. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]	64
Tabela 58. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]	65
Tabela 59. Uzależnienie od importu z państw trzecich	65
Tabela 60. Główne źródła importu (państwa)	66
Tabela 61. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe]	68
Tabela 62. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto	68
Tabela 63. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz PEK vs ODN	69
Tabela 64. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh]	71
Tabela 65. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW]	73
Tabela 66. Skumulowane wielkości wycofań mocy w latach 2016–2040 [MW _{netto}]	75
Tabela 67. Prognoza transgranicznej przepustowości połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]	79
Tabela 68. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]	80
Tabela 69. Poziom połączeń międzysystemowych, współczynnik połączeń międzysystemowych (ang. interconnectivity)	80
Tabela 70. Parametry transgranicznych punktów wejścia i wyjścia gazowego systemu przesyłowego – techniczna zdolności przesyłowa roczna [mln m ³ w 0°C	82
Tabela 71. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2016/kWh]	84
Tabela 72. Krajowe ceny detaliczne paliw [EUR'2016/ktoe]	86
Tabela 73. Interakcje między politykami i środkami zidentyfikowane w obrębie analizowanych wymiarów	88
Tabela 74 . Poziom PKB i wybrane trendy zmiennych makroekonomicznych w scenariuszu ODN – wyniki modelu CGE-PL	93
Tabela 75 . Zmiany wartości dodanej w gospodarce według działów gospodarki i gałęzi przemysłu w scenariuszu ODN [mld EUR'2016]	93
Tabela 76. Zasoby czynników produkcji i ich produktywności w scenariuszu ODN	94
Tabela 77 . Zmiany rentowności obrotu brutto wybranych gałęzi w sektorze przemysłu przetwórczego w scenariuszu ODN (ceny bieżące)	95
Tabela 78. Zatrudnienie w gospodarce według działów gospodarki i gałęzi przemysłu w scenariuszu ODN [tysiące zatrudnionych]	96
Tabela 79. Ścieżka zmian wskaźnika inflacji oraz dynamika cen produkcji nominalnych w sektorach gospodarki kraju w scenariuszu ODN	97
Tabela 80. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych, dynamika płacy realnej oraz dynamika krajowych nominalnych cen paliw i energii, w scenariuszu ODN	99
Tabela 81. Bezpośrednie zużycie paliw i energii w gospodarstwach domowych w scenariuszu ODN [PJ]	99

Tabela 82. Zmiany udziału wydatków na paliwa i energię w budżetach GD, w scenariuszu ODN (ODN), wg kwintylowych grup dochodowych, w promilach [%o]	100
Tabela 83. Zasoby czynników produkcji i ich produktywności w scenariuszu PEK	103
Tabela 84 . Poziom PKB i wybrane trendy zmiennych makroekonomicznych w scenariuszu PEK.....	104
Tabela 85 . Zmiany wartości dodanej w gospodarce według działów gospodarki i gałęzi przemysłu w scenariuszu PEK - wyniki [mld EUR'2016]	104
Tabela 86 . Zmiany rentowności obrotu brutto wybranych gałęzi w sektorze przemysłu przetwórczego w scenariuszu PEK (ceny bieżące)	105
Tabela 87 . Zatrudnienie w gospodarce według działów gospodarki i gałęzi przemysłu w scenariuszu PEK [tys. zatrudnionych]	106
Tabela 88. Ścieżka zmian wskaźnika inflacji oraz dynamika cen produkcji nominalnych w sektorach gospodarki kraju w scenariuszu ODN.....	107
Tabela 89. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych, dynamika płacy realnej oraz dynamika krajowych nominalnych cen paliw i energii, w scenariuszu PEK.....	109
Tabela 90. Bezpośrednie zużycie paliw i energii w gospodarstwach domowych w scenariuszu PEK [PJ]	109
Tabela 91. Zmiany udziału wydatków na paliwa i energię w budżetach GD, w scenariuszu PEK, wg kwintylowych grup dochodowych.....	110
Tabela 92. Zestawienie wybranych kategorii makroekonomicznych w scenariuszach ODN i PEK	114
Tabela 93.Zestawienie zmian rentowności obrotu brutto w przemyśle przetwórczym w scenariuszach ODN i PEK [%]	118
Tabela 94. Kluczowe kategorie makroekonomiczne wpływające na ocenę skutków społecznych – scenariusze ODN i PEK	120
Tabela 95. Skutki środowiskowe i zdrowotne emisji zanieczyszczeń powietrza oraz emisji gazów cieplarnianych, z kluczowych sektorów, dla scenariuszy PEK i ODN – wariant niski i wysoki jednostkowych kosztów strat	127
Tabela 96. Korzyści środowiskowe i zdrowotne wynikające z realizacji scenariusza PEK w odniesieniu do scenariusza ODN – wariant niski i wysoki jednostkowych kosztów strat	127
Tabela 97. Prognozowane nakłady inwestycyjne w związane z energią w całej gospodarce w latach 2016-2040 [mln EUR'2016].....	129
Tabela 98. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze paliwowo- energetycznym na realizację poszczególnych scenariuszy [mld EUR'2016]	130
Tabela 99. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze energetycznym – w podziale na podsektory [mln EUR'2016].....	130
Tabela 100. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej [mln EUR'2016].....	132
Tabela 101. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mln EUR'2016]	133
Tabela 102. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania i dystrybucji ciepła sieciowego (bez ciepłowni przemysłowych) [mln EUR'2016]	134
Tabela 103. Prognozowane nakłady inwestycyjne na cele energetyczne w pozostałych sektorach dla poszczególnych scenariuszy [mld EUR'2016]	134
Tabela 104. Prognozowane nakłady inwestycyjne na cele energetyczne w pozostałych sektorach [mld EUR'2016].....	134
Tabela 105. Prognozowane nakłady inwestycyjne na termomodernizację budynków [mld EUR'2016]	135