

## **RAPORT KOŃCOWY Z BADANIA EWALUACYJNEGO PN.:**

---

Wstępna ocena wpływu I i VII osi POIiŚ 2014-2020  
w kontekście uzasadnienia wsparcia projektów w zakresie  
przesyłu, dystrybucji i wykorzystania gazu w perspektywie  
unijnej po 2020 roku

*Raport opracowany dla Ministerstwa Energii przez Fundeko Korbel, Krok-Baściuk Sp. J.*

*Warszawa, 13 sierpnia 2019 r.*

*Redakcja raportu:*

*Małgorzata Kachniarz*

*Autorzy raportu:*

*Rafał Wittmann*

*Małgorzata Kachniarz*

*Radomir Dyjak*

*Michał Piaszczyński*

*Rafał Darecki*

*Agnieszka Puzio*

*Izabela Krok-Baściuk*

## SPIS TREŚCI

---

STRESZCZENIE.....	4
SUMMARY .....	9
WYKAZ SKRÓTÓW .....	14
1. CELE I METODOLOGIA BADANIA .....	16
1.1. Cele badania .....	16
1.2. Opis zastosowanej metodologii .....	16
2. OCENA EFEKTÓW PROJEKTÓW GAZOWYCH DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020 .....	19
2.1. Cele i zakres interwencji.....	19
2.2. Ogólna charakterystyka interwencji.....	20
2.3. Ocena efektów interwencji w zakresie kogeneracji gazowej (poddziałania 1.6.1 i 1.7.3) ....	22
2.4. Ocena efektów interwencji w zakresie przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego oraz rozbudowy terminala LNG (działanie 7.1) .....	35
2.5. Ocena wpływu interwencji VII osi priorytetowej na wybrane aspekty rynku gazu ziemnego	57
3. OCENA UWARUNKOWAŃ FINANSOWYCH REALIZACJI PROJEKTÓW GAZOWYCH.....	77
3.1. Uwarunkowania taryfowe .....	77
3.2. Uwarunkowania realizacji projektów dofinansowanych w POIiŚ 2014-2020 .....	78
3.3. Zidentyfikowane elementy zawodności rynku .....	83
3.4. Preferowana forma wsparcia finansowego.....	86
3.5. Podsumowanie i wnioski .....	92
4. ANALIZA RÓŻNIC W POZIOMIE ROZWOJU SPOŁECZNO -GOSPODARCZEGO I JAKOŚCI POWIETRZA MIĘDZY TERENAMI ZGAZYFIKOWANYMI I NIEZGAZYFIKOWANYMI .....	93
4.1. Wpływ gazyfikacji na rozwój społeczno-gospodarczy gmin .....	93
4.2. Wpływ gazyfikacji na jakość powietrza .....	99
4.3. Wyniki ankiety CAWI z gminami.....	111
4.4. Różnice na poziomie regionów i krajów UE .....	116
4.5. Podsumowanie i wnioski .....	125
5. ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ ZIEMNY W POLSCE W PERSPEKTYWIE 2027 ROKU .....	127
5.1. Aktualne zapotrzebowanie na gaz w Polsce.....	128
5.2. Prognoza zapotrzebowania na gaz w perspektywie 2027 roku .....	147
5.3. Bilans analiz dotyczących rozwoju rynku gazu .....	174
5.4. Podsumowanie i wnioski .....	179
6. POTRZEBY INWESTYCYJNE W SEKTORZE GAZOWYM NA LATA 2021-2027.....	180
6.1. Stan obecny .....	181
6.2. Potrzeby inwestycyjne w krajowym systemie przesyłowym .....	184
6.3. Potrzeby inwestycyjne w sieciach dystrybucyjnych .....	189
6.4. Podziemne magazyny gazu (PMG) .....	201
6.5. Podsumowanie i wnioski .....	207
7. PODSUMOWANIE ROLI GAZU ZIEMNEGO W BUDOWANIU GOSPODARKI NISKOEMISYJNEJ.....	209
7.1. Ochrona klimatu .....	210
7.2. Ochrona powietrza .....	215
7.3. Perspektywa finansowa 2021-2027 .....	220
8. LISTA ZAŁĄCZNIKÓW .....	222
SPIS TABEL .....	222
SPIS WYKRESÓW.....	224
SPIS MAP .....	228

## STRESZCZENIE

---

Wstępna ocena wpływu I i VII osi POIiŚ 2014-2020 w kontekście uzasadnienia wsparcia projektów w zakresie przesyłu, dystrybucji i wykorzystania gazu w perspektywie unijnej po 2020 roku została przeprowadzona w okresie kwiecień - lipiec 2019 r. W badaniu zastosowano następujące metody i techniki badawcze: analiza danych zastanych, indywidualne wywiady pogłębione z przedstawicielami instytucji zaangażowanych we wdrażanie oraz beneficjentów (10), studia przypadku (8), ankieta internetowa CAWI (z gminami, przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, beneficjentami z segmentu OSD oraz z przedstawicielami klastrów energii), panele eksperckie (2) oraz prace analityczne (analizy ilościowe i jakościowe, w tym analizy kontrfaktyczne i przestrzenne).

### Ocena efektów projektów gazowych dofinansowanych w POIiŚ 2014-2020

Do końca kwietnia 2019 r. w POIiŚ 2014-2020 zawarto 69 umów dla projektów gazowych na łączną kwotę dofinansowania ze środków UE wysokości 3 244 mln PLN, z czego 69% przeznaczono na infrastrukturę przesyłową gazu ziemnego, 14% na rozbudowę terminala LNG, 9% na jednostki kogeneracji gazowej oraz 8% na infrastrukturę dystrybucyjną gazu ziemnego.

Efekty rzeczowe interwencji w poddziałaniach 1.6.1 i 1.7.3 obejmują budowę 78 jednostek wysokosprawnej kogeneracji zasilanych gazem ziemnym, o łącznej mocy zainstalowanej 166 MW<sub>t</sub> i 152 MW<sub>e</sub>. Dofinansowane projekty przyczyniają się do poprawy efektywności energetycznej oraz budowania gospodarki niskoemisyjnej. W efekcie ich realizacji nastąpi zmniejszenie zużycia energii pierwotnej (średnio o ok. 37% w stosunku do stanu przed realizacją projektu) oraz redukcja emisji CO<sub>2</sub> (65%) i zanieczyszczeń takich, jak: NO<sub>x</sub> (69%), CO (97%), SO<sub>x</sub> (100%), TSP (99%), PM<sub>10</sub> (99%), PM<sub>2,5</sub> (99%), benzo/a/piren (100%). Wyniki analiz wskazują na wysoki potencjał wkładu kogeneracji gazowej w realizację celów UE i krajowych związanych z ochroną klimatu i poprawą jakości powietrza w efekcie zastępowania małych, lokalnych kotłowni (zarówno dostarczających ciepło sieciowe, jak i przemysłowych), zasilanych niskiej jakości paliwami stałymi (głównie: węgiel, koks, miąż węglowy). Dofinansowane inwestycje są niejednokrotnie zadaniami wpisanymi do lokalnych Planów Gospodarki niskoemisyjnej (PGN), umożliwiają dostosowanie źródła do wymogów dyrektywy MCP, a także uzyskanie efektywnego statusu ciepłowniczego w rozumieniu dyrektywy 2012/27/UE o efektywności energetycznej, wpływają na poprawę lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, zmniejszenie obciążeń związanych z opłatami za gospodarcze korzystanie ze środowiska, a także dodatkową poprawę efektywności energetycznej osiągniętą dzięki elastyczności jednostek kogeneracji gazowej. Projekty obejmujące jednostki kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym charakteryzują się wyższą niż projekty obejmujące jednostki kogeneracji zasilane biomasą efektywnością wykorzystania środków UE, zarówno w odniesieniu do efektów rzeczowych, jak i – co ważniejsze – do efektów ekologicznych, obejmujących zmniejszenie zużycia energii pierwotnej i redukcję emisji CO<sub>2</sub>. Co bardzo istotne, projekty kogeneracji gazowej charakteryzują się najniższym w skali całej I osi priorytetowej nakładem środków UE na jednostkę redukcji emisji CO<sub>2</sub>.

Efekty rzeczowe interwencji w działaniu 7.1 obejmują budowę lub modernizację 780 km gazociągów przesyłowych wraz z infrastrukturą towarzyszącą (węzły, układy śluz, układy zasuw, zespoły zaporowo-upustowe, tłocznia), budowę lub modernizację 656 km gazociągów dystrybucyjnych wraz z infrastrukturą towarzyszącą (stacje gazowe, przyłącza), w tym 145 gazociągów wysokiego ciśnienia i 511 km sieci gazowej, oraz rozbudowę zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG o 2,4 mld m<sup>3</sup>/rok. Rozbudowa terminala LNG oraz projekty przesyłowe będą miały istotny wpływ na zwiększenie bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw, w tym na przyrost wartości takich wskaźników, jak: wskaźnik zdolności importowych dla pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny, standard w zakresie bezpieczeństwa infrastruktury N-1, stopień zastąpienia dotychczasowych kierunków dostaw gazu ziemnego, stopień dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego. Przyczynią się także do osiągnięcia

wyznaczonej w POliŚ 2014-2020 wartości docelowej strategicznego wskaźnika rezultatu, tj. stopnia koncentracji źródeł pozyskania gazu (wskaźnik HHI-D) na poziomie 20%, a także do połączenia systemów przesyłowych Polski, Słowacji, Ukrainy i Czech w ramach korytarza północ-południe. Spełnią również szczególnie istotną rolę w zakresie poprawy warunków dostępu do sieci dla odbiorców południowo-wschodniej części Polski (obszar województw: lubelskiego, małopolskiego, podkarpackiego, śląskiego, świętokrzyskiego, gdzie łączne zapotrzebowanie na gaz w 2017 r. wynosiło 35% całkowitego zużycia gazu w Polsce w 2017 r. wg GUS).

Projekty z zakresu infrastruktury przesyłowej i rozbudowy terminala LNG mają pośredni, a projekty z zakresu infrastruktury dystrybucyjnej – bezpośredni istotny wpływ na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> i zanieczyszczeń takich, jak: NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>x</sub>, TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, benzo/a/piren. Koncentracja efektów ekologicznych projektów dystrybucyjnych w skali lokalnej (np. na poziomie zgazyfikowanej gminy) może być bardzo istotna z punktu widzenia poprawy jakości życia i zdrowia mieszkańców, w szczególności w kontekście wysokiej szkodliwości dla zdrowia pyłów zawieszonych PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub> oraz benzo/a/pirenu i znacznych przekroczeń wartości dopuszczalnych tych substancji w większości stref w Polsce, w których prowadzone są pomiary jakości powietrza.

Do pozostałych efektów projektów zaliczyć można: gazyfikację 17 gmin oraz zwiększenie poziomu gazyfikacji w 19 gminach, poprawę sytuacji społeczno-ekonomicznej regionów (wpływy do budżetów gmin z tytułu podatku od nieruchomości, stworzenie lepszych warunków do prowadzenia działalności gospodarczej), zwiększenie sprzedaży i zysków dla firm zajmujących się obrotem gazem, zmniejszenie opłat za emisję gazów w przemyśle, zmniejszenie strat związanych z ograniczeniem zasilania głównych odbiorców, uniknięcie straty w konstrukcjach budowlanych, podniesienie standardu życia mieszkańców. Wybudowana infrastruktura posiada funkcjonalności sieci inteligentnej (*smart grid*), w tym: elastyczność, możliwość akceptacji innych paliw gazowych, możliwość magazynowania energii.

Wyniki przeprowadzonych analiz stanowią istotne argumenty przemawiające za zasadnością kontynuacji wsparcia dla jednostek kogeneracji gazowej oraz dla sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego w perspektywie finansowej 2021-2027.

### **Ocena uwarunkowań finansowych realizacji projektów gazowych**

Zidentyfikowano istotne zawodności rynku dla analizowanych projektów gazowych, w tym: zawodność konkurencji (w szczególności konkurencji gazu wobec innych nośników energii, głównie węgla), istnienie dóbr publicznych (bezpieczeństwo energetyczne kraju, czyste powietrze), istnienie efektów zewnętrznych (korzyści społeczno-ekonomiczne, takie, jak zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, zmniejszenie strat związanych z ograniczeniem zasilania, wpływy do budżetów gmin z tytułu podatku od nieruchomości, wzrost atrakcyjności inwestycyjnej regionów, ograniczenie emisji zanieczyszczeń i CO<sub>2</sub>, poprawa warunków i komfortu życia mieszkańców, zmniejszenie ilości odpadów powstających w procesie produkcji energii), polityka taryfowa (ograniczenie możliwości wygenerowania zysku). Wszystkie projekty dofinansowane w POliŚ 2014-2020 z zakresu przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego oraz zdecydowana większość projektów obejmujących kogenerację gazową wykazuje brak opłacalności finansowej. Uzasadnione w związku z tym jest przyznawanie dofinansowania ze środków publicznych dla tego typu projektów oparte na metodzie szacowania luki finansowej. W przypadku kogeneracji gazowej realizowanej na potrzeby własne przedsiębiorstw, preferencyjna pożyczka z odpowiednio długim okresem karencji w spłacie, wydaje się stanowić odpowiednią zachętą dla realizacji projektów. Brak dofinansowania projektów infrastruktury gazowej w postaci dotacji może mieć wpływ na przyrost opłat za usługę przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, a także wzrost taryf za ciepło sieciowe, a tym samym wpłynąć może na pogłębienie się zjawiska ubóstwa energetycznego w Polsce, które dotyka 12% mieszkańców kraju, w większości z powodu ubóstwa dochodowego, ale także z powodu braku dostępu do sieci gazowej czy ciepłowniczej.

## Analiza różnic w poziomie rozwoju społeczno-gospodarczego i jakości powietrza między terenami zgazyfikowanymi i niezgazyfikowanymi

W analizie zastosowano podejście kontrfaktyczne z wykorzystaniem techniki *Propensity Score Matching* (PSM), polegające na porównaniu wybranych wskaźników opisujących poziom rozwoju społeczno-gospodarczego oraz poziom zanieczyszczenia powietrza w gminach zgazyfikowanych oraz gminach niezgazyfikowanych. Wyniki analizy wskazują, że gazyfikacja ma wpływ na zwiększenie tempa rozwoju społeczno-gospodarczego gmin w większości badanych obszarów, tj.: dynamice zmian liczby ludności, dynamice zmian liczby podmiotów prowadzących działalność gospodarczą, rozwoju zasobów mieszkaniowych oraz wzroście poziomu dochodów własnych gmin. Z analiz wynika również, że wykorzystanie gazu ziemnego do ogrzewania mieszkań wpływ na obniżenie średniorocznego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> oraz benzo/a/pirenu w powietrzu oraz zmniejszenie liczby dni z przekroczeniem dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> w powietrzu.

Wyniki analiz kontrfaktycznych znajdują potwierdzenie w wynikach badań terenowych. Aż 95% przedstawicieli gmin zgazyfikowanych oraz 96% przedstawicieli gmin niezgazyfikowanych, które wzięły udział w ankiecie CAWI, za najważniejsze korzyści wynikające z gazyfikacji uznaje poprawę jakości powietrza i ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, a także zwiększenie atrakcyjności terenów inwestycyjnych, rozwój przemysłu, poprawa warunków rozwoju i poprawa jakości życia mieszkańców. Dla 77% przedstawicieli gmin niezgazyfikowanych brak dostępu do sieci gazowej jest czynnikiem ograniczającym rozwój społeczno-gospodarczy, w tym dla blisko 40% jest to czynnik o kluczowym znaczeniu. Wyniki ankiety wskazują na to, że główną barierę wzrostu wykorzystania gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe stanowią czynniki ekonomiczne, przede wszystkim brak opłacalności inwestycji w rozbudowę infrastruktury gazowej dla OSD oraz zbyt wysokie koszty inwestycji w kocioł gazowy oraz ewentualną wymaganą modernizację wewnętrznej instalacji grzewczej, a także wysokie koszty przyłączenia budynku do sieci oraz zbyt wysoka cena gazu ziemnego w porównaniu z innymi paliwami.

W województwach lepiej rozwiniętych gospodarczo (o wyższym poziomie PKB per capita) występuje istotnie wyższe zagęszczenie sieci gazowej i zużycie gazu ziemnego w gospodarstwach domowych per capita, wyższy udział gmin zgazyfikowanych, a także znacznie wyższe zużycie gazu przez kluczowe sektory – przemysł i budownictwo oraz ciepłownictwo zawodowe. Przejawem zapóźnień cywilizacyjnych Polski w porównaniu do reszty krajów UE są m.in. znacząco niższy poziom zużycia gazu ziemnego per capita (52% średniej UE w 2017 r.) oraz znacząco wyższy udział węgla kamiennego w strukturze zużycia nośników energii przez gospodarstwa domowe – blisko dwunastokrotnie wyższy niż średnia UE (Polska – 32,5%, UE – 2,8%).

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują na to, że rozbudowa infrastruktury gazowej, mająca wpływ pośredni i bezpośredni na zwiększenie poziomu zużycia gazu ziemnego w Polsce, może wpłynąć na niwelowanie różnic regionalnych w poziomie rozwoju gospodarczego i jakości życia, a także do zmniejszania dysproporcji rozwojowych między Polską a lepiej rozwiniętymi krajami UE.

### Zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce w perspektywie 2027 roku

Zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2017 r. wyniosło 15,5 mld m<sup>3</sup> i wykazuje tendencję wzrostową (3% średniorocznie w latach 2010-2017). Dotychczas gaz ziemny zużywany był przede wszystkim w przemyśle (ok. 50% krajowego zużycia) oraz w sektorze komunalno-bytowym (ok. 25%). Szczytowe zapotrzebowanie na gaz zanotowało wzrost z poziomu około 70 mln m<sup>3</sup>/d w 2010 r. do około 82,5 mln m<sup>3</sup>/d w 2018 r. Uruchomienie nowych połączeń z systemami krajów UE, budowa terminala LNG oraz zmiany w zakresie liberalizacji rynku gazu, w tym stopniowe uwalnianie cen gazu, spowodowały, że w Polsce zaistniały warunki dla zakupu tego paliwa po cenach konkurencyjnych, bez ryzyka przerw w dostawach. Przeprowadzone analizy sektorowe wskazują, że w zależności od przyjętego scenariusza

rozwoju, wielkość zapotrzebowania na gaz w 2027 r. może osiągnąć poziom 26-29 mld m<sup>3</sup> (średnioroczny wzrost na poziomie 6 do 8%). Wzrost zużycia gazu ziemnego powinien być obserwowany praktycznie we wszystkich sektorach, a największa dynamika zmian powinna wystąpić w sektorze transportu (z obecnych ok. 50 mln m<sup>3</sup> do ok. 570 mln m<sup>3</sup> w 2027 r.), nadal jednak udział tego sektora w całkowitym zapotrzebowaniu na gaz nie przekroczy 2% (obecnie ok. 0,3%). Bardzo duża dynamika zmian obserwowana będzie również w obszarze elektroenergetyki (średnioroczny wzrost od 19% do 27%). Wzrost zużycia gazu w sektorze ciepłownictwa (z uwzględnieniem instalacji przemysłowych) w okresie 2018-2027 może wynieść od 1,9 do 3,4 mld m<sup>3</sup>, a w sektorze gospodarstw domowych - od 0,3 do 0,9 mld m<sup>3</sup> (przy czym ten wymagać on będzie przyłączenia około 150-450 tysięcy nowych gospodarstw domowych). Realność zmian w sektorze produkcji ciepła (zarówno systemowego, jak i przemysłowego oraz indywidualnego) będzie jednak w dużej mierze zależać od dostępności infrastruktury gazowniczej w rejonach lokalizacji potencjalnych nowych odbiorców gazu. W sektorze przemysłu i budownictwa, przy założeniu utrzymania obecnej koniunktury gospodarczej i utrzymania dotychczasowego trendu, wielkość zapotrzebowania na gaz ziemny może zwiększyć się o blisko 50%. Pod względem geograficznym w perspektywie 2027 r. spodziewana jest kontynuacja dominującej pozycji województwa mazowieckiego, którego udział w całkowitym krajowym zapotrzebowaniu na gaz może wzrosnąć do ok. 22- 24%, na drugim miejscu powinno znaleźć się województwo śląskie z udziałem ok. 10%, a na 3 miejscu - województwo zachodniopomorskie z udziałem ok. 9-11%.

### **Potrzeby inwestycyjne w sektorze gazowym na lata 2021-2027**

Prognozowany wzrost zużycia gazu ziemnego, a także planowana zmiana struktury kierunków dostaw gazu ziemnego (zastąpienie dotychczas dominującego kierunku wschodniego) wymaga znaczących inwestycji w rozbudowę i modernizację systemów przesyłowego i dystrybucyjnego. W systemie przesyłowym w perspektywie 2029 r. planowane są: inwestycje związane z zapewnieniem alternatywnych kierunków dostaw gazu do Polski (w tym: BalticPipe, rozbudowa terminala LNG, połączenia międzysystemowe z Litwą, Słowacją, Ukrainą i Czechami; terminal FSRU w rejonie Gdańska); rozbudowa KSP, w tym rozbudowa magistral przesyłowych - łącznie około 3 000 km gazociągów w zakresie średnic DN500-DN1000; inwestycje związane z przyłączeniem nowych odbiorców, podziemnego magazynu gazu w Damasławku oraz FSRU w rejonie zatoki Gdańskiej; modernizacja i przebudowa sieci. Łączna wartość inwestycji w sieci przesyłowej, planowanych do 2023 r., wynosi 15 mld PLN (w tym 4,5 mld PLN – inwestycje dofinansowane w POIiŚ 2014-2020) oraz 8,4 mld PLN w perspektywie 2029 r.

W planach inwestycyjnych spółek dystrybucyjnych działających na terenie Polski obserwuje się znacznie zwiększony zakres planowanych przedsięwzięć i nakładów inwestycyjnych w nadchodzących latach. Można szacować, że w 2027 r. sieć dystrybucyjna będzie transportować od 16 do 20 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, a dla zabezpieczenia przepustowości wymaganych dla przesłania ww. ilości gazu, konieczne jest przeprowadzenie szeroko zakrojonego programu inwestycyjnego, obejmującego, obok gazociągów rozdzielczych średniego i niskiego ciśnienia, również gazociągi wzmacniające podsystemy przesyłowo-rozdzielcze wysokiego ciśnienia. Do 2027 r. długość sieci rozdzielczych musi wzrosnąć o 31 - 39 tys. km w odniesieniu do stanu z 2017 r. (średnio 3,1 -3,9 tys. km/rok, co stanowi w od 25% do 60% wzrostu w odniesieniu do aktualnego tempa wynoszącego ok. 2,47 tys. km/rok). Wartość niezbędnych inwestycji w systemie dystrybucyjnym w perspektywie 2027 r. szacuje się na od 8,9 mld PLN do 11,0 mld PLN.

Łączna pojemność czynna funkcjonujących w Polsce podziemnych magazynów gazu wynosi aktualnie ok. 3 075 mln m<sup>3</sup>, co odpowiada ok 17% krajowego zapotrzebowania na gaz i plasuje się znacznie poniżej średniej europejskiej (około 32%). W przypadku braku rozbudowy magazynów w perspektywie

2027 r., ich całkowita pojemność będzie wystarczająca do zmagazynowania gazu w ilości odpowiadającej 10-15% rocznego zapotrzebowania oraz 35-38% szczytowego zapotrzebowania (wobec obecnych 59%). Dla zapewnienia pojemności czynnej magazynów odpowiadającej ok. 20% całkowitego zapotrzebowania na gaz potrzebna będzie ich rozbudowa w perspektywie 2027 r. do wielkości 5,2-5,8 mld m<sup>3</sup> (zwiększenie pojemności czynnej o około 2,2-2,8 mld m<sup>3</sup>) oraz zapewnienie dodatkowych mocy odbioru z magazynów na poziomie około 24,2-33,7 mln m<sup>3</sup>/d. Inwestycje zapewniające dodatkowe wymagane pojemności magazynowe mogą wiązać się z poniesieniem nakładów inwestycyjnych rzędu 4,2-5,3 mld PLN.

### Rola gazu ziemnego w budowaniu gospodarki niskoemisyjnej

Wyniki przeprowadzanych analiz wskazują na to, że w perspektywie roku 2030 nastąpi w Polsce znaczne przyspieszenie wzrostu zużycia gazu ziemnego - praktycznie we wszystkich sektorach, przy czym największy wolumen wzrostu dotyczyć będzie sektora elektroenergetyki, a kluczowymi determinantami wzrostu, poza czynnikami społeczno-ekonomicznymi, są uregulowania UE w zakresie ochrony klimatu i ochrony powietrza, a także wynikające w nich bodźce rynkowe, do których należy przede wszystkim odnotowany w ostatnich 2 latach znaczący wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Biorąc pod uwagę nie tylko emisyjność samych nośników energii (paliw), ale także realną sprawność źródeł wytwórczych wykorzystujących paliwa węglowe i gazowe, można wskazać, że redukcja emisji CO<sub>2</sub> przy produkcji tego samego wolumenu energii elektrycznej, wynikająca z zastąpienia jednostek węglowych jednostkami gazowymi, wynosi od ok. 55% (węgiel kamienny) do ok. 61% (węgiel brunatny), a z doświadczeń z wdrażania projektów dofinansowanych w działaniu 1.6.1 wynika, że zastosowanie wysokosprawnej kogeneracji gazowej w miejsce starego kotła ciepłowniczego zasilanego paliwem stałym (węgiel, koks, miał węglowy) prowadzi do redukcji emisji CO<sub>2</sub> średnio o ok. 65%. Oszacowano, że prognozowany wzrost krajowego zużycia gazu ziemnego w perspektywie 2027 r. pozwoli na redukcję od 3,2% (scenariusz BAU) do nawet 5,9% (scenariusz OPT) krajowych emisji CO<sub>2</sub> (wg poziomu z 2017 r.).

Wzrost wykorzystania gazu ziemnego powinien przyczynić się także w istotny sposób do poprawy jakości powietrza. Polska należy do krajów a najwyższym poziomie zanieczyszczeń powietrza w UE, w szczególności w odniesieniu do takich zanieczyszczeń jak PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub> i benzo/a/piren. Główną przyczyną jest emisja z indywidualnych instalacji ogrzewania mieszkań i domów jednorodzinnych, związana z użytkowaniem pieców na paliwa stałe, często złej jakości, charakteryzujących się niską efektywnością energetyczną i dużą emisją zanieczyszczeń. Zastąpienie tych pieców nowoczesnymi piecami gazowymi prowadzi do redukcji emisji pyłów i benzo/a/pirenu o 99-100%. Przeprowadzone badania terenowe wskazują wyraźnie, że uregulowania UE, określające standardy emisji zanieczyszczeń powietrza, stanowią istotny czynnik determinujący wzrost wykorzystania gazu ziemnego do celów grzewczych. Oszacowane potencjalne wielkości unikniętej emisji zanieczyszczeń powietrza, jaka wynikać może z prognozowanego wzrostu zużycia gazu ziemnego w scenariuszach BAU i OPT, są znaczące: w odniesieniu do krajowego bilansu emisji za 2017 r. wynoszą: od 3,8 do 6,2% NO<sub>x</sub>, od 33,1 do 55,8% SO<sub>x</sub>, od 4,8 do 12% PM<sub>10</sub> oraz od 7,3 do 18,7% PM<sub>2,5</sub>.



## SUMMARY

---

A study called *A preliminary assessment of the impact of axes I and VII of the OPI&E 2014-2020 in the context of formulating argumentation for supporting projects in the field of gas transmission, distribution and use in the EU perspective after 2020* was carried out in the period of April-July 2019. The following research methods and techniques were used in the study: desk research, individual in-depth interviews with representatives of institutions involved in the implementation and beneficiaries (10), case studies (8), CAWI online survey (with representatives of gminas<sup>1</sup>, heating companies, beneficiaries from the gas distribution segment and energy clusters), expert panels (2) and analytical work (quantitative and qualitative analyses, including counterfactual and spatial analyses).

### Assessment of the effects of gas projects co-financed under the OPI&E 2014-2020

By the end of April 2019, 69 contracts for gas projects for the total amount of EU funding of PLN 3,244 million were concluded under the OPI&E 2014-2020, of which 69% was allocated to natural gas transmission infrastructure, 14% to the extension of the LNG terminal, 9% to gas cogeneration units and 8% to gas distribution infrastructure.

The material effects of the intervention in sub-measures 1.6.1 and 1.7.3 include the construction of 78 high-efficiency cogeneration units powered by natural gas, with a total installed capacity of 166 MW<sub>t</sub> and 152 MW<sub>e</sub>. Co-financed projects contribute to improving energy efficiency and building a low-carbon economy. Their results include a reduction of primary energy consumption (by approx. 37% on average compared to the state prior to project implementation) and a reduction of CO<sub>2</sub> (65%) and pollutant - NO<sub>x</sub> (69%), CO (97%), SO<sub>x</sub> (100%), TSP (99%), PM<sub>10</sub> (99%), PM<sub>25</sub> (99%), benzo/a/pyrene (100%) - emissions. The results of the analyses indicate a high potential of contribution of gas cogeneration to the implementation of EU and national objectives related to climate protection and improvement of air quality, as a result of replacing small local heat sources (both providing district and industrial heat) powered by low-quality solid fuels (mainly coal, coke and coal dust). The co-financed projects frequently result in the completion of tasks included in the local Low-Carbon Economy Plans, they help adapt a source to the requirements of the MCP Directive, as well as obtain an effective heating system status, in line with the Directive 2012/27/EU on energy efficiency. They improve local energy security, reduce the burden of fees for the economic use of the environment, and result in an additional improvement in energy efficiency due to the flexibility of gas cogeneration units. Projects involving cogeneration units powered by natural gas have a higher efficiency of using EU funds than those involving biomass cogeneration units, both in terms of material effects and, more importantly, ecological effects, including the reduction of primary energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions. An important point is, that projects involving cogeneration units powered by natural gas are characterised by the lowest expenditure of EU funds per unit of CO<sub>2</sub> emission reduction across the entire priority axis I.

The material effects of the intervention in measure 7.1 include the construction or modernisation of 780 km of gas transmission pipelines, together with accompanying infrastructure (nodes, sluice systems, gate systems, shut-off and bleeding units, compressor station), construction or modernisation of 656 km of gas distribution pipelines with associated infrastructure (gas stations, connections), including 145 high-pressure gas pipelines and 511 km of gas network, and expansion of the LNG terminal's regasification capacity by 2.4 billion m<sup>3</sup>/year. The LNG terminal expansion and transmission system projects will have a significant impact on increasing the security and diversification of supplies, including an increase in the value of the following indicators: import capacity indicator to cover the demand for natural gas, the N-1 infrastructure security standard, the degree of

---

<sup>1</sup> Gmina is the principal unit of the administrative division of Poland, similar to a municipality.

replacement natural gas supply directions to date, and the degree of diversification of natural gas supply directions. They will also contribute to achieving the target value of the strategic result indicator set under the OPI&E 2014-2020, i.e. the concentration of gas sources (HHI-D indicator) at the level of 20%, as well as to connecting the transmission systems of Poland, Slovakia, Ukraine and the Czech Republic as part of the "north-south corridor" initiative. The projects will also play a particularly important role in improving network access conditions for recipients of south-eastern Poland (voivodships of Lubelskie, Małopolskie, Podkarpackie, Śląskie, and Świętokrzyskie, where the total demand for gas in 2017 corresponded to 35% of the total gas consumption in Poland in 2017 according to the Central Statistical Office (GUS).

The LNG terminal expansion and transmission system projects have an indirect, and distribution projects - a direct significant impact on reducing emissions of CO<sub>2</sub> and pollutants such as NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>x</sub>, TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, and benzo/a/pyrene. A concentration of ecological effects of distribution projects on a local scale (e.g. at the level of a gasified gmina) may be very important from the point of view of improving the quality of life and health of its residents, in particular in the context of high harmfulness to health of such pollutants as PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub> and benzo/a/pyrene. Other project effects include: the gasification of 17 gminas and an increased level of gasification in 19 gminas, an improved socio-economic situation of the regions (real estate tax receipts for municipal budgets, creating better conditions for business activity), increased sales and profits for gas trading companies, reduced fees for gas emissions in industry, reduced losses associated with limiting the power supply to major customers, avoided losses in building constructions, and raised living standards of residents. The built infrastructure has the functionality of a smart grid, including flexibility and the ability to both accept other gaseous fuels and store energy.

The results of the conducted analyses make a robust case for continuing support for gas cogeneration units and for natural gas transmission and distribution networks in the financial perspective 2021-2027.

### Assessment of financial conditions for the implementation of gas projects

Significant market failures for the analysed gas projects have been identified in the study. Their sources include: an unreliability of competition (in particular gas competition with other energy sources, mainly coal), the existence of public goods (national energy security, clean air), the existence of external effects (socio-economic benefits, such as ensured security of supply, reduced losses related to power restrictions, revenues from municipal budgets from property taxes, increased investment attractiveness of regions, reduced pollutant and CO<sub>2</sub> emissions, improved living conditions and comfort of residents, reduced amount of waste generated in the energy production process), the tariff policy (limited profit generation possibilities). All natural gas transmission and distribution projects co-financed by the OPI&E 2014-2020 and the vast majority of gas cogeneration projects show no financial profitability. Therefore, it is justified to grant public funding for this type of projects based on the method of estimating the financial gap. In the case of gas cogeneration units installed for the own needs of enterprises, a preferential loan with a sufficiently long grace period in repayment seems to be a suitable incentive for the implementation of projects. Lack of co-financing for gas infrastructure projects in the form of subsidies may result in an increase in the natural gas transmission and distribution fees, as well as an increase in the heat tariffs, and thus exacerbate the problem of energy poverty in Poland, which affects 12% of the country's population (mostly because of income poverty, but also because of the lack of access to the gas or heating network).

### **Analysis of differences in the level of socio-economic development and air quality between gasified and non-gasified areas**

The analysis was based on a counterfactual approach featuring the Propensity Score Matching (PSM) technique, consisting in comparing selected indicators that describe the level of socio-economic development and the level of air pollution in the gasified and non-gasified gminas. The results of the analysis show that gasification has an impact on increasing the pace of the socio-economic development of gminas in most of the examined areas, i.e.: the dynamics of population changes, the dynamics of changes in the number of entities conducting business activity, the development of housing resources and an increase in the level of own income of gminas. The analyses also indicate that the use of natural gas to heat flats has an impact on reducing the average annual concentration of PM<sub>10</sub> dust and benzo/a/pyrene in the air and reducing the number of days in excess of the permissible daily concentration of PM<sub>10</sub> dust in the air.

The results of the counterfactual analysis are confirmed by the field studies. As much as 95% of CAWI respondents from the gasified gminas and 96% from the non-gasified ones consider an improvement in the air quality and a reduction of CO<sub>2</sub> emissions - along with an increase in the attractiveness of investment areas, industrial development, an improvement in development conditions and the quality of life of residents - as the most important benefits of gasification. For 77% of respondents from the non-gasified gminas no access to the gas network is a factor that limits their socio-economic development, while nearly 40% of the respondents consider it to be a critical factor. The results of the survey indicate that the main barrier to an increase in the consumption of natural gas by households are economic factors, primarily unprofitability of investments in the development of gas infrastructure for DSOs, too high costs of gas boilers and the required modernisation of internal heating systems, high costs of connecting a building to the gas network and the price of natural gas compared with that of other fuels.

In more economically developed voivodeships (with a higher level of GDP per capita) there is a significantly higher gas network density and natural gas consumption among households per capita, higher share of gasified gminas, as well as a much higher gas consumption by key sectors - industry, construction and professional heating. A manifestation of the country's underdevelopment is, among other things, a significantly lower level of natural gas consumption per capita (52% of the EU average in 2017) and a very high share of hard coal in the structure of energy consumption by households - nearly twelve times higher than the EU average (Poland - 32.5%, EU - 2.8%).

The results of the conducted analysis indicate that the expansion of gas infrastructure, which has both a direct and indirect impact on increasing the level of natural gas consumption in Poland, may bridge the gap between regions in terms of the level of economic development and quality of life, and contribute to reducing the development disparities between Poland and the more developed EU countries.

### **Demand for natural gas in Poland by 2027**

In 2017, natural gas consumption in Poland amounted to 15.5 billion m<sup>3</sup> and showed an upward trend (3% on average between 2010 and 2017). So far, gas has been used primarily in industry (approx. 50% of the domestic consumption) and in the municipal and household sector (approx. 25%). The peak demand for gas increased from around 70 million m<sup>3</sup>/d in 2010 to around 82.5 million m<sup>3</sup>/d in 2018. Launching new connections with EU countries' systems, the construction of the LNG terminal and changes in the gas market liberalisation, including the gradual release of gas prices, have resulted in the creation of favourable conditions for purchasing this fuel at competitive prices, without the risk of interruptions in supplies. Cross-sector analyses indicate that the volume of gas demand in 2027

may reach the level of 26-29 billion m<sup>3</sup> (average annual growth from 6% to 8%), depending on the adopted development scenario. An increase in the natural gas consumption should be observed in virtually all sectors, and the greatest dynamics of changes should occur in the transport sector (from the current approx. 50 million m<sup>3</sup> to approx. 570 million m<sup>3</sup> in 2027). However, the sector's share in the total gas demand will still not exceed 2% (currently around 0.3%). Very dynamic changes will also be observed in the area of electricity generation (average annual increase from 19% to 27%). An increase in gas consumption in the heating sector (including industrial installations) between 2018 and 2027 may range from 1.9 to 3.4 billion m<sup>3</sup>, and in the household sector - from 0.3 to 0.9 billion m<sup>3</sup> (which will require connecting approximately 150-450 thousand new households). The reality of changes in the heat production sector (systemic, industrial and individual) will, however, largely depend on the availability of gas infrastructure in the areas where potential new gas consumers are located. As regards the industry and the construction sectors, the demand for natural gas may increase by nearly 50%, provided that the current economic situation and gas consumption trends are sustained. In terms of geography, until 2027 the Mazowieckie voivodeship, whose share in the total domestic demand for gas may increase to approx. 22-24% (among other things as a result of the implementation of gas generating units in Warsaw), is expected to maintain its leading position, followed by Silesia with approx. 10% and the Zachodniopomorskie voivodeship with approx. 9%-11%.

#### **Investment needs in the gas sector between 2021 and 2027**

The expected increase in natural gas consumption, as well as the planned change in the structure of the natural gas supply directions (replacing the previously dominant eastern direction) will require significant investments in the development and modernisation of the transmission and distribution systems. By 2029, investments in the transmission system are planned to be made for the following: projects for ensuring alternative directions of gas supplies to Poland (including: BalticPipe, expansion of the LNG terminal, interconnectors with Lithuania, Slovakia, Ukraine and the Czech Republic; FSRU terminal in the Gdańsk area); expansion of the transmission system, including about 3,000 km of gas pipelines of a diameter range of DN500-DN1000; projects for connecting new customers, an underground gas storage facility in Damasławek and FSRU in the area of the Gulf of Gdańsk; network modernisation and reconstruction. The total value of investments in the transmission network scheduled by 2023 is PLN 15 billion (including PLN 4.5 billion - investments co-financed under OPI&E 2014-2020) and PLN 8.4 billion by 2029.

The investment plans of distribution companies operating in Poland show a significantly increased range of planned ventures and projects in the coming years. It is estimated that in 2027 the distribution network will transport from 16 to 20 billion m<sup>3</sup> of natural gas. To secure the capacity required to send the above-mentioned volume of gas, it is necessary to establish a comprehensive investment programme that include - in addition to medium and low-pressure distribution pipelines - pipelines which strengthen high pressure transmission and distribution subsystems. By 2027, the length of the distribution networks must increase by 31-39 thousand km compared with 2017 (average 3.1 -3.9 thousand km/year, which represents a 25% to 60% increase compared with the current pace of about 2.47 thousand km/year). The value of the necessary investments in the distribution system by 2027 is estimated to range from PLN 8.9 billion to PLN 11.0 billion.

The total active capacity of the underground gas storage facilities operating in Poland currently amounts to approx. 3,075 million m<sup>3</sup>, which corresponds to approx. 17% of the domestic gas demand and is well below the European average (approx. 32%). If the existing storage facilities are not extended by 2027, their total capacity will be sufficient to store gas in an amount corresponding to 10-15% of the annual demand and 35-38% of the peak demand (compared with the current 59%). To ensure the active capacity of storage facilities corresponding to approx. 20% of the total gas demand, they will need to be expanded by 2027 to 5.2-5.8 billion m<sup>3</sup> (an increase in the active capacity by about 2.2-2.8

billion m<sup>3</sup>) and providing additional warehouse collection capacity of about 24.2-33.7 million m<sup>3</sup>/d. Projects providing additional required storage capacities may result in capital expenditure of PLN 4.2-5.3 billion.

### The role of natural gas in building a low-carbon economy

The results of the analyses indicate that by 2030 Poland will see a significant increase in natural gas consumption - across virtually all sectors, with the largest increase in the electricity sector, where the key growth determinants, apart from socio-economic factors, will be EU regulations regarding climate protection and air protection, as well as the market stimuli resulting therefrom, which mainly include a significant increase in prices of CO<sub>2</sub> emission allowances observed in the last 2 years. Taking into account not only the emission of energy carriers (fuels), but also the real efficiency of generating sources using coal and gas fuels, it can be pointed out that the reduction of CO<sub>2</sub> emissions in the production of the same volume of electricity, resulting from the replacement of coal units with gas units, ranges from approx. 55% (hard coal) to approx. 61% (lignite), and the experience related to the implementation of projects co-financed under measure 1.6.1 shows that the use of high-efficiency gas cogeneration, in place of an old heating boiler powered with solid fuel (coal, coke, had coal), leads to a reduction of CO<sub>2</sub> emissions by approximately 65% on average. It has been estimated that the expected increase in domestic consumption of natural gas by 2027 will allow a reduction ranging from 3.2% (BAU scenario) up to 5.9% (OPT scenario) of domestic CO<sub>2</sub> emissions (according to 2017 levels).

An increase in the consumption of natural gas should also significantly contribute to the improvement of air quality. Poland has one of the highest levels of air pollution in the EU, in particular with regard to such pollutants as PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub> and benzo/a/pyrene. The main reason are emissions from individual heating systems of flats and houses, associated with the use of solid fuel furnaces, often of poor quality, characterised by low energy efficiency and high emissions. Replacing these furnaces with modern gas furnaces leads to a reduction of dust and benzo/a/pyrene emissions by 99-100%. The conducted field studies clearly show that EU regulations defining air pollution emission standards are an important factor determining an increase in the use of natural gas for heating purposes. The estimated potential amounts of avoided air pollution that may result from the expected increase in natural gas consumption in the BAU and OPT scenarios are significant - from 3.8 to 6.2% NO<sub>x</sub>, from 33.1 to 55.8% SO<sub>x</sub>, from 4.8 to 12% PM<sub>10</sub> and from 7.3 to 18.7% PM<sub>2.5</sub> - in relation to the national emission balance for 2017.

## WYKAZ SKRÓTÓW

SKRÓT	OBJAŚNIENIE
<b>CAFE</b>	Dyrektywa 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy
<b>CAWI</b>	Ankieta przeprowadzana za pośrednictwem Internetu (ang. <i>Computer Assisted Web Interview</i> )
<b>CEF</b>	Instrument "Łącząc Europę" (ang. <i>Connecting Europe Facility</i> )
<b>CO</b>	Tlenek węgla
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dwutlenek węgla
<b>dmc</b>	Dopuszczalna masa całkowita
<b>EEA</b>	Europejska Agencja Środowiska (ang. <i>European Environment Agency</i> )
<b>ENTSO-G</b>	Europejska Sieć Operatorów Systemu Przesyłowego Gazu (ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i> )
<b>ETS</b>	Europejski System Handlu Emisjami
<b>GIOŚ</b>	Główny Inspektorat Ochrony Środowiska
<b>GIPL</b>	Gazociąg Polska-Litwa (ang. <i>Gas Interconnection Poland-Lithuania</i> )
<b>GUNB</b>	Główny Urząd Nadzoru Budowlanego
<b>GUS</b>	Główny Urząd Statystyczny
<b>IDI</b>	Indywidualny wywiad pogłębiony (ang. <i>Individual In-Depth Interview</i> )
<b>INIG-PIB</b>	Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
<b>ITI</b>	Telefoniczny wywiad pogłębiony (ang. <i>In-depth Telephone Interview</i> )
<b>IW</b>	Instytucja Wdrażająca
<b>IZ</b>	Instytucja Zarządzająca
<b>KDPR 2020-2029</b>	Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju systemu przesyłowego na lata 2020-2029
<b>KE</b>	Komisja Europejska
<b>KOBIZE</b>	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
<b>KSP</b>	Krajowy system przesyłowy
<b>LNG</b>	Skroplony gaz ziemny (ang. <i>Liquefied natural gas</i> )
<b>MCP</b>	Średnie źródło spalania, tj. źródło o mocy 1-50 MW <sub>t</sub> (ang. <i>Medium combustion plant</i> )
<b>NFOŚiGW</b>	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
<b>NO<sub>x</sub></b>	Tlenki azotu
<b>OGCT</b>	Turbina gazowa o otwartym cyklu (ang. <i>open cycle gas turbine</i> )
<b>OSD</b>	Operator systemu dystrybucyjnego
<b>OSM</b>	Operator systemu magazynowania
<b>OSP</b>	Operator systemu przesyłowego
<b>OZE</b>	Odnawialne źródła energii
<b>PEP 2030</b>	Polityki energetyczna Polski do 2030 r.
<b>PEP 2040</b>	projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (wersja 1.2 z 23.11.2018)
<b>PGN</b>	Plan Gospodarki Niskoemisyjnej
<b>PI</b>	Priorytet Inwestycyjny
<b>PKB</b>	Produkt krajowy brutto

<b>PM<sub>2,5</sub></b>	Pył zawieszony o średnicy nie większej niż 2,5 µm
<b>PM<sub>10</sub></b>	Pył zawieszony o średnicy nie większej niż 10 µm
<b>POIiŚ 2014-2020</b>	Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020
<b>PSE</b>	Polskie Sieci Energetyczne S.A.
<b>PSG</b>	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
<b>RPO</b>	Regionalny Program Operacyjny
<b>SD</b>	System dystrybucji (gazu ziemnego)
<b>SL2014</b>	Centralny system teleinformatyczny wspierający realizację programów operacyjnych realizowanych z Funduszy Europejskich 2014-2020
<b>SOPZ</b>	Szczegółowy Opis Przedmiotu Zamówienia
<b>SOR</b>	Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 z perspektywą do 2030
<b>SO<sub>x</sub></b>	Tlenki siarki
<b>SP</b>	Studia przypadku
<b>Specustawa terminalowa</b>	Ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz.U. 2017 poz. 2302)
<b>TLNG</b>	Terminal LNG w Świnoujściu
<b>TSP</b>	Całkowity pył zawieszony (ang. <i>Total suspended particles</i> )
<b>TYNDYP</b>	Dziesięcioletni plan rozwoju sieci przesyłowej gazu (ang. <i>Ten-Year Network Development Plan</i> )
<b>UE</b>	Unia Europejska
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>ZEDO</b>	Zespół Elektrowni Dolna Odra

# 1. CELE I METODOLOGIA BADANIA

---

## 1.1. CELE BADANIA

---

1. Prezentacja dotychczasowych efektów wykorzystania środków POIiŚ na rozwój polskiego i wspólnotowego rynku gazu, podniesienie poziomu bezpieczeństwa energetycznego, wzrost krajowej konsumpcji gazu oraz uzyskanie efektów środowiskowych generowanych przez projekty wspierające infrastrukturę gazową przez zmniejszenie emisji pyłów nisko zawieszonych PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>10</sub>, tlenków siarki, benzopirenu oraz dwutlenku węgla z sektora komunalno-bytowego oraz transportowego w kontekście priorytetów unijnych obecnej i przyszłej perspektywy finansowej;
2. Określenie skali potrzeb inwestycyjnych oraz przybliżonej lokalizacji przyszłych inwestycji w kogeneracyjne jednostki wytwórcze zasilane gazem ziemnym, a także sieć przesyłową, dystrybucyjną i podziemne magazyny gazu ziemnego oraz instalacje wykorzystujące innowacyjne technologie z obszaru „power-to-gas”;
3. Określenie skali oraz kolejności potrzeb w zakresie likwidacji „białych plam” na gazowej mapie Polski poprzez zwiększanie stopnia gazyfikacji kraju;
4. Określenie korzyści płynących z rozbudowy infrastruktury sektora gazu ziemnego (przesył, dystrybucja, magazynowanie), ze szczególnym uwzględnieniem ograniczenia emisji pyłów nisko zawieszonych PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>10</sub>, tlenków siarki, benzopirenu oraz dwutlenku węgla;
5. Wskazanie wpływu rozwoju infrastruktury gazowej w Polsce na poprawę ciągłości dostaw paliwa gazowego;
6. Zidentyfikowanie zawodności rynku (*market failure*) dla poszczególnych typów inwestycji gazowych z uwzględnieniem polityki taryfowej Prezesa URE (w tym planowanej skali inwestycji i zjawiska ubóstwa energetycznego) oraz systemów wsparcia operacyjnego dla źródeł wysokosprawnej kogeneracji, wraz ze wskazaniem potencjalnych form wsparcia inwestycji.

## 1.2. OPIS ZASTOSOWANEJ METODOLOGII

---

Badanie zrealizowano o kresie kwiecień – lipiec 2019 r. W badaniu wykorzystano następujące metody i techniki badawcze:

### 1.2.1 DESK RESEARCH (ANALIZA DANYCH ZASTANYCH)

---

W ramach badania przeprowadzono kompleksową analizę danych zastanych, obejmującą: dokumentację programową, dokumentację projektową, obowiązujące i planowane regulacje unijne i krajowe, wyniki badań ewaluacyjnych lub innych analiz związanych tematycznie z przedmiotem badania, dodatkowe opracowania i dokumenty o charakterze strategicznym, prognostycznym i naukowym, a także dostępne dane statystyczne (GUS, Eurostat, URE, GIOŚ, KOBIZE).

### 1.2.2 WYWIADY POGŁĘBIONE INDYWIDUALNE I TELEFONICZNE (IDI, ITI)

---

W ramach badania zrealizowano łącznie 10 wywiadów pogłębionych (w tym 9 indywidualnych oraz 1 telefoniczny) z przedstawicielami instytucji zaangażowanych we wdrażanie I i VII osi priorytetowej POIiŚ 2014-2020 (IP – 2 wywiady, IW – NFOŚiGW, INIG-PIB) oraz 6 wywiadów z aktualnymi i potencjalnymi beneficjentami wsparcia w obszarach przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego oraz kogeneracji gazowej.



---

### 1.2.3 ANKIETA CAWI

---

W toku badania przeprowadzone 4 ankiety za pośrednictwem Internetu (CAWI). Obejmowały one następujące grupy respondentów:

1. Gminy: ankietę skierowano do całej populacji, tj. 2477 gmin; uzyskano zwrot 888 ankiet efektywnych, co odpowiada 36% całej populacji (poziom reprezentatywny dla badanej grupy<sup>2</sup>);
2. Przedsiębiorstwa ciepłownicze: ankietę skierowano do członków Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, łącznie 280 podmiotów; uzyskano zwrot 46 ankiet efektywnych, tj. 16%<sup>3</sup>; zebrane w toku ankiety informacje służyły za bazę wiedzy jakościowej;
3. Operatorzy systemu dystrybucyjnego: ankietę skierowano do wszystkich OSD, którzy byli beneficjentami POIiŚ; uzyskano zwrot 5 ankiet efektywnych – 100% beneficjentów POIiŚ 2014-2020 (4 podmioty, w tym 3 z nich były także beneficjentami POIiŚ 2007-2013) oraz dodatkowo 1 beneficjent wyłącznie POIiŚ 2007-2012;
4. Przedstawiciele klastrów energii: ankietę skierowano do przedstawicieli 66 klastrów energii, które uzyskały w konkursach przeprowadzonych przez ME Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii. Uzyskano zwrot 30 ankiet efektywnych, co odpowiada 45% populacji<sup>4</sup>. Zebrane w toku ankiety informacje służyły za bazę wiedzy jakościowej.

---

### 1.2.4 PRACE ANALITYCZNE (ANALIZY JAKOŚCIOWE I ILOŚCIOWE, W TYM ANALIZY KONTRFAKTYCZNE)

---

Szeroki zakres badania oraz typów poszukiwanej wiedzy uzasadniał zastosowanie w badaniu różnego typu analiz jakościowych i ilościowych, obejmujących szeroki zakres danych projektowych oraz danych ze statystyki publicznej. Prace analityczne dotyczyły w szczególności:

- oceny osiągniętych i potencjalnych efektów inwestycji;
- oceny skali redukcji emisji wynikającej z zastąpienia węgla gazem ziemnym;
- oceny uwarunkowań finansowych realizacji inwestycji w infrastrukturę gazową;
- oceny różnic pomiędzy obszarami z występującą siecią gazową a obszarami niezgazyfikowanymi w dwóch wymiarach, tj.: poziomie rozwoju społeczno-gospodarczego wynikające z braku dostępu do paliwa gazowego oraz poziomie zanieczyszczeń powietrza (m.in. emisji pyłów nisko zawieszonych PM<sub>2,5</sub> oraz PM<sub>10</sub>). W obu przypadkach w analizie zastosowano podejście kontrfaktyczne oparte na technice *Propensity Score Matching* (PSM);
- prognoz zużycia gazu ziemnego;
- potrzeb inwestycyjnych w zakresie rozbudowy infrastruktury gazu ziemnego.

---

<sup>2</sup> Dla całej populacji reprezentatywny poziom zwrotu wynosi co najmniej N=333 ankiety, przy maksymalnym błędzie oszacowania +/-5% i poziomie ufności 0,95)

<sup>3</sup> Reprezentatywny poziom zwrotu dla całej populacji 280 podmiotów wynosi co najmniej N=162, przy maksymalnym błędzie oszacowania +/-5% i poziomie ufności 0,95)

<sup>4</sup> Reprezentatywny poziom zwrotu dla całej populacji 66 klastrów energii wynosi co najmniej N=56, przy maksymalnym błędzie oszacowania +/-5% i poziomie ufności 0,95)

---

### 1.2.5 STUDIA PRZYPADKU

---

W toku badania przeprowadzono 8 studiów przypadku na poziomie gmin, w tym 4 studia skupiające się na analizie oddziaływania projektów dofinansowanych w POIiŚ 2014-2020 oraz 4 studia przypadku skupiające się na analizie oddziaływania gazyfikacji na jakość powietrza.

---

### 1.2.6 PANELE EKSPERCKIE

---

W ramach badania zrealizowano dwa panele ekspertów:

- panel dotyczący efektów realizacji projektów w I i VII osi priorytetowej POIiŚ, ich znaczenia oraz mechanizmów wpływu na środowisko, bezpieczeństwo energetyczne, rozwój społeczno-gospodarczy i wzrost konsumpcji gazu ziemnego;
- panel dotyczący potrzeb, możliwości i uwarunkowań związanych z realizacją projektów infrastruktury gazowej w perspektywie finansowej 2021-2027.

W panelach wzięli udział eksperci reprezentujący Ministerstwo Energii (Departament Funduszy Europejskich, Departament Ropy i Gazu) oraz eksperci zewnętrzni – naukowci (Politechnika Warszawska) i rynkowi (Izba Gospodarcza Gazownictwa), a także przedstawiciele beneficjentów (PSG). W każdym z paneli wzięło udział po 6 ekspertów niebędących członkami zespołu badawczego.

## 2. OCENA EFEKTÓW PROJEKTÓW GAZOWYCH DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020

### 2.1. CELE I ZAKRES INTERWENCJI

W POIiŚ 2014-2020 dofinansowanie dla projektów obejmujących inwestycje w infrastrukturę gazu ziemnego przewidziane jest w ramach:

- **I osi priorytetowej „Zmniejszenie emisyjności gospodarki”**, Priorytet inwestycyjny 4.VI. „Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe”, **poddziałania: 1.6.1 „Źródła wysokosprawnej kogeneracji” oraz 1.7.3 „Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w województwie śląskim”**.

Celem interwencji w PI 4.VI jest zwiększenie efektywności energetycznej na poziomie produkcji oraz udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym, co pozwoli zredukować emisje zanieczyszczeń pochodzących z tzw. niskiej emisji, a w efekcie przyczynić się również do poprawy jakości powietrza. Wsparciem objęto między innymi budowę i przebudowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji o jak najmniejszej z możliwych emisji CO<sub>2</sub> oraz innych zanieczyszczeń, w tym zasilanych gazem ziemnym<sup>5</sup>. Alokacja środków UE na projekty obejmujące budowę i modernizację instalacji wysokosprawnej kogeneracji wynosi: w poddziałaniu 1.6.1 - 200,9 mln EUR (ok. 862,7 mln PLN), w poddziałaniu 1.7.3 – 23,8 mln EUR (ok. 102,1 mln PLN), łącznie 224,7 mln EUR (964,8 mln PLN). Wyznaczone w programie rezultaty bezpośrednie interwencji obejmują budowę lub modernizację 35 jednostek wysokosprawnej kogeneracji o łącznej dodatkowej zdolności wytwarzania energii 220 MW (łącznie energia elektryczna i ciepła) oraz 27 jednostek wysokosprawnej kogeneracji z OZE o łącznej dodatkowej zdolności wytwarzania energii z OZE 110 MW (łącznie energia elektryczna i ciepła) oraz redukcję emisji 310 tys. ton ekwiwalentu CO<sub>2</sub>/rok. Na poziomie rezultatów strategicznych interwencja ma przyczynić się do ograniczenia wzrostu krajowego zużycia energii pierwotnej oraz zwiększenia udziału energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu w produkcji energii elektrycznej ogółem.

- **VII osi priorytetowej „Poprawa bezpieczeństwa energetycznego”**, Priorytet inwestycyjny 7e. „Zwiększenie efektywności energetycznej i bezpieczeństwa dostaw poprzez rozwój inteligentnych systemów dystrybucji, magazynowania i przesyłu energii oraz poprzez integrację rozproszonego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych”, **działanie 7.1 „Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii”**.

Celem interwencji w PI 7.e jest poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez zabezpieczenie przesyłu i dystrybucji energii oraz zwiększenia bezpieczeństwa gazowego. Wsparciem objęte są inwestycje budowę lub przebudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego wraz z infrastrukturą wsparcia dla systemu z wykorzystaniem technologii *smart*<sup>6</sup> oraz rozbudowę

<sup>5</sup> Wsparcie w PI 4.VI w poddziałaniu 1.6.2 obejmuje także budowę sieci ciepłowniczych lub sieci chłodu (w tym przyłączy) umożliwiającą wykorzystanie energii cieplnej wytworzonej w źródłach wysokosprawnej kogeneracji oraz wykorzystanie ciepła odpadowego wyprodukowanego w układach wysokosprawnej kogeneracji w ramach projektów rozbudowy/budowy sieci ciepłowniczych, jednak te typy projektów nie są przedmiotem zainteresowania w obecnym badaniu.

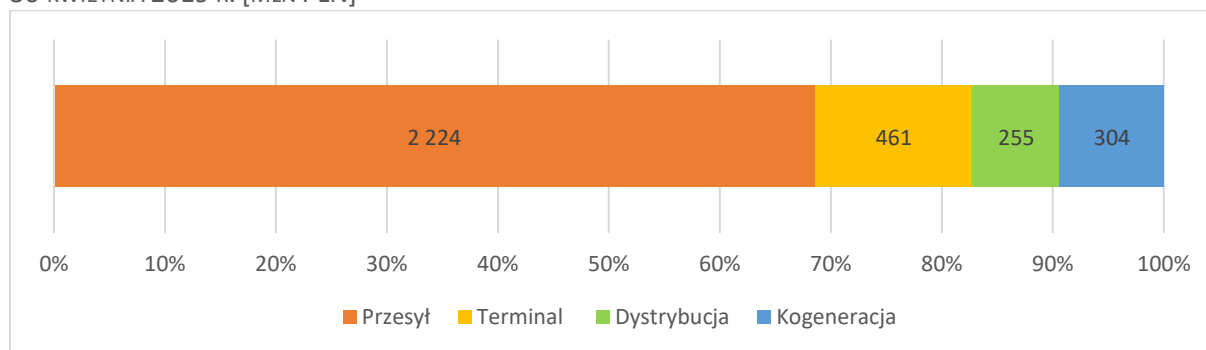
<sup>6</sup> W POIiŚ 2014-2020 przyjęto, że *smart grid* to inteligentne sieci gazowe tj. sieci gazu wraz ze zintegrowanymi technologiami IT, które umożliwiają integrację działań uczestników rynku gazu w procesach przesyłu, dystrybucji, magazynowania i wykorzystania gazu. W szczególności inteligentne sieci powinny pozwalać na zwiększenie niezawodności dostaw gazu ziemnego, zapewnienie ciągłego, bezpiecznego i efektywnego kosztowo dostępu do gazu, a także powinny zapewniać możliwości techniczne w zakresie oferowania klientom nowych usług, które optymalizują zużycie gazu i wpływają na poprawę

terminala LNG. Zgodnie z LPS, alokacja środków UE na projekty z sektora gazu ziemnego w działaniu 7.1 wynosi 691,9 mln EUR (ok. 2 971,2 mln PLN)<sup>7</sup>. Wyznaczone w programie rezultaty bezpośrednie interwencji obejmują budowę lub modernizację 936 km gazociągów, w tym 632 km gazociągów przesyłowych i 304 km gazociągów dystrybucyjnych<sup>8</sup> oraz zwiększenie zdolności terminala LNG do odbioru gazu dostarczanego drogą morską o 2 400 mln m<sup>3</sup>. Na poziomie rezultatów strategicznych interwencja ma przyczynić się do obniżenia wartości wskaźnika koncentracji zdolności importowej z poszczególnych kierunków dostaw gazu ziemnego, tzw. Indeksu Herfindahla-Hirschmana - Dywersyfikacja (HHI-D) dla sektora gazowego.

## 2.2. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA INTERWENCJI

Do końca kwietnia 2019 r. zawarto w POIiŚ 2014-2020 **69 umów dla projektów gazowych** na łączną kwotę dofinansowania ze środków UE wysokości **3 244 mln PLN** (co odpowiada 2,8% całkowitej alokacji środków na POIiŚ 2014-2020 UE - EFRR i FS łącznie<sup>9</sup>), z czego 91% (2 940 mln PLN) zakontraktowano w działaniu 7.1, a 9% (304 mln PLN) w poddziałaniach 1.6.1 i 1.7.1. Biorąc pod uwagę typy projektów, zdecydowanie **największą kwotę środków UE, tj. 69% (2 224 mln PLN) przeznaczono na infrastrukturę przesyłową gazu ziemnego**, 14% (461 mln PLN) na rozbudowę terminala LNG, 9% (304 mln zł) na jednostki kogeneracji gazowej oraz 8% (255 mln PLN) na infrastrukturę dystrybucyjną gazu ziemnego.

**WYKRES 1. WARTOŚĆ DOFINANSOWANIA UE DLA PROJEKTÓW GAZOWYCH W POIiŚ 2014-2020 WG STANU NA 30 KWIETNIA 2019 R. [MLN PLN]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z SL2014, stan na 30 kwietnia 2019 r.

Średni poziom dofinansowania UE (% wydatków kwalifikowalnych) wynosi 59,7% dla projektów z zakresu infrastruktury przesyłowej, 59% dla projektów z zakresu infrastruktury dystrybucyjnej, 57% dla terminala LNG i 49% dla projektów obejmujących jednostki kogeneracji gazowej.

Pod względem liczby zwartych umów dominują projekty obejmujące jednostki kogeneracji gazowej – zawarto 43 umowy o wartości dofinansowania UE od 0,7 do 31,7 mln PLN (średnia wartość środków UE przypadająca na 1 umowę – 7,1 mln PLN), następnie sieci dystrybucyjne gazu ziemnego - 15 umów o wartości dofinansowania UE od 2,4 do 80,7 mln PLN (średnia wartość środków UE przypadająca na 1 umowę – 17 mln PLN). W obszarze infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego dofinansowano 10

skuteczności usług świadczonych obecnie. *Smart grid* powinna także umożliwiać aktywne uczestnictwo użytkowników końcowych w zwiększeniu efektywności funkcjonowania sieci gazowych.

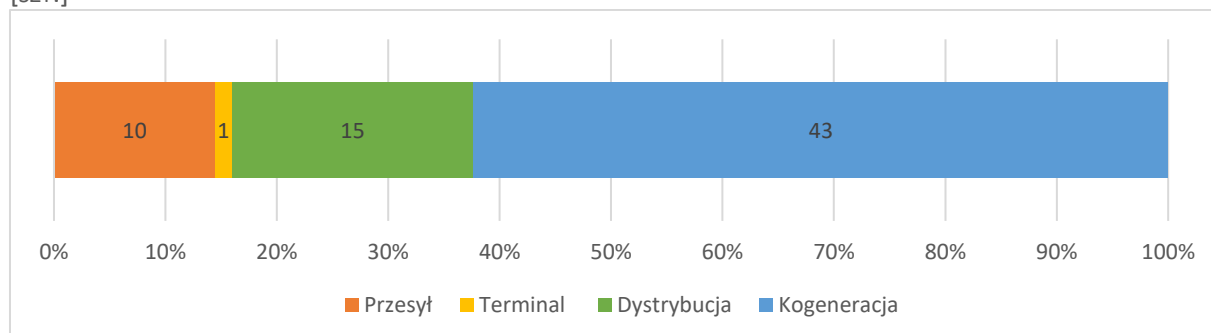
<sup>7</sup> Podział alokacji na poszczególne typy projektów wg „Listy projektów strategicznych dla infrastruktury Energetycznej w ramach POIiŚ 2014-2020” (wersja 3.1, październik 2018). Całkowita alokacja środków UE na działanie 7.1 wynosi 1 000 mln EUR (ok. 4 294,4 mln PLN), przy czym kwota ta obejmuje także projekty z obszaru energii elektrycznej.

<sup>8</sup> Zgodnie z załącznikiem nr 2 do SzOOP

<sup>9</sup> Całkowita alokacja środków UE na POIiŚ 2014-2020 w wysokości 27 410 746 885 EUR przeliczono po kursie Inforeuro z maja 2019 r.: 1 EUR = 4,2944 PLN

projektów o wartości dofinansowania UE od 38,1 do 617,3 mln PLN (średnia wartość środków UE przypadająca na 1 umowę – 222,4 mln PLN), natomiast dla terminala LNG - 1 umowę o wartości 461 mln PLN.

**WYKRES 2.** LICZBA UMÓW DLA PROJEKTÓW GAZOWYCH W POIiŚ 2014-2020 WG STANU NA KONIEC KWIETNIA 2019 R. [SZT.]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z SL2014, stan na 30 kwietnia 2019 r.

Należy podkreślić, że w przypadku działania 7.1 (sieci przesyłowe, terminal, sieci dystrybucyjne) stan kontraktacji z dn. 30 kwietnia 2019 r. należy uznać za zbliżony do ostatecznego (alokacja środków UE, przeznaczona w działaniu 7.1 na sektor gazu ziemnego, została już w blisko 100% zakontraktowana)<sup>10</sup>, natomiast w poddziałaniu 1.6.1 poziom zakontraktowania dostępnej alokacji na dzień 30 kwietnia wynosił 59,5%, a w poddziałaniu 1.7.3 – 31,1%<sup>11</sup>. Biorąc pod uwagę obserwowany bardzo duży popyt na wsparcie dla projektów kogeneracyjnych można się spodziewać, że w poddziałaniach 1.6.1 i 1.7.3 zakontraktowane zostanie 100% dostępnej alokacji, co oznacza, że zarówno wartość projektów, jak i ich liczba, zwiększą się<sup>12</sup>.

Ze względu na wczesny etap realizacji większości dofinansowanych projektów, **aktualnie przeprowadzona ocena efektów ma charakter wstępny i opiera się w znacznej mierze na prognozach spodziewanych efektów oraz prognozach zmian zachodzących w otoczeniu interwencji, nie zaś na realnie osiągniętych już efektach.**

<sup>10</sup> Możliwe są nadal korekty kwot dofinansowania dla zawartych umów wynikające z rozstrzygnięć przetargów na wykonanie inwestycji, a także - w przypadku dostępności środków (która może pojawić się w wyniku realokacji z innych osi lub korzystnych wahań kursowych EUR/PLN) – dofinansowanie dodatkowych 2 projektów w obszarze sieci dystrybucyjnych (projekty wpisane na WPZ o łącznej szacunkowej wartości dofinansowania 62,9 mln PLN).

<sup>11</sup> Przeliczenie alokacji środków UE z EUR na PLN wg kursu Inforeuro z maja 2019 r.: 1 EUR = 4,2944 PLN

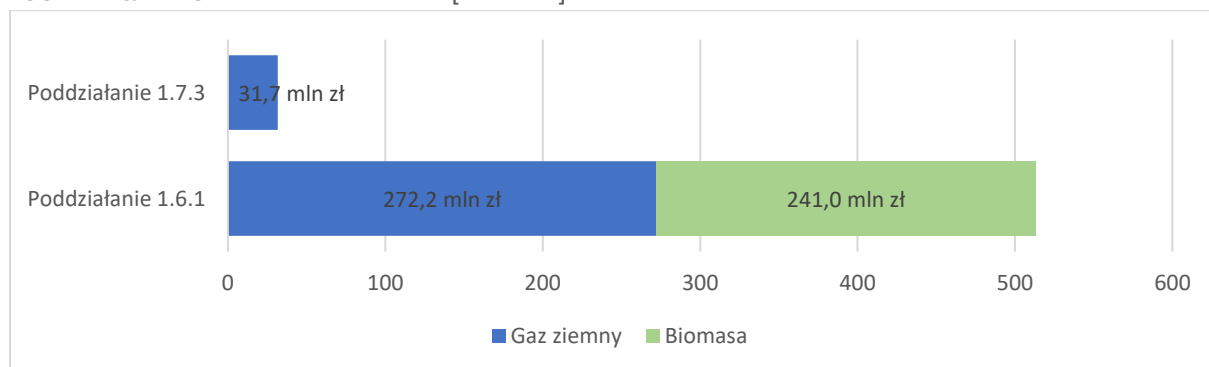
<sup>12</sup> Ze względu na zmianę zasad dofinansowania projektów w trwających i nierozstrzygniętych naborach (zniesienie uzależnienia poziomu dofinansowania od wielkości luki finansowej), a także na możliwość dofinansowania jednostek kogeneracyjnych zasilanych innymi niż gaz ziemny paliwami, nie jest możliwe precyzyjne oszacowanie dodatkowej możliwej kontraktacji środków UE na projekty gazowe w poddziałaniach 1.6.1 i 1.7.3.

## 2.3. OCENA EFEKTÓW INTERWENCJI W ZAKRESIE KOGENERACJI GAZOWEJ (PODDZIAŁANIA 1.6.1 I 1.7.3)

Celem interwencji programu w priorytecie inwestycyjnym 4.VI jest zwiększenie udziału energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, co przyczynić się powinno do zwiększenia efektywności energetycznej na poziomie produkcji oraz udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym oraz zredukować emisje zanieczyszczeń pochodzących z tzw. niskiej emisji.

W ramach poddziałań 1.6.1 „Źródła wysokosprawnej kogeneracji” i 1.7.3 „Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w województwie śląskim” do końca kwietnia 2019 r. zawarto łącznie 53 umowy o dofinansowanie, w tym **43 umowy dla projektów obejmujących instalacje kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym. łączna kwota dofinansowania UE dla projektów kogeneracji gazowej wynosi 303,9 mln PLN**, w tym 272,2 mln PLN w poddziałaniu 1.6.1 (53% łącznej kwoty środków UE zakontraktowanych w poddziałaniu 1.6.1) oraz 31,7 mln PLN w poddziałaniu 1.7.3 (100% środków UE zakontraktowanych w poddziałaniu 1.7.3). Pozostałych 10 projektów, które uzyskały dofinansowanie w poddziałaniu 1.6.1 (47% łącznej kwoty środków UE zakontraktowanych w tym poddziałaniu) obejmuje budowę jednostek kogeneracyjnych wykorzystujących biomasę jako paliwo.

**WYKRES 3.** DOFINANSOWANIE UE W I OSI PRIORYTETOWEJ POIiŚ 2014-2020 DLA JEDNOSTEK WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI W PODZIALE NA TYPY PALIWA [MLN PLN]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z SL 2014, stan na 30 kwietnia 2019 r.

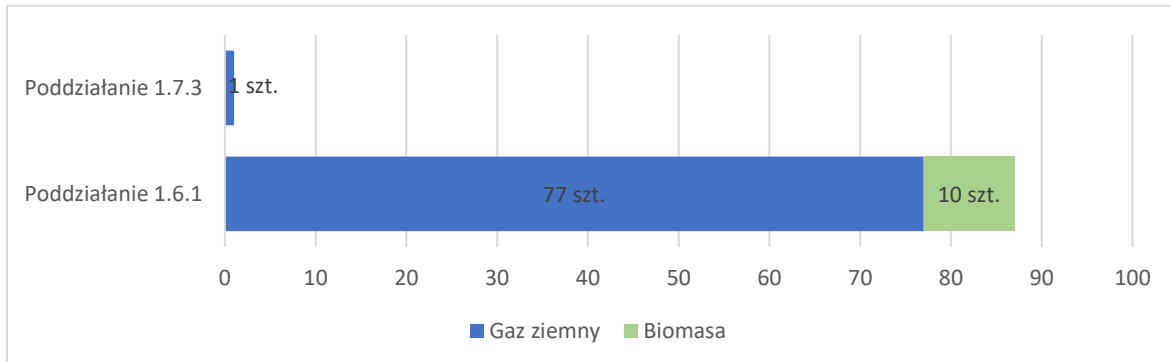
### 2.3.1 EFEKTY RZECZOWE

Efektom realizacji projektów, dla których do końca kwietnia 2019 r. podpisano umowy o dofinansowanie w poddziałaniach 1.6.1 i 1.7.3, będzie:

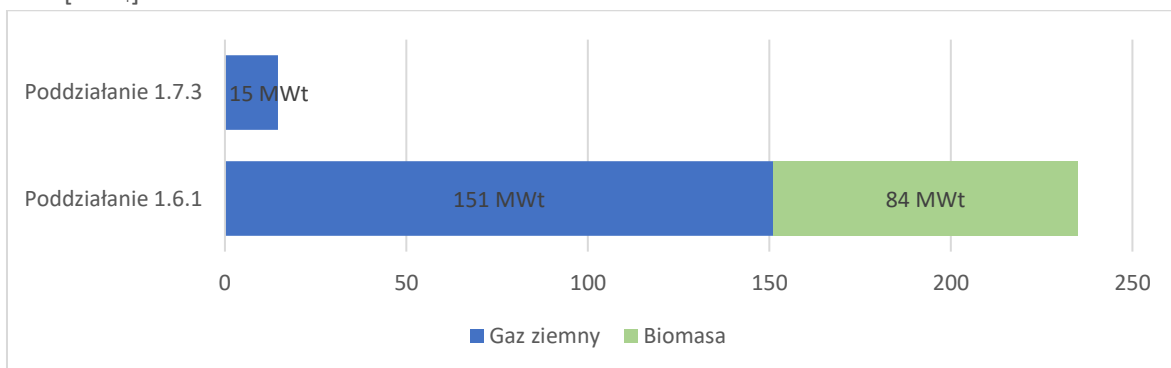
- budowa **78 jednostek wysokosprawnej kogeneracji zasilanych gazem ziemnym**, o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej **166 MW<sub>t</sub>** oraz elektrycznej **152 MW<sub>e</sub>**,
- budowa **10 jednostek wysokosprawnej kogeneracji zasilanych biomasą**, o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej **84 MW<sub>t</sub>** oraz elektrycznej **30 MW<sub>e</sub>**.

**WYKRES 4. PRZEWIDYWANE EFEKTY RZECZOWE PROJEKTÓW DOFINANSOWANYCH W PODZIAŁANIACH 1.6.1 I 1.7.3 POIŚ 2014-2020**

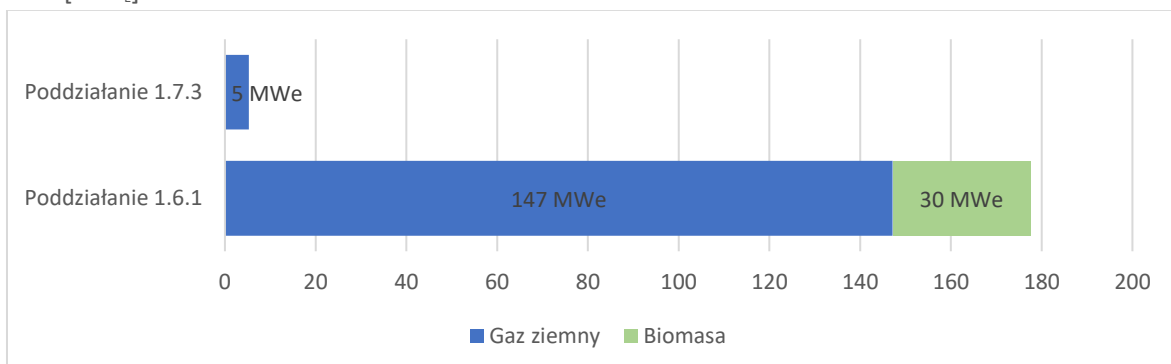
**A. LICZBA WYBUDOWANYCH JEDNOSTEK WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPLNEJ W RAMACH KOGENERACJI [SZT.]**



**B. DODATKOWA ZDOLNOŚĆ WYTWARZANIA ENERGII CIEPLNEJ W WARUNKACH WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI [MW<sub>T</sub>]**



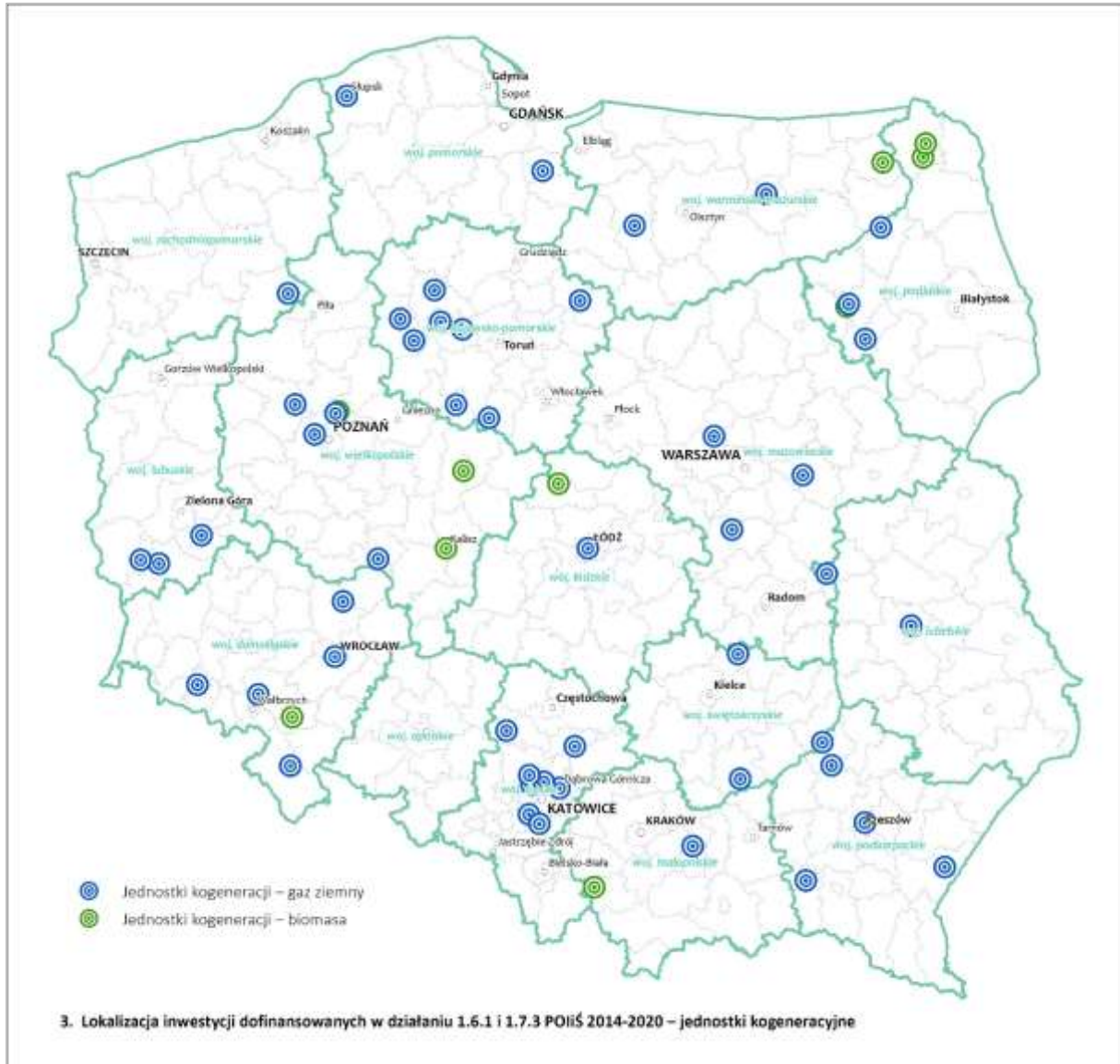
**C. DODATKOWA ZDOLNOŚĆ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WARUNKACH WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI [MW<sub>E</sub>]**



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z SL 2014, stan na 30 kwietnia 2019 r.

Lokalizację dofinansowanych jednostek kogeneracyjnych przedstawiono na poniższej mapie.

MAPA 1. LOKALIZACJA INWESTYCJI DOFINANSOWANYCH W PODDZIAŁANIACH 1.6.1 I 17.3 POIiŚ 2014–2020



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z SL2014, stan na 30 kwietnia 2019 r.

**Najwięcej dofinansowanych jednostek kogeneracji gazowej zlokalizowanych jest na terenie województwa śląskiego (14 szt.), w następnej kolejności – kujawsko-pomorskiego (10 szt.), podlaskiego (8 szt.) oraz dolnośląskiego, wielkopolskiego i podkarpackiego (po 7 szt.). Najmniej dofinansowanych jednostek zlokalizowanych jest w województwach lubelskim i świętokrzyskim (po 2 szt.) oraz łódzkim i małopolskim (po 1 szt.), natomiast w województwie opolskim jak dotąd nie dofinansowano ani jednego tego typu projektu. Jednostki kogeneracyjne zasilane biomasą zlokalizowane są w województwach podlaski i wielkopolskim (po 3 szt.) oraz dolnośląskim, łódzkim, małopolskim i warmińsko-mazurskim (po 1 szt.). Warto podkreślić, że **możliwość realizacji projektów obejmujących jednostki kogeneracji gazowej uwarunkowana jest dostępnością sieci gazowej odpowiedniej przepustowości. W tym kontekście należy wskazać na efekt synergii z projektami z zakresu rozwoju sieci dystrybucyjnej, dofinansowanymi w działaniu 7.1, w wyniku których powstają możliwości tworzenia nowych jednostek kogeneracji gazowej na terenach, na których dotychczas nie było to możliwe ze względu na brak sieci gazowej lub ograniczenia jej przepustowości.** Już na obecnym etapie wdrażania, w ramach umów o dofinansowanie podpisanych do końca kwietnia 2019 r., zidentyfikowano projekt obejmujący jednostkę kogeneracji gazowej, która wybudowana zostanie**



na terenie gminy Nowy Dwór Mazowiecki, w której rozbudowa sieci dystrybucji gazowej nastąpiła w ramach projektu dofinansowanego w działaniu 7.1 (projekt już zakończony).

### 2.3.2 EFEKTY EKOLOGICZNE

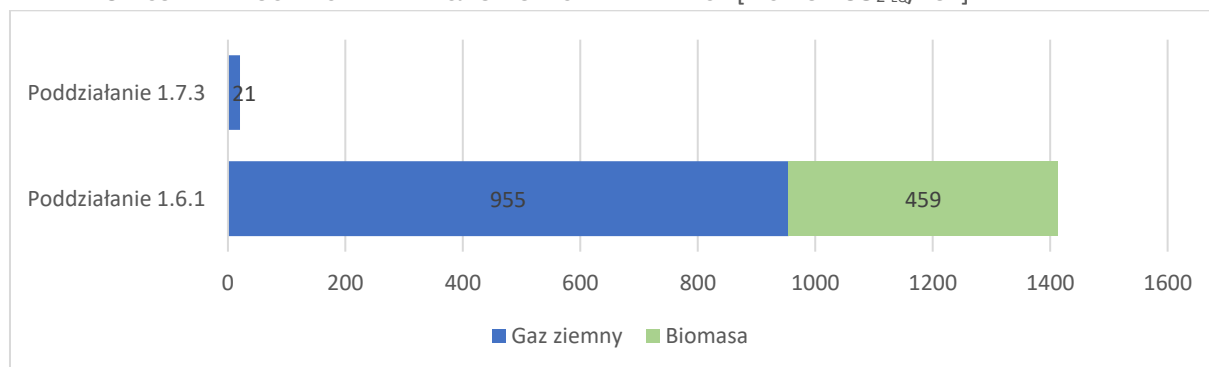
**Dzięki zastąpieniu kopalnych paliw stałych paliwem gazowym lub biomasą oraz podniesieniu sprawności wytwarzania energii poprzez zastosowanie technologii wysokosprawnej kogeneracji, inwestycje te przyniosą efekt ekologiczny w postaci:**

- **redukcji emisji 1 434 tys. ton CO<sub>2</sub> eq/rok, w tym:**
  - ✓ **975 tys. ton CO<sub>2</sub> eq/rok w efekcie realizacji projektów obejmujących kogenerację gazową,**
  - ✓ **459 tys. ton CO<sub>2</sub> eq/rok w efekcie realizacji projektów obejmujących kogenerację biomasową;**
- **zmniejszenia zużycia energii pierwotnej o około 5 185 TJ/rok, w tym:**
  - ✓ **3 203 TJ/rok w efekcie realizacji projektów obejmujących kogenerację gazową,**
  - ✓ **1 983 TJ/rok w efekcie realizacji projektów obejmujących kogenerację biomasową.**

Na wykresach poniżej przedstawiono rozkład wartości wskaźników produktu i rezultatu w podziale na typy paliwa stosowanego w jednostkach kogeneracyjnych. Należy podkreślić, że aktualnie prezentowane dane dotyczą efektów osiągniętych w wyniku realizacji projektów, dla których podpisano umowy o dofinansowanie do końca kwietnia 2019 r., a w tym terminie poziom wykorzystania alokacji w poddziałaniu 1.6.1 wynosił niecałe 60%, a w poddziałaniu 1.7.3 – około 31%<sup>13</sup>. Ponieważ wyniki badań terenowych (w tym wywiadów z IW oraz analizy liczby i wartości złożonych i będących w ocenie wniosków o dofinansowanie) wskazują na to, że zakontraktowanie całości alokacji w omawianych poddziałaniach jest wysoce prawdopodobne, można z dużym przekonaniem prognozować, że **skala efektów osiągniętych na koniec okresu wdrażania, będzie istotnie większa**<sup>14</sup>.

**WYKRES 5. PRZEWIDYWANE EFEKTY EKOLOGICZNE PROJEKTÓW DOFINANSOWANYCH W PODDZIAŁANIACH 1.6.1 I 1.7.3 POIiŚ 2014-2020 - STAN NA 30 KWIECIA 2019 R.**

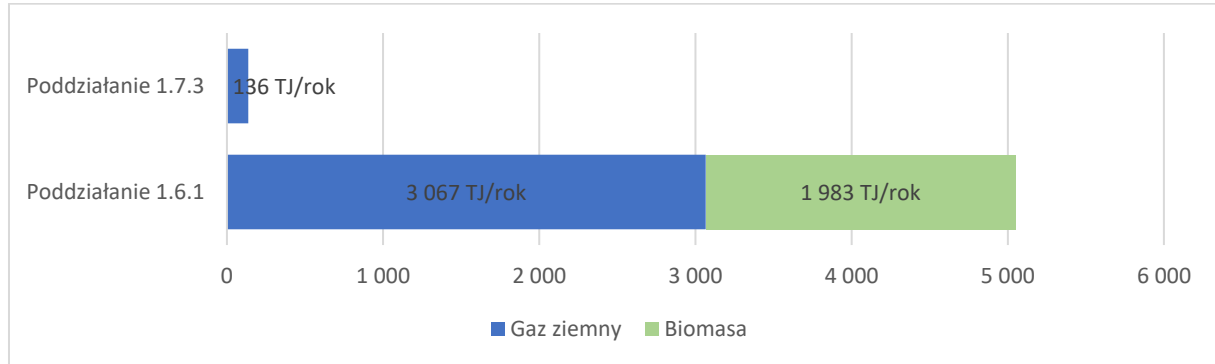
A. SZACOWANY ROCZNY SPADEK EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH [TYS. TON CO<sub>2</sub> eq/ROK]



<sup>13</sup> Całkowita alokacja środków UE w poddziałaniu 1.6.1 wynosi 200,9 mln EUR, a w poddziałaniu 1.7.3 - 23,8 mln EUR. Kwoty te przeliczono po kursie Inforeuro z maja 2019 r., tj. 1 EUR = 4,2944 zł.

<sup>14</sup> Ze względu na zmianę zasady obliczania wysokości dofinansowania (brak konieczności obliczenia luki finansowej), która ma zastosowanie do nierozstrzygniętego dotąd naboru czwartego oraz trwającego obecnie naboru piątego w poddziałaniu 1.6.1, nie jest możliwe precyzyjne oszacowanie możliwej do osiągnięcia skali efektów projektów, które zostaną zakontraktowane w tych naborach.

## B. ZMNIENIE ZUŻYCIA ENERGII PIERWOTNEJ [TJ/ROK]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z SL 2014, stan na 30 kwietnia 2019 r.

**Skalę potencjalnie unikniętej emisji innych niż CO<sub>2</sub> zanieczyszczeń, takich jak: tlenki siarki, tlenki azotu, tlenek węgla, pyły i benzo/a/piren, oszacowano przyjmując następujące założenia:**

- średni poziom produkcji energii dla 1 MW mocy zainstalowanej wyniesie 4000 MWh, a produkcja energii: ciepłej 662 560 MWh<sub>t</sub>/rok i elektrycznej 609 640 MWh<sub>e</sub>/rok;
- za poziom unikniętej emisji przyjmuje się różnicę między szacunkową emisją zanieczyszczeń generowaną przy produkcji ww. wolumenów energii bez wysokosprawnej kogeneracji; w przypadku energii ciepłej: różnica między emisją z węgla spalane w kotle o sprawności max. 85% a gazu spalane w kotle o sprawności 95%; w przypadku energii elektrycznej – różnica między emisją z produkcji danego wolumenu energii elektrycznej wg aktualnych wskaźników emisyjności dla energii elektrycznej (KOBIZE 2018) a emisją ze spalania gazu ziemnego w instalacji o sprawności 95%.

Do oszacowania poziomów emisji związanych z produkcją energii ciepłej zastosowano publikowane przez Europejską Agencję Środowiska (EEA) domyślne wskaźniki emisyjności (*default emission factor*) dla małych źródeł spalania paliw w sektorze publicznym, przedsiębiorstw, rolnictwie, leśnictwie i rybołówstwie (definiowanym jako *small combustion – non residential*), opracowane w ramach programu EMEP (*European Monitoring and Evaluation Programme*), które stosowane są przy sporządzaniu krajowych bilansów emisji do konwencji LRTAP oraz na potrzeby statystyki krajowej i wymagań UE, określonych w dyrektywie PE i Rady (UE) 2016/2284 (tzw. dyrektywie pułapowej)<sup>15</sup>. Dla energii elektrycznej oszacowania poziomu emisji przed realizacją projektu oparto na wskaźnikach emisyjności dla energii elektrycznej w Polsce (KOBIZE)<sup>16</sup>, a po realizacji projektu – na domyślnych wskaźnikach emisji dla małej turbiny gazowej w sektorze publicznym, przedsiębiorstw, rolnictwie, leśnictwie i rybołówstwie (definiowanym jako *small combustion (<50MW) – non residential*, EEA – źródło jak wyżej).

<sup>15</sup> EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016. Technical guidance to prepare national emission inventories - Part B, 1.A.4 Small combustion, European Environment Agency, 2016

<sup>16</sup> W oparciu o najbardziej aktualne dane publikowane przez KOBIZE, tj. *Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2017 rok*, Warszawa, grudzień 2018. Wskaźniki te odnosi się do wolumenu produkcji energii, a nie do wolumenu energii zawartej w paliwie (jak w przypadku wskaźników EEA)

**TABELA 1. OSZACOWANIE UNIKNIĘTEJ EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ ATMOSFERY, WYNIKAJĄCEJ Z ZASTOSOWANIA GAZU ZIEMNEGO DO PRODUKCJI ENERGII CIEPLNEJ I ELEKTRYCZNEJ W JEDNOSTKACH KOGENERACYJNYCH DOFINANSOWANYCH W PODDZIAŁANIACH 1.6.1 I 1.7.3**

ENERGIA CIEPLNA								
ZANIECZYSZCZENIE	WĘGIEL KAMIENNY I BRUNATNY			PALIWA GAZOWE			UNIKNIĘTA EMISJA [Mg/ROK] {G=C-F}	POZIOM REDUKCJI EMISJI [%] {H=G/C}
	DOMYŚLNY WSKAŹNIK EMISYJNOŚCI [G/GJ] {A}	WOLUMEN ENERGII DOST. Z PALIWEM [GJ/ROK] {B}	SZACOWANY POZIOM EMISJI [Mg/ROK] {C=A*B}	DOMYŚLNY WSKAŹNIK EMISYJNOŚCI [G/GJ] {D}	WOLUMEN ENERGII DOST. Z PALIWEM [GJ/ROK] {E}	SZACOWANY POZIOM EMISJI [Mg/ROK] {F=D*E}		
NO <sub>x</sub>	173	2 806 136	485	74	2 510 754	186	300	62%
CO	931		2 613	29		73	2 540	97%
SO <sub>x</sub>	840		2 357	0,67		1,68	2 355	100%
TSP	124		348	0,78		1,96	346	99%
PM <sub>10</sub>	117		328	0,78		1,96	326	99%
PM <sub>2,5</sub>	108		303	0,78		1,96	301	99%
Bap	45,5 mg/GJ		0,13	0,72 µg/GJ		0,00	0,13	100%
ENERGIA ELEKTRYCZNA								
ZANIECZYSZCZENIE	MIX ENERGETYCZNY 2017			MAŁA TURBINA GAZOWA			UNIKNIĘTA EMISJA [Mg/ROK] {G=C-F}	POZIOM REDUKCJI EMISJI [%] {H=G/C}
	WSKAŹNIK EMISYJNOŚCI KOBIZE [KG/MWH] {A}	WOLUMEN PRODUKCJI ENERGII [GJ/ROK] {B}	SZACOWANY POZIOM EMISJI [Mg/ROK] {C=A*B}	DOMYŚLNY WSKAŹNIK EMISYJNOŚCI [G/GJ] {D}	WOLUMEN ENERGII DOST. Z PALIWEM [GJ/ROK] {E}	SZACOWANY POZIOM EMISJI [Mg/ROK] {F=D*E}		
NO <sub>x</sub>	215,5	2 194 704	473	48	2 310 215	111	362	77%
CO	77,0		169	4,8		11	158	93%
SO <sub>x</sub>	211,8		465	0,5		1,16	464	100%
TSP	12,8		28	0,2		0,46	28	98%
PM <sub>10</sub>	b.d.		b.d.	0,2		0,46	b.d.	b.d.
PM <sub>2,5</sub>	b.d.		b.d.	0,2		0,46	b.d.	b.d.
Bap	b.d.		b.d.	0,56 µg/GJ		0,00	b.d.	b.d.
SUMA								
NO <sub>x</sub>			958			297	662	69%
CO			2 782			84	2 698	97%
SO <sub>x</sub>			2 822			2,84	2 819	100%
TSP			376			2,42	374	99%
PM <sub>10</sub>			328			2,42	326	99%
PM <sub>2,5</sub>			303			2,42	301	99%
Bap			0,13			0,00	0,128	100%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z dokumentacji projektowej (stan na 30 kwietnia 2019 r.) oraz publikacji EEA i KOBIZE

**Udział poziomu emisji unikniętej w efekcie realizacji projektów gazowych, w całkowitych emisjach krajowych poszczególnych zanieczyszczeń, wynosi:**

- 0,3% krajowych emisji CO<sub>2</sub> w 2017 r. wg Eurostat<sup>17</sup>,
- 0,08% NO<sub>x</sub>; 0,11% CO, 0,48% SO<sub>x</sub>, 0,11% TSP, 0,13% PM<sub>10</sub> i 0,20% PM<sub>2,5</sub> w odniesieniu do krajowych emisji tych zanieczyszczeń w 2017 r. wg KOBIZE<sup>18</sup>.

Wyniki analiz wskazują na **wysoki potencjał wkładu kogeneracji gazowej w realizację celów krajowych związanych z ochroną klimatu i poprawą jakości powietrza** w efekcie zastępowania małych, lokalnych kotłowni, zarówno dostarczających ciepło sieciowe jak i przemysłowych, zasilanych niskiej jakości paliwami stałymi (głównie: węgiel, koks, miał węglowy). Dofinansowane inwestycje obejmujące jednostki kogeneracji gazowej są niejednokrotnie zadaniami wpisanymi do lokalnych Planów Gospodarki niskoemisyjnej (PGN).

<sup>17</sup> EUROSTAT – All secotrs excluding LULUCF and memo items, Poland, 2017 r.: 336 556,77 tys. ton CO<sub>2</sub>

<sup>18</sup> Oszacowania na podstawie danych zawartych w publikacji *Krajowy bilans emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, NH<sub>3</sub>, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 2015 – 2017 w układzie klasyfikacji SNAP - Raport syntetyczny*, KOBIZE, IOŚ-PIB, Warszawa 2019

---

### 2.3.3 INNE EFEKTY REALIZACJI PROJEKTÓW

---

Wśród dodatkowych korzyści, na które wskazują beneficjenci realizujący projekty obejmujące jednostki kogeneracji gazowej, wskazać można:

- **uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego** rozumieniu dyrektywy 2012/27/UE o efektywności energetycznej<sup>19</sup>;
- **dostosowanie źródła do wymogów dyrektywy 2015/2193** w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. **dyrektywa MCP**);
- **poprawę lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie strat na przesyłaniu energii elektrycznej dzięki lokalnej generacji**;
- **obniżenie wydatków na energię elektryczną** (w szczególności w kontekście ostatnio odnotowanego dużego wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce);
- **zmniejszenie obciążeń związanych z opłatami za gospodarcze korzystanie ze środowiska**;
- dodatkową **poprawę efektywności energetycznej osiągniętą dzięki elastyczności jednostek kogeneracji gazowej** (umożliwienie szybkiego dostosowania podaży energii cieplnej do popytu na nią, co jest szczególnie istotne w okresie letnim, kiedy występują duże wahania w poborze ciepłej wody).

---

### 2.3.4 EFEKTYWNOŚĆ INTERWENCJI

---

Odnosząc przedstawione wcześniej wartości wskaźników produktu i rezultatu do skali nakładów środków UE na poszczególne typy projektów można zauważyć, że **projekty obejmujące jednostki kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym charakteryzują się wyższą efektywnością wykorzystania środków UE zarówno w osiąganiu efektów rzeczowych** (liczba jednostek, moc zainstalowana elektryczna i ciepła), **jak i – co ważniejsze - i rezultatów ekologicznych** (redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz zmniejszenia zużycia energii pierwotnej) **niż jednostki wykorzystujące biomasę**. Efekt ten tylko częściowo można przypisać niższemu średniemu poziomowi dofinansowania dla projektów gazowych (ok. 49% dla jednostek kogeneracji gazowej wobec 59% dla projektów obejmujących jednostki zasilane biomasą, wg stanu kontraktacji na 30 kwietnia 2019 r.), ponieważ także całkowite koszty kwalifikowalne w przeliczeniu na jednostkę poszczególnych wskaźników są istotnie wyższe dla jednostek kogeneracyjnych zasilanych biomasą niż dla instalacji zasilanych gazem ziemnym.

---

<sup>19</sup> 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.

**TABELA 2. PORÓWNANIE NAKŁADÓW CAŁKOWITYCH ORAZ NAKŁADÓW ŚRODKÓW UE NA JEDNOSTKĘ WSKAŹNIKÓW TYPU OUTPUT W PODDZIAŁANIU 1.6.1<sup>20</sup> DLA JEDNOSTEK KOGENERACYJNYCH ZASILANYCH GAZEM ZIEMNYM I OZE**

WSKAŹNIK	ŚREDNIA KWOTA CAŁKOWITYCH WYDATKÓW KWALIFIKOWALNYCH NA JEDNOSTKĘ WSKAŹNIKA [ZŁ/JEDNOSTKA WSKAŹNIKA]			ŚREDNIA KWOTA ŚRODKÓW UE NA JEDNOSTKĘ WSKAŹNIKA [ZŁ/JEDNOSTKA WSKAŹNIKA]		
	GAZ ZIEMNY	BIOMASA	RÓŻNICA %	GAZ ZIEMNY	BIOMASA	RÓŻNICA %
<b>EFEKTY RZECZOWE</b>						
Liczba wybudowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w ramach kogeneracji [szt.]	7 253 021	41 010 939	465%	3 534 643	24 098 103	582%
Dodatkowa zdolność wytwarzania energii ciepłej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji [MW <sub>t</sub> ]	3 697 581	4 891 922	32%	1 801 957	2 874 502	60%
Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji [MW <sub>e</sub> ]	3 796 361	13 469 173	255%	1 850 095	7 914 511	328%
<b>EFEKTY EKOLOGICZNE</b>						
Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych [t CO <sub>2</sub> eq/rok]	585	893	53%	285	525	84%
Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej [GJ/rok]	182	207	14%	89	122	37%

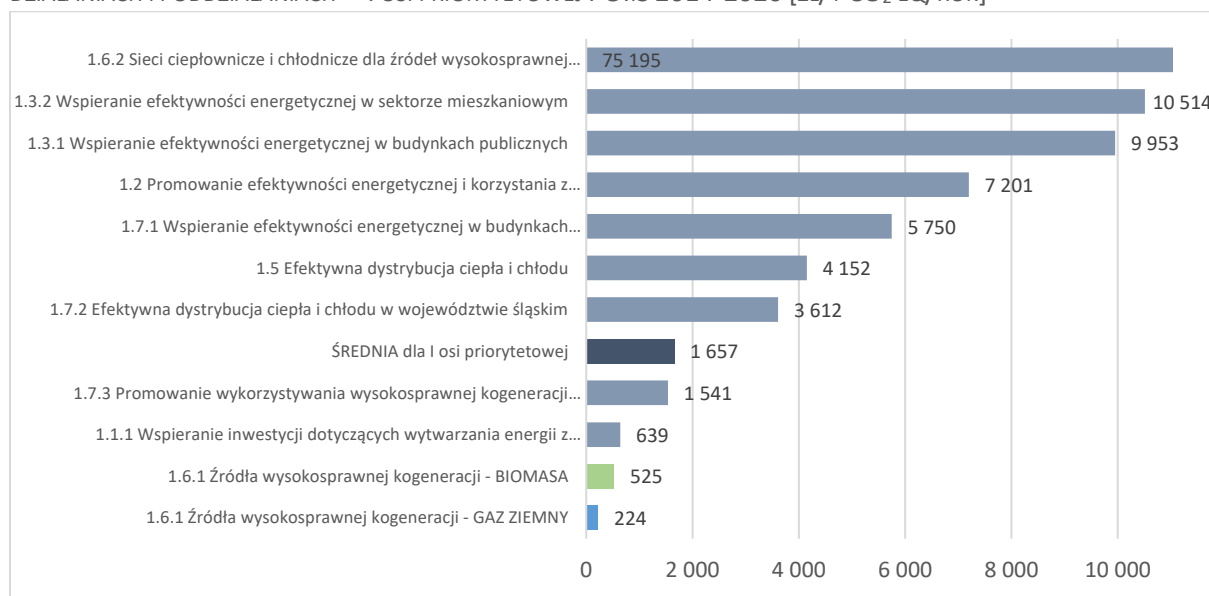
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z SL 2014, stan na 30 kwietnia 2019 r.

Należy podkreślić, że **projekty obejmujące budowę jednostek kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym charakteryzują się najwyższą w skali całej I osi priorytetowej efektywnością w osiągnięciu kluczowego rezultatu programu**, jakim jest **redukcja emisji gazów cieplarnianych**. Na wykresie poniżej przedstawiono porównanie średniego nakładu środków UE na jednostkę redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz zmniejszenia zużycia energii pierwotnej w projektach dofinansowanych w poszczególnych działaniach osi priorytetowej POIiŚ 2014-2020<sup>21</sup>.

<sup>20</sup> Z wyliczeń wyłączono projekt realizowany w poddziałaniu 1.7.3 ze względu na fakt, że obejmuje on swoim zakresem także budowę odcinka sieci ciepłowniczej

<sup>21</sup> W analizie wykorzystano dane z badania ewaluacyjnego pn. *Ocena postępu rzeczowego I i VII osi priorytetowej Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 dla potrzeb przeglądu śródkresowego, w tym realizacji zapisów ram i rezerwy wykonania* (Fundeko Korbel, Krok-Baściuk sp. j. na zlecenie Ministerstwa Energii, Warszawa, grudzień 2018) wg stanu kontraktacji na dzień 30 września 2018 r. dla projektów realizowanych w innych działaniach i poddziałaniach I osi priorytetowej niż 1.6.1 oraz 1.7.3, natomiast dla poddziałań 1.6.1 i 1.7.3 – dane z systemu SL2014 wg stanu kontraktacji na dzień 30 kwietnia 2019 r.

**WYKRES 6.** ŚREDNI NAKŁAD ŚRODKÓW UE NA TONĘ REDUKCJI EMISJI EKWIWALentu CO<sub>2</sub> NA ROK W POSZCZEGÓLNYCH DZIAŁANIACH I PODDZIAŁANIACH<sup>22</sup> I OSI PRIORYTETOWEJ POIIS 2014-2020 [zł/T CO<sub>2</sub> EQ/ROK]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z SL 2014, stan na 30 kwietnia 2019 r. oraz wyników badania ewaluacyjnego pn. Ocena postępu rzeczowego I i VII osi priorytetowej Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 dla potrzeb przeglądu śródkresowego, w tym realizacji zapisów ram i rezerwy wykonania (Fundeko Korbel, Krok-Baściuk sp. j. na zlecenie Ministerstwa Energii, Warszawa, grudzień 2018)

Jak wskazują beneficjenci, którzy na etapie studium wykonalności dokonali porównania wariantów obejmujących jednostki zasilane gazem ziemnym i jednostki zasilane biomasą, również **inne aspekty efektywności kosztowej i ekologicznej przemawiają za zastosowaniem jednostek gazowych**. Należą do nich przede wszystkim **wyższe koszty eksploatacyjne jednostek biomasowych, konieczność transportu i składowania biomasy, a także konieczność transportu i zagospodarowania odpadów wytworzonych w efekcie spalania biomasy**. Przykładową analizę wad i zalet poszczególnych typów instalacji przedstawiono w tabeli poniżej.

**TABELA 3.** PORÓWNANIE WARIANTÓW PALIWOWYCH JEDNOSTKI KOGENERACYJNEJ

TYP PALIWA	WADY	ZALETY
<b>GAZ ZIEMNY</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Wrażliwość na wahania cen paliwa,</li> <li>– Niepewne uwarunkowania zw. ze wsparciem ustawowym dla kogeneracji,</li> <li>– Mniejsza niż przy biomasie redukcja emisji CO<sub>2</sub>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Dobrze rozpoznana technologia,</li> <li>– Wysoka sprawność wytwarzania energii,</li> <li>– Duża elastyczność (stopniowanie mocy),</li> <li>– Łatwość obsługi,</li> <li>– Dostępność paliwa.</li> </ul>
<b>BIOMASA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Wyższe koszty eksploatacyjne w porównaniu z instalacjami zasilanymi gazem ziemnym,</li> <li>– Konieczność transportu i magazynowania paliwa,</li> <li>– Konieczność transportu i zagospodarowania odpadów,</li> <li>– Konieczność zapewnienia stałej obsługi.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Redukcja emisji CO<sub>2</sub> o 100%,</li> <li>– Lokalnie dobra dostępność biomasy.</li> </ul>

Źródło: opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej

<sup>22</sup> Na wykresie pominięto poddziałanie 1.6.2 ze względu na to, że wartość prezentowanego wskaźnika wynosi w tym poddziałaniu 75 195 zł/t CO<sub>2</sub> eq, a więc kilkudziesięciokrotnie więcej niż średnia dla całej osi (uwzględnienie poddziałania 1.6.2 w wykresie sprawiłoby, że dane dla innych działań i poddziałań stałyby się nieczytelne).

W polskich uwarunkowaniach, zarówno systemy oparte o gaz, jak i biomasę<sup>23</sup>, stanowią realną alternatywę dla systemów ciepłowniczych opartych na węglu. **Optymalny wydaje się zrównoważony (równoległy) rozwój systemów opartych o gaz i biomasę. Finansowanie ze środków publicznych wyłącznie systemów opartych o biomasę może prowadzić do niekorzystnych skutków gospodarczych oraz środowiskowych, co było widoczne w perspektywach finansowych 2004-2006 i 2007-2013.** Wsparcie ze środków publicznych instalacji umożliwiających współspalanie biomasy, w połączeniu z systemem preferencji dla energii wyprodukowanej przy udziale biomasy (współspalanej z węglem), oraz brakiem odpowiednich zabezpieczeń legislacyjnych, doprowadziło do wielu negatywnych skutków środowiskowo-klimatycznych oraz gospodarczych, wśród najistotniejszych należy wymienić:

- **dotatkową emisję gazów cieplarnianych, wynikającą z transportu biomasy z bardzo dużych odległości** (inne województwa, państwa, w skrajnych przypadkach kontynenty);
- **konkurowanie o surowiec z przemysłem drzewnym** (deficyty surowca, wzrost cen surowca, zwiększenie kosztów produkcji i związane z tym zmniejszenie konkurencyjności wyrobów), wynikające ze spalania pełnowartościowego surowca drzewnego (drewno wykorzystywane przez przemysł celulozowo-papierniczy oraz producentów płyt drewnopochodnych, w skrajnych przypadkach drewno tartaczne).

**Zarówno w przypadku biomasy rolniczej, jak i leśnej, istnieją możliwość pozyskania dodatkowej masy surowca energetycznego bez negatywnych skutków gospodarczych oraz środowiskowych.** W przypadku rolnictwa istnieje przede wszystkim potencjał zwiększenia powierzchni plantacji roślin energetycznych, natomiast w przypadku leśnictwa istnieje możliwość zagospodarowania większej masy odpadów pozrębowych, bez negatywnych skutków dla gospodarki i środowiska. **Oba potencjały są jednak mocno zróżnicowane przestrzennie. Występują obszary, na których nie ma możliwości znacznego zwiększenia ilości biomasy przeznaczanej na cele energetyczne, bez szkody dla innych strategicznych celów (np. produkcja żywności), sektorów (przemysł drzewny) i środowiska (degradacja siedlisk).** Jest to o tyle istotne, że model energetyki opartej o biomasę, biorąc pod uwagę kryteria ekonomiczne i klimatyczno-środowiskowe, jest efektywny pod warunkiem, że w instalacjach spalana jest przede wszystkim biomasa wyprodukowana lokalnie, tj. w niewielkiej odległości od instalacji. Jeżeli ten warunek nie jest spełniony, konieczny jest transport biomasy z dużych odległości, co wiąże się z dodatkową emisją gazów cieplarnianych<sup>24</sup>. Należy mieć również na uwadze, że **zasoby biomasy możliwej do wykorzystania do celów energetycznych, bez negatywnych skutków gospodarczych oraz środowiskowych, są ograniczone.** Dynamiczny wzrost popytu na biomasę energetyczną, który bez wątpienia będzie konsekwencją promowania tej technologii, może mieć negatywny wpływ na krajowy przemysł drzewny oraz trwałość miejsc pracy związanych z tym sektorem. Konsekwencją dynamicznego wzrostu popytu na biomasę energetyczną może być również presja na zwiększenie poziomu pozyskania leśnej biomasy energetycznej zarówno przez Lasy Państwowe, jak i właścicieli lasów prywatnych, co w długiej perspektywie, po przekroczeniu pewnego poziomu pozyskania biomasy na cele energetyczne<sup>25</sup>, może mieć negatywny wpływ na różnorodność

---

<sup>23</sup> Inne rozwiązanie, ze względu na krajowe uwarunkowania ekonomiczne, klimatyczno-środowiskowe i przestrzenne, w najbliższym dziesięcioleciu będą miały mniejsze znaczenie.

<sup>24</sup> Czynnikiem ograniczającym możliwość pozyskania biomasy leśnej wyprodukowanej w niewielkiej odległości od instalacji może być również system sprzedaży surowca drzewnego przez Lasy Państwowe. Obecnie system jest scentralizowany. Większość masy surowca drzewnego produkowanej przez Lasy Państwowe jest sprzedawana w systemie aukcyjnym za pośrednictwem ogólnopolskiego portalu leśno-drewnego. Kluczowym kryterium jest cena. W związku z tym miejsce wyprodukowania surowca niejednokrotnie jest znacznie oddalone od instalacji, w której zakupiony surowiec jest przetwarzany. Na etapie wyboru oferentów przez pewien okres stosowano kryterium lokalizacyjne, jednak z informacji publikowanych na stronie internetowej Lasów Państwowych wynika, że wycofano się z tego rozwiązania.

<sup>25</sup> Obecny model gospodarki leśnej prowadzonej w Polsce (wprowadzony po roku 1991) co do zasady można uznać za zrównoważony z punktu widzenia pozyskania surowca drzewnego, ochrony różnorodności biologicznej, jak również

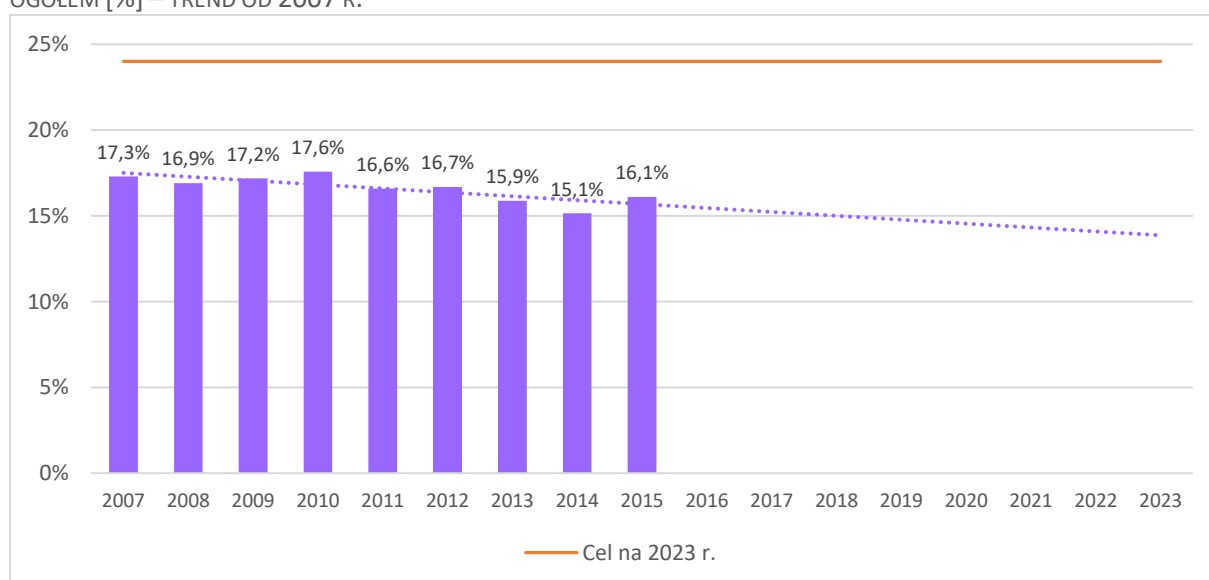
biologiczną, jak również trwałość ekosystemów leśnych (degradacja siedlisk leśnych). **Konsekwencją dynamicznego wzrostu popytu na biomasę energetyczną może być również zmniejszenie poziomu akumulacji węgla przez ekosystemy leśne, a co za tym idzie zwiększenie emisji gazów cieplarnianych w ujęciu netto.**

### 2.3.5 REZULTATY STRATEGICZNE

Dla PI 4.VI wyznaczono w POLiŚ 2014-2020 dwa wskaźniki rezultatu strategicznego: udział energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu w produkcji energii elektrycznej ogółem oraz zużycie energii pierwotnej.

Ostatnie dane EUROSTAT dla wskaźnika **udziału energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu w produkcji energii elektrycznej ogółem** dostępne są za 2015 r.<sup>26</sup>, kiedy to wynosił on 16,1%, przy założonej w POLiŚ wartości docelowej na poziomie 24% w 2023 r. Wpływ na obserwowany na przestrzeni lat 2007-2015 spadkowy trend wartości wskaźnika ma przede wszystkim obserwowany wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej jednoczesnym spadkiem łącznego wolumenu energii elektrycznej produkowanej w kogeneracji.

**WYKRES 7.** UDZIAŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRODUKOWANEJ W SKOJARZENIU W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ OGÓŁEM [%] – TREND OD 2007 R.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat (*Share of CHP in total electricity generation*)

Przy zachowaniu aktualnie obserwowanego trendu wzrostowego, produkcja energii elektrycznej w 2023 r. osiągnie poziom około 177 TWh, co oznacza, że ilość energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu, odpowiadająca poziomowi docelowemu 24%, wynieść powinna ponad 42 TWh, wobec odnotowanego w latach 2015-2016 poziomu ok 26,4 TWh/rok<sup>27</sup>. Do osiągnięcia celu na 2023 r.

akumulacji dwutlenku węgla. Zakłada pozostawienie części niewykorzystanej biomasy w środowisku leśnym, co przyczynia się do wzrostu różnorodności biologicznej, poprawy żyzności siedlisk, jak również stopniowej akumulacji węgla w glebie.

<sup>26</sup> Od lutego 2018 wskaźnik przestał być monitorowany w Eurostat. Brakuje danych nt. produkcji energii w skojarzeniu w krajowych statystykach publicznych, co może utrudniać monitorowanie postępu w osiąganiu wartości docelowej wskaźnika w kolejnych latach.

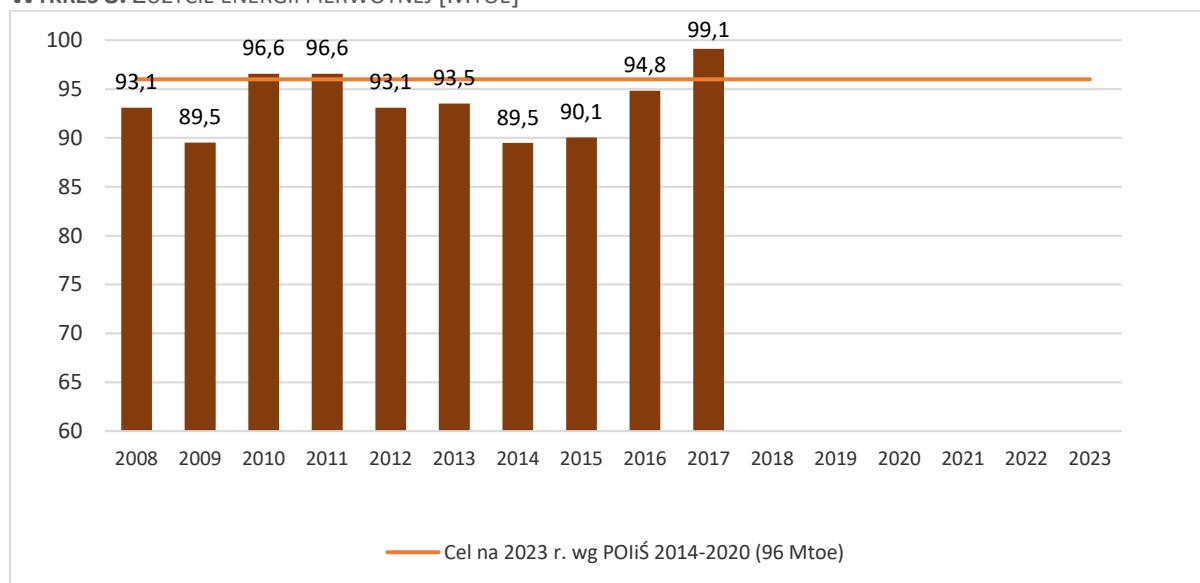
<sup>27</sup> Na podstawie: *Ocena skutków regulacji dla Ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji*, Ministerstwo Energii, 16.03.2018. Dane obejmują jednostki kogeneracji, które posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej (ewentualnie wpis w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji, czy też wpis w rejestrze prowadzonym przez



potrzebne jest więc zwiększenie aktualnego poziomu produkcji energii elektrycznej w kogeneracji o blisko 60%. W działaniach 1.6.1 i 1.7.3, wg stanu na 30 kwietnia 2019 r., dofinansowanych zostało 88 jednostek kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 182 MW<sub>e</sub>, w tym 78 jednostek zasilanych gazem ziemnym o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 152 MW. Przy założeniu maksymalnej wydajności tych instalacji na poziomie 8000 h/rok, wolumen wyprodukowanej przez nie energii elektrycznej wyniesie 1,4 TWh (w tym 1,2 TWh w instalacjach zasilanych gazem ziemnym) co oznacza, że potencjalny wkład interwencji, wg stanu kontraktacji z dn. 30 kwietnia 2019 r., w przyrost wartości wskaźnika udziału energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu w produkcji energii elektrycznej ogółem o ok. 0,8 punktu procentowego. Wkład ten można ocenić jako średnio istotny i adekwatny do wielkości zaangażowanych środków UE.

**Zużycie energii pierwotnej** w Polsce wg danych Eurostat wahało się na przestrzeni lat 2008-2017 pomiędzy 89,5, a 99,1 Mtoe, natomiast cel wyznaczony w POliŚ 2014-2020, zgodnie z zapisami Średniookresowej Strategii Rozwoju Kraju 2020, to ustabilizowanie zużycia energii pierwotnej na poziomie około 96 Mtoe. Zgodnie z Krajowym Planem Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski (KPD EE), osiągnięcie poziomu 96 Mtoe w 2020 r. wymagać będzie ograniczenia zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe w latach 2010-2020. Wyraźnie wyższe krajowe zużycie energii pierwotnej obserwowane w latach 2010-2011 oraz 2016-2017 należy wiązać ze zwiększeniem dynamiki realizacji inwestycji w całym kraju w związku z wydatkowanymi funduszami unijnymi (m.in. zwiększone tempo wszelkich prac budowlanych), co pociąga za sobą większe zapotrzebowanie na energię i surowce, a więc również większe zużycie energii pierwotnej.

**WYKRES 8. ZUŻYCIE ENERGII PIERWOTNEJ [MTOE]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat (Primary energy consumption)

W efekcie realizacji projektów dofinansowanych w poddziałaniach 1.6.1 i 1.7.3, wg. stanu kontraktacji z 30 kwietnia 2019 r., zużycie energii pierwotnej zmniejszy się o 5 185 TJ/rok (w tym o 3 203 TJ/rok w efekcie realizacji projektów gazowych), tj. 0,12 Mtoe/rok, co odpowiada 0,12% wolumenu zużycia energii pierwotnej z 2017 r. (ostatnie dane Eurostat) oraz 0,88% wyznaczonego w KPD EE celu ograniczenia zużycia energii pierwotnej (13,6 Mtoe w latach 2010-2020). Wkład ten można ocenić jako średnio istotny i adekwatny do wielkości zaangażowanych środków UE.

Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa) i wnioskują bądź wnioskowały o wsparcie w postaci świadectw pochodzenia z kogeneracji.

## 2.3.6 PODSUMOWANIE I WNIOSKI

**Dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 jednostki kogeneracji gazowej przyczyniają się do poprawy efektywności energetycznej oraz budowania gospodarki niskoemisyjnej.** W efekcie ich realizacji nastąpi zmniejszenie zużycia energii pierwotnej średnio o ok. 37% w stosunku do stanu przed realizacją projektu oraz redukcja emisji CO<sub>2</sub> (65%) i zanieczyszczeń takich, jak: NO<sub>x</sub> (69%), CO (97%), SO<sub>x</sub> (100%), TSP (99%), PM<sub>10</sub> (99%), PM<sub>2,5</sub> (99%), benzo/a/piren (100%). Wyniki analiz wskazują na **wysoki potencjał wkładu kogeneracji gazowej w realizację celów UE i krajowych związanych z ochroną klimatu i poprawą jakości powietrza** w efekcie zastępowania małych, lokalnych kotłowni (zarówno dostarczających ciepło sieciowe, jak i przemysłowych), zasilanych niskiej jakości paliwami stałymi (głównie: węgiel, koks, miął węglowy).

Dofinansowane inwestycje są niejednokrotnie zadaniami wpisanymi do lokalnych Planów Gospodarki niskoemisyjnej (PGN), umożliwiają **dostosowanie źródła do wymogów dyrektywy MCP**, a także **uzyskanie efektywnego statusu ciepłowniczego w rozumieniu dyrektywy 2012/27/UE** o efektywności energetycznej, wpływają na poprawę lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, zmniejszenie obciążeń związanych z opłatami za gospodarcze korzystanie ze środowiska, a także dodatkową poprawę efektywności energetycznej osiągniętą dzięki elastyczności jednostek kogeneracji gazowej (lepsze dostosowanie podaży energii do popytu na nią).

**Projekty obejmujące jednostki kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym charakteryzują się wyższą niż projekty obejmujące jednostki kogeneracji zasilane biomasą efektywnością wykorzystania środków UE**, zarówno w odniesieniu do efektów rzeczowych, jak i – co ważniejsze – do efektów ekologicznych, obejmujących zmniejszenie zużycia energii pierwotnej i redukcję emisji CO<sub>2</sub>. Za zastosowaniem jednostek gazowych przemawiają także wyższe koszty eksploatacyjne jednostek biomasowych, konieczność transportu i składowania biomasy, a także konieczność transportu i zagospodarowania odpadów wytworzonych w efekcie spalania biomasy. Mając na uwadze, że w polskich uwarunkowaniach, zarówno systemy oparte o gaz, jak i biomasę, stanowią realną alternatywę dla systemów ciepłowniczych opartych na węglu, optymalny wydaje się zrównoważony (równoległy) rozwój systemów opartych o gaz i biomasę.

Co bardzo istotne, **projekty kogeneracji gazowej charakteryzują się najniższym w skali całej I osi priorytetowej nakładem środków UE na jednostkę redukcji emisji CO<sub>2</sub> (224 PLN/t redukcji emisji CO<sub>2</sub> eq/rok).**

**Wyniki przeprowadzonych analiz stanowią w ocenie zespołu badawczego istotne argumenty przemawiające za zasadnością kontynuacji wsparcia dla jednostek kogeneracji gazowej w perspektywie finansowej 2021-2027.**

## 2.4. OCENA EFEKTÓW INTERWENCJI W ZAKRESIE PRZESYŁU I DYSTRYBUCJI GAZU ZIEMNEGO ORAZ ROZBUDOWY TERMINALA LNG (DZIAŁANIE 7.1)

Celem interwencji VII osi priorytetowej jest budowa lub przebudowa sieci w kierunku inteligentnej infrastruktury w celu stworzenia możliwości zwiększenia stopnia dywersyfikacji zaopatrzenia w gaz ziemny oraz likwidacji „wąskich gardeł” w systemie przesyłowym i dystrybucyjnym, związanych ze zwiększającym się zapotrzebowaniem na gaz w dużych centrach odbioru (np. aglomeracjach miejskich). Dofinansowane projekty stanowią kontynuacją wcześniej podjętych strategicznych decyzji o kierunku i zakresie rozwoju systemu przesyłu i dystrybucji gazu w Polsce, który po przebudowaniu i modernizacji powinien stać się nowoczesnym systemem gazowniczym i w pełni odpowiadać na długoterminowe potrzeby rynku zapewniając jednocześnie wsparcie dla zgodnego ze środowiskiem naturalnym niskoemisyjnego rozwoju gospodarczego kraju. Wspierana jest również dywersyfikacja dróg zaopatrzenia w gaz ziemny poprzez przebudowę możliwości regazyfikacyjnych Terminala LNG. Dzięki zrealizowaniu inwestycji związanych z zapewnieniem dostępu do nowych źródeł dostaw gazu poprawie ulegną parametry sieci i warunki dostaw gazu do wszystkich regionów Polski, tym samym zapewnione zostaną warunki do bardziej dynamicznego rozpowszechniania gazu w gospodarce oraz u odbiorców indywidualnych. Pomimo predefiniowanych w POIiŚ 2014-2020 możliwości, ostatecznie dofinansowaniem nie zostały objęte inwestycje mające na celu zwiększenie pojemności czynnej i zdolności odbioru podziemnych magazynowych magazynów gazu.

### 2.4.1 EFEKTY RZECZOWE

#### Infrastruktura przesyłowa

Do końca kwietnia 2019 r. w działaniu 7.1 podpisano 10 umów o dofinansowanie dla projektów realizowanych przez z Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A., na łączną kwotę dofinansowania ze środków UE w wysokości 2 224 mln PLN. W efekcie realizacji projektów ma powstać **780 km gazociągów przesyłowych** wraz z infrastrukturą towarzyszącą (węzły, układy śluz, układy zasuw, zespoły zaporowo-upustowe, tłocznia), co odpowiada 123% zapisanej w Załączniku nr 2 do SzOOP wartości docelowej wskaźnika długości wybudowanych lub zmodernizowanych gazociągów przesyłowych (632 km). Lokalizację projektów zobrazowano na poniższej mapie.

**MAPA 2.** LOKALIZACJA INWESTYCJI DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014–2020 – SIEĆ PRZESYŁOWA GAZU ZIEMNEGO I TERMINAL LNG



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z SL2014

Pod względem charakterystyki technicznej dofinansowanych zadań inwestycyjnych wyróżnić można:

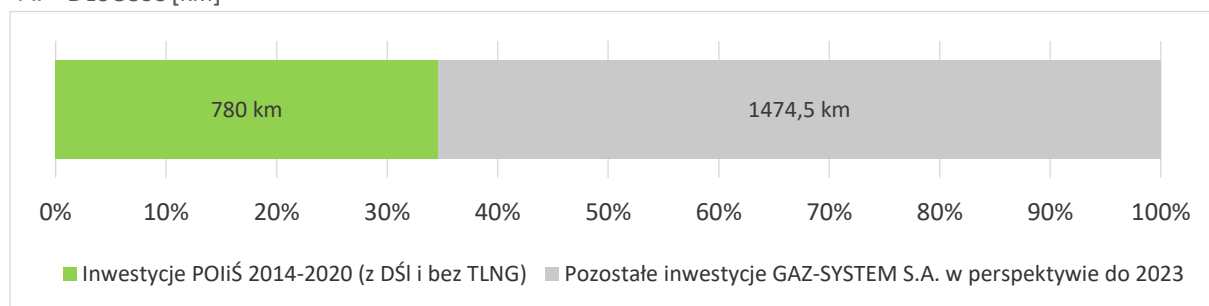
- **gazociągi o średnicy DN1000** (8 projektów, łączny wkład UE – 2 040 mln PLN; 91,7% łącznej kwoty dofinansowania dla projektów przesyłowych),
- **gazociągi o średnicy DN700** (1 projekt, wkład UE - 146 mln PLN; 6,6% łącznej kwoty dofinansowania dla projektów przesyłowych),
- **budowa tłoczni gazu** na Dolnym Śląsku (1 projekt, wkład UE – 38 mln PLN; 1,7% łącznej kwoty dofinansowania dla projektów przesyłowych).

**Dla oceny skali efektów** w obszarze sieci przesyłowej posłużono się danymi zawartymi w projekcie Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Gaz-System S.A. na lata 2020-2029 opublikowanego w styczniu 2019 r. (projekt do konsultacji). Łączna długość ujętych planie nowobudowanych gazociągów wynosi ok. 3 512 km, z czego do 2023 r. zakładane jest wybudowanie około 2 255 km (64%). Szacowana

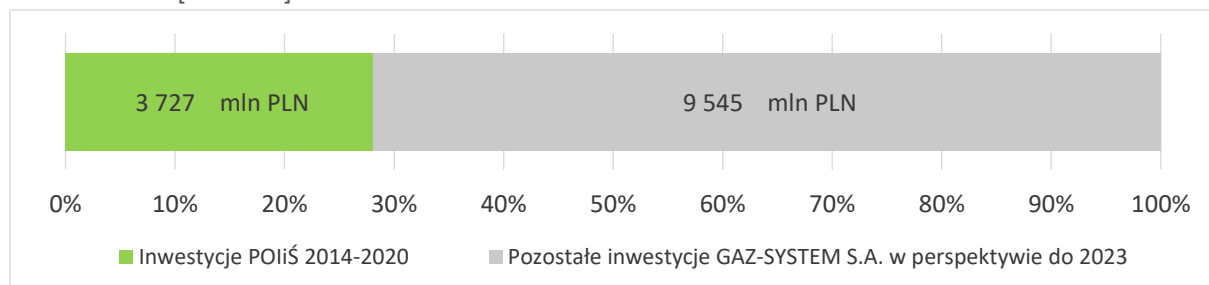
wartość zadań planowanych do realizacji do 2029 wynosi ok. 21 mld PLN<sup>28</sup>, w tym zadania w perspektywie do 2023 r. szacowane są na ok. 13,3 mld PLN (63%). KDPR 2020-2029 wskazuje, że pomimo realizacji już dotychczas dużego zakresu inwestycyjnego, system przesyłowy wymaga kontynuacji tych prac w obecnej perspektywie, a także w perspektywie po 2020 r. **Gazociągi przesyłowe dofinansowane w działaniu 7.1 POIiŚ będą pełnić istotną rolę w całości procesu inwestycyjnego prowadzonego przez Operatora Systemu przesyłowego – odpowiadają około 35% całkowitej długości nowych gazociągów planowanych do wybudowania w systemie przesyłowym do 2023 r. oraz około 28% całkowitej szacowanej wartości inwestycji planowanych do realizacji do 2023 r.**

**WYKRES 9. UDZIAŁ GAZOCIĄGÓW BUDOWANYCH PRZY WSPARCIU POIiŚ 2014-2020 W CAŁKOWITEJ DŁUGOŚCI KLUCZOWYCH GAZOCIĄGÓW PRZESYŁOWYCH PLANOWANYCH DO BUDOWY DO 2023**

A. DŁUGOŚĆ [KM]



B. WARTOŚĆ [MLN PLN]



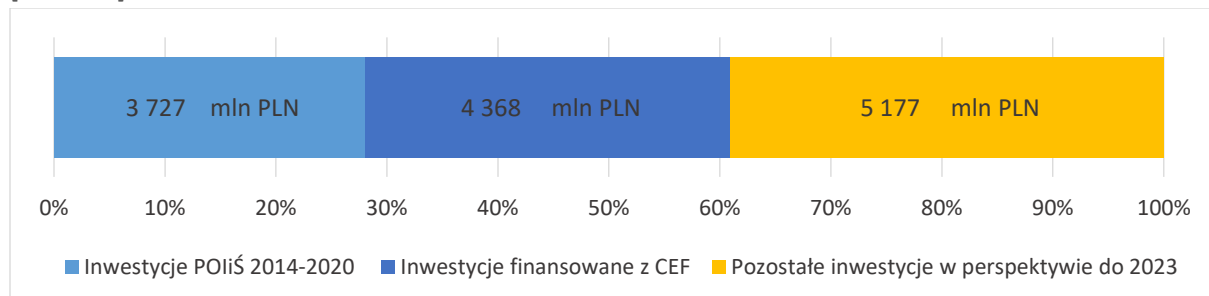
Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej oraz informacji publikowanych przez OSP Gaz-System S.A. (w grupie gazociągów finansowanych z POIiŚ 2014-2020 uwzględniono Czeszów Wierzchowice i Czeszów-Kiełczów o łącznej długości 48 km)

Należy wskazać, że duża część inwestycji realizowanych poza POIiŚ 2014-2020, przede wszystkim połączenia międzysystemowe (BalticPipe, GIPL, GIPS), jest również dofinansowana ze środków Unii Europejskiej w ramach innego instrumentu wsparcia - Connecting Europe Facility (CEF). Łączna długość wszystkich projektów finansowanych w ramach CEF to około 674 km, a ich łączną wartość to około 4,4 mld PLN. Wartość wkładu UE w realizację tych projektów to około 2,13 mld PLN, co stanowi ok. 31% całkowitej szacowanej wartości inwestycji. Łączne dofinansowanie UE dla projektów przesyłowych w ramach POIiŚ i CEF (uwzględniając terminal LNG oraz projekt na Dolnym Śląsku) wynosi 4,4 mld PLN, co stanowi około 52% wartości tych inwestycji. Bez wsparcia ze środków UE na chwilę obecną pozostaje 11 projektów gazociągowych (w tym 3 projekty w ramach gazociągu Gustorzyn-Wronów) o łącznej długości około 800 km, a więc zaledwie ok. 35% całkowitej długości gazociągów planowanych do budowy do 2023 r. Skłania to do stwierdzenia, że **środki UE w obecnej odgrywają bardzo istotną rolę w rozbudowie krajowego systemu przesyłowego i osiągnięciu zakładanych dla**

<sup>28</sup> Oszacowanie na podstawie dostępnych danych lub wskaźników jednostkowych określonych dla zadań dofinansowanych w POIiŚ 2014-2020

**niego celów w zakresie zwiększania bezpieczeństwa energetycznego i rozwoju rynku gazu w Polsce i regionie Europy Środkowo-Wschodniej.**

**WYKRES 10.** UDZIAŁ WARTOŚCI PROJEKTÓW W SIECI PRZESYŁOWEJ, DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020 ORAZ W CEF, W CAŁKOWITEJ WARTOŚCI KLUCZOWYCH GAZOCIĄGÓW PRZESYŁOWYCH PLANOWANYCH DO BUDOWY DO 2023 R. [MLN PLN]



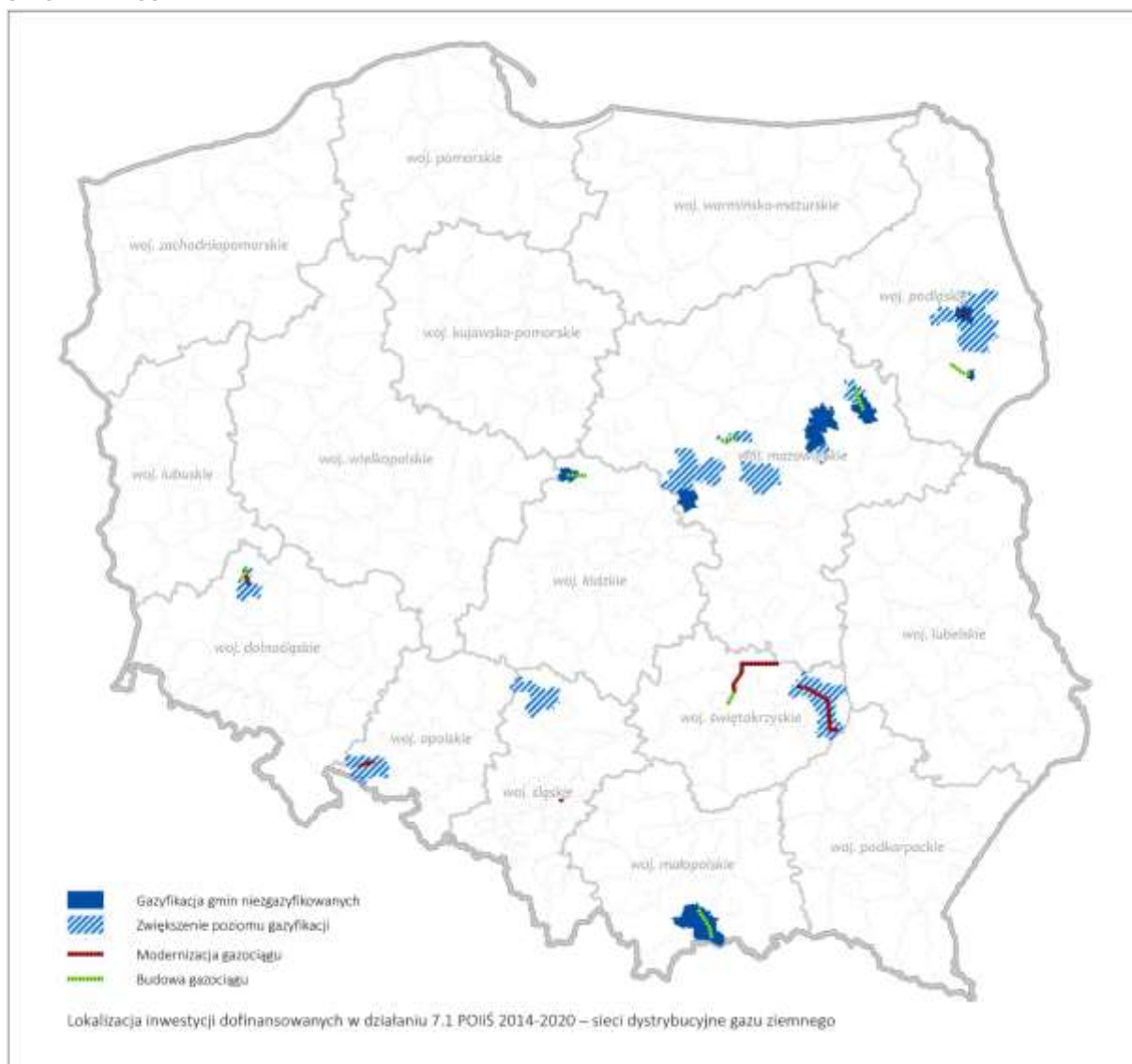
Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej oraz informacji publikowanych przez OSP Gaz-System S.A.

### Infrastruktura dystrybucyjna

W sektorze dystrybucji gazu ziemnego do końca kwietnia 2015 r. podpisano 15 umów o dofinansowanie na łączną kwotę 255 mln PLN. Projekty realizowane przez cztery spółki dystrybucyjne, tj. Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. (9 projektów), Duon Dystrybucja Sp. z o.o. (3 projekty), Sime Polska Sp. z o.o. (2 projekty) oraz Ewe Energia Sp. z o.o. (1 projekt). W efekcie realizacji projektów ma powstać **656 km gazociągów dystrybucyjnych** wraz z infrastrukturą towarzyszącą (stacje gazowe, przyłącza), co odpowiada 216% zapisanej w Załączniku nr 2 do SzOOP wartości docelowej wskaźnika długości wybudowanych lub zmodernizowanych gazociągów dystrybucyjnych (304 km).

Lokalizację projektów dystrybucyjnych dofinansowanych w działaniu 7.1 zobrazowano na poniższej mapie.

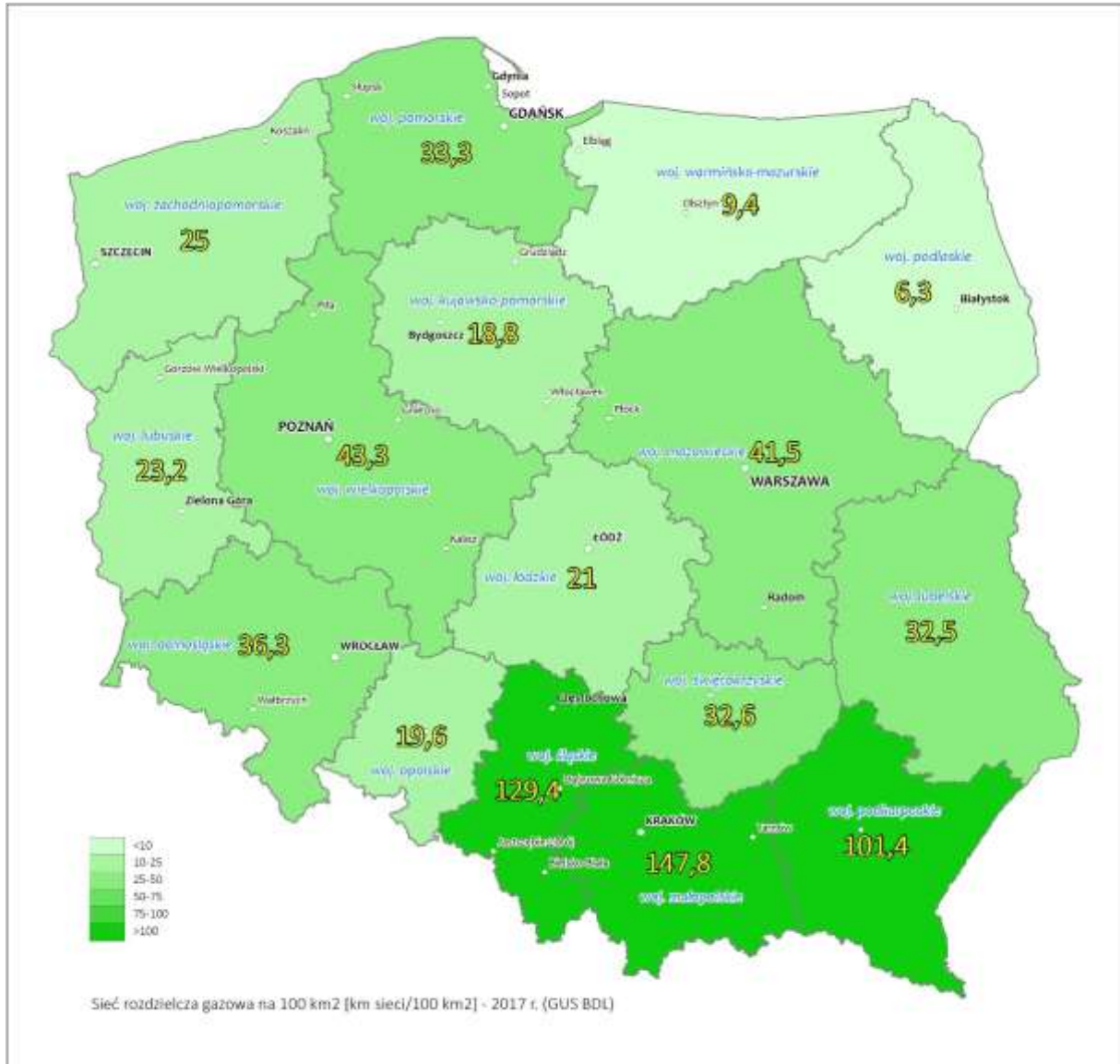
**MAPA 3.** LOKALIZACJA INWESTYCJI DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014–2020 – SIEĆ DYSTRYBUCYJNA GAZU ZIEMNEGO



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z SL2014

Dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 projekty realizowane są w różnych regionach kraju, które są zróżnicowane pod kątem gęstości sieci gazowniczej. Największe zagęszczenie sieci dystrybucyjnej występuje w województwach małopolskim i śląskim, w których łączne roczne zużycie gazu w 2017 r. osiągnęło poziom 30,6 GWh, co stanowiło ok. 18% całkowitego zapotrzebowania na gaz w Polsce. Najmniejsze zagęszczenie sieci występuje w województwach podlaskim i warmińsko-mazurskim, gdzie zapotrzebowanie w 2017 r. wyniosło zaledwie 3,6 GWh (ok. 2% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny). Stopień zagęszczenia sieci gazowniczej dobrze odzwierciedla historię budowy systemu gazowniczego w Polsce. Początki tej branży to południowo-wschodnia część Polski, a więc rejon lokalizacji złóż gazu wysokometanowego, skąd rozpoczynała się sukcesywna ekspansja systemu gazowniczego w kierunku północnym (rejon Warszawy) oraz północno-zachodnim (rejon Szczecina – Zakłady Chemiczne Police).

**MAPA 4.** DŁUGOŚĆ SIECI GAZOWEJ W WOJEWÓDZTWACH, PRZYPADAJĄCA NA 100 KM<sup>2</sup> [KM/100 KM<sup>2</sup>] W 2017 R.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS BDL za 2017 r.

W słabiej rozwiniętych regionach Polski zlokalizowane jest ok. 375 km gazociągów dystrybucyjnych dofinansowanych w POLiŚ 2014-2020 (około 57% długości gazociągów objętych wsparciem). Najwięcej projektów (łącznie długość ok. 121 km) zlokalizowana jest na obszarze województwa świętokrzyskiego, ok. 109 km na obszarze województwa śląskiego. Pozostałe projekty w słabiej rozwiniętych regionach Polski obejmują województwo dolnośląskie (ok. 48 km), łódzkie (ok. 25 km), opolskie (ok. 13 km) i podlaskie (ok. 58 km). **Realizowane projekty będą wspierać rozwój sieci dystrybucyjnej na obszarach o najmniejszej gęstości sieci - około 218 km (33%) będzie wybudowane na obszarach województw podlaskiego, świętokrzyskiego, opolskiego i łódzkiego.** Sumaryczna długość projektów zlokalizowanych na obszarach lepiej rozwiniętych (województwo mazowieckie) wynosi 280 km (43% długości gazociągów objętych wsparciem).

Ze względu na niewielką skalę zaangażowanych środków UE, wkład projektów dofinansowanych w działaniu 7.1 POLiŚ 2014-2020 w obszarze dystrybucji gazu ziemnego w całość procesu inwestycyjnego prowadzonego przez operatorów systemu dystrybucyjnego będzie znacznie mniejszy niż w przypadku sieci przesyłowych. Udział długości gazociągów objętych wsparciem POLiŚ w całkowitej długości nowobudowanych i modernizowanych gazociągów (z zastrzeżeniem



ograniczenia do informacji udzielonych przez ankietowane OSD) wyniesie jedynie 4,4 %, a wartość zrealizowanych przy wsparciu POIiŚ 2014-2020 inwestycji odpowiadać będzie około 7,5% nakładów na inwestycje, planowanych do poniesienia do 2023 r. Należy jednak podkreślić, że proporcje te będą znacznie różne, jeśli uwzględnimy sytuację poszczególnych spółek dystrybucyjnych. **Wkład dofinansowania POIiŚ w rozrój infrastruktury poszczególnych małych operatorów można ocenić jako znaczący - projekty realizowane w tej grupie przedsiębiorstw stanowią ok. 35% całkowitej długości budowanych gazociągów, a wartość stanowi około 29% łącznej wartości inwestycji.**

W grupie projektów dystrybucyjnych wyróżnić można:

- **projekty systemowe („gazociągowe”), obejmujące budowę lub modernizację gazociągów dystrybucyjnych wysokiego ciśnienia, o charakterze systemowym,** są zadaniami inwestycyjnymi o dużym zakresie, pod względem złożoności procesów przygotowania i realizacji inwestycji odpowiadają gazociągom przesyłowym. Ich głównym celem jest poprawa stopnia integracji sieci dystrybucyjnej i łączenie sąsiadujących obszarów dystrybucyjnych. W efekcie realizacji tych projektów zwiększyć się ma poziom bezpieczeństwa oraz standardy jakościowe dostaw do odbiorców, zmniejszy ryzyko wystąpienia przerw wyniku awarii sieci, a także powstaną nowe możliwości budowania rynku o uzyskane dodatkowe przepustowości w sieci dystrybucyjnej;
- **projekty rozwojowe („sieciovowe”), obejmujące budowę lub modernizację gazociągów średniego i niskiego ciśnienia wraz z przyłączami,** realizowane na obszarach zurbanizowanych; celem tych projektów jest optymalizacja sposobu rozdziału gazu w sieciach na poszczególnych obszarach dystrybucyjnych oraz gazyfikacja nowych obszarów i przyłączanie do sieci nowych odbiorców gazu.

#### **Projekty systemowe („gazociągowe”)**

W efekcie realizacji 4 projektów „gazociągowych” powstanie ok. **145 km nowoczesnych, spełniających wymagania inteligentnej sieci dystrybucyjnej, gazociągów wysokiego ciśnienia.** Dofinansowane projekty obejmują modernizację łącznie 145 km gazociągów wybudowanych w ubiegłym stuleciu (niektóre nawet w latach 50-tych XX wieku), które są źródłami dystrybucji gazu na rozległych obszarach. Mając na uwadze prognozy zakładające znaczący wzrost dystrybucji i poboru gazu, niezbędne jest dostosowanie infrastruktury do przyszłych potrzeb. Pilność podjęcia inwestycji związana jest także z postępującą degradacją sieci, licznymi ubytkami izolacji, korozją, co pogarsza stan techniczny sieci i podnosi ryzyko awarii. Pomimo, że stan techniczny gazociągów beneficjenci określają jeszcze jako poprawny, to jednak długi okres użytkowania oraz konieczność przesyłu gazu w nowych kierunkach i większych ilościach (poprawa dyspozycyjności i elastyczności sieci dystrybucyjnej) przesądzają o konieczności ich wymiany na nowe, zwykle o lepszych parametrach technicznych i eksploatacyjnych. W grupie inwestycji gazociągowych znajdują się cztery zadania realizowane przez największego operatora sieci dystrybucyjnej (PSG). Są to:

- **Gazociąg Lubienia - Masłów oraz Mójcza – Kielce** – projekt realizowany w regionie Polski Wschodniej, o znaczeniu ponadregionalnym. Realizacja projektu ma istotne znaczenie techniczne (wpłyne na poprawę bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej i bezpieczeństwo dostaw gazu na obszarze zgazyfikowanym o znacznym zapotrzebowaniu na paliwa gazowe) i ekonomiczne (zapewni możliwość wzrostu dystrybucji gazu w rejonie Kielc na obszarze województwa świętokrzyskiego i znacząco ułatwi dystrybucję gazu w kierunku Radomia). Obszar bezpośredniego oddziaływania projektu zamieszany jest przez 286 598 osób, a liczba podmiotów gospodarczych prowadzących tam działalność gospodarczą przekroczyła 35 644 tys. Efektem realizacji inwestycji będzie zapewnienie dostaw gazu na terenach do tej pory niezgazyfikowanych

oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu na obszarze zgazyfikowanym o znacznym zapotrzebowaniu na paliwa gazowe.

- gazociąg **Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski** - projekt realizowany w regionie Polski Wschodniej, w województwie świętokrzyskim, obejmie zasięgiem tereny powiatów sandomierskiego, opatowskiego i ostrowieckiego. Teren ten jest zamieszkały przez 151 667 osób, a liczba podmiotów gospodarczych prowadzących tam działalność przekroczyła 14 497 tys. Zrealizowanie inwestycji pozwoli na przejęcie przez nowy gazociąg zadań realizowanych przez istniejący gazociąg w/c DN 300 wybudowany w roku 1937, ulegający awariom skutkującym nieszczelnościami spowodowanymi korozją. Gazociąg będzie miał strategiczne znaczenie dla dostaw gazu do Ostrowca Świętokrzyskiego i Kielc. Ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa obecnego zaopatrzenia w paliwo gazowe oraz perspektywy pokrycia rosnącego zapotrzebowania na gaz w rejonie Ostrowca Świętokrzyskiego. Dzięki budowie gazociągu osiągnięte zostaną cele ogólne dotyczące zwiększenia technicznych zdolności przesyłowych – zwiększenie przepływu gazu w celu dostarczenia go do odbiorców, możliwość gazyfikacji nowych obszarów i przyłączania nowych odbiorców zwłaszcza z rejonu Ostrowca Świętokrzyskiego, w części województwa świętokrzyskiego oraz na terenie sąsiadujących województw (kontekst ponadregionalnym), a także zwiększenie bezpieczeństwa ciągłości dostaw gazu na obszarze oddziaływania projektu poprzez eliminację ryzyka awarii.
- gazociąg **Lewin Brzeski – Paczków** – inwestycja zlokalizowana w południowo - zachodniej części województwa opolskiego. Zaproponowany do przebudowy gazociąg został wybudowany w latach 1975 – 77, a jego eksploatacja odbywała się w warunkach działania agresywnego i inwazyjnego czynnika - gazu koksowniczego. Z tego względu jest on mocno wyeksploatowany, a stan techniczny uzasadnia konieczność jego modernizacji. Gazociąg zasilany jest jednostronnie i jest jedynym źródłem gazu licznych odbiorców indywidualnych i podmiotów gospodarczych. Realizacja projektu pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu, a ponadto ograniczy strefę kontrolowaną, zmniejszy wpływ instalacji na środowisko naturalne. W związku z zapewnieniem ciągłości dostaw gazu sieciowego na obszar, który charakteryzuje się przemysłem oraz możliwością podłączenia nowych odbiorców, projekt nabiera charakteru ponadregionalnego. Jego realizacja będzie oddziaływać ponadregionalnie ze względu na poprawę stanu środowiska naturalnego poprzez ograniczenie stosowania paliw stanowiących źródło niskiej emisji (zamiana węgla na znacznie ekologiczny, niskoemisyjny gaz ziemny), stworzenie lepszych warunków do prowadzenia działalności gospodarczej (poza umożliwieniem zamiany paliwa droższego na tańsze, dodatkowo kwestia zapewnienia ciągłości dostaw).
- gazociąg relacji **Dąbrowa Górnicza – Szopienice** (przebudowa) - Inwestycja realizowana w celu poprawy warunków zasilania aglomeracji górnośląskiej. Modernizacja wybranych odcinków sieci gazowej wysokiego ciśnienia pozwoli zwiększyć bezpieczeństwo dostaw paliwa gazowego dla odbiorców komunalnych i przemysłowych na terenie wyżej wymienionych miast. Bezpieczeństwo dostaw jest o tyle istotne, iż gazociąg zasilą wiele zakładów produkcyjnych, które w dużym stopniu wykorzystują paliwo gazowe zarówno do celów technologicznych, jak i komunalnych. Na obszarze oddziaływania gazociągu w latach 2014-2015 zanotowano wzrost ilości odbiorców z 202,2 tys. odbiorców do 203,5 tys. odbiorców, zużycie gazu w 2015 r. wyniosło 67 527,8 tys. m<sup>3</sup>. Ewentualne przerwy w dostawach mogą więc rodzić trudne do oszacowania skutki ekonomiczne, jak również społeczne. Gazociąg może wspierać rozwój rynku gazu poprzez zwiększenie strumieni przesyłanego gazu i umożliwienie przyłączenia do sieci większej liczby odbiorców. Możliwe będzie w związku z tym przyłączanie nowych odbiorców na terenach już zgazyfikowanych, a także

zwiększenie dostaw gazu do już podłączonych odbiorców, zapewniając im pełne pokrycie zapotrzebowania.

### Projekty rozwojowe („sieciowe”)

W efekcie realizacji **11 projektów**, których celem jest rozszerzenie zasięgu i zwiększenie poziomu gazyfikacji kraju, powstanie ok. **511 km sieci dystrybucyjnych**. Należy podkreślić, że z **uwagi na długotrwały proces budowy sieci dystrybucyjnej, przyłączania odbiorców i rozwoju rynku do poziomu zapewniającej ekonomiczne podstawy eksploatacji nowej sieci bez konieczności subsydiowania ich przychodami z innych obszarów dystrybucyjnych, wiele analizowanych projektów nie jest wdrażanych, a decyzje o rozpoczęciu prac odkładane są często na wiele lat**. W przypadku braku warunków do podjęcia decyzji inwestycyjnej czynnikiem stymulującym rozwój sieci dystrybucyjnej może być wsparcie projektu środkami pochodzącymi z sektora publicznego, w tym programów pomocowych takich jak POIiŚ 2014-2020. **Wg deklaracji beneficjentów programu, dofinansowane w działaniu 7.1 projekty sieciowe nie zostałyby zrealizowane bez wsparcia publicznego, które pokrywa lukę finansową, wynoszącą od 32 do 85% wartości kosztów kwalifikowalnych projektów.**

### Terminal LNG (TLNG)

Projekt „Rozszerzenie funkcjonalności Terminalu LNG w Świnoujściu” z dofinansowaniem UE w wysokości 461 mln PLN obejmuje realizację 4 zadań:

- **zwiększenie mocy regazyfikacyjnej** Terminalu poprzez rozbudowę układu regazyfikatorów SCV: nominalna moc regazyfikacji zostanie zwiększona do 855 000 Nm<sup>3</sup>/h (obecnie 570 000 Nm<sup>3</sup>/h), przepustowość wysyłkowa - z obecnych 5,0 do 7,5 mld m<sup>3</sup>/rok, szczytowa moc regazyfikacji po rozbudowie wyniesie 984 000 Nm<sup>3</sup>/h;
- **rozbudowa morskiego systemu przeładunkowego** Terminalu LNG: w ramach tego zadania planuje się budowę nowego stanowiska statkowego, które będzie obsługiwało statki o typowych parametrach charakterystycznych LOA=295 m (długość całkowita), B=46 m (szerokość całkowita) i D=12,5 m (zanurzenie), efektem realizacji tego zadania ma być zapewnienie nowej funkcjonalności to znaczy przeładunku LNG, bunkrowania i przeładunku LNG ze statku na statek; funkcjonalność ta istotnie przyczyni się do wzrostu bezpieczeństwa infrastruktury (wdrożenie filozofii N+1 w części morskiej Terminalu), pogłębienia procesów związanych z dywersyfikacją źródeł oraz kierunków dostaw gazu, jak również udostępnienia usług terminalu większej liczbie klientów;
- **rozbudowa lądowego systemu załadunkowego Terminalu LNG**, w tym część infrastruktury kolejowej zlokalizowana poza granicami Terminalu, w jego ścisłym sąsiedztwie;
- **budowa 3-go zbiornika LNG wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami**: zwiększenie pojemności zbiorników magazynowych na terminalu z aktualnych 320 000 m<sup>3</sup> do co najmniej 500 000 m<sup>3</sup>.

Realizacja projektu w zakładanym horyzoncie czasowym (okresie kwalifikowalności wydatków, tj. do końca 2023 r.) pozwoli osiągnięcie 100% wyznaczonej w programie wartości wskaźnika rezultatu bezpośredniego, tj. **2,4 mld m<sup>3</sup> dodatkowej rocznej zdolności terminala LNG do odbioru gazu dostarczanego drogą morską**. Całkowite wydatki kwalifikowalne dla projektu rozbudowy Terminala wynoszą 805,5 mln PLN, a poziom dofinansowania UE – 461 mln PLN, tj. 57,2% wydatków kwalifikowalnych.

**Wyposażenie terminala w dodatkowe funkcjonalności niesie za sobą szereg korzyści społecznych i środowiskowych, ze względu na szeroką gamę zastosowań.**

Istotną korzyścią związaną z rozbudową terminala jest możliwość wykorzystania LNG jako paliwa dla statków. Flota morska armatorów na Morzu Bałtyckim musi być dostosowywana do coraz bardziej rygorystycznych przepisów dot. **zawartości siarki w paliwie** (tzw. Dyrektywa Siarkowa, SECA), w tym obowiązku wykorzystania paliwa o zawartości siarki poniżej 0,1%. Ponadto, od stycznia 2021 r. na Morzu Bałtyckim obowiązywać zacznie ograniczenie emisji tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) o 75% na obszarach NECA (*Nitric Emission Control Area*). **Pośród wszystkich paliw bunkrowych używanych w transporcie morskim najmniej zanieczyszczeń emitowanych do środowiska znajduje się w skroplonym gazie ziemnym.** Szczegółowe wartości zaprezentowane zostały w tabeli poniżej.

**TABELA 4. WIELKOŚCI EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ W WYNIKU SPALANIA PALIW BUNKROWYCH [G/KWH]**

TYP PALIWA BUNKROWEGO	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CZĄSTKI STAŁE	CO <sub>2</sub>
<b>HFO - paliwo ciężkie</b> (zawartość siarki 3.5 %)	13	9-12	1,5	580-630
<b>MDO - olej żeglugowy typu diesel</b> (zawartość siarki 0.5 %)	2	8-11	0,25-0,5	580-630
<b>MGO - olej napędowy żeglugowy</b> (zawartość siarki 0.1 %)	0,4	8-11	0,15-0,25	580-630
<b>LNG - skroplony gaz ziemny</b>	~0	2	~0	430-480

Źródło: gazterm.pl

Ze względu na niższe opłaty środowiskowe i koszty energii oraz większą efektywność kotłowni, **LNG coraz częściej znajduje zastosowanie w procesach przemysłowych i sektorze spożywczym.** Zastosowanie gazu ziemnego jako paliwa zamiast węgla pozwala na redukcję emisji dwutlenku węgla o co najmniej 40 %, tlenków azotu - o ponad 70 %, a tlenków siarki o ponad 99 %. Dodatkową zaletą jest brak stałych odpadów spalania typu popiół czy żużel. Ze względu na zredukowaną objętość, która przekłada się na obniżenie kosztów transportu, zakłady pozbawione dostępu do sieci gazowej przy stosowaniu LNG zyskują niezależne źródło energii z możliwością jej magazynowania. Użycie tego paliwa w przemyśle spożywczym znacząco obniża koszty produkcji, ze względu na możliwość zastosowania technologii pozwalającej na równoczesne wytwarzanie ciepła, energii elektrycznej i chłodu w jednym procesie.

Dzięki zastosowaniu kriogenicznych kontenerów zbiornikowych (ISO-kontenery), wykorzystywanych do transportu LNG **terminal pozwoli na zastosowanie tego paliwa w transporcie intermodalnym drogowym i kolejowym.** Skroplony gaz ziemny będzie mógł być dostarczany do stacji regazyfikacji i odbiorców końcowych za pomocą transportu kolejowego oraz drogowego.

Rozbudowa terminala będzie miała także wpływ na zwiększenie możliwości tzw. gazyfikacji wyspowej. Już obecnie największym odbiorcą LNG są stacje regazyfikacji sieci wyspowej, które nie mają dostępu do ogólnopolskiej sieci dystrybucji gazu. Takie sieci obsługują zazwyczaj jedną miejscowość. Po ogrzaniu LNG, które przechodzi ze stanu ciekłego w lotny, gaz jest dostarczany lokalną siecią gazociągów dystrybucyjnych do klientów końcowych – firm, instytucji i gospodarstw domowych. Dla mieszkańców oznacza to możliwość produkcji ciepła z niskoemisyjnego paliwa, jakim jest gaz ziemny. Umożliwia to likwidację coraz większej ilości źródeł zasilanych różnego rodzaju opałem, nie tylko drewnem i węglem, lecz także różnego rodzaju odpadami.

## 2.4.2 EFEKTY EKOLOGICZNE

**Wpływ dofinansowanych w działaniu 7.1 projektów przesyłowych oraz terminala LNG na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> oraz innych zanieczyszczeń związanych ze spalaniem paliw stałych można ocenić jako pośredni** - wybudowana infrastruktura stwarza warunki do zwiększenia wolumenu transportowanego gazu, a tym samym zwiększenia poziomu jego zużycia przez odbiorców końcowych, umożliwiając im zastępowanie stosowanych wysokoemisyjnych paliw stałych (głównie węgla, który ma dominujący udział w krajowej strukturze nośników energii)<sup>29</sup>. W związku z tym, że projekty nie są nakierowane na przyłączanie nowych odbiorców, nie można w sposób ilościowy oszacować skali potencjalnych efektów ekologicznych. Należy jednak podkreślić, że rozbudowa infrastruktury przesyłowej i terminala LNG jest warunkiem niezbędnym dla zapewnienia bezpiecznych dostaw oraz możliwości zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego we wszystkich sektorach gospodarki, co oznacza, że **bez dofinansowanych inwestycji, możliwości osiągnięcia redukcji emisji CO<sub>2</sub> i zanieczyszczeń powietrza, które wynikać będą z prognozowanego w perspektywie 2030 r. wzrostu wykorzystania gazu ziemnego w sektorach elektroenergetyki, ciepłownictwa, transportu i gospodarstw domowych (opisane szerzej w rozdziale 7), byłyby ograniczone.**

**Bezpośredni wpływ na zwiększenie zużycia gazu ziemnego jako alternatywy dla paliw stałych mają natomiast projekty z obszaru dystrybucji gazu ziemnego.** W oparciu o oszacowania beneficjentów można wskazać, że w efekcie realizacji projektów dystrybucyjnych dofinansowanych w działaniu 7.1 nastąpi zwiększenie zużycia gazu ziemnego o **56 mln m<sup>3</sup>/rok**, co skutkować będzie **uniknięciem emisji ok. 77 700 ton CO<sub>2</sub>/rok** dzięki zastąpieniu gazem ziemnym blisko 94 tys. ton/rok węgla kamiennego.

Skalę potencjalnie unikniętej emisji innych zanieczyszczeń, takich jak: tlenki siarki, tlenki azotu, tlenek węgla, pyły i benzo/a/piren, oszacowano przyjmując następujące ramowe założenia:

- gaz ziemny zastępuje kopalne paliwa stałe;
- ramowa struktura sektorowa odbiorców gazu ziemnego (dla zwiększonego wolumenu zużycia, który wynika z realizacji projektów dystrybucyjnych w działaniu 7.1 POIiŚ 2014-2020) obejmuje:
  - ✓ gospodarstwa domowe (budynki mieszkalne);
  - ✓ źródła spalania <50% w sektorze publicznym oraz przedsiębiorstwach, rolnictwie i leśnictwie,
- a podział wolumenu zwiększonego zużycia gazu ziemnego między te 2 grupy odbiorców jest równy (50%/50% czyli po 28 mln m<sup>3</sup> na każdy z sektorów);
- za wartość opałową dla 1 m<sup>3</sup> gazu ziemnego przyjęto 36,62 MJ/m<sup>3</sup> (zgodnie z danymi KOBIZE<sup>30</sup>), stąd wolumen energii zawartej w 56 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego wyniesie około 2 063 051 GJ;
- dla sektora gospodarstw domowych za średnią sprawność starego kotła węglowego przyjęto 50%, a nowego kotła gazowego 90%<sup>31</sup>, stąd szacunkowy wolumen energii dostarczony paliwem węglowym, potrzebny do wyprodukowania tej samej ilości energii, co z 28 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, wyniesie ok. 1 959 898 GJ;
- dla sektora *non-residential* (źródła spalania <50MW w sektorze publicznym i przedsiębiorstwach) za średnią sprawność kotła węglowego przyjęto 85%, a kotła gazowego 95%<sup>32</sup>, stąd szacunkowy

<sup>29</sup> Różnice w emisyjności poszczególnych paliw omówiono szczegółowo w rozdziale 7.

<sup>30</sup> Na podstawie: *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2016 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2019*, KOBIZE, Warszawa, grudzień 2018

<sup>31</sup> Na podstawie: Czerski G., Mirowski T., *Porównanie efektywności energetycznej kotłów gazowych i na paliwa stałe*, Polski Instalator 1/2016

<sup>32</sup> Na podstawie: Chabiński M., Książdz A., Szlęk A., *Polskie technologie stosowane w instalacjach 1-50 MW*, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska 2014

wolumen energii dostarczony paliwem węglowym, potrzebny do wyprodukowania tej samej ilości energii, co z 28 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, wyniesie ok. 1 152 881 GJ.

Poziom unikniętej emisji obliczono jako różnicę między emisją zanieczyszczeń generowaną przy produkcji danego wolumenu energii (wyrażonego w GJ) z węgla, a emisją zanieczyszczeń tego samego wolumenu energii produkowanej z gazu ziemnego. Do obliczeń zastosowano publikowane przez Europejską Agencję Środowiska (EEA) domyślne wskaźniki emisyjności (*default emission factor*) dla małych źródeł spalania paliw, opracowane w ramach programu EMEP (*European Monitoring and Evaluation Programme*) pod nazwą „EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook – 2013 – Part B, 1.A.4 Small combustion”, stosowane przy sporządzaniu krajowych bilansów emisji do konwencji LRTAP oraz na potrzeby statystyki krajowej i wymagań UE, określonych w dyrektywie PE i Rady (UE) 2016/2284 (tzw. dyrektywie pałapowej)<sup>33</sup>.

**TABELA 5. OSZACOWANIE UNIKNIĘTEJ EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ ATMOSFERY WYNIKAJĄCEJ Z ZASTĄPIENIA WĘGLA GAZEM ZIEMNYM W EFEKCIE REALIZACJI PROJEKTÓW DYSTRYBUCYJNYCH DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1**

ZANIECZYSZCZENIE	WĘGIEL KAMIENNY I BRUNATNY			PALIWA GAZOWE			UNIKNIĘTA EMISJA [Mg/ROK]	POZIOM REDUKCJI EMISJI [%]
	DOMYŚLNY WSKAŹNIK EMISYJNOŚCI [G/GJ] {A}	WOLUMEN ENERGII DOST. Z PALIWEM [GJ/ROK] {B}	SZACOWANY POZIOM EMISJI [Mg/ROK] {C=A*B}	DOMYŚLNY WSKAŹNIK EMISYJNOŚCI [G/GJ] {D}	WOLUMEN ENERGII DOST. Z PALIWEM [GJ/ROK] {E}	SZACOWANY POZIOM EMISJI [Mg/ROK] {F=D*E}		
<b>Sektor mieszkaniowy (residential combustion)</b>								
NO <sub>x</sub>	110	1 959 898	216	51	1 031 526	53	163	76%
CO	4600		9 016	26		27	8 989	100%
SO <sub>x</sub>	900		1 764	0,3		0,3	1 764	100%
TSP	444		870	1,2		1,2	869	100%
PM <sub>10</sub>	404		792	1,2		1,2	791	100%
PM <sub>2,5</sub>	398		780	1,2		1,2	779	100%
Bap	230 mg/GJ		0,45	0,56 µg/GJ		0,00	0,45	100%
<b>Źródła spalania &lt;50MW w sektorze publicznym, przedsiębiorstwach, rolnictwie, leśnictwie i akwakulturze (small combustion - non-residential)</b>								
NO <sub>x</sub>	173	1 152 881	199	74	1 031 526	76	123	62%
CO	931		1 073	29		30	1 043	97%
SO <sub>x</sub>	840		968	0,67		0,7	968	100%
TSP	124		143	0,78		0,8	142	99%
PM <sub>10</sub>	117		135	0,78		0,8	134	99%
PM <sub>2,5</sub>	108		125	0,78		0,8	124	99%
Bap	45,5 mg/GJ		0,05	0,72 µg/GJ		0,0	0,05	100%
<b>SUMA</b>								
NO <sub>x</sub>		3 112 780	415		2 063 051	129	286	69%
CO			10 089			57	10 032	99%
SO <sub>x</sub>			2 732			1,0	2 731	100%
TSP			1 013			2,0	1 011	100%
PM <sub>10</sub>			927			2,0	925	100%
PM <sub>2,5</sub>			905			2,0	903	100%
Bap			0,50			0,00	0,50	100%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z dokumentacji projektowej oraz publikacji EEA

Choć w skali kraju wielkość unikniętej emisji nie jest znacząca - udział poziomu emisji unikniętej w efekcie realizacji projektów, w całkowitych emisjach krajowych poszczególnych zanieczyszczeń, jest niewielki (w odniesieniu do najbardziej aktualnych danych KOBIZE za 2017 r.: 0,04% dla NO<sub>x</sub>; 0,39% dla CO; 0,47% dla SO<sub>x</sub>; 0,30% dla TSP, 0,38% dla PM<sub>10</sub> i 0,61% dla PM<sub>2,5</sub>)<sup>34</sup>, to **koncentracja efektów**

<sup>33</sup> EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016. Technical guidance to prepare national emission inventories – Part B, 1.A.4 Small combustion, European Environment Agency, 2016

<sup>34</sup> Oszacowania na podstawie danych zawartych w publikacji Krajowy bilans emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, NH<sub>3</sub>, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 2015 – 2017 w układzie klasyfikacji SNAP - Raport syntetyczny, KOBIZE, IOŚ-PIB, Warszawa 2019

projektów w skali lokalnej (np. na poziomie zgazyfikowanej gminy) może być istotna z punktu widzenia poprawy jakości życia i zdrowia mieszkańców, w szczególności w kontekście wysokiej szkodliwości dla zdrowia takich zanieczyszczeń jak pyły zawieszane PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub> oraz benzo/a/piren. Efekt ten jest szczególnie istotny dla Polski ze względu na fakt, że od lat w znaczącej większości stref wyznaczonych do oceny jakości powietrza zgodnie z wymogami dyrektywy CAPE<sup>35</sup>, dopuszczalne poziomy tych właśnie zanieczyszczeń są przekraczane, a jak wynika z danych publikowanych przez GIOŚ, dominującą przyczyną przekroczeń dopuszczalnych poziomów stężeń pyłów PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub> i B(a)P jest oddziaływanie emisji z sektora komunalno-bytowego, związanych z indywidualnym ogrzewaniem budynków czyli tzw. niska emisja - emisja pochodząca ze spalania paliw w piecach i kotłach domowych.

#### STUDIUM PRZYPADKU

*Wielkość emisji zanieczyszczeń ma szczególne znaczenie w miejscu realizacji projektu - na terenach chronionych o wybitnych walorach przyrodniczych, kulturowych i zdrowotnych, o ukształtowaniu terenu utrudniającym naturalne oczyszczanie się niskich warstw atmosfery (przyziemnych) i często występujących zjawiskach inwersji temperaturowej. Przykładem takiego obszaru jest Szczawnica – gmina uzdrowska i turystyczna, która zostanie zgazyfikowana w efekcie realizacji projektu dofinansowanego w działaniu 7.1. Na terenie gminy działa już od ponad 150 lat "Uzdrowisko Szczawnica" S.A., specjalizujące się w leczeniu chorób dróg oddechowych, przewlekłych stanów zapalnych nosa, zatok przynosowych, gardła i krtani, schorzeń aparatu głosowego, schorzeń alergicznych górnych dróg oddechowych i astmy oskrzelowej – a więc kwestia jakości powietrza ma dla gminy kluczowe znaczenie. Mieszkańcy oraz działające na terenie gminy podmioty gospodarcze do celów grzewczych dotąd wykorzystywały głównie węgiel, olej opałowy, koks lub drewno, które cechują się wysoką emisyjnością zanieczyszczeń do powietrza. Jednocześnie usytuowanie Szczawnicy pomiędzy dwoma pasmami górskimi – Beskidem Sądeckim oraz Pieninami w dolinie dopływu Dunajca – potoku Grajcarek wpływa na cyrkulację mas powietrza nad miastem i może przyczyniać się do utrzymywania zanieczyszczonych mas powietrza, głównie w sezonie zimowym, bezpośrednio nad miastem. Mając na uwadze uzdrowską funkcję Szczawnicy władze gminy od lat podejmowały starania o doprowadzenie sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego na teren gminy. Aktualnie, równoległe do gazyfikacji gminy, realizowanej przy wsparciu ze środków UE w POIiŚ 2014-2020, gmina prowadzi komplementarne działania związane z wymianą przestarzałych pieców węglowych na niskoemisyjne przy wsparciu ze środków UE w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Małopolskiego 2014 – 2020.*

Analizując efekty ekologiczne projektów z zakresu infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej należy zwrócić uwagę na jeszcze jeden istotny aspekt: stosowanie paliw niedostarczanych sieciowo wymaga dowożenia ich transportem drogowym, co powoduje zagrożenia w zakresie ciągłości dostaw, konieczność magazynowania, jak również obciążenie dróg taborami wielkotonażowymi, niebezpieczeństwo wypadków i zanieczyszczenie środowiska naturalnego związane z emisjami z transportu. **Sieciowy transport paliwa gazowego jest rozwiązaniem znacznie bardziej przyjaznym środowisku, charakteryzującym się większym bezpieczeństwem i ciągłością dostaw, a także powodującym zmniejszenie obciążenia dróg, emisji spalin i zagrożenia wypadkami poprzez znaczne ograniczenie ilości transportów.**

W przypadku rozbudowy terminala LNG należy zwrócić uwagę na istotną rolę tego projektu w kontekście prognozowanego bardzo dużego wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w sektorze transportu drogowego (LNG jako paliwo dla samochodów ciężarowych, autobusów miejskich, statków i samochodów ciężarowych). Projekt będzie przyczynił się więc do realizacji celów zawartych w dyrektywie 2014/94/UE w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych oraz *Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych* (Ministerstwo Energii, 2017), związanych

<sup>35</sup> Dyrektywa 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy

ze zwiększeniem wykorzystania paliw charakteryzujących się mniejszym śladem węglowym i znacznie mniejszymi emisjami zanieczyszczeń niż paliwa konwencjonalne.

### 2.4.3 INNE EFEKTY RERALIZACJI PROJEKTÓW

#### Wzrost zużycia gazu i zwiększenie zasięgu gazyfikacji

Wpływ dofinansowanych w działaniu 7.1 projektów przesyłowych na zwiększenie krajowego zużycia gazu ziemnego można ocenić jedynie jako pośredni – tworzą one warunki umożliwiające zwiększenie wolumenu transportowanego gazu, natomiast projekty same w sobie nie są nakierowane na przyłączanie nowych odbiorców z sektora przemysłu czy energetyki.

W efekcie realizacji dofinansowanych projektów dystrybucyjnych możliwe będzie **zgazyfikowanie 17 gmin dotąd niezgazyfikowanych** oraz **zwiększenie poziomu gazyfikacji w 19 gminach, które dotąd były zgazyfikowane w niewielkim stopniu**. W wyniku realizacji inwestycji POIiŚ 2014-2020 zwiększy się stopień gazyfikacji (mierzony ilością gmin z dostępem do sieci rozdzielczej) o około 1%.

W oparciu o prognozy beneficjentów oszacowano, że w wyniku realizacji projektów nastąpi wzrost nominalnego zużycia gazu **co najmniej o 56 mln m<sup>3</sup>/rok** w perspektywie roku 2030. Efekt ten wynikać będzie z przyłączenia nowych odbiorców, umożliwiania pokrycia zidentyfikowanego zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny dotychczasowych odbiorców oraz z uniknięcia strat związanych z awaryjnością sieci. Dla porównania w okresie 2010-2017 zużycie gazu w sektorach gospodarstw domowych, transportu i innych odbiorców (odbiorcy odbierający gaz z sieci dystrybucyjnych) zmieniło się średnio o około 59 mln m<sup>3</sup>/rok. Oznacza to, że w wyniku realizacji projektów POIiŚ docelowy przyrost zużycia gazu w sieci dystrybucyjnej będzie odpowiadać średniej wielkości przyrostu zużycia gazu w całej sieci dystrybucyjnej w tych grupach odbiorców. Długość gazociągów dystrybucyjnych realizowanych w ramach projektów POIiŚ 2014-2020 (656 km) odpowiada około 27% średniego rocznego przyrostu długości dystrybucyjnej sieci rozdzielczej w Polsce. Średni wskaźnik przyrostu długości sieci dystrybucyjnej, odniesiony do wzrostu zapotrzebowania na gaz, wynosi ok. 9,2 km/mln m<sup>3</sup>. Projekty sieciowe dofinansowane w POIiŚ 2014-2020, o łącznej długości ok. 511 km, charakteryzuje wskaźnik 9,12 km/mln m<sup>3</sup>, co oznacza, że nie odbiegają od średniej wartości wskaźnika w skali kraju.

#### Wyrównywanie szans w regionach

Wszystkie projekty przesyłowe dofinansowane w działaniu 7.1 zlokalizowane są w regionach klasyfikowanych w ramach Polityki Spójności jako słabiej rozwinięte. Realizacja projektów przyczyni się do wyrównywania standardów życia na obszarach słabiej zurbanizowanych w porównaniu z warunkami w miastach - będzie pozytywnie oddziaływać na rozwój gospodarczy, tworzenie nowych terenów pod inwestycje i tworzenie nowych firm na terenach objętych projektami. Projekty wpisują się więc w główny cel „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)” (SOR), tj. tworzenie warunków dla wzrostu dochodów mieszkańców Polski przy jednoczesnym wzroście spójności w wymiarze społecznym, ekonomicznym, środowiskowym i terytorialnym. Strategia wskazuje na istnienie dysproporcji w poziomie rozwoju społeczno-gospodarczego, które są konsekwencją m.in. zróżnicowanego poziomu wyposażenia infrastrukturalnego (w tym w infrastrukturę energetyczną), a jednym z celów szczegółowych strategii jest rozwój zrównoważony terytorialnie - co oznacza, że korzyści z rozwoju gospodarczego kraju powinny być dostępne dla wszystkich obywateli, bez względu na miejsce zamieszkania. Należy wskazać, że bezpieczeństwo dostępu do sieci energetycznych i usytuowanie źródeł energii jest kluczowe dla wyrównywania szans regionalnych. W SOR wskazano także, że jednym z podstawowych wyzwań rozwojowych Polski jest zapewnienie gospodarce, instytucjom i obywatelom stabilnych i optymalnie dostosowanych do



potrzeb dostaw energii, po akceptowalnej ekonomicznie cenie. Realizacja projektów dofinansowanych w VII osi priorytetowej POIiŚ 2014-2020 bezpośrednio przyczynia się **do poprawy dostępu do infrastruktury gazowej oraz wzrostu standardu zaopatrzenia w gaz**. W związku z tym z jednej strony poprawie ulegnie jakość życia, z drugiej – powstaną warunki dla rozwoju, ponieważ lokalne i regionalne inwestycje modernizują gospodarkę, tworząc nowe miejsca pracy. Wdrożenie projektów w dalszej perspektywie poprawi również potencjał konkurencyjności Polski i polskiej gospodarki.

Równie istotnym aspektem jest **generowanie wpływów do budżetów lokalnych jednostek samorządu terytorialnego na których zlokalizowane będą inwestycje**. Szacunkowa łączna roczna wartość wpływów zasilać budżety gmin po zakończeniu realizacji inwestycji przesyłowych w ramach działania 7.1 wynosi **90,2 mln PLN/rok**, a inwestycji z tytułu podatków od inwestycji dystrybucyjnych **ok. 8,6 mln PLN**.

**TABELA 6.** SZACUNKOWE WPŁYWY Z PODATKÓW LOKALNYCH PO REALIZACJI PROJEKTÓW W SIECI PRZESYŁOWEJ DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014-2020 [MLN PLN/ROK]

PARAMETR	JEDN.	DOLNO ŚLĄSKIE	MAŁOPOLSKIE	OPOLSKIE	PODKARPAC KIE	ŚLĄSKIE	ŚWIĘTOKRZ YSKIE	WIELKOPOL SKIE	ZACHODNIO POMORSKIE	RAZEM WPŁYWY
Szacowane wpływy z podatków (2%)	mln PLN	10,4	12,4	8,8	15,1	9,6	3	15,2	16,11	<b>90,2</b>
Udział	[%]	11,5%	13,7%	9,7%	16,7%	10,6%	3,3%	16,8%	17,8	<b>100%</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej

**TABELA 7.** SZACUNKOWE WPŁYWY Z PODATKÓW LOKALNYCH PO REALIZACJI PROJEKTÓW W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014-2020 [MLN PLN/ROK]

PARAMETR	JEDN.	DOLNO ŚLĄSKIE	ŁÓDZKIE	OPOLSKIE	PODLASKIE	ŚLĄSKIE	ŚWIĘTOKRZYS KIE	MAZOWIECKIE	RAZEM WPŁYWY
Szacowane wpływy z podatków (2%)	mln PLN	0,63	0,33	0,18	0,76	1,43	1,59	3,67	<b>8,59</b>
Udział	[%]	7,4	3,9	2,1	8,9	16,6	18,5	42,6	<b>100%</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z dokumentacji projektowej

### Wpływ na realizację polityk horyzontalnych UE (równość szans kobiet i mężczyzn, niedyskryminację oraz zrównoważony rozwój)

Poza realizacją celów strategicznych i sektorowych, realizowane w działaniu 7.1 projekty zapewniają zgodność z polityką horyzontalną Unii Europejskiej w zakresie równości kobiet i mężczyzn oraz niedyskryminacji (art. 16 Rozporządzenia nr 1303/2013) i mają charakter neutralny. Działania przeprowadzane w trakcie przygotowania, realizacji, a także po zakończeniu projektów nie różnicują jego uczestników ze względu na płeć, rasę lub pochodzenie etniczne, religię lub światopogląd, niepełnosprawność, wiek lub orientację seksualną. Interesariusze projektu uzyskają równe szanse dostępowe do wybudowanej infrastruktury. Wnioskodawca tym samym zadba o przestrzeganie zasady niedyskryminacji i utrzymania równego dostępu do zasobów całego społeczeństwa.

Projekty są również spójne z zasadami zrównoważonego rozwoju (art. 17 Rozporządzenia 1303/2013) – mają korzystny wpływ na środowisko naturalne. Pojęcie „Zrównoważony rozwój” definiowany jest w Rozporządzeniu następująco: „Cele funduszy osiągnąć są w ramach zrównoważonego rozwoju oraz propagowania na poziomie Wspólnoty celu, jakim jest ochrona i poprawa jakości środowiska naturalnego” określonego w art. 6 Traktatu. W trakcie realizacji, działania projektowe są prowadzone tak, aby zminimalizować poziom hałasu, wpływ emisji zanieczyszczeń oraz zanieczyszczenie wód. W ten sposób zapewniany jest maksymalny poziom bezpieczeństwa środowiskowego. Natomiast po zakończeniu realizacji, projekty przyczyniają się do zrównoważonego rozwoju poprzez poprawę

warunków życia i inwestowania na obszarze oddziaływania projektów przy zachowaniu zasad ochrony środowiska naturalnego (bezwaryjne dostarczenie gospodarstwom domowym paliwa mniej szkodliwie oddziałującego na środowisko niż tradycyjne stosowane kopalne paliwa stałe).

### Korzyści społeczno-ekonomiczne realizacji projektów

Zgodnie z informacjami zawartymi we wnioskach o dofinansowanie, realizowane projekty przyczynią się do powstania niżej wymienionych korzyści społeczno-ekonomiczne:

#### – **Zwiększenie sprzedaży i zysków dla firm zajmujących się obrotem gazem**

Zakłada się, że realizacja inwestycji zwiększy bezpieczeństwo energetyczne w zakresie dostaw gazu poprzez stworzenie możliwości realizacji dostaw paliwa gazowego z różnych kierunków w sytuacji zablokowanie jednego z kierunków dostaw (tzw. sytuacja N-1). Pozwoli to wyeliminować straty finansowe powstające u odbiorców gazu w przypadku przerw w dostawach tego paliwa. W dokumentacjach aplikacyjnych podejmowane były próby oszacowania wartości tej korzyści zewnętrznej przyjmując następujące założenia:

- ✓ firmy zajmujące się obrotem gazem dzięki realizacji inwestycji zwiększą ilość sprzedawanego gazu o ilości uwzględniane w analizach finansowych;
- ✓ dodatkowo sprzedany gaz pozwoliłby wygenerować dla firm zajmujących się obrotem gazu marżę zysku w wysokości 2% wartości sprzedanego gazu.

W oparciu o wyżej przedstawione założenia oszacowano wartość pieniężną związaną ze zwiększeniem sprzedaży firm zajmujących się obrotem gazem. Dla wszystkich realizowanych projektów **w obszarze przesyłu gazu łączna wartość potencjalnych korzyści kształtuje się na poziomie ok. 51 mln PLN/rok, natomiast w obszarze dystrybucji gazu łączne korzyści mogą osiągnąć wartość ok. 42 mln PLN/rok.**

#### – **Zmniejszenie opłat za emisję gazów w przemyśle**

Gaz ziemny wysokometanowy jest nośnikiem energii przyjaznym dla środowiska naturalnego. Wymiana paliwa ze stałego (węgla) na gazowe powoduje całkowitą eliminację pyłów i dwutlenku siarki oraz znaczne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla. Eliminacja oraz ograniczenie emisji z powodu wymiany węgla na gaz powodują **oszczędności dla odbiorców przemysłowych**, którzy płacą **mniejsze opłaty za emisję pyłów i gazów (SO<sub>2</sub> i CO<sub>2</sub>)** do środowiska. Dla potrzeb wyceny wartości tego efektu zewnętrznego opierano się głównie na założeniach dotyczących wartości opałowej oraz emisyjności gazu w porównaniu z węglem oraz ilości węgla podmienianego przez gaz. W przypadku emisji CO<sub>2</sub> przyjmowano prognozowaną w materiałach Komisji Europejskiej stawkę opłaty za emisję w wysokości, 8,04 euro/T w przeliczeniu 34,336 PLN/T. Łączna wartość potencjalnych oszczędności z tytułu mniejszych emisji, wyliczona przy przyjętych założeniach, może wynieść 0,11 mln PLN/rok, natomiast jeśli wprowadzi się korektę uwzględniającą aktualną stawkę opłaty za emisję w wysokości 28,89 EUR/t, w przeliczeniu 145,87 PLN/t, **wartość potencjalnych oszczędności z tytułu mniejszych emisji wyliczona przy przyjętych założeniach może wynieść 0,44 mln PLN/rok.**

### Zmniejszenie strat związanych z ograniczeniem zasilania głównych odbiorców

Ważnym celem interwencji jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw gazu, zwłaszcza dla odbiorców z sektora przemysłu. Realizacja projektów wpłynie na **eliminację strat finansowych powstających u różnych podmiotów gospodarczych korzystających z gazu, które mogłyby się pojawić w przypadku wymuszonych przerw w dostawach gazu.** Na podstawie prowadzonych obserwacji stwierdzono bowiem, że we wcześniejszych latach, z uwagi na znaczne zapotrzebowanie na gaz do celów grzewczych w okresie ostrej zimy, konieczne było ograniczanie dostaw do odbiorców przemysłowych, gdyż jest to pierwsza grupa podmiotów, wobec których następuje zmniejszenie dostawy tego paliwa. Na potrzeby wyceny efektów zewnętrznych

przyjmowano, że ograniczenie takie może dotyczyć około 40% wolumenu sprzedaży. Wskaźnik unikniętych strat przyjęto na poziomie 2% liczonych od ceny referencyjnej gazu w wysokości 0,9 PLN/m<sup>3</sup>. **Łączna wartość potencjalnych oszczędności z tytułu braku przerw w dostawach wyliczona przy przyjętych założeniach może wynieść 5,35 mln PLN/rok.**

### Uniknięte straty w konstrukcjach budowlanych

Beneficjenci w dokumentacjach projektów obliczali również ekonomiczny wymiar efektu ekologicznego wyrażony wartością potencjalnych szkód ekologicznych w infrastrukturze, głównie budownictwie, spowodowanych emisją pyłów, dwutlenku siarki i dwutlenku węgla, przyjmując założenie, że wartość unikniętych strat ekologicznych kształtować się będzie na poziomie 1 USD/GJ dla odbiorców przemysłowych, czyli 3,977 PLN/GJ.

### Przejęciowy wzrost zatrudnienia i przychodów ludności w okresie realizacji projektów

Jedną z korzyści wskazywanych w dokumentacji projektowej jest także też zmniejszenie bezrobocia i wzrost zamożności osób zaangażowanych w realizację projektów na skutek zatrudnienia w otoczeniu inwestycji podczas jej realizacji. Nakłady inwestycyjne planowane do poniesienia na realizację poszczególnych zadań w ramach projektów stanowić będą przychody podmiotów – dostawców dóbr inwestycyjnych, robót budowlanych itd. W ocenie beneficjentów, wzrost wpływów w tych firmach pozwoli na utrzymanie co najmniej kilkudziesięciu miejsc pracy w fazie realizacyjnej dla każdego dużego projektu.

### Inne korzyści społeczno-ekonomiczne wskazywane w dokumentacjach aplikacyjnych

- Podniesienie standardu życia mieszkańców gmin z obszaru oddziaływania (umożliwienie systemowego dostarczenia nośnika energii pozwalającego zastąpić nieekologiczne rozwiązania w zakresie zaopatrywania gospodarstw domowych w energię);
- Stworzenie lepszych warunków do prowadzenia działalności gospodarczej (poza umożliwieniem zamiany paliwa droższego na tańsze, dodatkowo kwestia zapewnienia ciągłości dostaw).

---

## 2.4.4 INTELIGENTNE SIECI GAZOWE

Wszystkie projekty dofinansowane w działaniu 7.1 nakierowane są na realizację nowoczesnej infrastruktury spełniającej najwyższe standardy technologiczne oraz posiadającej funkcje *smart*, charakterystyczne dla inteligentnej sieci gazowej. W POIiŚ 2014-2020 określono, że zgłaszane projekty powinny umożliwiać co najmniej jedną z poniższych funkcjonalności inteligentnej sieci gazowej:

- **Elastyczność** – umożliwiająca elastyczne wykorzystanie gazu przez odbiorców zależności od pory dnia i roku;
- **Akceptacja innych paliw gazowych** - możliwość wprowadzenia do sieci innych paliw gazowych niż standardowe o ile spełniają odpowiednie wymagania np. dotyczące jakości;
- **Inteligentne wykorzystanie gazu**;
- **Kosztowo-efektywna i bezpieczna eksploatacja** - optymalizacja eksploatacji infrastruktury i zwiększenie efektywności pracy poprzez podwyższenie poziomu automatyzacji, monitoringu, bezpieczeństwa oraz opomiarowania w czasie rzeczywistym.

Praktycznie wszyscy beneficjenci wskazują, że w efekcie realizacji projektów powstaną nowoczesne sieci i instalacje spełniające funkcje *smart*, przy czym zwykle przeważnie wskazywali na 3 (wszystkie projekty) lub 4 funkcje (8 projektów).

**TABELA 8. FUNKCJONALNOŚCI SMART REALIZOWANE PRZEZ PROJEKTY DOFINANSOWANE W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014-2020**

LP.	TYTUŁ PROJEKTU	FUNKCJONALNOŚCI SMART			
		ELASTYCZNOŚĆ	AKCEPTACJA INNYCH PALIW GAZOWYCH	KOSZTOWO – EFEKTYWNA I BEZPIECZNA EKSPLOATACJA	INTELEKTUALNE WYKORZYSTANIE GAZU
1	Gazociąg Czeszów - Wierzchowice				
2	Gazociąg Lwówek - Odolanów				
3	Gazociąg Hermanowice - Strachocina				
4	Gazociąg Zdzeszowice - Wrocław				
5	Gazyfikacja rejonu Szczawnicy i gmin ościennych				
6	Budowa gazociągu relacji Lewin Brzeski – Paczków na odcinku Hanuszów – Otmuchów				
7	Budowa gazociągu relacji Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski				
8	Gazyfikacja miasta Bielsk Podlaski				
9	Budowa sieci gazowej na terenie Aglomeracji Białostockiej				
10	Budowa gazociągu relacji Lubienia – Masłów oraz gazociągu relacji Mójcza – Kielce				
11	Budowa gazociągu relacji Malanów – Konin z rozbudową sieci gazowej w Powiecie Konińskim i Tureckim				
12	Budowa gazociągu relacji Witnica - Gorzów Wlkp. i sieci gazowej w Kostrzynie nad Odrą				
13	Gazyfikacja miejscowości w gminach Kłobuck, Wręczyca Wielka, Opatów i Krzepice				
14	Budowa sieci gazowej na terenie Aglomeracji Warszawskiej				
15	Budowa sieci dystrybucyjnej gazowej na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych w powiecie sochaczewskim oraz w powiatach ościennych, tj. warszawskim zachodnim i żyrardowskim				
16	Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia Kutno-Krośniewice wraz ze stacją gazową				
17	Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia Skrzyszew – Nowy Dwór Mazowiecki wraz ze stacją gazową				
18	Budowa sieci dystrybucyjnej gazowej na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych w powiatach węgrowskim, mińskim i wołomińskim				
19	Gazociąg Czeszów-Kietczów				
20	Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia Małkinia Górna – Kosów Lacki z przyłączami				
21	Gazociąg Tworóg-Kędzierzyn				
22	Modernizacja gazociągu dystrybucyjnego Kaźmierzów - Jerzmanowa oraz budowa sieci gazowej dystrybucyjnej na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych w gminie Jerzmanowa				
23	Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola				
24	Gazociąg Pogórska Wola - Tworzeń				
25	Gazociąg Tworóg-Tworzeń				
26	Przebudowa gazociągu relacji Dąbrowa Górnicza - Szopienice				
27	Rozszerzenie funkcjonalności Terminalu LNG w Świnoujściu				

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z dokumentacji projektowej

W znacznej części projektów, zwłaszcza z obszaru dystrybucji, beneficjenci deklarują wdrożenie następujących funkcjonalności *smart*:

– **Inteligentne rury (dla gazociągów wysokiego ciśnienia)**

Realizowane gazociągi wysokiego ciśnienia umożliwią bezpieczne i ciągłe dostawy paliwa gazowego oraz zapewnienie efektywności kosztowej.

Kluczową zaletą sieci gazowej dystrybucyjnej wysokiego ciśnienia jest możliwość magazynowania energii. Zaletą ta zapewnia elastyczność w wykorzystaniu paliw gazowych w zależności od zapotrzebowania, w szczególności w zależności od pory dnia i pory roku oraz charakterystyki odbioru przez odbiorców końcowych. Magazynowanie energii może się odbywać przy wykorzystaniu infrastruktury liniowej poprzez zmianę ciśnienia gazu w momencie, gdy gaz nie jest bezpośrednio pobierany.

– **Inteligentne elementy stacji gazowej**

Stacje wyposażone są w elementy automatyki obiektowej, monitorowanie pracy stacji przez przekazywanie online danych o pracy i parametrach kluczowych urządzeń stacji, a tym samym wykrywanie stanów awaryjnych. Stacje gazowe wyposażone zostaną w inteligentne urządzenia automatyki obiektowej pozwalające na:

- ✓ telemetryczne przekazywanie danych o pracy stacji do służb dyspozytorskich w trybie online,
- ✓ zdalne pomiary najważniejszych parametrów ruchowych stacji, w tym również ciśnień w sieci gazowej,
- ✓ zdalną sygnalizację stanów alarmowych, w tym również parametrów obiektu stacji np. otwarcia drzwi do stacji,
- ✓ monitorowanie pracy stacji poprzez przekazywanie online danych o pracy i parametrach kluczowych urządzeń stacji,
- ✓ sygnalizację stanów awaryjnych pracy stacji i reakcję służb dyspozytorskich i pogotowia gazowego,
- ✓ sygnalizację stanów awaryjnych sieci gazowej wskazywana przez równoczesny spadek ciśnienia w gazociągu i wzrost przepływu ponad zaprogramowane parametry brzegowe, co będzie miało znaczny wpływ na poprawę bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego,
- ✓ zbieranie w systemie SCADA, przetwarzanie i wykorzystywanie danych charakterystycznych danych pracy stacji w celach programowania pracy stacji i sieci gazowej.

– **Sterowanie ciśnieniem w sieci gazowej**

Zdalny pomiar parametrów pracy stacji pozwoli na:

- ✓ sterowanie stacjami gazowymi poprzez optymalny dobór ciśnienia przez służby obsługi stacji,
- ✓ optymalizację pracy sieci gazowej i ograniczenie strat gazu,
- ✓ poprawę bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego.

– **Urządzenia do monitorowania parametrów ilościowych paliw gazowych**

Stacje gazowe wyposażone zostaną w inteligentne urządzenia umożliwiające pomiary parametrów gazu w czasie rzeczywistym, w tym m.in.:

- ✓ monitorowanie oraz pomiary objętości gazu,
- ✓ przekazywanie danych pomiarowych do służb dyspozytorskich,
- ✓ zbieranie danych pomiarowych w systemie SCADA i wykorzystywanie w celach programowania pracy stacji i sieci gazowej.

– **Urządzenia do obsługi danych, bezpieczeństwo i ochrona danych**

Infrastruktura teleinformatyczna współpracująca z odpowiednio dostosowanym oprogramowaniem w gwarantuje:

- ✓ bezpieczeństwo przesyłania, koncentracji, przechowywania danych,
- ✓ dostępu do danych jedynie przez osoby do tego upoważnione.

– **Inteligentne urządzenia autodiagnostyczne**

Stacje ochrony katodowej gazociągów wysokiego ciśnienia wyposażone zostaną w infrastrukturę związaną z czynną ochroną antykorozyjną gazociągów pozwalającą na automatyczną autodiagnostykę gazociągu poprzez pomiar i przysyłanie drogą telemetryczną do systemu SCADA danych na temat wartości potencjału na rurociągu.

– **Aplikacje zbierające lub analizujące dane oraz systemy progностyczne i sterujące**

Dane pochodzące z urządzeń pomiarowych, diagnostycznych, sterujących poprzez protokół przekazywania danych przekazywane będą do systemu SCADA, który jest aplikacją służącą m.in. do zdalnej komunikacji oraz zbierania i analizy danych z wykorzystaniem zoptymalizowanych algorytmów, w tym służących do rozliczeń w jednostkach energii oraz bieżącego sterowania pracą systemu (analizy symulacyjne i optymalizacyjne). System SCADA umożliwi zarządzanie siecią w szczególności zbieranie, archiwizowanie, prezentację oraz analizowanie danych o sieci gazowej w czasie rzeczywistym. Zastosowanie systemu umożliwi i przyczynia się do:

- ✓ wzrostu efektywności sterowania ciśnieniem i przepływami gazu w sieci gazowniczej, czyli wykorzystania zdolności akumulacyjnych gazociągów (m.in. umożliwiając magazynowanie energii),
- ✓ dostosowania parametrów pracy systemu do nieplanowanych zmian w zapotrzebowaniu odbiorców na paliwo gazowe,
- ✓ zautomatyzowania obsługi sieci gazowej dzięki monitorowaniu i zdalnemu sterowaniu urządzeniami.

– **Trwałość technologiczna**

Przyjęte rozwiązania techniczne i technologiczne zapewnią długoterminowe funkcjonowanie oraz wytrzymałość infrastruktury. Są one zgodne ze standardami, normami i kryteriami obowiązującymi dla robót branży budowlanej. Zgodnie z całością obecnie dostępnej wiedzy technicznej, użycie projektowanych technologii przełoży się bezpośrednio na wysoką jakość i trwałość powstałej infrastruktury oraz zapewni bezpieczeństwo użytkowników. Zastosowane materiały będą przyjazne dla środowiska naturalnego. Przyjęte rozwiązania zapewnią również trwałość eksploatacyjną, bez konieczności częstych remontów oraz usprawnień technologicznych. Podczas wykonywania prac budowlanych będą przestrzegane przepisy BHP. Wszyscy pracownicy posiadać będą odpowiednie kwalifikacje i ważne orzeczenia lekarskie. Wszystkie zastosowane materiały będą posiadały certyfikaty zgodności lub deklaracje zgodności z odpowiednim dokumentem odniesienia zgodnie z obowiązującym prawem. W ramach projektów wykorzystywane będą technologie optymalne, zarówno pod względem kosztowym, jak i funkcjonalnym.

#### **W ocenie beneficjentów wdrożenie *smart grid* wpłynie na:**

- Redukcję emisji gazów cieplarnianych poprzez rozwój i zwiększenie udziału rozproszonej energetyki gazowej, a w konsekwencji ograniczenie produkcji energii w kotłowniach zasilanych paliwami ze źródeł kopalnych;
- Ograniczenie strat gazu, przynoszące pozytywne efekty dla środowiska naturalnego i wpisujące się w ideę zrównoważonego rozwoju. Wdrożenie funkcjonalności *smart grid* przyczyni się do poprawy jakości informacji o sieci, a tym samym większej kontroli nad stanem technicznym sieci. Informacje te wpływają na ograniczenie straty gazu będących wynikiem stanu technicznego elementów sieci gazowych i armatury oraz nielegalnego poboru gazu;
- Oszczędności energii przez odbiorców dzięki dostarczaniu informacji o zużyciu energii oraz umożliwieniu dostępu do gazu pozwalającego na jego różne zastosowania. Oszczędności energii można również osiągnąć w wyniku zastosowania wybranych aktywów i funkcjonalności *smart grid* prowadzących do poprawy efektywności wykorzystania infrastruktury gazowej.
- Skrócenie czasu trwania oraz zmniejszenie częstotliwości przerw pracy sieci i dostaw gazu dzięki bieżącemu monitorowaniu parametrów pracy sieci. Stały monitoring i przegląd informacji o sieci pozwala na zoptymalizowanie czasu reakcji na zdarzenia na sieci. Poprzez zastosowanie wybranych technologii i aktywów poprawie ulega jakość i trwałość budowanej infrastruktury gazowej;
- Redukcję oraz zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowana szczytowego - zastosowanie technologii zwiększających elastyczność pracy systemu pozwoli na bardziej precyzyjne dostosowanie parametrów pracy sieci i wykorzystanie zdolności akumulacyjnych, co pozwoli także na aktywny udział sieci gazowych w pokrywaniu zapotrzebowania szczytowego. Zapotrzebowania szczytowe można ograniczać wykorzystując funkcjonalności *smart grid* dające efekt zarówno po stronie operatora dystrybucyjnego, jak i u odbiorcy. Wymiana informacji na temat zużycia gazu, pozwala odbiorcy lepiej planować zużycie, a operatorowi sieci gazowej na odpowiednie sterowanie siecią i optymalne wykorzystanie zdolności akumulacyjnych oraz aktywny udział w efektywnym gospodarowaniu zasobami.
- Wydłużenie czasu eksploatacji aktywów - zastosowanie wybranych aktywów *smart grid* związanych z możliwością bieżącego monitorowania parametrów pracy systemu, kontrola eksploatacyjna aktywna ochrona elementów infrastruktury liniowej (stacja ochrony katodowej) i punktowej pozwala na eliminację zagrożeń wpływających na ciągłość pracy oraz czas eksploatacji infrastruktury gazowej. Przynosi to korzyści skutkujące m.in. poprawą bezpieczeństwa dostaw gazu.

#### **2.4.5 PODSUMOWANIE I WNIOSKI**

**Środki UE odgrywają w perspektywie finansowej 2014-2020 bardzo istotną rolę w rozbudowie krajowego systemu przesyłowego i osiągnięciu zakładanych dla niego celów w zakresie zwiększania bezpieczeństwa energetycznego i rozwoju rynku gazu w Polsce i regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Wartość inwestycji dofinansowanych w POIiŚ i CEF odpowiada ok 62% łącznej wartości inwestycji realizowanych w krajowym systemie przesyłowym do 2023 r.**

**Projekty z zakresu infrastruktury przesyłowej i rozbudowy terminala LNG mają pośredni, a projekty z zakresu infrastruktury dystrybucyjnej – bezpośredni istotny wpływ na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> i zanieczyszczeń takich, jak: NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>x</sub>, TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, benzo/a/piren. Koncentracja efektów ekologicznych projektów dystrybucyjnych w skali lokalnej (np. na poziomie zgazyfikowanej gminy) może być bardzo istotna z punktu widzenia poprawy jakości życia i zdrowia mieszkańców, w**

szczególności w kontekście wysokiej szkodliwości dla zdrowia takich zanieczyszczeń jak pyły zawieszone PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub> oraz benzo/a/piren i znacznych przekroczeń wartości dopuszczalnych tych substancji w większości stref, w których prowadzone są pomiary jakości powietrza<sup>36</sup>.

Do pozostałych efektów projektów zaliczyć można: **zwiększenie poziomu gazyfikacji kraju, poprawę sytuacji społeczno-ekonomicznej regionów** (wpływy do budżetów gmin z tytułu podatku od nieruchomości, stworzenie lepszych warunków do prowadzenia działalności gospodarczej), **wyrównywanie szans w regionach słabiej rozwiniętych** (lokalizacja większości inwestycji w regionach słabiej rozwiniętych), **zwiększenie sprzedaży i zysków dla firm zajmujących się obrotem gazem, zmniejszenie opłat za emisję gazów w przemyśle, zmniejszenie strat związanych z ograniczeniem zasilania głównych odbiorców, uniknięcie straty w konstrukcjach budowlanych, podniesienie standardu życia mieszkańców**. Wybudowana infrastruktura posiada **funkcjonalności sieci inteligentnej (*smart grid*)**, w tym: elastyczność, możliwość akceptacji innych paliw gazowych, możliwość magazynowania energii.

**Wyniki przeprowadzonych analiz stanowią w ocenie zespołu badawczego istotne argumenty przemawiające za zasadnością kontynuacji wsparcia dla projektów z zakresu przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego w perspektywie finansowej 2021-2027.**

---

<sup>36</sup> Więcej informacji nt. stanu jakości powietrza w Polsce w rozdziale 7.2



## 2.5. OCENA WPŁYWU INTERWENCJI VII OSI PRIORYTETOWEJ NA WYBRANE ASPEKTY RYNKU GAZU ZIEMNEGO

Podobnie jak w przypadku oceny efektów, także ocena wpływu projektów, ze względu na wczesny etap ich realizacji, **ma charakter wstępny i opiera się w znacznej mierze na prognozach, nie zaś na realnie obserwowanym oddziaływaniu.**

Zgodnie z definicją zawartą w ustawie Prawo energetyczne (Dz.U. 2017 poz. 220), bezpieczeństwo energetyczne jest to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Zapewnianie bezpieczeństwa energetycznego obejmuje działania przede wszystkim w obszarach:

- zapewnienia dywersyfikacji źródeł energii i kierunków dostaw nośników energii, a także uniezależnienie od monopolistycznych pośredników i dostawców;
- zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych;
- utrzymania i zwiększania zdolności przesyłowych i dystrybucyjnych oraz rozwoju infrastruktury energetycznej;
- prowadzenia odpowiedniej polityki magazynowej (m.in. tworzenia rezerw).

Na poziomie Unii Europejskiej, bezpieczeństwo energetyczne analizowane jest w szerszym kontekście polityki rozwojowej, której jednym z celów jest obniżanie emisyjności gospodarki w obliczu potrzeby przeciwdziałania zmianom klimatycznym oraz zapewnienie konkurencyjności europejskiej gospodarki w obliczu trendów globalizacyjnych. Ponadto, pojęcie bezpieczeństwa energetycznego wiąże się na poziomie UE z dążeniem do integracji rynków energii, do której pierwszy krok stanowi budowa międzysystemowych połączeń transgranicznych dla sieci elektroenergetycznych i gazowych.

Mając na uwadze zdefiniowane w dokumentach programowych przewidywane efekty realizacji VII osi priorytetowej POIiŚ 2014- 2020, interwencja powinna być oceniana pod kątem wpływu na stan infrastruktury i poprawę bezpieczeństwa energetycznego z uwzględnieniem następujących aspektów:

- zwiększenie bezpieczeństwa dostaw,
- zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw,
- zmniejszenie barier technicznych funkcjonowania konkurencji na rynku gazu,
- zwiększenie ciągłości dostaw.

W kolejnych podrozdziałach omówiono zmiany, jakie nastąpiły w ww. obszarach od 2016 r. oraz dokonano oceny potencjalnego wpływu projektów z działania 7.1 POIiŚ 2014-2020 na te zmiany. Jako punkt odniesienia przyjęto stan systemu przesyłowego z 2016 r., kiedy to uzyskane zostały efekty realizacji zadań inwestycyjnych dofinansowanych w POIiŚ 2007-2013. Pomimo, iż większość projektów dofinansowanych w POIiŚ 2007-2013 zakończona została w terminie do końca 2015 r, to ze względu na to, że oficjalne zakończenie prac związanych z budową terminala LNG nastąpiło w 2016, za rok odniesienia przyjęto właśnie 2016 r.

Dla celów analiz założono, że do 2023 r. zostaną zrealizowane wszystkie inwestycje dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 oraz uruchomione zostaną następujące połączenia międzysystemowe (w nawiasach podano rok udostępnienia pełnych rocznych zdolności pozyskania gazu dla Polski):

- zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG (2022)

- połączenie systemów przesyłowych Polski i Danii (od 2023)
- połączenie systemów przesyłowych Polski i Słowacji (od 2022)
- połączenie systemów przesyłowych Polski i Litwy (od 2022)

W analizach nie uwzględniono ewentualnego wybudowania w terminie do 2022 r. nowego połączenia pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Czech z uwagi na brak informacji na temat zaawansowania prac nad tym projektem po stronie Polskiej (dotychczas uzyskano pozwolenie na budowę, ale brak informacji o rozpoczęciu fazy realizacyjnej) i brak informacji na temat zakończenia po stronie czeskiej procedur związanych z pozyskaniem terenu dla potrzeb tej inwestycji i zgłoszenia gotowości do jej realizacji. Podejście takie wydaje się uzasadnione, zwłaszcza w kontekście zapisów projektu KDPR 2020-2029, zgodnie z którym, w odniesieniu do omawianego projektu, Gaz-System podaje informację, iż „prowadzone są również rozmowy czterostronne pomiędzy operatorami systemów przesyłowych Polski i Czech oraz pomiędzy Urzędami Regulacji Energetyki Polski i Republiki Czeskiej (URE i ERU). GAZ-SYSTEM posiada Pozwolenie na Budowę na cały zakres prac po swojej stronie”. Inwestycja ta będzie natomiast brana pod uwagę podczas analiz prowadzonych dla kolejnej perspektywy finansowej UE na lata 2021-2027.

Wartości analizowanych w dalszej części rozdziału wskaźników, charakteryzujących bezpieczeństwo i dywersyfikację dostaw gazu ziemnego, odzwierciedlają w głównej mierze zmiany, które zachodzą w obszarze połączeń międzysystemowych, które to połączenia dofinansowane są głównie w ramach CEF - w POIiŚ 2014-2020 bezpośredni wpływ na zmianę wartości omawianych wskaźników będzie miała tylko rozbudowa terminala LNG. **Inwestycje przesyłowe dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 pełnią jednak kluczową rolę dla możliwości odbioru i rozprowadzenia po kraju gazu z połączeń międzysystemowych, w szczególności terminala LNG w Świnoujściu, nowego połączenia z Ukrainą, połączenia ze Słowacją oraz gazociągu BalticPipe.** W poniższej tabeli przedstawiono powiązania poszczególnych projektów dofinansowanych w działaniu 7.1 POIiŚ 2014-2020 z połączeniami międzynarodowymi. W tabeli dokonano również oceny istotności poszczególnych projektów dla umożliwienia przesyłu gazu z danego kierunku używając skali trzystopniowej.

**TABELA 9.** ROLA PROJEKTÓW DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020 W RELACJI DO PLANOWANYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH

PROJEKTY POIiŚ 2014-2020	POŁĄCZENIA MIĘDZYSYSTEMOWE					
	CZECHY	SŁOWACJA	TERMINAL LNG	UKRAINA	LITWA	BALTICPIPE/DK
	6,5 MLD M <sup>3</sup>	5,7 MLD M <sup>3</sup>	7,5 MLD M <sup>3</sup>	5,0 MLD M <sup>3</sup>	1,7 MLD M <sup>3</sup>	10,0 MLD M <sup>3</sup>
Lwówek-Odolanów						
Czeszów-Wierzchowice						
Czeszów-Kiełczów						
Zdzieszowice-Wrocław						
Tworóg-Kędzierzyn						
Tworóg-Tworzeń						
Pogórska Wola-Tworzeń						
Strachocina-Pogórska Wola						
Hermanowice-Strachocina						
ZNACZENIE PROJEKTU	WSPOMAGAJĄCY		ISTOTNY		KRYTYCZNY	

Źródło: opracowanie własne na podstawie projektu PEP2040 oraz informacji publikowanych przez Gaz-System S.A.

Jak widać, realizacja projektów ujętych w POIiŚ 2014-2020 ma największy wpływ na umożliwienie dostaw gazu z rozbudowanego terminala LNG w Świnoujściu oraz gazociągu BalticPipe. Jest to

związane z planami dotyczącymi rezygnacji z długoterminowych dostaw gazu z Rosji i zastąpienie ich dostawami LNG i gazu norweskiego. Oznacza to, że system przesyłowy będzie musiał być przygotowany w całości do realizacji dostaw z kierunku zachodniego i północno-zachodniego do najbardziej odległych odbiorców znajdujących się w południowo-wschodniej i wschodniej części Polski. Stąd też większość gazociągów (7 z 9) została oznaczona jako krytyczne. Projekty te również są wymagane dla realizacji połączeń południowych z Czechami (krytyczne 2 projekty) i Słowacją (krytyczne 3 projekty), a także nowym połączeniem z Ukrainą (krytyczne 4 projekty). Realizacja programu pozostaje bez wpływu na funkcjonowanie połączenia z Litwą. Wśród projektów oznaczonych jako krytyczne dwa są wspólne dla czterech kierunków pozyskania gazu (Pogórska Wola-Tworzeń oraz Tworóg-Tworzeń, o łącznej długości około 223 km).

### 2.5.1 POPRAWA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW

Uruchomienie dofinansowanych ze środków UE w ramach perspektywy finansowej 2007-2013 terminala LNG i połączenia z Czechami oraz zapewnienie nowych możliwości dostaw z Niemiec, a także budowa gazociągów wewnętrznych i rozbudowa pojemności podziemnych magazynów gazu, radykalnie zmieniły sytuację na rynku gazu i zdolność systemu do pokrycia zapotrzebowania na gaz zarówno na przestrzeni roku, jak i w warunkach szczytowego poboru gazu. System przesyłowy stał się dużo bardziej odporny na zakłócenia w dostawach z kierunku wschodniego, które niejednokrotnie miały miejsce we wcześniejszych latach. Kontynuacja działań inwestycyjnych, dofinansowanych ze środków UE w perspektywie finansowej 2014-2020, pozwoli na dalszą poprawę sytuacji w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego i dostarczania gazu do odbiorców. Dla oceny efektów uzyskanych dzięki realizacji projektów wspieranych e środków UE wykorzystano następujące wskaźniki:

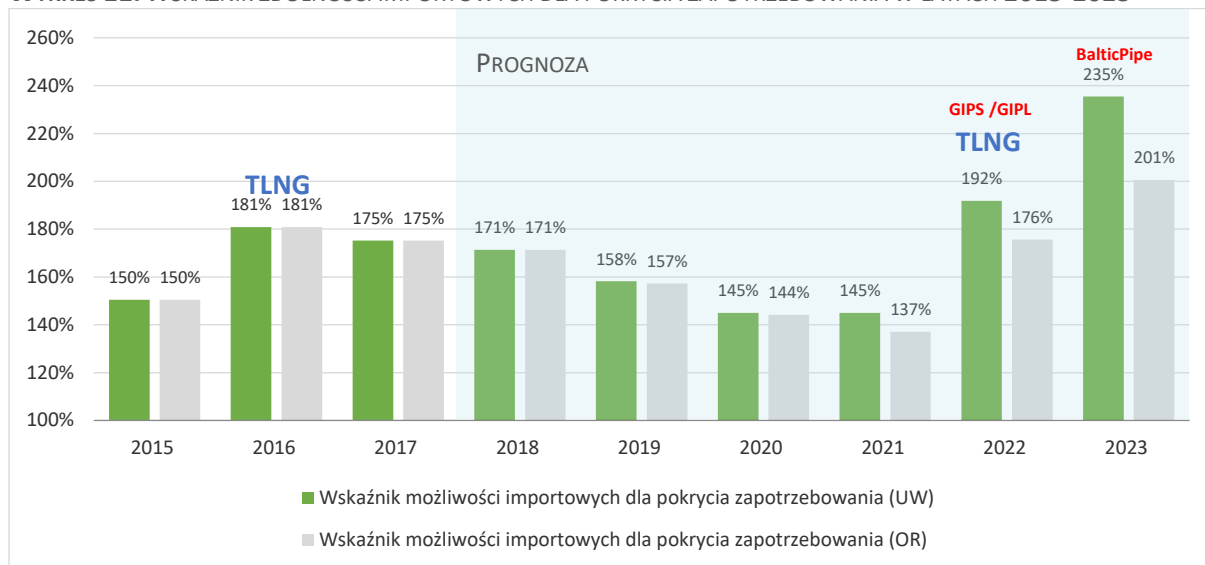
- Wskaźnik zdolności importowych dla pokrycia zapotrzebowania,
- Standard w zakresie bezpieczeństwa infrastruktury N-1,
- Stopień zastąpienia dotychczasowych kierunków dostaw.

Należy zaznaczyć, że w analizach przyjęte zostały pewne uproszczenia, m.in. przyjmowano do analiz pełne zdolności techniczne punktów wejścia, nie analizując rzeczywistych możliwości realizacji przez nie dostaw równocześnie (np. połączenia z Białorusią i Ukrainą). Ponadto, w przypadku terminala LNG, w analizach przyjmowano jego nominalną zdolność regazyfikacyjną i nie uwzględniano, że zwykle stopień wykorzystania terminali LNG jest niższy. Prowadzi to do pewnych zniekształceń wyników, niemniej jednak dla potrzeby przeprowadzenia oceny zmian w czasie dokładność dokonanych analiz jest wystarczająca.

#### **Wskaźnik zdolności importowych dla pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny**

W ocenie uwzględniono zmiany zdolności importowych odniesione do wielkości krajowego zapotrzebowania na gaz. W 2016 r. wartość wskaźnika znacząco wzrosła (z 150% do 181%), co było efektem oddania do użytkowania w 2016 r. terminala LNG w Świnoujściu. Sytuacja w zakresie zdolności importowych uległa więc znaczącej poprawie, co zapewniło wysoki komfort funkcjonowania systemu przesyłowego pod względem całorocznej możliwości zaopatrzenia w gaz odbiorców. Interwencja POIiŚ 2007-2013 miała więc istotny wpływ na przyrost wartości wskaźnika odnotowany w 2016 r. (30 punktów procentowych) związany z uruchomieniem terminala LNG.

**WYKRES 11. WSKAŹNIK ZDOLNOŚCI IMPORTOWYCH DLA POKRYCIA ZAPOTRZEBOWANIA W LATACH 2015-2023**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów i sprawozdań Ministra Gospodarki, Ministra Energii, URE i Gaz-System

Do oceny potencjalnych przyszłych zmian wartości wskaźnika przyjęto założenia prognozy zapotrzebowania na gaz odpowiadającej scenariuszowi umiarkowanego wzrostu (UW), opracowanego przez OGP Gaz-System w KDPR 2020-2029. Symulacja wskazuje na spadkowy trend wartości wskaźnika do poziomu około 145% w latach 2020-2021, co wiąże się z prognozowanym wzrostem zapotrzebowania na gaz oraz jednoczesnym brakiem uruchomienia nowych zdolności importowych. Pod koniec okresu spodziewany jest jednak ponowny wzrost wartości wskaźnika do poziomu około 176-192% w 2022 r. oraz 201-235% w 2023 r. Wzrost wartości wskaźnika wiązać się będzie z uruchomieniem nowych źródeł gazu, tj. nowych zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG i połączeń z Litwą i Słowacją dostępnych od 2022 r. oraz zdolności przesyłowej gazociągu BalticPipe od 2023 r. Obecnie obserwowana tendencja spadkowa wyraźnie wskazuje na potrzeby prowadzenia dalszych działań inwestycyjnych i realizacji nowych połączeń, zwłaszcza w obliczu możliwej do zmaterializowania prognozy zapotrzebowania wg scenariusza optymalnego rozwoju opracowanego przez Gaz-System.

Potencjalny wpływ interwencji POLiŚ 2014-2020 na wzrost wartości omawianego wskaźnika, który prognozowany jest na lata 2022-2023, należy ocenić jako bezpośredni dla projektu obejmującego zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG (bezpośredni wpływ na wzrost wartości wskaźnika w 2022 r. o ok. 10 punktów procentowych przy założeniu scenariusza umiarkowanego wzrostu lub ok. 3 punkty procentowe w przypadku scenariusza optymalnego rozwoju), natomiast pośredni, aczkolwiek kluczowy, dla pozostałych projektów z zakresu infrastruktury przesyłowej, których realizacja warunkuje możliwość rozprowadzenia po kraju gazu z pozostałych połączeń międzysystemowych (GIPS – Polska-Słowacja, GIPL - Polska-Litwa oraz BalticPipe), dofinansowanych również ze środków UE, jednak w ramach innego programu (CEF).

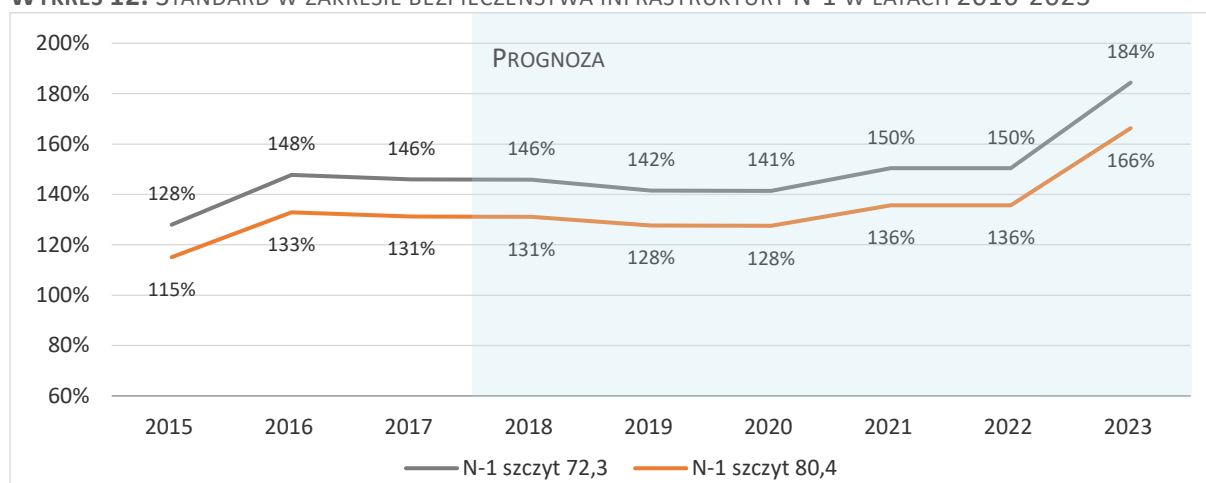
### Standard w zakresie bezpieczeństwa infrastruktury N-1

Standard w zakresie bezpieczeństwa infrastruktury został wprowadzony rozporządzeniem Komisji Europejskiej nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu. Pozwala on ocenić zdolność systemu do ciągłego dostarczania gazu do odbiorców w przypadku awarii największego źródła gazu w systemie w warunkach szczególnie dużego zapotrzebowania

występującego statystycznie raz na dwadzieścia lat. Ogólnie przyjmuje się, że wartość wskaźnika powinna wynosić ponad 100%, co oznacza, że źródła pracujące w systemie przesyłowym są w stanie pokryć niedobory dostaw wywołane awarią największego z nich. Naturalnie, im większa wartość wskaźnika, tym bardziej bezpieczne są dostawy gazu do odbiorców.

W pierwszym wariancie (szara linia na wykresie poniżej) analizy wartości wskaźnika przyjęto stan odniesienia dla lat 2015-2016, kiedy największą infrastrukturą była stacja pomiarowa we Włocławku. Wydobyte krajowe przyjęto na podstawie oszacowań w przedziale 6,2-6,8 mln m<sup>3</sup>/dobę, natomiast zdolność regazyfikacyjną terminalu LNG na 13,7 mln m<sup>3</sup>/dobę. Największe zapotrzebowanie dobowe przyjęto na poziomie 72,3 mln m<sup>3</sup> (wystąpiło 3.02.2012 r.). Należy zastrzec, że z uwagi na ograniczony dostęp do szczegółowych danych, wartości wyliczone zostały z pewnym przybliżeniem i mogą się nieco różnić od wartości przedstawianych przez Ministerstwo Energii. Niemniej jednak obliczone wartości pozwalają na ocenę zmian, jaki miały miejsce w ostatnich latach.

**WYKRES 12. STANDARD W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA INFRASTRUKTURY N-1 W LATACH 2016-2023**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów i sprawozdań Ministra Gospodarki, Ministra Energii i Urzędu Regulacji Energetyki

W 2016 r. wartość wskaźnika N-1 zwiększyła się do poziomu 148% na skutek oddania do użytkowania terminala LNG, co oznacza, że więc system przesyłowy uzyskał odporność na ograniczenia w dostawach gazu z poszczególnych punktów wejścia. Tym samym mniejsze było już zagrożenie koniecznością wprowadzania ograniczeń w dostawach do odbiorców, co miało miejsce w latach wcześniejszych (dla przypomnienia, 10 lat temu wartość wskaźnika N-1 była poniżej 100%, co oznaczało w praktyce, że każda sytuacja awaryjna na głównych kierunkach dostaw wiązała się z koniecznością wprowadzania ograniczeń w poborach gazu przez odbiorców). Obecnie wartość wskaźnika N-1 wynosi ok 142% i powinna pozostać na mniej więcej niezmiennym poziomie aż do 2021 r., gdy na skutek zwiększenia zdolności regazyfikacyjnej terminala (dobowej) powinna wzrosnąć do około 150%, po czym w 2023 r. powinna osiągnąć poziom około 184%, co będzie efektem oddania do użytkowania w 2022 r. połączeń z Litwą i Słowacją oraz w 2023 r. gazociągu BalticPipe. Jeżeli w tym czasie zostanie również zrealizowane połączenie z Czechami, to wartość wskaźnika ulegnie dalszemu zwiększeniu do ponad 200%.

W 2018 r. w systemie przesyłowym wystąpiło kolejne historyczne zapotrzebowania na gaz, które wynosiło 80,4 mln m<sup>3</sup> (wystąpiło w dn. 28.02.2018 r.). Z tego powodu na wykresie przedstawiono także skorygowaną wartość wskaźnika N-1 (pomarańczowa linia). Jak widać zwiększenie wielkości zapotrzebowania szczytowego o około 12% spowodowało obniżenie wartości wskaźnika o około 13%. Biorąc pod uwagę, że możliwa jest realizacja prognozy zapotrzebowania na gaz wg scenariusza optymalnego rozwoju, zakładającego wzrost udziału energetyki gazowej w krajowym bilansie

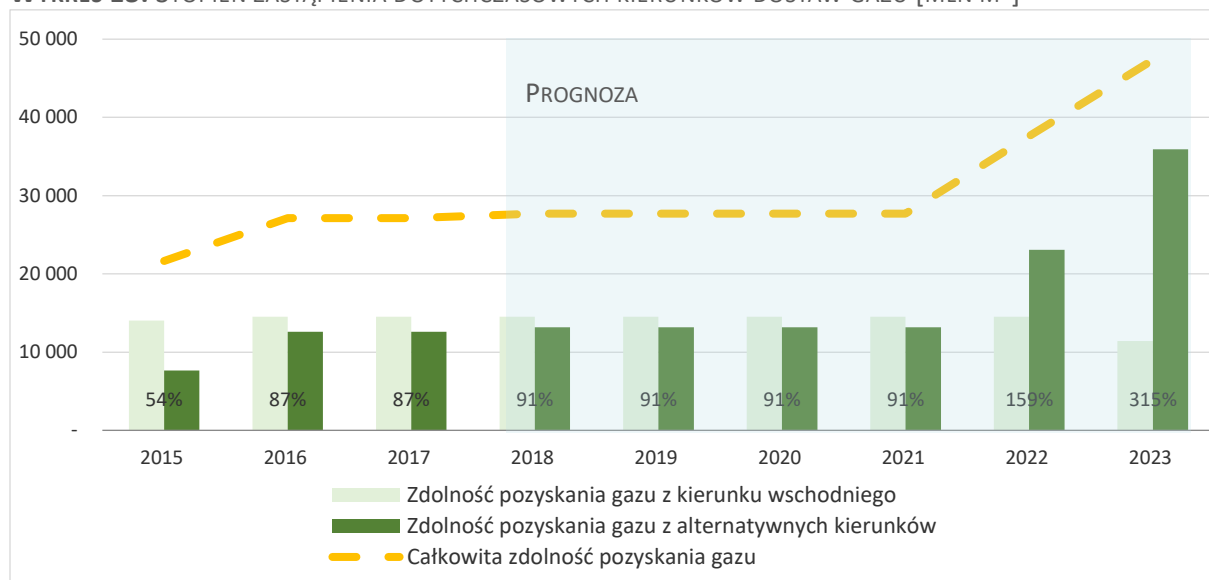
wytwarzania energii, wskazane jest dalsze inwestowanie w infrastrukturę zapewniającą elastyczność funkcjonowania systemu przesyłowego i ciągłość dostaw gazu do odbiorców. Przy ograniczonych możliwościach istotnego zwiększania wielkości produkcji z krajowych złóż gazu, dotyczy to przede wszystkim połączeń międzysystemowych, systemowych instalacji regazyfikacyjnych LNG, jak również zwiększania zdolności odbioru gazu z podziemnych magazynów gazu.

Analiza zmian wskaźnika pozwala stwierdzić, że w latach 2016-2023 nastąpią znaczące zmiany w zakresie standardu bezpieczeństwa infrastruktury. System przesyłowy uzyska nowe możliwości dostaw gazu, dzięki czemu nie będzie potrzeby wprowadzania ograniczeń w dostawach do odbiorców ani korzystania z zapasów obowiązkowych zgromadzonych w magazynach. Uzyskanie takiego stanu w dużej mierze możliwe będzie dzięki realizacji projektów z udziałem dofinansowania ze środków UE, w tym POIiŚ 2014-2020. Łącznie w obecnej perspektywie finansowej, inwestycjom zrealizowanym przy zaangażowaniu wsparcia środków unijnych można przypisać wzrost wartości wskaźnika o około 44 punkty procentowe, z czego inwestycje dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 (terminal LNG) stanowiąc będą około 9% (oszacowanie własne). Pozostałe efekty uzyskane powinny być na skutek realizacji projektów BalticPipe oraz połączenia z Litwą i Słowacją, finansowanych w ramach programu Connecting Europe Facility (CEF).

### **Stopień zastąpienia dotychczasowych kierunków dostaw gazu ziemnego**

W 2015 r. wartość wskaźnika wynosiła 54%, co nie dawało pełnego komfortu funkcjonowania rynku. Po oddaniu do użytkowania terminala LNG w 2016 r. wartość wskaźnika uległa zwiększeniu do ok. 87%, co jeszcze nie pozwalało na pełną zastępowalność zdolności technicznych, niemniej jednak zdolności importowe z kierunków alternatywnych do wschodniego były wystarczająco duże, aby pokryć całkowite zapotrzebowanie Polski na gaz z zagranicy. W okresie 2018-2021 spodziewać się należy występowania stabilnej sytuacji wynikającej z braku oddania do użytku nowych inwestycji i nowych połączeń z systemami krajów sąsiednich. Stopień zastąpienia dostaw z kierunku wschodniego będzie kształtować się na poziomie około 91% (wzrost 4 punkty procentowe w stosunku do 2017 r. to efekt zwiększenia przepustowości punktu wzajemnego połączenia PWP dzięki zrealizowaniu inwestycji związanej z modernizacją węzła Lwówek). Na lata 2022-2023 prognozować można radykalne zmiany wartości wskaźnika, który powinien osiągnąć wartość 159% w 2022 r. oraz 314% w 2023 r., co będzie efektem zrealizowania projektów związanych z nowymi połączeniami międzysystemowymi i rozbudową zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG (przyjęto też, że cała zdolność PWP będzie związana z alternatywnymi kierunkami dostaw, przy czym nie wzięto pod uwagę ograniczeń zdolności ciągłej w punkcie Mallnow z kierunku systemu Gascade; w przypadku, gdyby nie było możliwości dostarczania gazu w kierunku Polski przez punkt Mallnow, wartość wskaźnika wynosiłaby ok. 234%). W analizie nie uwzględniono ewentualnych efektów rozbudowy połączenia pomiędzy systemami Polski i Ukrainy, przyjmując ten kierunek jako mało przyszłościowy w kontekście zwiększania importu do Polski przy jednoczesnej oczekiwanej rosnącej roli eksportowej gazu w kierunku Ukrainy. Efekty przeprowadzonych działań inwestycyjnych współfinansowanych ze środków UE będą wyraźnie widoczne w latach 2022-2023, gdyż praktycznie wszystkie projekty związane ze zwiększaniem zdolności importowych są realizowane przy udziale środków UE. Uwzględniając, że środki POIiŚ 2014-2020 są związane z rozbudową zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG oraz przyjmując, że są również pośrednio związane z zapewnieniem nowych zdolności technicznych na połączeniu ze Słowacją, przyrost wartości wskaźnika będący efektem tych działań inwestycyjnych szacuje się na 68% w 2022 r.

**WYKRES 13. STOPIEŃ ZASTĄPIENIA DOTYCHCZASOWYCH KIERUNKÓW DOSTAW GAZU [MLN M<sup>3</sup>]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów i sprawozdań Ministra Gospodarki, Ministra Energii i Urzędu Regulacji Energetyki

## 2.5.2 POPRAWA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW W OBSZARZE SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

Jednym z kierunków polskiej polityki energetycznej, wskazanym w Polityce energetycznej Polski do 2030 r., jest bezpieczeństwo dostaw paliw i energii, przez które rozumie się „zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych”. Polityka wskazuje na główne cele i działania w zakresie wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii. Nadrzędnym celem w obszarze gazu ziemnego jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, przy czym w odniesieniu do spółek dystrybucyjnych zastosowanie ma cel szczegółowy: „Rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego”.

W świetle powyższego operatorzy systemów dystrybucyjnych wpisują się w realizację celów strategicznych kraju w zakresie bezpieczeństwa energetycznego poprzez „zapewnienie stanu technicznego i funkcjonalności systemu dystrybucyjnego” na swoim obszarze działania. Zapewnia to jednocześnie realizację obowiązków wynikających z zapisów w zapisach Dyrektywy 2009/73/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej Dyrektywę 2003/55/WE, w której bezpieczeństwo definiowane jest jako „zarówno bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego jak i bezpieczeństwo techniczne”. O ile za bezpieczeństwo dostaw gazu odpowiadają głównie operatorzy przesyłu, o tyle bezpieczeństwo techniczne w pewnej mierze zależy również od operatorów dystrybucyjnych. Z punktu widzenia wpływu operatorów systemu dystrybucyjnego na bezpieczeństwo energetyczne istotnym zapisem Dyrektywy jest również Artykuł 25, określający zadania operatorów systemu dystrybucyjnego, tj.: „każdy operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za zapewnianie długoterminowej zdolności systemu do zaspokojenia uzasadnionego zapotrzebowania w zakresie dystrybucji gazu, eksploatację, utrzymanie i rozbudowę w warunkach opłacalności ekonomicznej bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu na swoim obszarze, z należytym poszanowaniem środowiska i efektywności energetycznej”.

Mając świadomość ryzyka związanego z możliwym zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego Polski, beneficjenci projektując inwestycje przewidują elementy, które stanowią maksymalne zabezpieczenie w świetle wymienionych wyżej czynników. Są to przede wszystkim inteligentne funkcjonalności sieci przesyłowej (rurociągu) i stacji gazowych. W ramach tzw. *smart grid* przewiduje się m.in. zastosowanie układów aktywnego systemu bezpieczeństwa instalacji w stacjach gazowych, a także możliwość magazynowania energii przy wykorzystaniu infrastruktury liniowej poprzez zmianę ciśnienia gazu w momencie, gdy gaz nie jest bezpośrednio pobierany.

W świetle zapisów obowiązujących dokumentów strategicznych dotyczących bezpieczeństwa energetycznego można stwierdzić, że projekty dystrybucyjne dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 przyczyniają się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego w zakresie odpowiadającym kompetencjom operatorów dystrybucyjnych, tj. poprzez modernizację i budowę w warunkach opłacalności ekonomicznej działającego systemu gazowniczego i stworzenie na obszarach ich działania warunków do bezpiecznego, niezawodnego i sprawnego dostarczania gazu, przy należyтым poszanowaniu środowiska naturalnego. Zapisy na temat bezpieczeństwa dostaw gazu nabierają szczególnego znaczenia w aspekcie lokalnych uwarunkowań bezpieczeństwa energetycznego. Beneficjenci wskazują, że awaria odcinka gazociągu i ewentualna zmiana przez dotychczasowych odbiorców źródła ciepła może spowodować problemy z punktu widzenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego:

- konieczność dostarczania paliw transportem drogowym - ograniczenia drogowe (tonażowe), niebezpieczeństwo wypadków i wycieku paliwa (poza zagrożeniem ciągłości dostaw także obciążenie dróg transportem wielkotonażowym oraz zanieczyszczenie środowiska naturalnego),
- konieczność magazynowania dużej ilości paliw (materiały łatwopalne).

Bezawaryjne dostarczenie gazu dla dotychczasowych klientów oraz możliwość przyłączenia nowych rozwiązuje wyżej opisane problemy poprzez:

- bezawaryjne dostawy gazu ziemnego w ilościach zgodnie z bieżącym zapotrzebowaniem, bez konieczności gromadzenia zapasów tego paliwa;
- znaczne zwiększenie bezpieczeństwa dostarczania paliwa.

### 2.5.3 ZWIĘKSZENIE DYWERSYFIKACJI KIERUNKÓW I ŹRÓDEŁ DOSTAW

Dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw była kluczowym priorytetem perspektywy finansowej 2007-2013, kiedy zrealizowano szereg inwestycji zwiększających możliwości pozyskania gazu z innych krajów Unii Europejskiej (Czechy i Niemcy) i wybudowano terminal LNG w Świnoujściu. Z uwagi na dobiegający końca długoterminowy kontrakt na dostawy gazu z Federacji Rosyjskiej, a także perspektywiczny wzrost zapotrzebowania na gaz, w tym również w sektorze elektroenergetyki, w obecnej perspektywie finansowej realizowany jest również szereg zadań inwestycyjnych mających na celu dalsze uniezależnianie rynku krajowego od jednego dostawcy i zapewnienie dostępu do rynków, na których ceny kształtowane są w warunkach konkurencyjnych. Projekty gazowe ukierunkowane są na budowę nowych połączeń międzysystemowych (Dania, Słowacja, Litwa), rozbudowę zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG oraz kontynuację rozbudowy sieci krajowej zapewniającej współpracę z nowymi punktami dostaw.

Ocena spodziewanych zmian dywersyfikacji została przeprowadzona z uwzględnieniem następujących wskaźników:

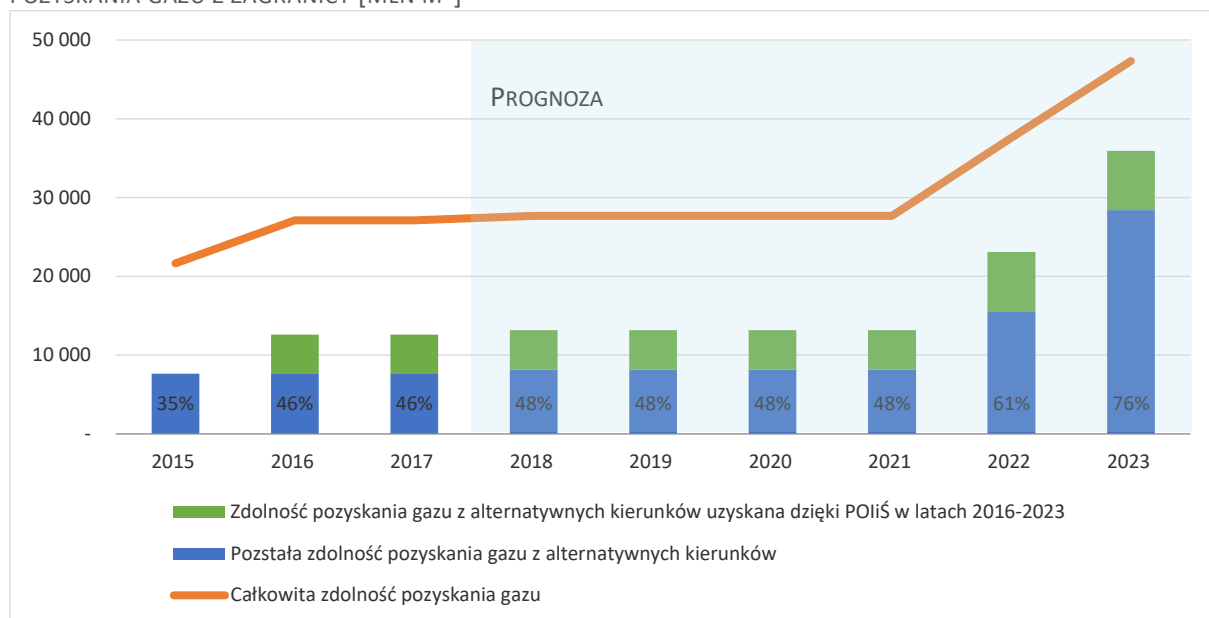


- Stopień dywersyfikacji kierunków dostaw oceniający m.in. przyrost zdolności pozyskania gazu z alternatywnych kierunków, tj. innych niż wschodnie, udział zdolności z alternatywnych kierunków w całkowitej zdolności pozyskania gazu, udział zdolności pozyskania gazu z alternatywnych kierunków w całkowitym zapotrzebowaniu na gaz;
- Stopień koncentracji źródeł pozyskania gazu pozwalający na ocenę zmian zdolności importowych krajowego systemu przesyłowego w kierunku zrównoważenia możliwości pokrywania zapotrzebowania krajowego i usuwania barier technicznych funkcjonowania konkurencji (wyliczenie wskaźnika oparte o formułę wskaźnika HHI-D).

### Stopień dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego

W 2016 r. zdolność pozyskania gazu z kierunków innych niż wschodnie zwiększyła się z 35% do 46% w wyniku realizacji inwestycji związanej z budową terminala LNG w Świnoujściu (projekt dofinansowany w POIiŚ 2007-2013). Zdolność wzrosła o 5,0 mld m<sup>3</sup>/rok.

**WYKRES 14.** ZDOLNOŚĆ POZYSKANIA GAZU Z ALTERNATYWNYCH KIERUNKÓW W CAŁKOWITEJ ZDOLNOŚCI POZYSKANIA GAZU Z ZAGRANICY [MLN M<sup>3</sup>]

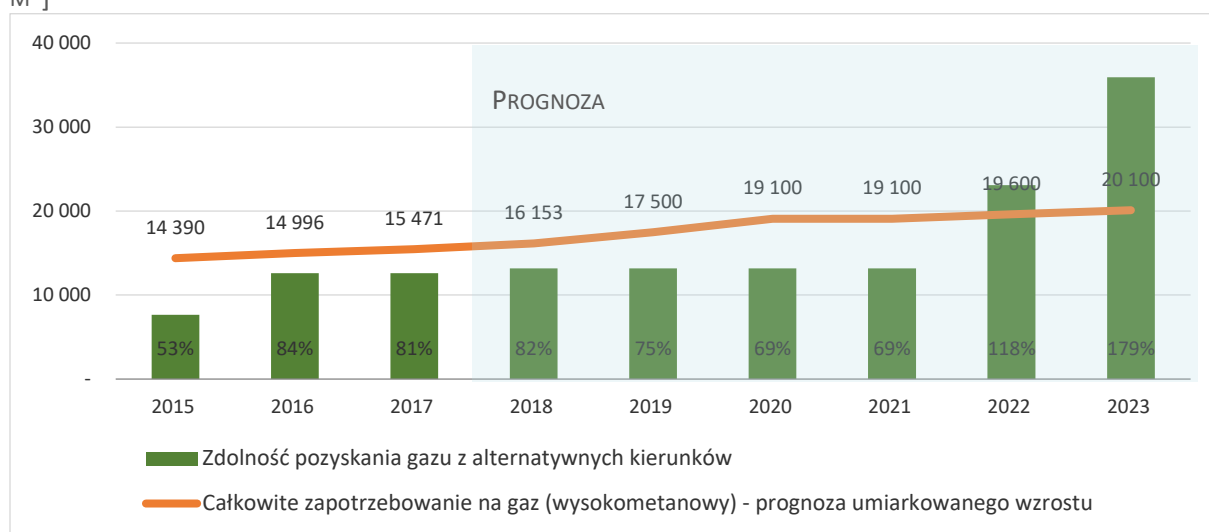


Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

W latach 2017-2021 poziom wskaźnika pozostanie praktycznie niezmienna (za wyjątkiem 2018 r., gdy zwiększono zdolność PWP), natomiast w 2022 r. powinien nastąpić wzrost do ok. 61%, co będzie efektem rozbudowania zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG w Świnoujściu i wybudowania połączeń międzysystemowych z Litwą i Słowacją. Kolejny dynamiczny skok wartości spodziewany jest w 2023 r., po oddaniu do eksploatacji gazociągu BalticPipe. Łączna zdolność pozyskania gazu z zagranicy zwiększy się z obecnych 27,7 mld m<sup>3</sup> w do około 37 mld m<sup>3</sup> w 2022 r. (efekt rozbudowy terminala LNG, projektów GIPL i GIPS) i do około 47 mld m<sup>3</sup> w 2023 r. (efekt BalticPipe), natomiast zdolność pozyskania gazu z alternatywnych kierunków ulegnie w tym okresie zwiększeniu z obecnych 13,2 mld m<sup>3</sup> do około 35,9 mld m<sup>3</sup>. Zmiany w zakresie tego wskaźnika będą przede wszystkim możliwe dzięki zaangażowaniu środków UE, gdyż wszystkie projekty dywersyfikacyjne są realizowane przy zaangażowaniu tych środków. Udział środków alokowanych w POIiŚ będzie zauważalny - całkowity przyrost zdolności z kierunków alternatywnych, uzyskany bezpośrednio dzięki współfinansowaniu projektów, wynosi około 2,4 mld m<sup>3</sup> w okresie do 2023, co stanowi blisko 11% całkowitej dodatkowej zdolności importowej z kierunków innych niż wschodnie.

Do 2023 r., dzięki zrealizowanym inwestycjom w systemie przesyłowym zapewnione zostaną możliwości dostarczania gazu z kierunków innych niż wschodni w ilościach znacznie przekraczających prognozowaną na 2023 r. wielkość całkowitego krajowego zapotrzebowania na gaz wg scenariusza umiarkowanego wzrostu (zawartego w KDPR 2020-2029). Zdolność pozyskania gazu z alternatywnych kierunków zmieni się w tym scenariuszu prognozy z około 53% do około 179% całkowitego krajowego zapotrzebowania na gaz w 2023 r., po zrealizowaniu wszystkich zakładanych w tej perspektywie projektów dywersyfikacyjnych. Zmiana będzie najbardziej widoczna w okresie 2022-2023, gdy w wyniku realizacji inwestycji po raz pierwszy w systemie przesyłowym pojawi się możliwość dostarczenia całego wolumenu gazu z zagranicy poprzez połączenia z rynkami innymi niż kierunek wschodni. Efekt ten zostanie uzyskany w dużej mierze dzięki zaangażowaniu środków unijnych, w tym POIiŚ 2014-2020.

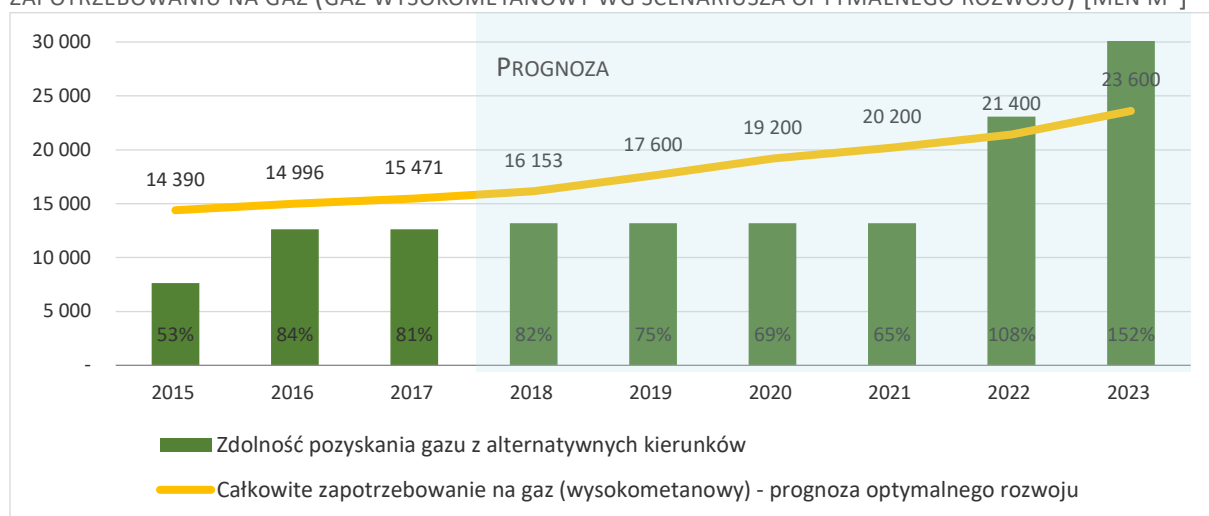
**WYKRES 15.** UDZIAŁ ZDOLNOŚCI POZYSKANIA GAZU Z ALTERNATYWNYCH KIERUNKÓW W CAŁKOWITYM ZAPOTRZEBOWANIU NA GAZ (GAZ WYSOKOMETANOWY WG SCENARIUSZA UMIARKOWANEGO WZROSTU) [MLN M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań z działalności Prezesa URE, KDPR Gaz-System i innych materiałów

W przypadku, gdyby zapotrzebowanie na gaz w Polsce zmieniło się zgodnie ze scenariuszem optymalnego rozwoju, zrealizowane w okresie 2016-2023 inwestycje zapewnią duży komfort funkcjonowania krajowego rynku i dostęp do alternatywnych źródeł gazu. Prognozowana na koniec okresu wartość wskaźnika wynosić będzie około 152%.

**WYKRES 16.** UDZIAŁ ZDOLNOŚCI POZYSKANIA GAZU Z ALTERNATYWNYCH KIERUNKÓW W CAŁKOWITYM ZAPOTRZEBOWANIU NA GAZ (GAZ WYSOKOMETANOWY WG SCENARIUSZA OPTIMALNEGO ROZWOJU) [MLN M<sup>3</sup>]



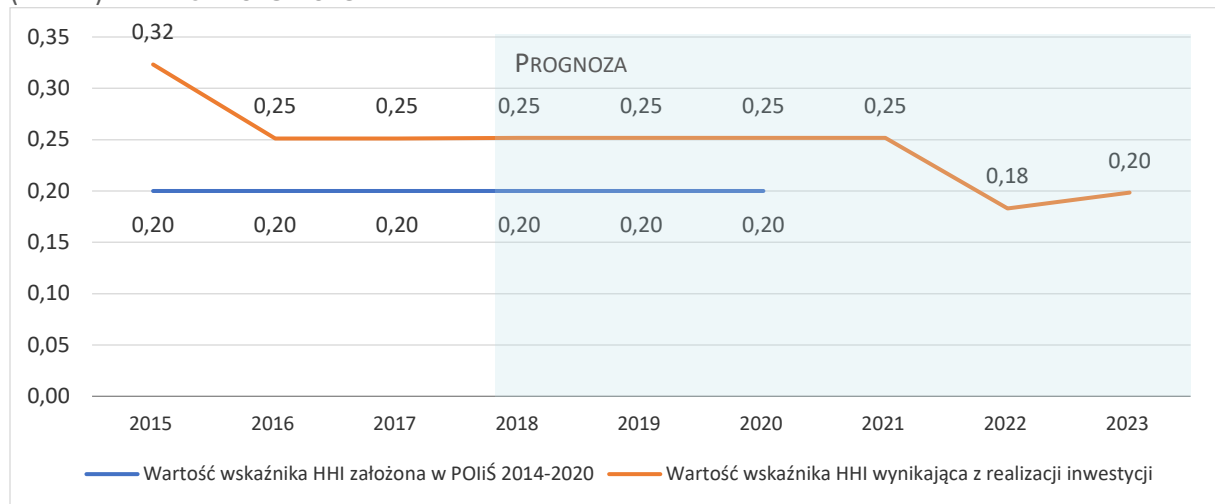
Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań z działalności Prezesa URE, KDPR Gaz-System i innych materiałów

### Stopień koncentracji źródeł pozyskania gazu (wskaźnik HHI-D)

Stopień koncentracji źródeł pozyskania gazu pozwala na ocenę zmian w czasie zdolności importowych krajowego systemu przesyłowego, mających na celu zrównoważenie możliwości pokrywania zapotrzebowania krajowego i usuwania barier technicznych funkcjonowania konkurencji. Jest to jednocześnie kluczowy wskaźnik rezultatu osiąganego dzięki wsparciu realizowanych gazowych projektów infrastrukturalnych ze środków UE w ramach VII osi priorytetowej POIiŚ 2014-2020. Wskaźnik wyliczany jest zgodnie z formułą wskaźnika Herfindahla-Hirschmana jako wyrażona w procentach suma kwadratów udziałów w całkowitej zdolności pozyskania gazu do Polski wszystkich dostępnych w kolejnych latach zdolności poszczególnych kierunków importowych (każdy kraj, z którym Polska ma, albo będzie miała połączenie gazociągowe, liczony jest jako pojedynczy kierunek importowy, przy czym w analizie nie uwzględnia się źródeł krajowych). Przyjęto, zgodnie z zasadą liczenia wskaźnika, że połączenia z Białorusią i Ukrainą traktowane są jako osobne źródła (od 2015 Ukraina uzyskała możliwości pokrywania całości importowanego gazu z kierunku innego niż Rosja).

W roku 2016 faktyczna wartość wskaźnika zmniejszyła się do poziomu około 0,25 (wobec 0,32 w 2015 r.) i taką wartość utrzymuje do chwili obecnej. Poziom ten wskazuje, że system przesyłowy jest w miarę dobrze połączony z systemami sąsiednimi i charakteryzuje się względnie dużą różnorodnością możliwości pozyskiwania gazu. Wyraźne obniżenie wskaźnika spodziewane jest pod koniec okresu wdrażania obecnej perspektywy finansowej. Pierwsza zmiana w 2022 r. związana będzie z oddaniem do eksploatacji nowych zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG oraz połączeń z systemami Słowacji oraz Litwy, a kolejna, w 2023 r., gdy w eksploatacji ma być już nowe połączenie z systemem przesyłowym Danii. W konsekwencji w 2022 r. wartość wskaźnika powinna obniżyć się do około 0,18, a w kolejnym 2023 r. wskaźnik powinien przyjmować wartość 0,2 (wzrost wynikający z pojawienia się kolejnego dużego źródła gazu), a więc równą zdefiniowanej w POIiŚ 2014-2020 wartości docelowej tego wskaźnika rezultatu strategicznego dla priorytetu inwestycyjnego 7.e.

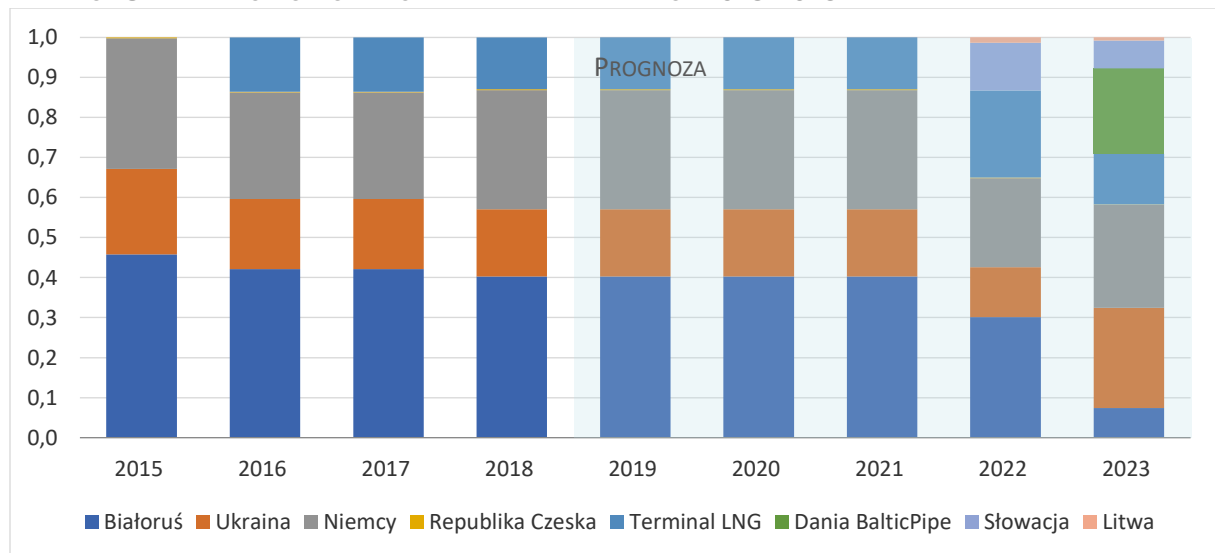
**WYKRES 17. ZMIANA STOPNIA KONCENTRACJI ŹRÓDEŁ POZYSKANIA GAZU Z POSZCZEGÓLNYCH KIERUNKÓW (HHI-D) W LATACH 2015-2023**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych programu POIiŚ 2014-2020 oraz informacji Gaz-System

Analiza struktury wartości wskaźnika HHI-D pozwala ocenić zmiany, jakie następowały dzięki realizacji poszczególnych projektów w systemie przesyłowym. Na początku analizowanego okresu, zdolności importowe były ograniczone do kierunku wschodniego poprzez połączenia z Białorusią i Ukrainą oraz zdolności związanych z punktami zlokalizowanymi na granicy z Niemcami. Udział kierunku niemieckiego w całym wskaźniku HHI-D wynosił ok. 0,3. W 2016 r. nastąpiła istotna zmiana w strukturze wskaźnika związana z oddaniem do eksploatacji terminala LNG w Świnoujściu. Udział tego komponentu w strukturze wskaźnika wynosił ok. 0,14.

**WYKRES 18. ZMIANA STRUKTURY WSKAŹNIKA HHI-D W LATACH 2015-2023**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych programu POIiŚ 2014-2020 oraz informacji Gaz-System

W okresie 2016-2021 wskaźnik HHI-D będzie utrzymywać taką samą strukturę, jak w 2016 r., co wynika z faktu, że w okresie tym nie będą uruchamiane nowe kierunki dostaw. Zmiana struktury spodziewana jest dopiero w 2022 r., gdy udział terminala LNG zwiększy się do poziomu 0,22, pojawi się Słowacja z udziałem 0,12 oraz Litwa z udziałem 0,01. Kolejna istotna zmiana nastąpi w 2023 r., gdy w strukturze wskaźnika pojawi się nowy kierunek – Dania, z udziałem ok. 0,21. W zmianach struktury wskaźnika koncentracji źródeł dostaw istotną rolę odgrywać będą środki finansowe pochodzące z funduszy pomocowych, w tym CEF oraz POIiŚ 2014-2020. Wszystkie nowe projekty, dotyczące zdolności

importowych, realizowane są przy zaangażowaniu tych środków. Efekty wykorzystania środków POIiŚ 2014-2020 wspierających rozbudowę terminala LNG w Świnoujściu będą widoczne już w 2022 r., natomiast dla funduszu CEF rezultaty będą widoczne w 2023 r.

### Dywersyfikacja w obszarze dystrybucji

Projekty realizowane w obszarze sieci dystrybucyjnych gazu nie będą miały wpływu na wartość wskaźnika koncentracji źródeł pozyskania gazu do Polski, co wynika z ich charakteru i braku bezpośrednich powiązań funkcjonalnych z połączeniami międzysystemowymi. Mogą natomiast realizować pewne funkcje dywersyfikacyjne o charakterze lokalnym, polegające na zapewnieniu różnych kierunków dostaw gazu dla danego obszaru dystrybucyjnego. Wśród projektów realizowanych w działaniu 7.1 POIiŚ 2014-2020, taką funkcję pełni projekt realizowany w mieście Kielce, związany z budową gazociągów Lubienia-Mastów i Mójcza-Kielce, który - poza pełnieniem roli źródła gazu dla rynku lokalnego - zapewni również możliwości przesyłania gazu dla potrzeb odbiorców zlokalizowanych w województwie mazowieckim w okolicach Radomia, dotychczas zasilanego od strony Warszawy układem gazociągów o ograniczonej przepustowości. Tym samym odbiorcy gazu w Radomiu staną się beneficjentami projektu realizowanego na terenie innego województwa.

## 2.5.4 ZMNIEJSZENIE BARIER TECHNICZNYCH I WZROST KONSUMPCJI GAZU W POLSCE

Efekty realizacji projektów inwestycyjnych w sektorze gazowym są wyraźnie widoczne, ponieważ sektor ten w decydującym stopniu zależy od dostaw zewnętrznych. Tym samym widoczne są korelacje pomiędzy postępami w realizacji inwestycji a zmianami na rynku, które w kontekście bezpieczeństwa dostaw i wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu, w obszarze infrastruktury, można scharakteryzować zmianą strumieni gazu przesyłanych przez tradycyjne (wschodnie) i nowe połączenia na tle całkowitego zapotrzebowania na dostawy z zagranicy. Na początku okresu wdrażania perspektywy finansowej 2014-2020 uczestnicy rynku gazu mieli możliwość korzystania z trzech połączeń pozwalających na pozyskanie gazu z krajów Unii Europejskiej (Lasów, Cieszyn i Mallnow) o łącznej zdolności pozyskania gazu około 7,6 mld m<sup>3</sup>. Kolejnym przedsięwzięciem, kształtującym w bardzo istotny sposób możliwości zaopatrzenia Polski w gaz, był terminal LNG w Świnoujściu (dofinansowany ze środków POIiŚ i EEPR), który oddano do eksploatacji w połowie 2016 r. Dzięki tej inwestycji możliwości pozyskania gazu z kierunków alternatywnych zwiększone zostały do 12,5 mld m<sup>3</sup>.

Dzięki zwiększeniu możliwości wymiany handlowej z innymi krajami UE oraz umożliwieniem importu gazu ze światowego rynku LNG nastąpiły zdecydowane zmiany w zakresie pozyskania gazu z innych niż dotychczasowe kierunków. Od czasu uruchomienia terminala zawarte zostało kilka umów na dostawy długoterminowe z Kataru (aneks do umowy z 2009 r.) oraz USA (trzy umowy z klauzulą DES). Poza realizacją długoterminowych kontraktów na dostawy gazu z Kataru i USA, terminal zapewnia również możliwości pozyskiwania dostaw typu *spot*, które oferowane są zwykle na atrakcyjnych warunkach cenowych.

### Zmiany strumieni gazu przesyłanych przez tradycyjne (wschodnie) i nowe połączenia

W przeprowadzonej ocenie uwzględniono jedynie wielkości gazu pozyskiwane z zagranicy i ich zmianę na przestrzeni lat. Nie analizowano części dotyczącej gazu pozyskiwanego z własnych źródeł krajowych. Z analiz wyłączony został również eksport realizowany w kilku ostatnich latach na Ukrainę.

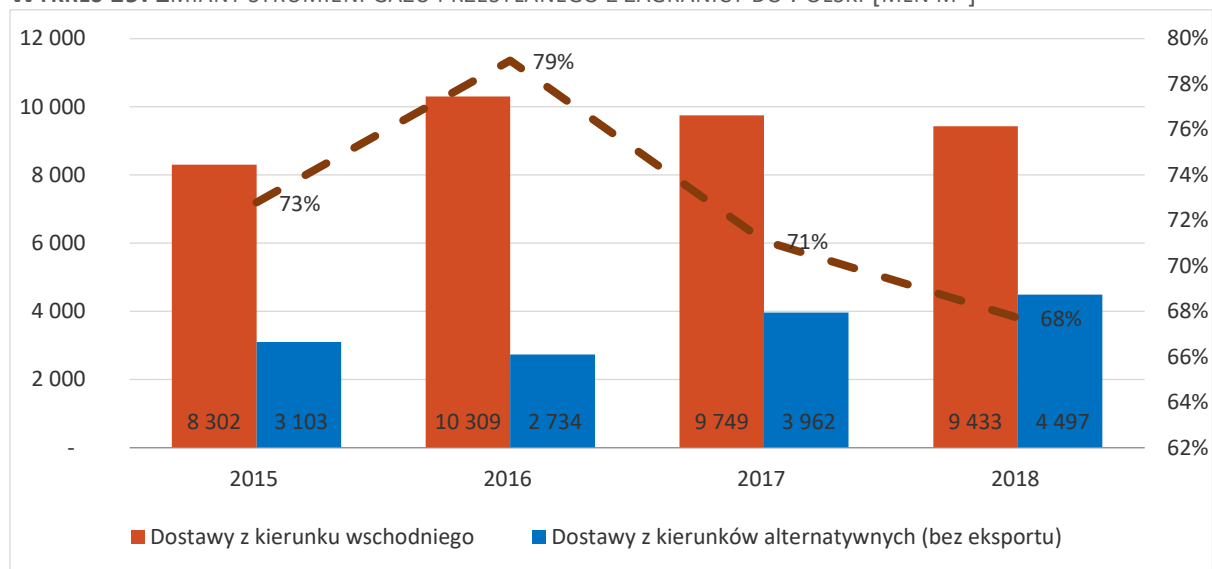
**TABELA 10. ZMIANY STRUMIENI GAZU PRZESYŁANEGO Z ZAGRANICY DO POLSKI**

WSKAŹNIK	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
<b>DOSTAWY NA RYNEK KRAJOWY Z ZAGRANICY (BEZ EKSPORTU) [MLN M<sup>3</sup>]</b>	10 311	9 558	10 582	9 397	10 281	11 147	11 602	11 731	11 101	11 405	13 043	13 785	13 930	
<b>DOSTAWY Z KIERUNKU WSCHODNIEGO</b>														
W TYM	Wolumen dostarczonego gazu [mln m <sup>3</sup> ]	9 485	8 781	9 760	8 407	9 251	9 549	9 261	9 115	8 471	8 302	10 309	9 801	9 433
	Zmiana rok do roku [%]	-	-7,4%	11,1%	-13,9%	10,0%	3,2%	-3,0%	-1,6%	-7,1%	-2,0%	24,2%	-4,9%	-3,8%
	Zmiana do roku bazowego [%]	-	-7,4%	2,9%	-11,4%	-2,5%	0,7%	-2,4%	-3,9%	-10,7%	-12,5%	8,7%	3,3%	-0,5%
<b>DOSTAWY Z KIERUNKÓW ALTERNATYWNYCH</b>														
W TYM	Wolumen dostarczonego gazu [mln m <sup>3</sup> ]	826	777	822	989	1 030	1 598	2 341	2 616	2 630	3 103	2 734	3 983	4 497
	Zmiana rok do roku [%]	-	-5,9%	5,8%	20,3%	4,2%	55,1%	46,5%	11,8%	0,5%	18,0%	-11,9%	45,7%	12,9%
	Zmiana do roku bazowego [%]	-	-5,9%	-0,4%	19,8%	24,8%	93,5%	183,5%	216,8%	218,5%	275,8%	231,1%	382,4%	444,6%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów i sprawozdań Ministra Gospodarki, Ministra Energii i URE, Gaz-System i PGNiG

W latach 2015-2018 następował sukcesywny wzrost zapotrzebowania krajowego rynku na gaz pozyskiwany z zagranicy (około 5% rocznie), co spowodowane było z jednej strony wzrastającą konsumpcją wewnętrzną, a z drugiej zmniejszającymi się ilościami gazu wydobywanymi w Polsce. Zapotrzebowanie na dostawy gazu z zagranicy zwiększyło się w tym okresie o 2,53 mld m<sup>3</sup>, czyli około 22% (z poziomu 11,41 mld m<sup>3</sup> w 2015 r. do 13,9 mld m<sup>3</sup> w 2018 r.). W okresie tym można zauważyć wyraźny trend wzrostowy (średnio ok. 10% rocznie) w zakresie dostaw z alternatywnych kierunków. Dostawy z kierunku wschodniego wzrastały również, przy czym wzrost był na poziomie około 3%. Należy jednak zaznaczyć, że latach 2014-2015 dostawy gazu rosyjskiego były mniejsze niż przeciętnie, co związane było m.in. z ograniczeniami dostaw występującymi w okresie wrzesień 2014 - marzec 2015 na połączeniu z Białorusią, natomiast w 2016 r. wzrosły ponadprzeciętnie. W latach 2017-2018 wielkość dostaw z kierunku rosyjskiego nie odbiegała od poziomu z lat wcześniejszych, przy jednoczesnym stałym wzroście dostaw z kierunków alternatywnych pokrywających rosnące zapotrzebowanie na gaz. Analizując dotychczas występujący trend można wnioskować, że sytuacja dotychczasowa będzie kontynuowana aż do końca okresu wdrażania obecnej perspektywy finansowej. Udział dostaw z kierunków alternatywnych (UE i LNG) powinien rosnąć, natomiast udział dostaw z kierunku rosyjskiego będzie systematycznie spadać, przy zachowaniu wartości bezwzględnej na poziomie ok. 9,5 mld m<sup>3</sup>, co wynika z obowiązków kontraktowych (ToP). Trudno jest ocenić, jak kształtować się będzie struktura dostaw w 2023 r., poza tym, że już obecnie wiadomo o planach krajowych spółek obrotu gazem na pozyskanie gazu z Norwegii (PGNiG wskazuje na plany pozyskiwania gazu z własnych źródeł na Morzu Północnym w ilości około 2,5 mld m<sup>3</sup>/rok) oraz LNG, dla którego zawarte są obecnie trzy kontrakty długoterminowe na dostawy do Świnoujścia w formule DES (2 z Qatargas, 1 z Cheniere) na łączny wolumen około 4,7 mld m<sup>3</sup> oraz trzy dodatkowe w formule FOB (Venture Global Plaquemines LNG, Venture Global Calcasieu Pass, Port Arthur LNG) na łączny wolumen ok. 7,4 mld m<sup>3</sup> w 2023 r. Część tych dostaw, uzupełniana dodatkowymi kontraktami pozyskiwanymi na rynku *spot*, będzie mogła trafić na rynek polski. Pozostałe wolumeny gazu w ilości około 10,0-13,5 mld m<sup>3</sup> będą musiały być pozyskane w oparciu o nowe kontrakty od dostawców oferujących najbardziej atrakcyjne warunki umowne.

**WYKRES 19. ZMIANY STRUMIENI GAZU PRZESYŁANEGO Z ZAGRANICY DO POLSKI [MLN M<sup>3</sup>]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów i sprawozdań Ministra Gospodarki, Ministra Energii i Urzędu Regulacji Energetyki

### Zmniejszanie barier w dostępie – południowo-wschodnia część Polski

Finansowane ze środków POIiŚ 2014-2020 projekty, poza połączeniem systemów przesyłowych Polski, Słowacji, Ukrainy i Czech w ramach korytarza północ-południe, mają spełnić szczególnie istotną rolę dotyczącą poprawy warunków dostępu do sieci dla odbiorców południowo-wschodniej części Polski. Jest to obszar województw: lubelskiego, małopolskiego, podkarpackiego, śląskiego, świętokrzyskiego, gdzie łączne zapotrzebowanie na gaz w 2017 r. wynosiło 60,7 TWh/rok (ok. 5,4 mld m<sup>3</sup>), co stanowi ok. 35 % całkowitego zużycia gazu w Polsce w 2017 r. wg GUS. Wielkość zapotrzebowania na gaz w ostatnich latach odnotowuje stały, ok. 2% wzrost. Największe zużycie występuje w województwach śląskim i lubelskim, których łączny udział przekracza 55% całkowitego zapotrzebowania w omawianym regionie. Spośród 5 województw regionu, w 2017 r. w strukturze zużycia gazu największy udział (ponad 50%) miał sektor przemysłu i budownictwa, co spowodowane jest zapotrzebowaniem na gaz przez zlokalizowane tam zakłady wielkiej chemii. Sektor gospodarstw domowych stanowił około 20% całkowitego zużycia, natomiast sektor energetyczny - ok. 16%. Za resztę zużycia odpowiadały mniejsze grupy odbiorców.

Dostawy gazu do regionu południowo-wschodniej Polski realizowane są obecnie w oparciu o:

- krajowe kopalnie, które w 2018 r. dostarczyły ok. 1,1 mld m<sup>3</sup>;
- punkt wejścia Drozdowicze na granicy polsko-ukraińskiej – dostawy z tego kierunku w 2018 r. wyniosły ok. 3,8 mld m<sup>3</sup>;
- punkt wejścia Wysokoje na granicy polsko-białoruskiej - dostawy z tego kierunku w 2018 r. wyniosły ok. 3 mld m<sup>3</sup>, przy czym część tego wolumenu została zagospodarowana na terenie województwa mazowieckiego;
- Gazociąg DN500 Odolanów-Tworóg-Tworzeń (2 nitki) o długości około 200 km oraz gazociąg DN500 Tworzeń-Pogórska Wola o długości około 170 km; z uwagi na długość i brak tłoczni na trasie, możliwości dostaw gazu do regionu są bardzo ograniczone i mogą wynosić około 1 mld m<sup>3</sup> (ocena ekspercka).

Z systemem współpracują ponadto podziemne magazyny gazu (GIM Sanok), których pojemność czynna wynosi ok. 1,05 mld m<sup>3</sup>, a więc tyle, ile mniej więcej wynoszą możliwości dostaw z innych części systemu przesyłowego.

**MAPA 5. ŹRÓDŁA DOSTAW GAZU DO POŁUDNIOWO-WSCHODNIEJ CZĘŚCI POLSKI**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System S.A. (SWI) oraz sprawozdań Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

Z punktu widzenia możliwości zaopatrzenia w gaz, region ten jest wyspą energetyczną, tj. obszarem o słabo rozwiniętej sieci przesyłowej, która w sytuacji zwiększonego zapotrzebowania uniemożliwia doprowadzenie gazu w odpowiedniej ilości potrzebującym go odbiorcom. W przypadku przerw w dostawach gazu z kierunku wschodniego w wyniku np. awarii lub po wygaśnięciu obecnego kontraktu na dostawy gazu z Federacji Rosyjskiej (koniec 2022 r.), bez rozbudowy systemu przesyłowego od strony zachodniej, wystąpią trudności w zaopatrzeniu tego regionu w gaz pochodzący z innych niż wschodni kierunków. Dostarczenie gazu do tego regionu z kierunku północnego i zachodniego jest realne w sezonie letnim, przy czym jedynie na minimalnym poziomie, w celu napełnienia podziemnych magazynów gazu (z których surowiec jest wykorzystywany w okresach zwiększonego zapotrzebowania, w szczególności w okresie zimowym).

Przyjmując aktualną wielkość zapotrzebowania na gaz w regionie na poziomie 5,4 mld m<sup>3</sup> i uwzględniając możliwości dostaw na poziomie około 2,0-2,7 mld m<sup>3</sup> (zgodnie z informacjami zawartymi w uzasadnieniu do nowelizacji Specustawy terminalowej przeprowadzonej w 2014 r.), potencjalny deficyt gazu w regionie może wynieść 2,7-3,4 mld m<sup>3</sup>. Będzie co prawda możliwość techniczna dostarczania gazu z kierunku Ukrainy, jednakże trudno jest w tej chwili ocenić, czy w przypadku przekierowania w przyszłości tranzytu gazu z Ukrainy do gazociągu Nord Stream, w systemie tym będą wystarczające możliwości techniczne, aby umożliwić zaopatrzenie w gaz rynku polskiego.

W celu umożliwienia przesyłania gazu ze źródeł zlokalizowanych w innych częściach Polski, konieczne jest więc usunięcie „wąskich gardeł” w systemie przesyłowym, występujących m.in. na magistralach przesyłowych:

- Odolanów – Tworóg – Pogórska Wola,
- Rembelszczyzna – Wronów – Hermanowice,



przy czym w kontekście bezpieczeństwa energetycznego regionu bardziej istotne jest zrealizowanie działań inwestycyjnych w układzie przesyłowym z kierunku Odolanowa, gdyż to umożliwi dostarczenie gazu do regionu z kierunku Niemiec, terminala LNG lub gazociągu BalticPipe. W tym kontekście inwestycje dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 są niezwykle istotne dla usuwania wąskich gardeł w systemie i zmniejszania barier w dostępie do sieci przesyłowej. W efekcie realizacji tych inwestycji możliwe będzie dostarczenie gazu w ilości co najmniej pokrywającej możliwy deficyt, tj. 3,4 mld m<sup>3</sup>.

Realizacja projektów przesyłowych dofinansowanych w POIiŚ 2014-2020 ma największy wpływ na umożliwienie dostaw gazu z rozbudowanego terminala LNG w Świnoujściu oraz gazociągu BalticPipe, co jest związane z planami dotyczącymi rezygnacji z długoterminowych dostaw gazu z Rosji i zastąpienie ich dostawami LNG i gazu norweskiego, które implikują przygotowanie systemu w całości do realizacji dostaw z kierunku zachodniego i północno-zachodniego do najbardziej odległych odbiorców znajdujących się w południowo-wschodniej i wschodniej części Polski.

---

### 2.5.5 KONTEKST EUROPEJSKI

---

Komisja Europejska wspiera rozwój wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego jako podstawy dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w całej Unii. Wewnętrzny rynek energii jest strukturą prawną i infrastrukturalną, która powinna umożliwiać swobodny przepływ gazu i energii elektrycznej na całym obszarze UE oraz ponadgraniczny handel nimi. W komunikacie KE *Europejska strategia bezpieczeństwa energetycznego (COM (2014) 330 final)* stwierdzono, że kluczem do poprawy bezpieczeństwa energetycznego jest bardziej zbiorowe podejście oparte na dobrze funkcjonującym rynku wewnętrznym i lepszej współpracy na poziomie regionalnym i europejskim, szczególnie w przypadku koordynacji rozwoju sieci i otwarcia rynków. Aby umożliwić rozwój wewnętrznego rynku energii, konieczne jest zarówno ustanowienie zasad funkcjonowania rynków gazu i energii elektrycznej, jak i zapewnienie odpowiedniej infrastruktury do tego celu.

Interwencja POIiŚ 2014-2020 w sektorze gazowniczym jest ukierunkowana na realizację krajowych priorytetów rozwojowych, należy jednak podkreślić, że ma ona również wpływ na realizację priorytetów wspólnotowych związanych z poprawą bezpieczeństwa energetycznego Wspólnoty w zakresie rozwoju infrastruktury niezbędnej do budowania wspólnego rynku energii w UE, poprawy bezpieczeństwa eksploatacji sieci przesyłowych oraz dywersyfikacji źródeł dostaw. Realizowane działania wpisują się w strategię unijną, m.in. takie jak pakiet dotyczący unii energetycznej z 2015 r., który kładzie większy niż dotychczas nacisk na potrzebę dywersyfikacji źródeł dostaw gazu.

#### **Korytarz Północ-Południe**

Korytarz gazowy północ-południe to projekt obejmujący budowę zintegrowanego systemu przesyłowego w regionie Europy Środkowo-Wschodniej na terytorium Polski, Czech, Słowacji i Węgier, do którego przyłączone będą źródła zewnętrzne w postaci Terminala LNG w Świnoujściu, gazociągu bałtyckiego (BalticPipe) oraz planowanego terminalu LNG w Chorwacji. Projekt obejmuje wiele dwustronnych międzysystemowych połączeń gazowych oraz krajowych gazociągów, które już istnieją lub są na różnych etapach realizacji. W październiku 2013 r. Komisja Europejska przyznała tej inicjatywie status Projektu Wspólnego Zainteresowania (PCI). Implementacja tej idei wpłynie na integrację i harmonizację rynków regionu Europy Środkowo-Wschodniej, jak i bezpieczeństwa w zakresie dostaw gazu, w tym dostaw interwencyjnych, dzięki umożliwieniu dostępu do nowych źródeł dostaw (LNG, Norwegia). W przyszłości korytarz ten powinien stanowić dla regionu najważniejszą alternatywę dla dostaw gazu ziemnego z Rosji.

POIiŚ 2014-2020, kontynuując inwestycje zrealizowane w perspektywie finansowej 2007-2013, jest w Polsce głównym stymulatorem działań inwestycyjnych związanych z realizacją korytarza północ-południe. Wszystkie projekty przesyłowe, dofinansowane w działaniu 7.1, stanowią elementy realizacji na terytorium Polski europejskiej koncepcji korytarza północ-południe, przede wszystkim jego tzw. nitki zachodniej. Realizowane w obecnej perspektywie przy wsparciu POIiŚ 2014-2020 gazociągi stanowią aż 91% długości nitki zachodniej oraz 9% długości nitki wschodniej korytarza (50% łącznej długości obu nitek). Komplementarnym uzupełnieniem dofinansowania oferowanego w POIiŚ 2014-2020 będzie CEF, z udziałem którego ma zostać wybudowany gazociąg Polska – Słowacja oraz Polska-Czechy.

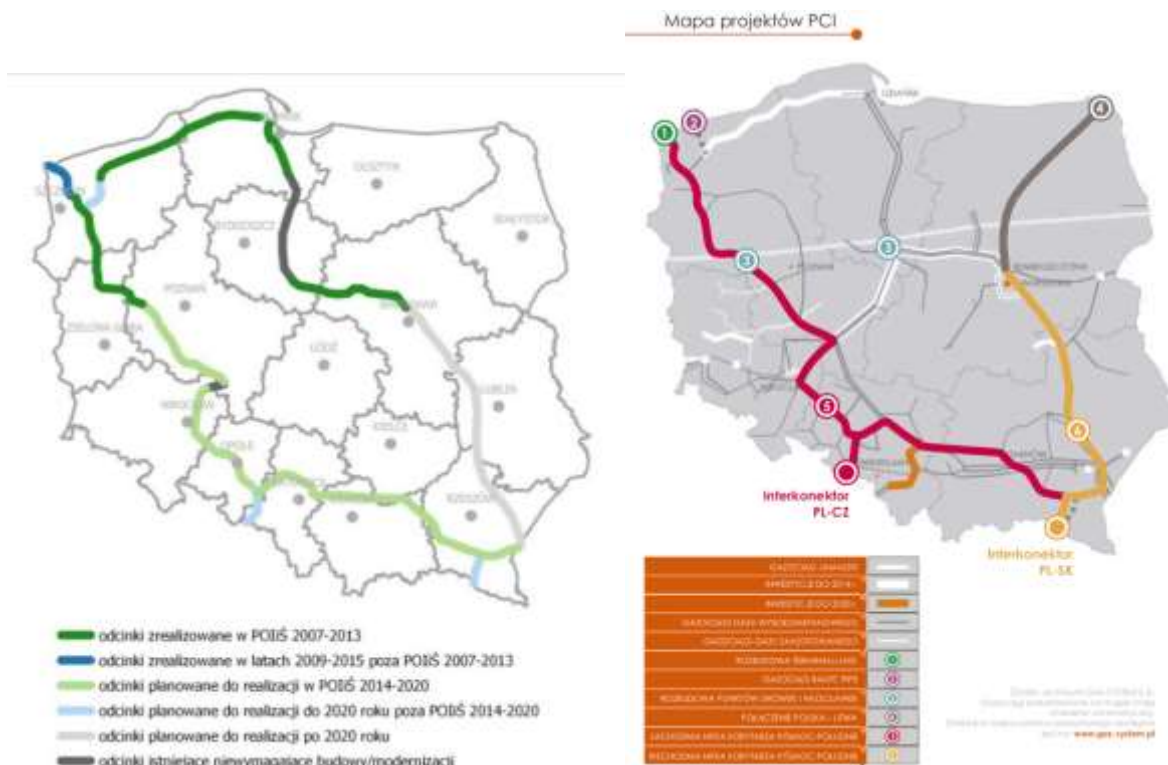
Budowane przy wsparciu POIiŚ 2014-2020 gazociągi stanowią będą blisko 91% długości zachodniej nitki korytarza (45% łącznej długości obu nitek) projektowanej na terytorium Polski. Łączna kwota środków UE, przekazana na dofinansowanie tych projektów w POIiŚ 2014-2020 wynosi 2,19 mld PLN. Dla porównania kwota dofinansowania udzielonego w tym okresie w ramach CEF na odcinki gazociągów leżące na trasie korytarza gazowego północ-południe w Polsce była znacznie niższa (ok. 150 mln PLN dofinansowania na gazociąg Strachocina-granica RP). Znaczenie POIiŚ 2007-2013 i EEPR dla rozwoju korytarza gazowego północ południe w Polsce należy ocenić jako szczególnie istotne.

**TABELA 11. WKŁAD POIiŚ 2014-2020 W REALIZACJĘ KORYTARZA PÓŁNOC POŁUDNIE**

ELEMENT KORYTARZA NS	DŁUGOŚĆ OGÓŁEM [KM]	POIiŚ 2014-2020		INNE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA	
		[km]	[%]	[km]	[%]
NSW	782,3	708,3	91%	74,0	9%
NSE	788,7	71,7	9%	717,0	91%
<b>NSW+NSE</b>	<b>1 571,0</b>	<b>780,0</b>	<b>50%</b>	<b>791,0</b>	<b>50%</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej POIiŚ 2014-2020

**MAPA 6.** GAZOCIĄGI ZREALIZOWANE I PLANOWANE DO REALIZACJI DO 2020 R. W RAMACH KORYTARZA PÓŁNOC – POŁUDNIE NA TERENIE POLSKI



Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej POiŚ 2014-2020, Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016-2025 oraz informacji umieszczonych na stronie internetowej [www.gaz-system.pl](http://www.gaz-system.pl)

## BEMIP

Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich (Baltic Energy Market Interconnection Plan, BEMIP) powstał z inicjatywy Komisji Europejskiej w odpowiedzi na zdiagnozowany problem izolacji energetycznej Litwy, Łotwy i Estonii. Obejmuje on rozwój infrastruktury energetycznej, w tym elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych, nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz źródeł i szlaków dywersyfikacji dostaw gazu, niezbędnych do zintegrowania rynku krajów bałtyckich z rynkiem wewnętrznym UE. Pełna integracja rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego krajów nadbałtyckich uzależniona jest jednak nie tylko od rozwoju infrastruktury, ale także od działań i decyzji politycznych, regulacyjnych i biznesowych, których ramowy zakres również określono w BEMIP. Porozumienie (Memorandum of Understanding) w sprawie realizacji BEMIP podpisały 7 lipca 2009 r. Litwa, Łotwa, Estonia, Polska, Niemcy, Dania, Szwecja i Finlandia oraz Komisja Europejska.

W ramach koncepcji BEMIP przewidziano wzmocnienie roli Polski jako „mostu energetycznego” pomiędzy krajami nadbałtyckimi. Wskazano na potrzebę rozbudowy połączeń między Niemcami i Danią a Polską oraz uzyskania przez Polskę dostępu do rynku LNG w celu umożliwienia transferu gazu przez Polskę do wschodnich krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii). W okresie 2015-2023 na obszarze Polski realizowane są następujące zadania inwestycyjne związane z wdrażaniem koncepcji BEMIP:

- rozbudowa punktu wejścia na gazociąg jamalskim we Włocławku (zadanie zostało zrealizowane w 2015 r.);

- rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu – zadanie planowane do realizacji do połowy 2023 r., dofinansowanie z POIiŚ 2014-2020 w kwocie 461 mln PLN (poziom dofinansowania 57,2%);
- BalticPipe - gazociąg łączący Danię i Polskę planowany do realizacji do 2022 r., dofinansowanie z CEF w kwocie ok. 249 mln EURO (ok. 1,06 mld PLN);
- połączenie gazowe Polska-Litwa – zadanie planowane do realizacji do 2022 r., dofinansowanie z CEF w kwocie ok. 216 mln EURO (ok. 0,92 mld PLN).

Rolę POIiŚ 2014-2020 w realizacji BEMIP należy ocenić jako znaczącą, choć udział środków POIiŚ jest mniejszy niż w przypadku korytarza Północ-Południe. Łącznie na inwestycje służące realizacji koncepcji korytarza przeznaczono w obecnej perspektywie finansowej ok. 2,44 mln PLN środków UE, w tym środki przekazane w ramach POIiŚ stanowią około 19%. Dzięki udzielonemu w ramach POIiŚ 2014-2020 wsparciu zrealizowane zostanie jedno z kluczowych zadań inwestycyjnych jakim jest rozbudowa zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG. Wpływ projektów realizowanych w ramach POIiŚ 2014-2020 na bezpieczeństwo energetyczne krajów bałtyckich będzie zauważalny po zrealizowaniu planowanych inwestycji, a więc około 2023 r.

Projekty związane z budową gazociągów i sieci przez operatorów systemów dystrybucyjnych pozostają bez wpływu na realizację programów regionalnych na poziomie międzynarodowym. Warto jednak wskazać, że realizacja kluczowych gazociągów w systemie przesyłowym, w tym m.in. połączenia pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Litwy pozwoli na zwiększenie dynamiki gazyfikacji w regionie północno-wschodniej części Polski, który obecnie jest najstabilniej zgazyfikowana częścią kraju.

## 2.5.6 PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Terminal LNG oraz projekty dofinansowane w systemie przesyłowym będą miały **istotny wpływ na zwiększenie bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw**, w tym na przyrost wartości takich wskaźników, jak: wskaźnik zdolności importowych dla pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny, standard w zakresie bezpieczeństwa infrastruktury N-1, stopień zastąpienia dotychczasowych kierunków dostaw gazu ziemnego, stopień dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego. Przyczynią się także do osiągnięcia wyznaczonej w POIiŚ 2014-2020 wartości docelowej strategicznego wskaźnika rezultatu, tj. stopnia koncentracji źródeł pozyskania gazu (wskaźnik HHI-D) na poziomie 20%, a także **do połączenia systemów przesyłowych Polski, Słowacji, Ukrainy i Czech w ramach korytarza północ-południe**. Spełnią również szczególnie istotną rolę w zakresie **poprawy warunków dostępu do sieci dla odbiorców południowo-wschodniej części Polski** (obszar województw: lubelskiego, małopolskiego, podkarpackiego, śląskiego, świętokrzyskiego, gdzie łączne zapotrzebowanie na gaz w 2017 r. wynosiło 35% całkowitego zużycia gazu w Polsce w 2017 r. wg GUS). Jednocześnie, jak wynika z KDPR 2020-2020, **system przesyłowy wymaga dalszych inwestycji w perspektywie po 2020 r., związanych z dostosowaniem go do współpracy z nowymi źródłami dostaw gazu zlokalizowanymi w północno-zachodniej części kraju** (Terminal LNG, BalticPipe) oraz z **prognozowanym znacznym zwiększeniem wolumenu transportowanego gazu** (patrz rozdział 5).

**Wyniki przeprowadzonych analiz stanowią w ocenie zespołu badawczego istotne argumenty przemawiające za zasadnością kontynuacji wsparcia dla projektów z zakresu przesyłu gazu ziemnego w perspektywie finansowej 2021-2027.**

### 3. OCENA UWARUNKOWAŃ FINANSOWYCH REALIZACJI PROJEKTÓW GAZOWYCH

---

#### 3.1. UWARUNKOWANIA TARYFOWE

---

Zgodnie z art. 47 ust. 1 i ust. 2 Prawa energetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesje ustala taryfę dla paliw gazowych oraz proponuje okres jej obowiązywania. Przedłożona taryfa podlega zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o ile jest zgodna z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44 – 46 ustawy – Prawo energetyczne.

Taryfa dla usługi przesyłania paliw gazowych oraz usługi dystrybucji gazu jest każdorazowo zatwierdzana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Akceptacji Prezesa URE wymaga też każda zmiana taryfy, a stawki taryfowe są jednakowe dla wszystkich klientów. Wysokość taryfy oraz każdorazowe jej zmiany są podawane do publicznej wiadomości poprzez publikacje na stronach internetowych operatora.

Taryfa dla usługi przesyłania paliw gazowych oraz usługi dystrybucji gazu powinna zostać opracowana w sposób zapewniający:

- pokrycie kosztów uzasadnionych prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność,
- ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat,
- eliminowanie subsydiowania skrośnego.

Taryfa dla usług przesyłania GAZ-SYSTEM S.A., na której oparte są projekty gazowego systemu przesyłowego, została sporządzona z zachowaniem hierarchii postanowień: Rozporządzenia nr 715/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego (Dz. Urz. UE L 211, z 14.08.2009 r.), ustawy - Prawo energetyczne oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2013, poz. 820).

Taryfy stosowane przez operatorów sieci dystrybucyjnych zakładają różne opłaty dla różnych użytkowników. Odbiorca za świadczone Usługi dystrybucji rozliczany jest wg stawek opłat dystrybucyjnych właściwych dla grup taryfowych, do których został zakwalifikowany. Kwalifikacja do grupy taryfowej dokonywana jest w odrębnie dla każdego miejsca odbioru w oparciu o następujące kryteria:

- rodzaj paliwa gazowego,
- ciśnienie paliwa gazowego w miejscu jego odbioru,
- moc umowną,
- roczną ilość odbieranego paliwa gazowego,
- charakterystykę odbioru określoną wskaźnikiem nierównomierności poboru,
- liczbę odczytów układów pomiarowych w roku umownym,
- liczbę umów, na podstawie których następuje odbiór paliwa gazowego w danym miejscu odbioru.

Taryfa za usługi dystrybucji gazu powinna być zostać opracowana w szczególności z uwzględnieniem postanowień:

- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.),
- ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2014 r. poz. 1695),

- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2013 r. poz. 820),
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2014 r. poz. 1059),
- rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń poborze gazu ziemnego (Dz. U. Nr 178, poz. 1252).

Przedsiębiorstwo ciepłownicze prowadzi działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło na podstawie udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji i Energetyki koncesji w zakresie wytwarzania ciepła oraz przesyłania i dystrybucji ciepła. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291) – zwanym dalej rozporządzeniem taryfowym. Przychody oparte są na taryfach, które uwzględniają ogół kosztów eksploatacji niezbędnych do ponoszenia. Na koszty składają się zarówno koszty stałe jak i zmienne, w tym amortyzacja. Przedsiębiorstwo prowadzi działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło na podstawie udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji i Energetyki koncesji w zakresie wytwarzania ciepła oraz przesyłania i dystrybucji ciepła.

### 3.2. UWARUNKOWANIA REALIZACJI PROJEKTÓW DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020

Dofinansowane projekty zostały poddane analizie efektywności ekonomiczno-finansowej. Pierwszym krokiem analizy była analiza finansowa, która miała za zadanie określić opłacalność realizacji projektu poprzez określenie takich kryteriów oceny, jak FNPV (finansowa wartość zaktualizowana netto), FRR (finansowa wewnętrzna stopa zwrotu) oraz współczynnik B/C określający stosunek zdyskontowanych wpływów do zdyskontowanych wydatków. FNPV oraz FRR oszacowano jako FNPV/C i FRR/C bez uwzględnienia wsparcia UE (dotacji) oraz FNPV/K i FRR/K bez uwzględnieniem wsparcia UE.

Drugim krokiem analizy było zbadanie wpływu czynników społeczno-ekonomicznych na projekt i określenie takich kryteriów oceny, jak ENPV (ekonomiczna wartość zaktualizowana netto), ERR (ekonomiczna wewnętrzna stopa zwrotu) oraz współczynnik B/C określający stosunek zdyskontowanych wpływów do zdyskontowanych wydatków.

#### 3.2.1 SYSTEM PRZESYŁOWY

**Analiza efektywności finansowej wykazała, że wszystkie projekty z zakresu przesyłu gazu, dofinansowane w POIiŚ 2014-2020, wykazują brak opłacalności, zarówno bez uwzględnienia dotacji jak i z jej uwzględnieniem.** Przeprowadzone analizy efektywności finansowej wykazują **ujemne FNPV i FRR (wewnętrzna stopa zwrotu) poniżej oczekiwanej stopy zwrotu (stopy dyskonta)**. Współczynnik B/C poniżej jedności. **Przy uwzględnieniu dofinansowania FRR jest znacznie wyższa, lecz i tak poniżej stopy oczekiwanej.**

**Główną przyczyną braku opłacalności projektów rozwoju systemu przesyłowego są wysokie nakłady inwestycyjne oraz związane z nimi wysokie koszty eksploatacji (podatek od nieruchomości) przy niewielkich przychodach związanych z przyrostem usługi przesyłowej.** W przypadku eksploatacji tłoczni gazu istotnym elementem kosztotwórczym jest paliwo gazowe. Roczny podatek płacony przez operatorów infrastruktury jest zwykle kalkulowany jako 2% wartości inwestycji. Jeśli przyjmiemy więc, że całkowita wartość inwestycji z zakresu rozbudowy sieci przesyłowej, dofinansowanych w POIiŚ 2014-2020, kształtowała się na poziomie około 4 mld PLN, to roczne wpływy do gmin z tego tytułu

wynoszą około 80 mln PLN. Z badań jakościowych wynika, że środki przekazywane przez inwestorów z tytułu podatku od nieruchomości środki stanowią znaczący wkład do budżetów gmin.

**Taryfa OGP GAZ\_SYSTEM nie jest taryfą wrażliwą na długość trasy przesyłanego gazu z punktu wejścia do punktu wyjścia.** Opłata za usługę przesyłową jest opłatą stałą, zależną jedynie od wielkości zamówionej mocy. **Bardzo trudno jest ocenić realny przyrost przychodów z usługi przesyłowej w wyniku realizacji pojedynczego projektu, który jest jedynie elementem sieci przesyłowej.** Wobec powyższego można zaryzykować stwierdzenie, że **szacowany w projektach przyrost usługi przesyłowej wynikający z realizacji projektu jest sztuczny**, oszacowany na potrzeby opracowania studium wykonalności i wniosku celem uzyskania dofinansowania projektu.

**Uwzględnienie w analizie finansowo-ekonomicznej kosztów i korzyści ekonomicznych powoduje uzyskanie efektywności ekonomicznej wszystkich analizowanych projektów** (ENPV jest dodatnie, a ERR powyżej oczekiwanej stopy zwrotu). Do najistotniejszych czynników wpływających na efektywność ekonomiczną projektów zaliczono:

- Zmniejszenie strat związanych z ograniczeniem zasilania głównych odbiorców,
- Zwiększenie sprzedaży innych firm gazowniczych,
- Korzyści społeczne wynikające z dodatkowego zatrudnienia,
- Korzyść wynikająca z ograniczenia emisji,
- Wpływy dla gmin z tytułu podatku od nieruchomości,
- Zysk ekologiczny z tytułu zmiany paliwa u głównych odbiorców.

---

### 3.2.2 SYSTEM DYSTRYBUCYJNY

---

#### Projekty systemowe („gazociągowe”)

**Projekty należące do tej grupy generalnie są skazane na brak osiągnięcia opłacalności.** Ich zadaniem jest wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw gazu do istniejących odbiorców końcowych poprzez poprawę stopnia integracji sieci dystrybucyjnej oraz połączenie sąsiadujących obszarów dystrybucyjnych. Projekty te polegają na przebudowie istniejącego gazociągu lub przejściu przez nowy gazociąg zadań realizowanych przez istniejący gazociąg. Projekty poprawiają bezpieczeństwo eksploatacji sieci gazowej i bezpieczeństwa dostaw oraz zapewniają możliwość wzrostu dystrybucji gazu w analizowanym rejonie. Nie generują natomiast istotnego bezpośredniego przyrostu usługi dystrybucyjnej, jedynie potencjał rozwoju rynku w przyszłości. Należy zaznaczyć, że przyszły potencjalny przyrost usługi dystrybucyjnej i tak będzie się wiązał z dodatkowymi inwestycjami typu sieciowego (gazyfikacja nowych obszarów, podłączenie odbiorców).

W działaniu 7.1 POIiŚ 2014-2020 objęte dofinansowaniem zostały 4 projekty systemowe. Wartość dofinansowania dla projektów sieciowych wynosi ok. 143 mln PLN. **Charakterystyczną cechą tej grupy projektów są wysokie nakłady inwestycyjne i związane z nimi wysokie koszty eksploatacji (podatek od nieruchomości) oraz nieznaczne przychody związane z przyrostem usługi dystrybucyjnej.** Gazociągi budowane w ramach tego typu projektów będą gazociągami systemowymi (szkieletowymi). Posłużą do dalszej rozbudowy sieci na terenach niezgazyfikowanych danego powiatu, województwa i całego kraju. Pozwoli to na przyłączenie zainteresowanych odbiorców nie tylko wzdłuż gazociągu szkieletowego, ale również w znacznym oddaleniu, do których zostaną budowane kolejne krótsze nitki gazociągów.

**Dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 projekty systemowe z obszaru dystrybucji gazu wykazują brak opłacalności finansowej, nawet z uwzględnieniem dotacji.** Przeprowadzone analizy efektywności finansowej wykazują ujemne FNPV i FRR poniżej oczekiwanej stopy zwrotu (stopy dyskonta). Przy

uwzględnieniu dofinansowania FRR/K jest wyższa od FRR/C, lecz i tak znacznie poniżej stopy oczekiwanej. FRR/C w trzech z analizowanych czterech projektów jest ujemne (w wersji bez uwzględnieniem dotacji) co oznacza, że **eksploatacja projektu powoduje utratę kapitału**.

**Jako najistotniejsze czynniki wpływające na efektywność ekonomiczną projektów wymieniono:**

- Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliwa dla odbiorców w regionie,
- Wzrost atrakcyjności inwestycyjnej regionu,
- Poprawa stanu środowiska naturalnego poprzez potencjalne zastąpienie węgla gazem ziemnym (wynikające z poprawy warunków dostarczania gazu i utrzymanie dotychczasowych klientów),
- Poprawa zdrowia mieszkańców poprzez zmniejszenia substancji pochodzących ze spalania węgla, takich jak: dwutlenek węgla, rtęć, kadm, pyły, tlenki azotu i siarki.

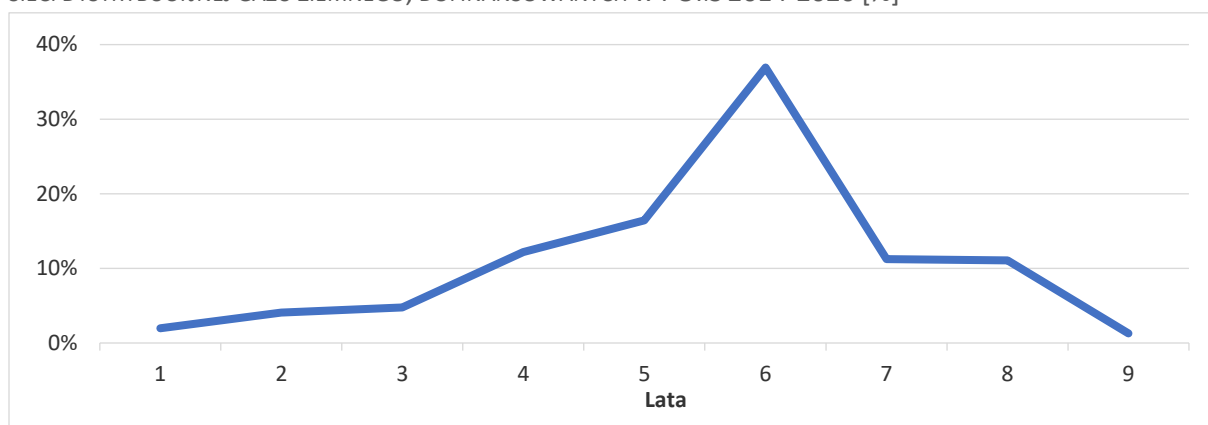
### Projekty rozwojowe („sieciovie”)

**Projekty należące do tej grupy nie wykazują opłacalności ich realizacji w związku ze specyficznym charakterem procesu realizacji i przedsięwzięć inwestycyjnych polegających na podłączenie do sieci nowych, dotychczas niezgazyfikowanych obszarów.** Generalnie pierwszym krokiem realizacji projektu jest budowa gazociągu podłączeniowego wysokiego lub średniego ciśnienia do obszarów niezgazyfikowanych. Budowa takiego gazociągu trwa około dwóch - trzech lat do czasu przekazania go do użytkowania. Projekt nie generuje przychodów do czasu podłączenia go do istniejącej lub nowo wybudowanej sieci dystrybucyjnej. Realizacja gazociągu przyłączeniowego to przedsięwzięcie czasochłonne i kapitałochłonne, wymagające szeregu pozwoleń, zgód i uzgodnień. Zazwyczaj budowany jest on na przepustowości znacznie przewyższające aktualne prognozowanie tak aby był wystarczający na następne 40-50 lat. Okres użytkowania gazociągów budowanych w nowoczesnej technologii (a takie były przewidziane były do dofinansowania w okresie programowania 2014-2020) to co najmniej 40 lat.

**Dochodowość nowo budowanej gazowej sieci rozdzielczej jest znacznie przesunięta w czasie.** Z reguły w pierwszych latach następuje realizacja stacji redukcyjno-pomiarowych o przepustowościach odpowiadających przepustowościom na koniec realizacji projektu lub koniec etapu oraz gazociągów o największych średnicach, których zadaniem jest przesył całego gazu, którego dystrybucja nastąpi następnymi gazociągami, o coraz mniejszych średnicach aż do odbiorców końcowych. Na wykresie przedstawiono harmonogram ponoszenia nakładów inwestycyjnych na podłączenie do sieci dystrybucyjnej nowych odbiorców na podstawie analizy projektów realizowanych w działaniu 7.1 POIiŚ 2014-2020.



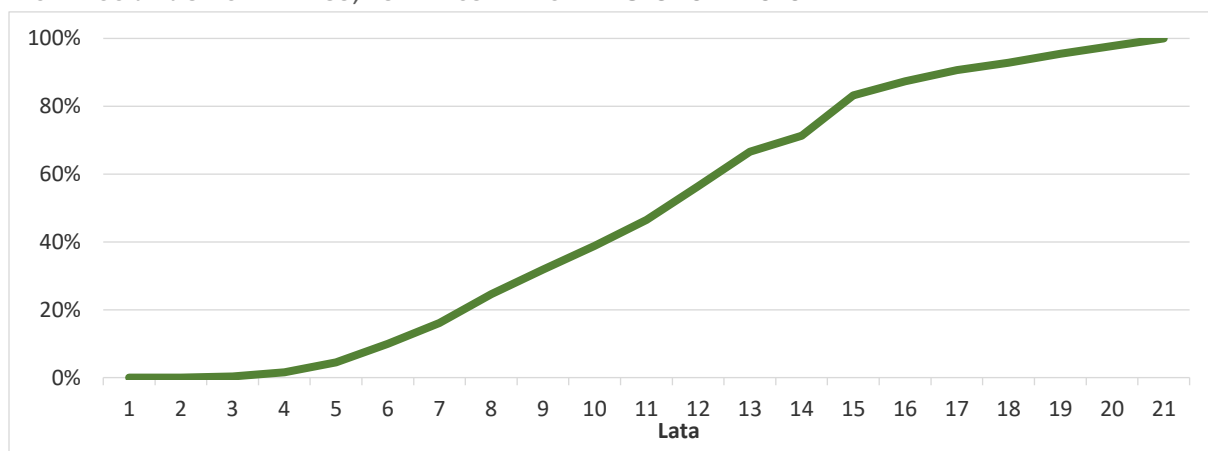
**WYKRES 20.** UDZIAŁ PONOSZONYCH NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH W LATACH W PROJEKTACH Z ZAKRESU ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GAZU ZIEMNEGO, DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020 [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej

Odwrotnie jest z przychodami za usługę dystrybucyjną. Pierwsze przychody wynikające z realizacji projektów są osiągnięte ok. 2-3 lata po rozpoczęciu realizacji inwestycji i wynoszą one średnio do ok. 3% planowanej docelowej wartości. Roczne przyrosty usługi dystrybucyjnej są generalnie nieduże, średnio ok 20% wielkości docelowej w 5 roku eksploatacji projektu i ok. 50% w 10 roku eksploatacji. Na wykresie przedstawiono dynamikę prognozowanego wzrostu sprzedaży usługi dystrybucyjnej w wyniku realizacji projektów w działaniu 7.1 POIiŚ 2014-2020 w, polegających na podłączeniu do sieci dystrybucyjnej nowych odbiorców i nowych obszarów dotychczas niezgazyfikowanych.

**WYKRES 21.** DYNAMIKA WZROSTU SPRZEDAŻY USŁUGI PRZESYŁOWEJ W PROJEKTACH Z ZAKRESU ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GAZU ZIEMNEGO, DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020



Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentacji projektowej

Taryfa za usługę dystrybucji gazu jest jednakowa zarówno dla nowych odbiorców jak i istniejących tego samego typu (grupy taryfowej). **Taryfa nie obciąża nowych odbiorców poniesionymi nakładami inwestycyjnymi na ich podłączenie tylko wpływa na taryfę w następnych latach dla wszystkich odbiorców danej sieci dystrybucyjnej gazu. Natomiast koszty eksploatacji gazociągów są ponoszone prawie w całości już w pierwszym roku eksploatacji obiektów przekazanych do użytkowania.** Są to głównie koszty stałe uzależnione od wartości początkowej obiektów. **Głównym elementem kosztotwórczym w okresie eksploatacji obiektów sieci gazowych jest podatek od nieruchomości płacony do urzędów gmin. Wynosi on ok. 70%-80% kosztów eksploatacji gazociągów, zarówno przesyłowych jak i dystrybucyjnych.** Z drugiej strony wpływ podatku od nieruchomości od

zrealizowanych przedsięwzięć inwestycyjnych, jakimi są sieci gazowe, znacznie przyczynia się do rozwoju obszarów, na których są one realizowane.

**Dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 projekty z zakresu rozwoju sieci dystrybucji gazu wykazują brak opłacalności finansowej, nawet z uwzględnieniem dotacji.** Przeprowadzone analizy efektywności finansowej wykazują ujemne FNPV i FRR poniżej oczekiwanej stopy zwrotu (stopy dyskonta). Przy uwzględnieniu dofinansowania FRR/K jest wyższa od FRR/C, lecz i tak znacznie poniżej stopy oczekiwanej. **W wielu analizowanych projektach FRR/C jest ujemne, co oznacza, że eksploatacja projektu powoduje utratę kapitału. Niektóre projekty charakteryzują się zarówno ujemnym FRR/C jak i FRR/K.**

**Jako najistotniejsze czynniki wpływające na efektywność ekonomiczną projektów wymieniono:**

- Zwiększenie dostępu do dystrybucyjnej sieci gazowej,
- Dywersyfikacja dostępnych w gminach źródeł energii cieplnej,
- Wzrost atrakcyjności inwestycyjnej regionu,
- Poprawa zdrowia mieszkańców poprzez zmniejszenia substancji pochodzących ze spalania węgla, takich jak: dwutlenek węgla, rtęć, kadm, pyły, tlenki azotu i siarki.

---

### 3.2.3 KOGENERACJA GAZOWA

---

Dofinansowane w ramach poddziałań projekty obejmujące instalacje kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym. Projekty te można podzielić na dwie grupy:

1. Projekty realizujące wysokosprawną kogenerację **dla istniejących odbiorców ciepła celem zastąpienia innych nośników energii gazem;**
2. Projekty wykorzystujące wysokosprawną kogenerację na **zaspokojenie nowych potrzeb ciepła (nowych odbiorców).**

Analiza efektywności ekonomiczno-finansowej projektów została przeprowadzona na próbie 12 projektów, wybranych z całej populacji z uwzględnieniem zróżnicowania lokalizacji projektu oraz zróżnicowania typów beneficjentów.

#### **Projekty realizujące wysokosprawną kogenerację celem zastąpienia innych nośników energii gazem**

Cele projektów wynikają często ze zdiagnozowanych potrzeb ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza, w tym emisji CO<sub>2</sub> i innych zanieczyszczeń na obszarze gmin. Przychody ze sprzedaży ciepła lub energii elektrycznej są niewielkie.

Projekty realizujące wysokosprawną kogenerację celem zastąpienia innych nośników energii gazem **wykazują brak opłacalności finansowej, nawet z uwzględnieniem dotacji.** Przeprowadzone analizy efektywności finansowej wykazują ujemne FNPV i FRR poniżej oczekiwanej stopy zwrotu (stopy dyskonta). Przy uwzględnieniu dofinansowania FRR/K jest wyższa od FRR/C, lecz i tak znacznie poniżej stopy oczekiwanej. **W wielu analizowanych projektach FRR/C jest ujemne, co oznacza, że eksploatacja projektu powoduje utratę kapitału.**

**Na brak opłacalności projektów z zakresu wysokosprawnej kogeneracji w elektrociepłowniach, które zmieniają wykorzystywany nośnik energii z węgla na gaz, ma wpływ wysoka konkurencyjność cenowa innych nośników energii (głównie węgla i koksu) względem gazu.**

### Projekty wykorzystujące wysokosprawną kogenerację na zaspokojenie nowych potrzeb ciepła (nowych odbiorców)

Projekty wykorzystujące wysokosprawną kogenerację na zaspokojenie nowych potrzeb ciepła generalnie wykazują opłacalność finansową z uwzględnieniem dotacji. Przeprowadzone analizy efektywności finansowej wykazują dodatnie FNPV/K i FRRK powyżej oczekiwanej stopy zwrotu (stopy dyskonta). Podstawowym czynnikiem wpływającym na opłacalność projektów z zakresu wysokosprawnej kogeneracji realizowanych na potrzeby nowych odbiorców jest **stopień dopasowania instalacji do potrzeb rynku, na który beneficjent będzie dostarczał ciepło i energię elektryczną**. Opłacalność osiągają projekty, które przywidują **wysokie wykorzystanie wyprodukowanego w układach kogeneracyjnych ciepła, najlepiej na potrzeby własne**.

### Efektywność ekonomiczna

Jako najistotniejsze czynniki wpływające na **efektywność społeczno-ekonomiczną projektów** wysokosprawnej kogeneracji **obu grup projektów** wymieniono:

- poprawa warunków i komfortu życia mieszkańców gmin objętych projektem, dzięki zmniejszeniu obciążenia środowiska efektami spalania dotychczas stosowanych, wysokoemisyjnych paliw,
- zmniejszenie ilości odpadów powstających w procesie produkcji energii,
- projekt przyczynia się do realizacji międzynarodowych zobowiązań w zakresie redukcji emisji szkodliwych substancji do atmosfery,
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliwa i dywersyfikacja dostępnych w gminach źródeł energii cieplnej,
- zwiększenie wpływów podatkowych (m.in. podatek od nieruchomości) w gminach.

## 3.3. ZIDENTYFIKOWANE ELEMENTY ZAWODNOŚCI RYNKU

Do najważniejszych zidentyfikowanych źródeł zawodności rynku zalicza się:

- zawodność konkurencji,
- istnienie dóbr publicznych (bezpieczeństwo energetyczne kraju, czyste powietrze),
- istnienie efektów zewnętrznych,
- polityka taryfowa (ograniczenie możliwości wygenerowania zysku).

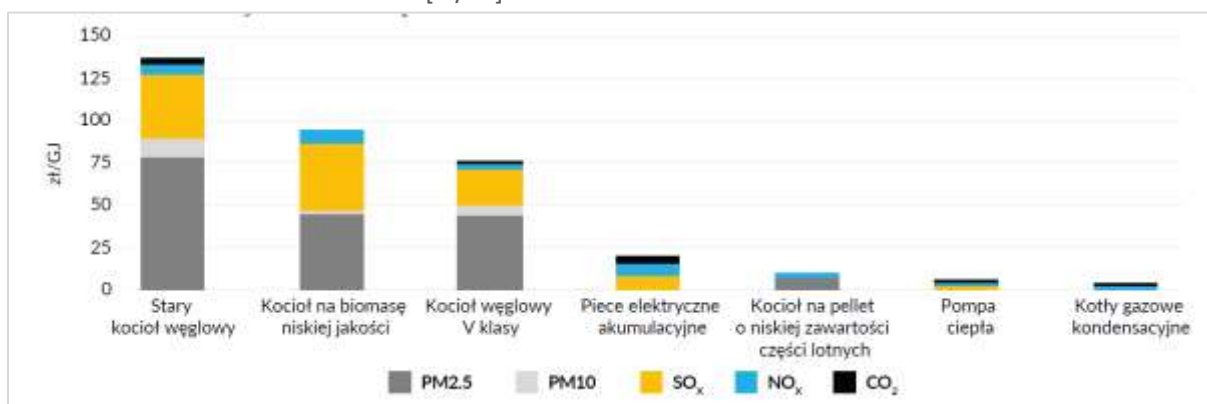
### Zawodność konkurencji

Rynek świadczenia usług przesyłowych gazu na terenie kraju jest **rynkiem monopolistycznym**. Jedynym operatorem świadczących takie usługi jest Operator Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. Na rynku usług dystrybucji gazu działa wiele operatorów (w tym największy PSG Sp. z o.o.), ale opiera się on na własności sieci, do której jest podłączony odbiorca końcowy. Podobnie jest na rynku usług ciepłowniczych, **W rzeczywistości odbiorca końcowy gazu czy ciepłą sieciowego ma znikome możliwości decydowania, jaki operator ma mu dostarczać gaz czy ciepło sieciowe**. Doskonały rynek konkurencyjny byłby w sytuacji, gdy odbiorca był podłączony do sieci wszystkich operatorów czy dostawców, co jest nierealne.

Kluczowy aspektem zawodności rynku odnosi się do **konkurencji gazu wobec innych nośników energii, głównie węgla**. Sektor wydobywania węgla w Polsce jest sektorem dotowanym przez Państwo, a użytkowanie węgla u odbiorcy końcowego (z racji jego niskiej ceny) jest znacznie tańsze niż gazu ziemnego. Wymiana sposobu zaopatrzenia w ciepło z opartego na węglu na gazowe jest przedsięwzięciem kosztownym zarówno w fazie realizacji jak i eksploatacji. Zawodność konkurencji w sektorze zaopatrzenia w ciepło wynika z faktu, **piece już zainstalowane w gospodarstwach domowych**

oraz wykorzystywane do tego celu paliwa nie były jak dotąd poddane regulacjom technicznym i jakościowym w zakresie emisyjności. Jak wskazano w raporcie Forum Energii *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa* z kwietnia 2019 r., w wielu państwach europejskich stosowane są opłaty środowiskowe nakładane na paliwa spalane w indywidualnych instalacjach grzewczych. Takie podejście poprawia konkurencyjność czystych technologii. Dla zawodowych instalacji częściowo spełnia tę funkcję system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>. Na wykresie poniżej wskazano różnicę kosztów zewnętrznych poszczególnych źródeł ciepła. Wykorzystywanie paliw stałych jest najmniej korzystne z perspektywy społecznej, ponieważ generuje najwyższe koszty zewnętrzne (które jednak nie mają odzwierciedlenia w rzeczywistej cenie paliwa). Są one szczególnie wysokie dla paliw o niskiej jakości stosowanych w nieefektywnych piecach. Z przeprowadzonej przez Forum Energii analizy wynika, że kotły gazowe charakteryzują się najniższym poziomem kosztów zewnętrznych związanych z emisjami CO<sub>2</sub> i zanieczyszczeń powietrza.

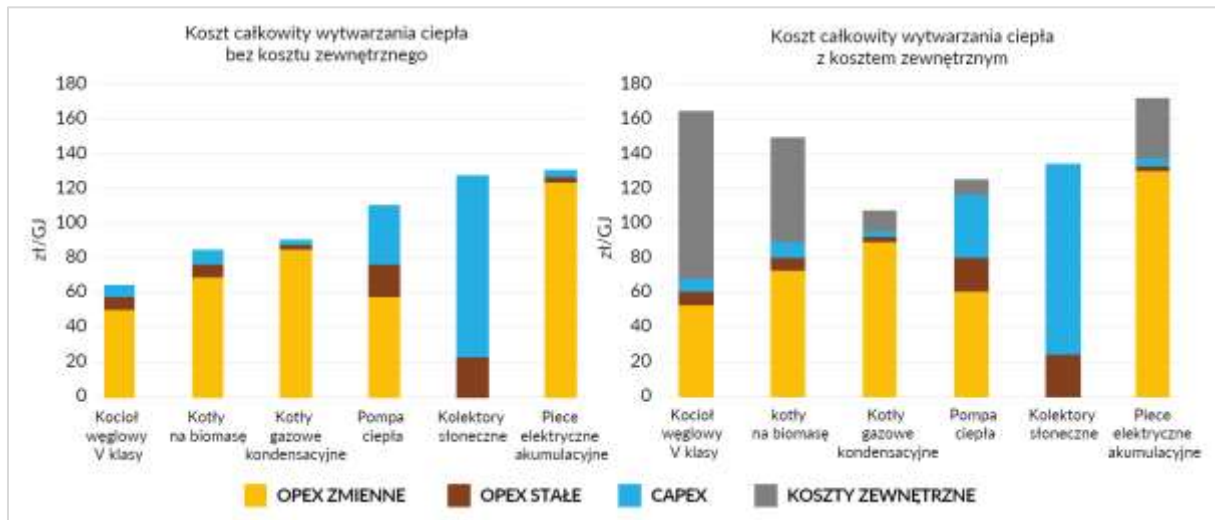
**WYKRES 22.** PORÓWNIANIE JEDNOSTKOWYCH KOSZTÓW ZEWNĘTRZNYCH DLA ROKU 2017 W PODZIALE NA SUBSTANCJE SZKODLIWE DLA RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ CIEPŁA [zł/GJ]



Źródło: *Czyste ciepło 2030, Strategia dla ciepłownictwa. Forum Energii, 2019 r.*

Wydatki ponoszone przez gospodarstwa domowe nie oddają w pełni rzeczywistego kosztu ogrzewania. Na wykresach poniżej przedstawiono koszty wytworzenia ciepła bez uwzględnienia kosztów zewnętrznych (perspektywa gospodarstwa domowego) – w tym przypadku najtańsze jest ciepło będzie z kotła węglowego, a także z ich uwzględnieniem (perspektywa społeczna) – w tym przypadku najtańsze jest ciepło z kotła gazowego.

**WYKRES 23.** KOSZT CAŁKOWITY WYTWARZANIA CIEPŁA Z RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ BEZ UWZGLĘDNIANIA KOSZTU ZEWNĘTRZNEGO I Z KOSZTEM ZEWNĘTRZNYM [zł/GJ]



Źródło: *Czyste ciepło 2030, Strategia dla ciepłownictwa. Forum Energii, 2019 r.*

Jako dodatkowy element zawodności konkurencji w segmencie ciepłownictwa systemowego można wskazać fakt, że w nadchodzących latach będzie postępował proces termomodernizacji budynków publicznych, komercyjnych i mieszkalnych. **Oznacza to, że popyt na ciepło będzie spadał przy jednoczesnym utrzymywaniu się kosztów stałych systemów ciepłowniczych na niezmiennym poziomie. Koszty stałe będą rozkładać się na mniejszy wolumen sprzedanego ciepła, prowadząc do wzrostu kosztów jednostkowych, a w konsekwencji do wzrostu cen ciepła**<sup>37</sup>. Sytuacja ta stanowi ograniczenie dla wykorzystania w ciepłownictwie paliw droższych, takich jak gaz ziemny, a także dla prognoz możliwości uzyskania zwrotu nakładów inwestycyjnych na modernizację źródeł.

### Dobro publiczne: bezpieczeństwo energetyczne, czyste powietrze

Dobro publiczne to dobra charakteryzujące się brakiem możliwości wyłączenia ich z konsumpcji oraz jednocześnie ich niekonkurencyjnością w konsumpcji.

Wiele projektów realizacji infrastruktury w sektorze gazowym jest realizowanych głównie w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Są to w większości inwestycje związane z dywersyfikacją dostaw gazu, a w szczególności z powstaniem Terminala LNG w Świnoujściu. Zapewnianie bezpieczeństwa energetycznego kraju z reguły wiąże się z koniecznością realizowania inwestycji nierentownych, które nawet w okresie eksploatacji często generujących wyższe koszty niż przychody. Są to inwestycje realizowane przede wszystkim w obszarach:

- zwiększenie bezpieczeństwa dostaw,
- zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw,
- zmniejszenie barier technicznych funkcjonowania konkurencji na rynku gazu,
- zwiększenie ciągłości dostaw.

Inwestycje w kogenerację gazową jako zastąpienie dotychczasowego źródłom węglowego opartego na węglu najczęściej motywowane są względami środowiskowymi (w tym uregulowaniami UE i krajowymi w zakresie standardów emisyjnych) – mają na celu ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza, a w efekcie poprawę jego jakości w skali lokalnej. Niejednokrotnie stanowią zadania wpisane do lokalnych Planów Gospodarki Niskoemisyjnej (PGN).

<sup>37</sup> Na podstawie: Rączka J., Rubczyński A., *Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce*, Forum Energii, Warszawa 2017

## Efekty zewnętrzne

Realizacja projektów z zakresu rozbudowy sieci gazowej w kraju przyczyni się do powstania szeregu korzyści ekonomiczno–społecznych, w tym najistotniejsze to:

- Zysk ekologiczny związany z wymianą paliwa na gaz i zmniejszenie opłat za emisję gazów w przemyśle z powodu zastąpienia węgla gazem;
- Zmniejszenie strat związanych z ograniczeniem zasilania głównych odbiorców;
- Rozwój gmin, na których obszarze eksploatowane są projekty z zakresu rozbudowy sieci gazowej w wyniku uzyskania wpływów do budżetu w postaci podatku od nieruchomości;
- Zwiększenie sprzedaży i zysków dla firm zajmujących się obrotem gazem.

Gaz ziemny wysokometanowy jest nośnikiem energii przyjaznym dla środowiska naturalnego. Wymiana paliwa ze stałego (węgla) na gazowe powoduje całkowitą eliminację pyłów i dwutlenku siarki oraz znaczne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla. Eliminacja oraz ograniczenie emisji z powodu wymiany węgla na gaz powodują oszczędności dla odbiorców przemysłowych, którzy płacą mniejsze opłaty za emisję pyłów i gazów (SO<sub>2</sub> i CO<sub>2</sub>) do środowiska. Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw gazu poprzez stworzenie możliwości realizacji dostaw paliwa gazowego z różnych kierunków pozwoli wyeliminować straty finansowe powstające u odbiorców gazu w przypadku przerw w dostawach tego paliwa.

Rozbudowa sieci gazowej wiąże się generalnie z przyłączaniem nowych odbiorców i dostarczeniem zwiększonej ilości gazu do odbiorców końcowych, a więc i ze zwiększoną sprzedażą paliwa gazowego przez firmy zajmujące się obrotem gazem.

Do najważniejszych efektów społeczno-ekonomicznych projektów z zakresu kogeneracji gazowej należą:

- poprawa warunków i komfortu życia oraz zdrowia mieszkańców, dzięki zmniejszeniu obciążenia środowiska efektami spalania dotychczas stosowanych, wysokoemisyjnych paliw,
- poprawa lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie strat na przesyłaniu energii elektrycznej dzięki lokalnej generacji,
- zmniejszenie ilości odpadów powstających w procesie produkcji energii,
- zwiększenie wpływów podatkowych (m.in. podatek od nieruchomości) w gminach.

## 3.4. PREFEROWANA FORMA WSPARCIA FINANSOWEGO

### 3.4.1 SIECI PRZESYŁOWE I DYSTRYBUCYJNE

**Projekty związane z realizacją inteligentnej infrastruktury w sektorze gazowym wykazują istotny brak opłacalności w przypadku braku dofinansowania w postaci bezzwrotnej dotacji.** Wartość bieżąca netto kapitału jest ujemna, a finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału zdecydowanie odbiega od poziomu stopy dyskontowej. Oznacza, że rozsądny inwestor, działając na rynku konkurencyjnym, nie będący zobligowany inwestycjami z zakresu bezpieczeństwa energetycznego kraju, nie podjąłby się realizacji projektu. **Pomoc w postaci dotacji wywołuje zatem efekt zachęty, aby projekt był realizowany.** Pozyskanie dofinansowania w formie dotacji generalnie skraca również czas realizacji projektu dzięki umożliwieniu równoległej realizacji poszczególnych działań.

Finansowanie projektów z preferencyjnego kredytu inwestycyjnego lub pożyczki podrożyłoby całkowity koszt inwestycji oraz wydłużyłoby czas trwania przedsięwzięcia i prawdopodobnie zmusiłoby

do rezygnacji z poszczególnych elementów projektu. Jest to często rozwiązanie stwarzające ryzyko zagrożenia płynności finansowej (szczególnie dotyczy to mniejszych operatorów).

**Uzasadnione jest przyznawanie dofinansowania tylko w przypadku projektów wykazujących brak efektywności finansowej, oparte na metodzie szacowania luki finansowej.**

Jednym z istotnych argumentów, przemawiających za udzieleniem wsparcia w postaci dotacji dla projektów infrastrukturalnych w sektorze energetycznym, jest konieczność **ograniczenia wpływu ich realizacji na stawki usługi przesyłowej/dystrybucyjnej i ograniczenie obciążeń finansowych użytkowników systemu**. Realizacja dużego programu inwestycyjnego, zwłaszcza w sektorze gazowym, bez udziału wsparcia, musiałaby zostać odzwierciedlona w postaci większych kosztów przesyłu i dystrybucji.

Zgodnie z Ustawą Prawo Energetyczne art. 45.1 taryfa za usługę przesyłu gazu oraz usługę dystrybucji gazu jest taryfa opartą na kosztach w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie, przesyłania, dystrybucji, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność. Uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego zatwierdza prezes URE. Elementem kapitału zaangażowanego, którego zwrot zostaje uwzględniany w taryfie, jest majątek trwały, czyli również nakłady inwestycyjne na projekty zrealizowane w ramach POIiŚ w okresie programowania 2014-2020. **Uzasadniony jest tylko zwrot z tej części wartości środków trwałych, które zostały zrealizowane ze środków własnych** (wartość dotacji nie jest uwzględniana w taryfie). **W konsekwencji końcowy odbiorca płacąc za dostawę gazu nie jest obciążony pełnymi kosztami wynikającymi z realizacji projektów będących w głównej mierze projektami związanymi z bezpieczeństwem energetycznym kraju**. Przedstawiciele PSG wskazują, że aktualnie **stawki opłat zawarte w taryfie są na granicy wystarczalności do realizacji planowanego rozwoju gazyfikacji**. W ostatnich latach wystąpiły żądania regulatora do obniżania stawek opłat (zostały one obniżone o ponad 12% w ciągu ostatnich dwóch lat). Jeżeli żądania regulatora będą dalej ukierunkowane na dążenie do obniżania stawek opłat za usługę dystrybucji, nastąpi **wzrost odmów przyłączenia ze względu na niespełnianie warunków ekonomicznych**.

Powyższy aspekt jest szczególnie istotny w związku ze zjawiskiem **ubóstwa energetycznego w Polsce**. Z analiz Instytutu Badań Strukturalnych (IBS)<sup>38</sup> wynika, że tzw. **ubóstwo energetyczne dotyka 12% mieszkańców kraju (w 2016 r. - 4,6 mln osób 4,6 mln osób wchodzących w skład 1,3 mln gospodarstw domowych), co oznacza, że co ósma osoba w Polsce ma problem z ogrzaniem swojego domu**. Większość jest skazanych na ubóstwo energetyczne z powodu braku pieniędzy, **wiele gospodarstw domowych nie może też ogrzać wody i domu, z powodu braku dostępu do sieci gazowej czy ciepłowniczej, szczególnie mieszkańcy wsi i małych miast** (aż 20% mieszkańców wsi jest ubogich energetycznie). Aż 75% wszystkich ubogich energetycznie to osoby zamieszkujące budynki jednorodzinne. Informacje te są istotne z punktu widzenia zdiagnozowanego braku opłacalności rozbudowy sieci gazowej na terenach o małej gęstości zaludnienia i braku większych odbiorców przemysłowych. Wsparcie POIiŚ 2014-2020 umożliwiło gazyfikację tego typu obszarów, zwiększa także możliwości wyspowej gazyfikacji tego typu obszarów poprzez stacje LNG (rozbudowa terminala LNG). Badania przeprowadzone przez IBS wskazują także, że w latach 2012-2016 zwiększyła się liczba ubogich energetycznie zamieszkujących budynki wielorodzinne, co było to wynikiem relatywnego wzrostu kosztu energii.

---

<sup>38</sup> Sałach K., Lewandowski P., *Ubóstwo energetyczne w Polsce 2012-2016, Zmiany w czasie i charakterystyka zjawiska*, Instytut Badań Strukturalnych, Warszawa 2018

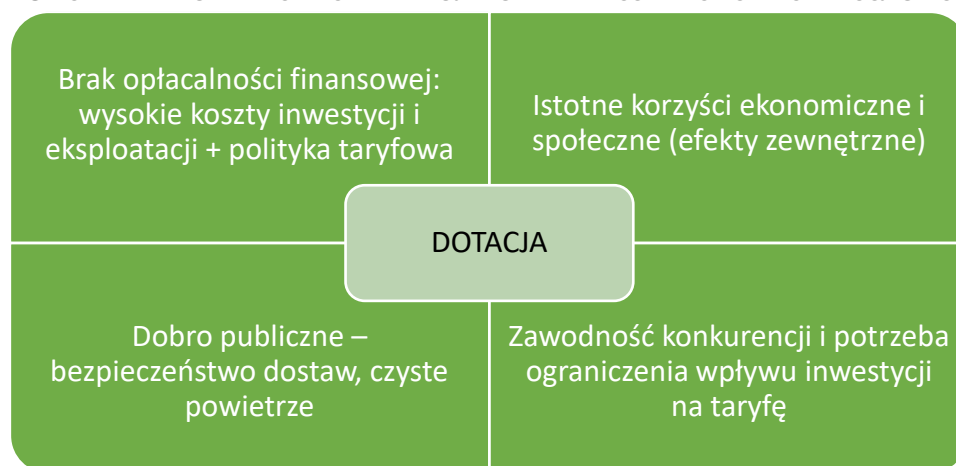
W opinii wszystkich beneficjentów POIiŚ 2014-2020 z obszaru dystrybucji gazu ziemnego<sup>39</sup>, możliwe jest zwiększenie atrakcyjności stosowania paliwa gazowego w stosunku do innych paliw czy nośników energii dzięki wsparciu finansowemu dla OSD oraz odbiorców końcowych gazu. Doświadczenia z POIiŚ 2007-2013 oraz 2014-2020 wskazują na to, że wsparcie dotacyjne dla rozbudowy sieci pozwala obniżyć stawki dystrybucyjne poprzez zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu, a tym samym zmniejszenie jednostkowych kosztów stałych, a także poprzez zwiększanie podstawy kalkulacji marży (brak możliwości kalkulacji zwrotu z aktywów finansowanych z dotacji). Na wzrost atrakcyjności stosowania paliwa gazowego pozytywnie wpłynęłoby też wsparcie finansowe dla odbiorców końcowych na modernizację istniejących źródeł ciepła, w tym pokrycia opłat za przyłączenie do sieci gazowej oraz możliwości zabudowy instalacji OZE współpracujących z instalacjami gazowymi.

**Przeprowadzone analizy prowadzą do konkluzji, że brak dofinansowania projektów infrastruktury gazowej w postaci dotacji może mieć wpływ na przyrost opłat za usługę przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, a tym samym wpłynąć na pogłębienie się zjawiska ubóstwa energetycznego w Polsce.**

Brak realizacji inwestycji gazowniczych i pozostawienie stanu infrastruktury na aktualnym poziomie spowoduje ograniczenie możliwości rozwojowych gmin i miast, głównie obszarów niezgazyfikowanych.

Na chwilę obecną wydaje się, że pomimo wydatkowania istotnych środków na rozbudowę infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, powodującą niewątpliwie wzrost obciążeń operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej (m.in. podatki, eksploatacja, amortyzacja, zwrot z kapitału), **średnia stawka przesyłowa na przestrzeni lat nie uległa zwiększeniu**. Należy wziąć pod uwagę, że wielkość rynku usług przesyłowych w Polsce zanotowała wzrost (popyt wewnętrzny i tranzyt), co zaburza w pewnym stopniu ocenę wpływu, gdyż całkowite koszty funkcjonowania systemu przesyłowego mogą być rozłożone na większy wolumen przesłanego gazu. Niemniej jednak można z pewnym zastrzeżeniem (wynikającym z braku szczegółowej wiedzy o wartości i poziomie m.in. amortyzacji istniejącej infrastruktury) wnioskować, że udzielone wsparcie finansowe z programów pomocowych UE w okresie programowania 2014-2020, pozwoliło istotnie ograniczyć wpływ zrealizowanych inwestycji na średnie koszty przesyłu gazu. Jest to szczególnie istotne ze względu na fakt, że **stawki przesyłowe w Polsce należą do najwyższych w UE**, a ich dalszy wzrost mógłby stanowić zagrożenie dla konkurencyjności polskiej gospodarki.

**SCHEMAT 1.** UZASADNIENIE FORMY WSPARCIA DLA PROJEKTÓW Z ZAKRESU PRZESYŁU I DYSTRYBUCJI GAZU ZIEMNEGO



Źródło: Opracowanie własne

<sup>39</sup> Ankieta CAWI z beneficjentami POIiŚ 2007-2013 i 2014-2020 z obszaru dystrybucji gazu ziemnego, n=4



### 3.4.2 KOGENERACJA GAZOWA

Do końca roku 2018 wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji objęte było systemem wsparcia w postaci świadectw pochodzenia energii (tzw. żółtych certyfikatów), towarów giełdowych, wydawanych na każdą megawatogodzinę energii elektrycznej wytworzonej w źródle o wysokiej sprawności. Nie miało znaczenia czy energia ta zużywana jest na potrzeby własne, czy też przeznaczana jest do dalszej odsprzedaży.

W związku z rozwojem prawodawstwa unijnego z zakresu pomocy publicznej, dotychczasowa forma systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji została zastąpiona formą bardziej konkurencyjną, umożliwiającą promowanie najbardziej efektywnych ekonomicznie rozwiązań. 25 stycznia 2019 r. weszła w życie *Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji*. Ustawa reguluje system wsparcia, który ma przynieść rozwój kogeneracji i ciepła systemowego zarówno poprzez inwestycje w nowe źródła kogeneracyjne jak i modernizację istniejących. Nowy system wsparcia poza rozwojem wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji na określonym poziomie ma spełniać warunek ekonomicznej efektywności wspieranych rozwiązań technologicznych. Obecna forma systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji ma za zadanie promować najbardziej efektywne ekonomicznie rozwiązania.

**Realizacja projektów z obszaru wysokosprawnej kogeneracji jest bardzo kapitałochłonna i inwestorzy będą zawsze szukali kapitału dla ich realizacji.** Tani kapitał ułatwi osiągnięcie opłacalności projektu. Mniejsze przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mają dostępu do rynku finansowego, a na pewno nie mogą pozyskać kapitału na tak atrakcyjnych warunkach jak duże podmioty, operujące na większym, a tym samym i pewniejszym, rynku. Jeżeli już inwestują (przynajmniej było tak w poprzednich dekadach), to z wykorzystaniem dostępnych środków preferencyjnych i środków własnych. Jednak te środki są o rząd wielkości za małe do dostosowania źródeł do obecnych wymogów i wytwarzania efektywnego kosztowo ciepła. Instytucje finansujące nie są skłonne udzielać kredytów podmiotom, które stoją w obliczu spadającego popytu na swoje usługi, zaostrzających się norm, rosnących kosztów środowiskowych oraz restrykcyjnych taryf<sup>40</sup>.

Z systemu ciepłowniczego, w ramach którego są realizowane projekty z zakresu kogeneracji, korzystają odbiorcy ciepła generalnie o charakterze mieszkaniowym i handlowo-usługowym. Dostarczanie energii cieplnej odbiorcom rozliczne jest wg zatwierdzonej przez URE taryfy na ciepło. Taryfa za dostarczone ciepło również (tak samo jak taryfa za usługę przesyłowa i dystrybucyjna gazu) opiera się na formule kosztowej. Energia cieplna z kogeneracji z reguły zastępuje dotychczas produkowaną energię w źródle konwencjonalnym. **Umożliwienie bezzwrotnego dofinansowania wysokosprawnej kogeneracji umożliwia często brak konieczności wzrostu kosztów ciepła, a tym samym wzrostu taryf za ciepło. Brak dofinansowania projektów wysokosprawnej kogeneracji w postaci dotacji może mieć wpływ na przyrost opłat za ciepło, a tym samym wpłynąć na pogłębienie się zjawiska ubóstwa energetycznego w Polsce.** Ciepło, ze względu na to, że ma duży udział w kosztach utrzymania mieszkań i domów, zawsze było postrzegane jako temat wrażliwy społecznie. Politycy, a co za tym idzie i urzędnicy, starają się nie dopuścić do wzrostu cen usług ciepłowniczych, chroniąc klientów. 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. **Konserwatywna i od lat nierewidowana polityka taryfowa przyczynia się do stagnacji w sektorze, ponieważ środków ledwie wystarcza na zapewnienie usług<sup>41</sup>.**

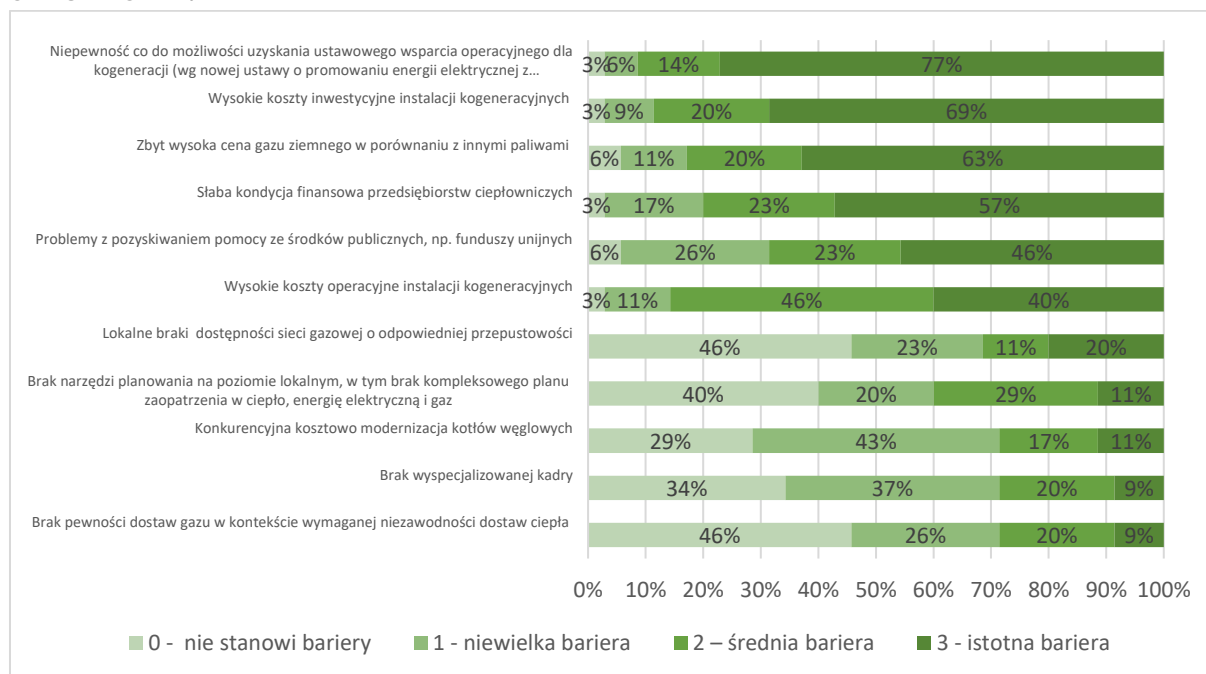
<sup>40</sup> Na podstawie: Rączka J., Rubczyński A., *Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce*, Forum Energii, Warszawa 2017

<sup>41</sup> Ibidem

Również dla inwestorów realizujących projekty z zakresu wysokosprawnej kogeneracji na potrzeby własne najlepszym źródłem finansowania są bezzwrotne dotacje. Jednakże **dostępność preferencyjnej pożyczki z odpowiednio długim okresem karencji w jego spłacie, a następnie możliwość uzyskania premii w ramach nowego systemu wsparcia wydaje się istotną zachętą dla realizacji projektów.** Zwłaszcza gdy jest wysoki stopień dopasowanie instalacji do potrzeb beneficjenta, tj. projekt przywiduje wykorzystanie wyprodukowanego w układach kogeneracyjnych ciepła oraz energii elektrycznej na potrzeby własne.

Jak wskazują wyniki ankiety CAWI, przeprowadzonej wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych, to właśnie czynniki finansowe są główną barierą dla szerszego wykorzystania gazu ziemnego w ciepłownictwie. **Należą do nich przede wszystkim niepewność co do możliwości uzyskania ustawowego wsparcia operacyjnego dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, która warunkuje rentowność tego typu inwestycji, a także wysokie koszty inwestycyjne oraz wysoka cena gazu ziemnego w porównaniu z innymi paliwami,** co - w powiązaniu ze słabą kondycją finansową podmiotów z sektora ciepłowniczego oraz ograniczonymi możliwościami pozyskania kapitału na warunkach komercyjnych, może wskazywać na istnienie potrzeby interwencji publicznej w tym sektorze. Respondenci wskazywali także, poza czynnikami technicznymi tj. brakiem dostępności sieci gazowej o odpowiedniej przepustowości, na brak możliwości generowania środków inwestycyjnych w cenach i stawkach opłat ustalanych przez URE oraz na sposób taryfowania cen ciepła wytworzonego w kogeneracji (wszelkie planowane przychody związane z produkcją i sprzedażą energii elektrycznej pomniejszają planowane przychody ze sprzedaży ciepła, a w efekcie z tytułu wykonywania dodatkowej działalności, obejmującej produkcję energii elektrycznej, finansowo przedsiębiorstwo nic nie zyskuje).

**WYKRES 24.** ROZKŁAD ODPOWIEDZI PRZEDSTAWICIELI SEKTORA CIEPŁOWNICZEGO, KTÓRZY WZIĘLI UDZIAŁ W ANKIECIE CAWI, NA PYTANIE: JAKIE SĄ WG PAŃSTWA GŁÓWNE BARIERY DLA SZERSZEGO WYKORZYSTANIA GAZU ZIEMNEGO W CIEPŁOWNICTWIE?



Źródło: Ankieta CAWI, n=35

W ocenie jednego z respondentów: „z uwagi na wymogi środowiskowe, inwestycje z wykorzystaniem gazu ziemnego w ciepłownictwie w aglomeracjach miejskich są nieuniknione, jednak istnieją bariery związane z dostępem do gazu, dofinansowania na preferencyjnych warunkach takich inwestycji, zmieniających się przepisów oraz trudnego do przewidzenia tempa wzrostu cen paliw i energii.

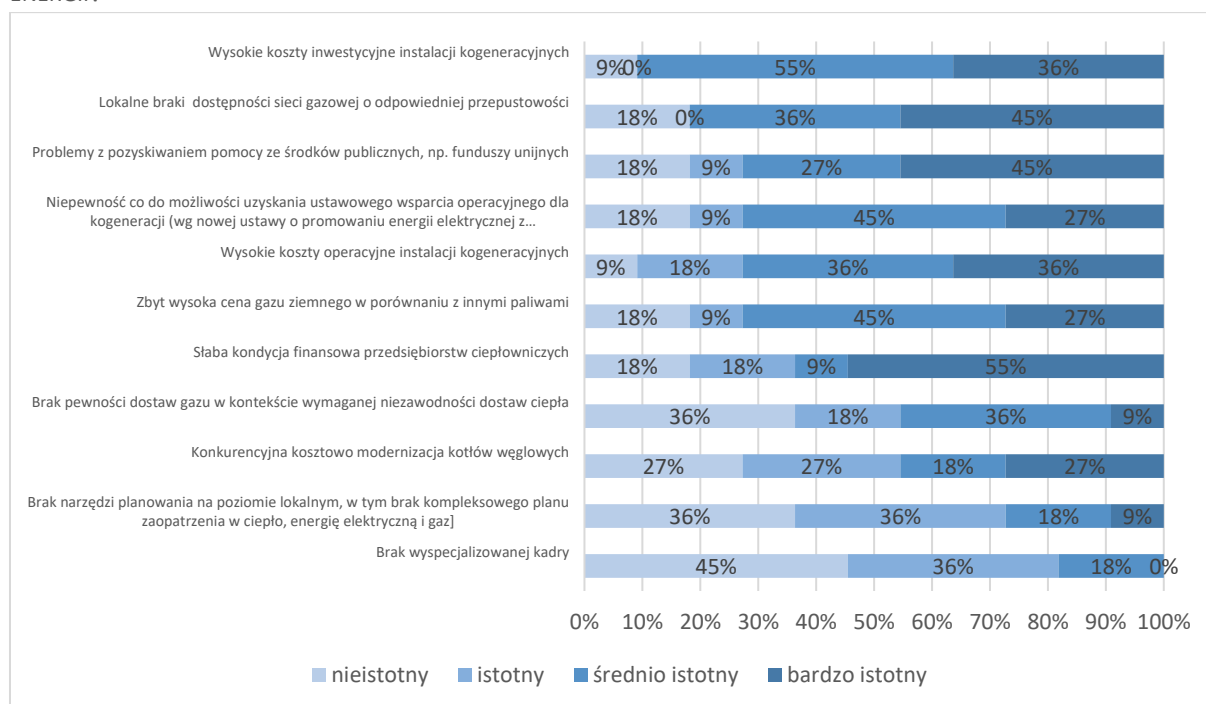
Oczekiwaniem przyszłych inwestorów jest możliwość skorzystania z preferencyjnego wsparcia finansowego planowanych inwestycji. Jednym z głównych zagrożeń jest brak w najbliższych latach możliwości dostaw gazu na potrzeby planowanej inwestycji (przytęcze średniego ciśnienia). Konieczność poniesienia przez inwestora nakładów inwestycyjnych związanych z wyprowadzaniem mocy elektrycznej do istniejącego systemu energetycznego”.

Wśród respondentów, którzy w ramach prowadzonej działalności operują już instalacją kogeneracyjną zasilaną gazem ziemnym, tylko 30% sfinansowało ją w całości ze środków własnych, natomiast w 70% przypadków montaż finansowy obejmował udział środków pomocowych, czy to w postaci dotacji, czy pożyczek lub kredytów preferencyjnych. **Zdecydowana większość respondentów, którzy planują inwestycje w kogenerację gazową, zakłada finansowanie kosztów tych inwestycji przy dużym udziale wsparcia publicznego** (53% respondentów: dla 80-100% wartości inwestycji; 33% - dla 60- 80%, 10% - dla 40-60%), a planowaną do uzyskania formą wsparcia jest dotacja (wskazana przez 71% respondentów) lub kredyt/pożyczka preferencyjna (możliwość skorzystania z takiej formy wskazało łącznie 22% respondentów). W uzasadnieniu potrzeby wsparcia publicznego dla inwestycji w kogenerację gazową respondenci wskazywali na:

- wysokie koszty opłat za emisje CO<sub>2</sub>, które pochłonęły w ciągu dwóch lat środki przeznaczone na inwestycje w transformację paliwową;
- poziom taryfy, nie pozwalający na wygenerowanie zysku przy rosnących kosztach;
- brak wystarczających środków kapitałowych.

Analogiczne wnioski wynikają z ankiety CAWI przeprowadzonej wśród przedstawicieli certyfikowanych przez ME klastrów energii. Poza dostępnością sieci gazowej o odpowiedniej przepustowości, wszystkie najistotniejsze ograniczenia rozwoju kogeneracji gazowej wynikają z uwarunkowań finansowych.

**WYKRES 25.** ROZKŁAD ODPOWIEDZI PRZEDSTAWICIELI KLASTRÓW ENERGII, KTÓRZY WZIĘLI UDZIAŁ W ANKIECIE CAWI, NA PYTANIE: JAKIE SĄ WG PAŃSTWA GŁÓWNE BARIERY DLA SZERSZEGO WYKORZYSTANIA GAZU ZIEMNEGO W KLASTRACH ENERGII?



Źródło: Ankieta CAWI, n=11

### 3.5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Zidentyfikowano istotne źródła **zawodności rynku** dla analizowanych projektów gazowych, w tym: **zawodność konkurencji** (w szczególności konkurencji gazu wobec innych nośników energii, głównie węgla), **istnienie dóbr publicznych** (bezpieczeństwo energetyczne kraju, czyste powietrze), **istnienie efektów zewnętrznych** (korzyści społeczno-ekonomiczne, takie jak: zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, zmniejszenie strat związanych z ograniczeniem zasilania, wpływy do budżetów gmin z tytułu podatku od nieruchomości, wzrost atrakcyjności inwestycyjnej regionów, ograniczenie emisji zanieczyszczeń i CO<sub>2</sub>, poprawa warunków i komfortu życia mieszkańców, zmniejszenie ilości odpadów powstających w procesie produkcji energii), **polityka taryfowa** (ograniczenie możliwości wygenerowania zysku).

**Wszystkie projekty dofinansowane w POIiŚ 2014-2020 z zakresu przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego oraz zdecydowana większość projektów obejmujących kogenerację gazową wykazuje brak opłacalności finansowej.**

**Uzasadnione w związku z tym jest przyznawanie dofinansowania ze środków publicznych dla tego typu projektów oparte na metodzie szacowania luki finansowej.** W przypadku kogeneracji gazowej realizowanej na potrzeby własne przedsiębiorstw, **preferencyjna pożyczka z odpowiednio długim okresem karencji w spłacie** wydaje się stanowić odpowiednią zachętą dla realizacji projektów.

**Brak dofinansowania projektów infrastruktury gazowej w postaci dotacji może mieć wpływ na przyrost opłat za usługę przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, a także wzrost taryf za ciepło sieciowe, a tym samym wpłynąć może na pogłębienie się zjawiska ubóstwa energetycznego w Polsce, które dotyka 12% mieszkańców kraju, w większości z powodu ubóstwa dochodowego, ale także z powodu braku dostępu do sieci gazowej czy ciepłowniczej.** Jak wynika przeprowadzonych badań terenowych (rozdział 4.3) i gabinetowych (rozdział 5.2), **wysoka cena gazu ziemnego (w porównaniu z węglem) w już w chwili obecnej stanowi główną barierę dla szerszego wykorzystania gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe na cele ogrzewania budynków.**

## 4. ANALIZA RÓŻNIC W POZIOMIE ROZWOJU SPOŁECZNO - GOSPODARCZEGO I JAKOŚCI POWIETRZA MIĘDZY TERENAMI ZGAZYFIKOWANYMI I NIEZGAZYFIKOWANYMI

### 4.1. WPŁYW GAZYFIKACJI NA ROZWÓJ SPOŁECZNO-GOSPODARCZY GMIN

#### 4.1.1 PODEJŚCIE METODOLOGICZNE

W analizie zastosowano podejście kontrfaktyczne, które polegało na porównaniu wybranych wskaźników opisujących poziom rozwoju społeczno-gospodarczego w gminach zgazyfikowanych<sup>42</sup> (grupa podstawowa) oraz gminach niezgazyfikowanych (grupa kontrolna). Cechą wyróżniającą metody kontrfaktyczne jest sposób doboru jednostek do grupy podstawowej i kontrolnej. W analizie została wykorzystana technika *Propensity Score Matching (PSM)*, polegająca na doborze dla każdej jednostki z grupy podstawowej podobnej pod względem cech jednostki z grupy kontrolnej. Statystyczne dopasowanie grupy kontrolnej w przypadku techniki PSM polega na dopasowaniu do jednostek z grupy podstawowej grupy jak najbardziej podobnych do nich jednostek z grupy kontrolnej, tzw. statystycznych bliźniaków. Dopasowane do siebie jednostki z grupy podstawowej i kontrolnej porównuje się pod kątem zróżnicowania lub zmiany analizowanych cech, w tym przypadku poziomu rozwoju społeczno-gospodarczego. Właściwe dopasowanie jednostek pozwala częściowo wyeliminować wpływ innych czynników, gdyż dobór jednostek podobnych, które różnicuje jedynie wyposażenie lub brak wyposażenia w sieć gazową, ogranicza ryzyko silniejszego wpływu innych czynników na jednostki z jednej grupy. Przyjmuje się, że czynniki zewnętrzne powinny w podobny sposób oddziaływać na jednostki z grupy podstawowej i kontrolnej. Podsumowując, podejście kontrfaktyczne ma charakter eksperymentu, umożliwiającego określenie wpływu jednej z cech, tj. cechy różnicującej, w tym przypadku wyposażenia lub braku wyposażenia w sieć gazową na poziom rozwoju społeczno-gospodarczego.

Na etapie dopasowania gmin wzięto pod uwagę następujące parametry: a. liczba ludności (grupa 1 – pon. 5 tys., grupa 2 – 5-10 tys., grupa 3 – 10-20 tys., grupa 4 – 20-50 tys.)<sup>43</sup>; b. typ gminy (gmina miejska, wiejska, miejsko-wiejska); c. liczba podmiotów gospodarczych na 10 tys. mieszkańców w wieku produkcyjnym w roku bazowym (2007); d. udział osób bezrobotnych zarejestrowanych w grupie osób w wieku produkcyjnym w roku bazowym (2007); e. dochody własne gmin per capita (2007); f. lokalizacja: porównywano gminy z tego samego województwa, w miarę możliwości (dostępność danych) z tego samego powiatu.

W ramach analizy porównawczej wyznaczono trzy grupy gmin:

- gminy zgazyfikowane w latach 2008-2013, tj. przed rokiem 2008 nie było na terenie gminy sieci gazowej rozdzielczej, natomiast po roku 2007 sieć gazowa rozdzielcza jest wykazywana w statystykach GUS: 98 gmin wytypowanych do doboru oraz analizy (etykieta **GAZYFIKACJA**)<sup>44</sup>;

<sup>42</sup> Z grupy tej zostały wyodrębnione dwie podgrupy: gminy zgazyfikowane w latach 2008-2013 (perspektywa 2007-2013) oraz gminy zgazyfikowane w okresie wcześniejszym

<sup>43</sup> Z analizy wykluczono ośrodki miejskie z liczbą ludności powyżej 50 tys. osób, ze względu na brak możliwości doboru jednostek o podobnych cechach z grupy podstawowej i kontrolnej

<sup>44</sup> W tej grupie znalazły się m.in. gminy zgazyfikowane przy udziale środków POIiŚ 2007-2013

- gminy zgazyfikowane przed rokiem 2008, w których w latach 2004-2017 był sieć gazowa rozdzielcza: 1013 gmin wytypowanych do doboru, 98 gmin wytypowanych do analizy (etykieta **SIEĆ GAZOWA**);
- gminy w których, w latach 2004-2017 nie było sieci gazowej rozdzielczej: 843 gmin wytypowanych do doboru, 98 gmin wytypowanych do analizy (etykieta: **BRAK SIECI GAZOWEJ**).

Jednocześnie skupiono się na analizie poszczególnych mierników, które charakteryzują poziom rozwoju społeczno-gospodarczego. Odstąpiono od konstruowania syntetycznego miernika dla gmin objętych analizą, gdyż nie stanowił on wartości dodanej w procesie formułowania wniosków z prowadzonych analiz.

Źródłem danych do oceny poziomu rozwoju społeczno-gospodarczego był Bank Danych Lokalnych GUS. Czynnikiem ograniczającym była dostępność danych dla poziomu gmin dla całego okresu analizy. Ostatecznie wzięto pod uwagę następujące parametry:

- a. liczba ludności,
- b. liczba podmiotów prowadzących działalności gospodarczą,
- c. poziom bezrobocia,
- d. zasoby mieszkaniowe,
- e. dochody własne gmin.

---

#### 4.1.2 PODSUMOWANIE WYNIKÓW ANALIZ

---

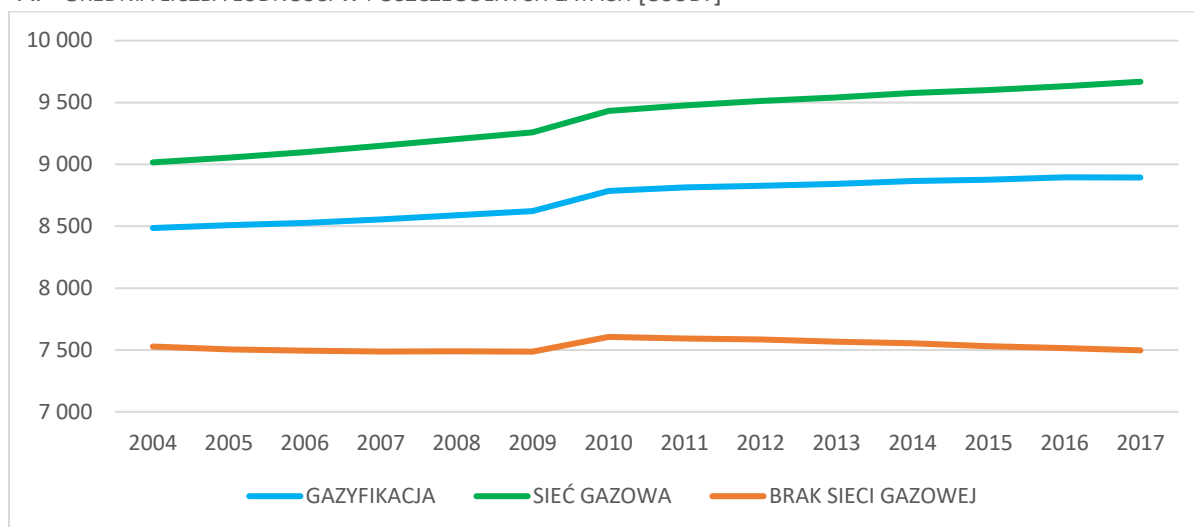
Wyniki analizy porównawczej prowadzą do ogólnego wniosku, że **gminy zgazyfikowane charakteryzują się szybszym tempem rozwoju społeczno-gospodarczego, niż gminy bez dostępu sieci gazowej** w większości badanych obszarów, tj.: dynamice zmian liczby ludności, dynamice zmian liczby podmiotów prowadzących działalności gospodarczą, rozwoju zasobów mieszkaniowych oraz wzroście poziomu dochodów własnych gmin. Różnic nie zidentyfikowano jedynie dla wskaźnika poziomu bezrobocia. Ponadto można wnioskować, że **gazyfikacja ma wpływ na przyspieszenie tempa rozwoju społeczno-gospodarczego**.

##### **Dynamika zmian liczby ludności**

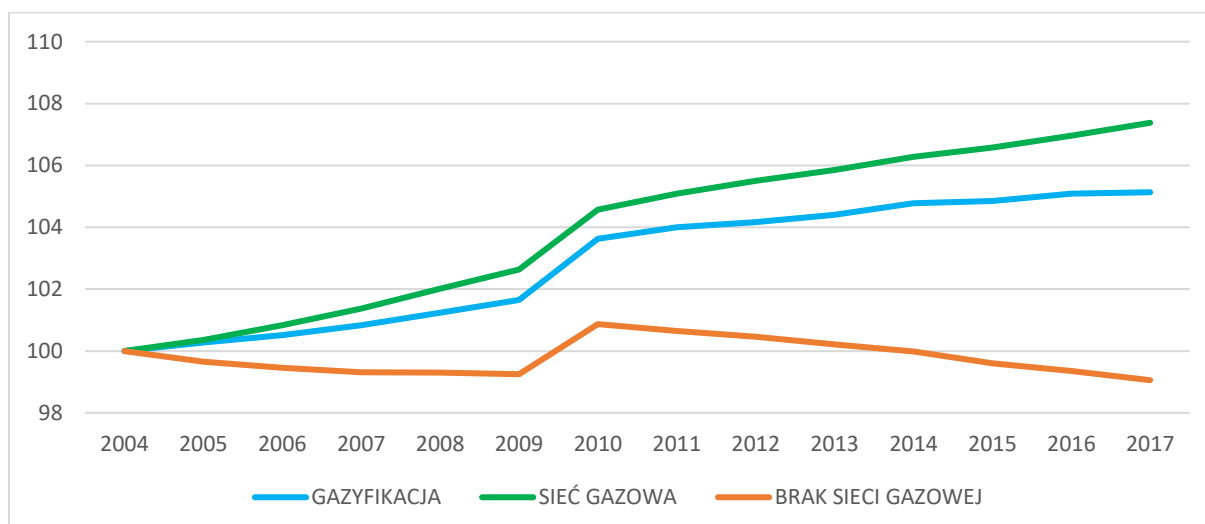
**Gminy zgazyfikowane charakteryzują się znacznie większą dynamiką przyrostu liczby ludności niż gminy niezgazyfikowane.** W grupie gmin zgazyfikowanych przed rokiem 2008 uśredniona zmiana liczby ludności w roku 2017 kształtowała się na poziomie 107% stanu z roku 2004, natomiast w gminach zgazyfikowanych w latach 2008-2013 – 105% stanu z roku 2004. Tymczasem w gminach niezgazyfikowanych uśredniona wartość tego wskaźnika w całym okresie objętym analizą oscylowała wokół stanu z roku 2004. Można przypuszczać, że głównym czynnikiem warunkującym obserwowane różnice jest większa atrakcyjność terenów zgazyfikowanych z punktu widzenia lokowania nowej zabudowy mieszkaniowej, jak również lepsze warunki dla rozwoju aktywności gospodarczej.

**WYKRES 26.** ZMIANA LICZBY LUDNOŚCI W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017

A. ŚREDNIA LICZBA LUDNOŚCI W POSZCZEGÓLNYCH LATACH [OSOBY]



B. UŚREDNIONA ZMIANA LICZBY LUDNOŚCI W STOSUNKU DO ROKU 2004 (2004=100)



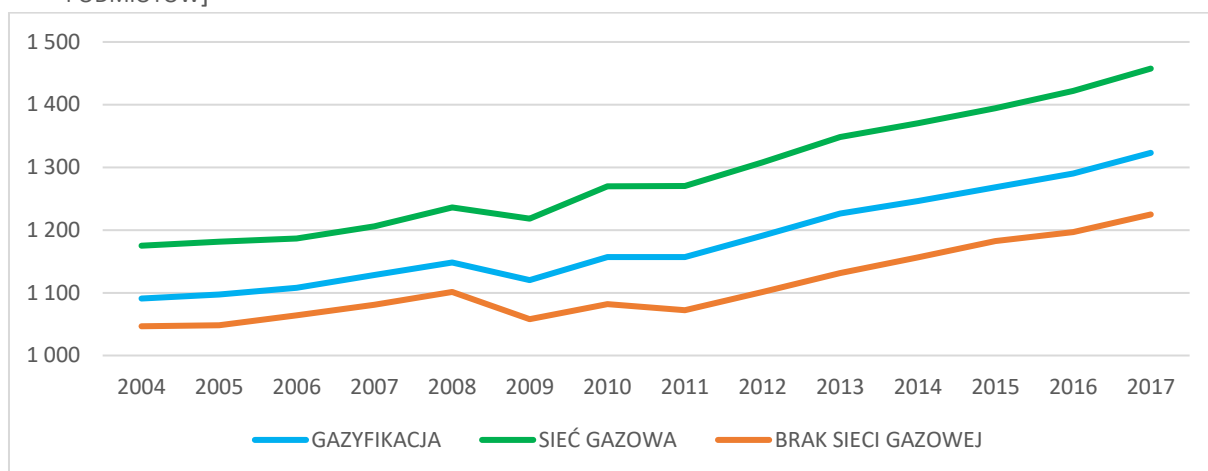
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

**Dynamika zmian liczby podmiotów prowadzących działalność gospodarczą**

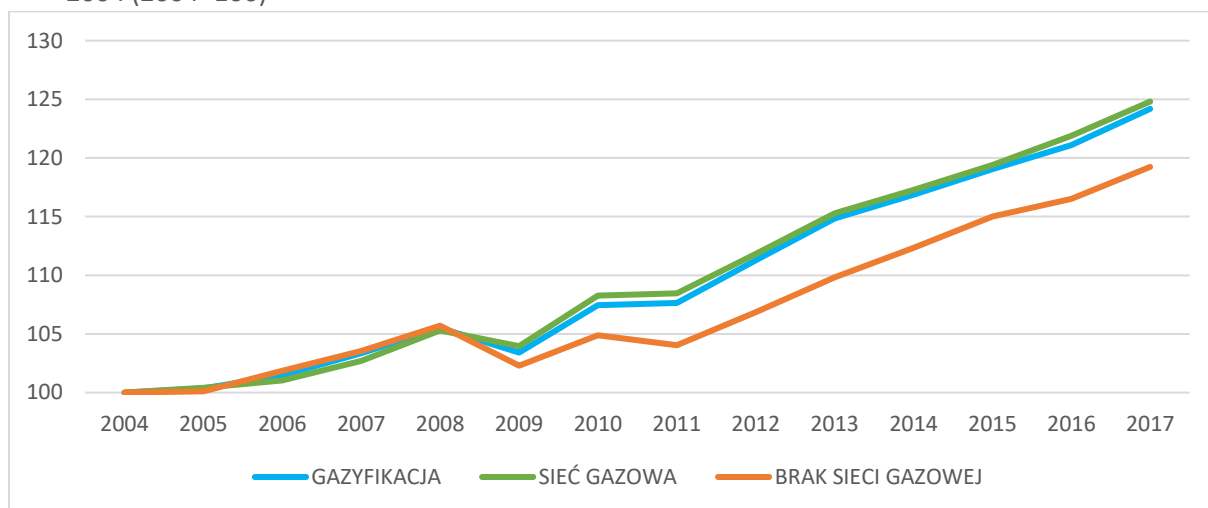
**Gminy zgazyfikowane charakteryzują się większą dynamiką przyrostu liczby podmiotów prowadzących działalność gospodarczą niż gminy niezgazyfikowane.** W grupie gmin zgazyfikowanych przed rokiem 2008 oraz w okresie 2008-2013 uśredniona zmiana liczby podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w roku 2017 kształtowała się na poziomie 125% stanu z roku 2004, tymczasem w gminach niezgazyfikowanych zmiana wartości tego wskaźnika w całym okresie objętym analizą była niższa i wyniosła 119%. Ponadto, w grupie gmin zgazyfikowanych w okresie 2008-2013 od roku 2008 widoczny jest wzrost dynamiki przyrostu liczby podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w stosunku do grupy gmin niezgazyfikowanych.

**WYKRES 27. ZMIANA LICZBY PODMIOTÓW PROWADZĄCYCH DZIAŁALNOŚĆ GOSPODARCZĄ W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017**

A. ŚREDNIA LICZBA PODMIOTÓW PROWADZĄCYCH DZIAŁALNOŚĆ GOSPODARCZĄ W POSZCZEGÓLNYCH LATACH [LICZBA PODMIOTÓW]



B. UŚREDNIONA ZMIANA LICZBY PODMIOTÓW PROWADZĄCYCH DZIAŁALNOŚĆ GOSPODARCZĄ W STOSUNKU DO ROKU 2004 (2004=100)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

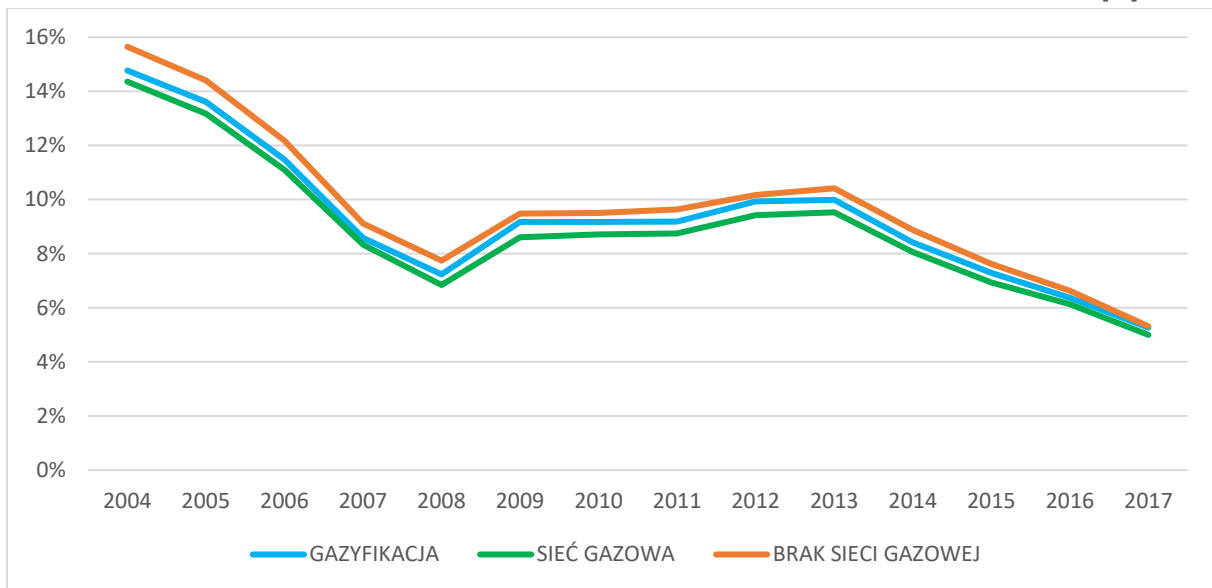
### Poziom bezrobocie

Gminy zgazyfikowane i niezgazyfikowane charakteryzowały się podobną dynamiką zmiany udziału osób bezrobotnych. W okresie 2004-2017 uśredniona zmiana wartości wskaźnika we wszystkich grupach objętych analizą wyniosła około -65%.

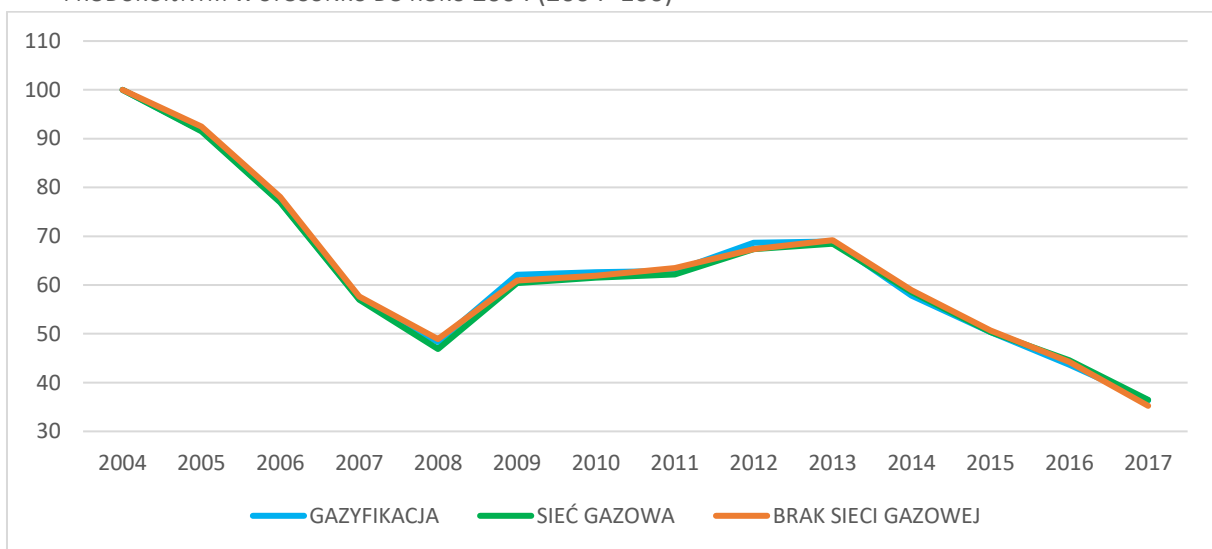


**WYKRES 28.** ZMIANA UDZIAŁU ZAREJESTROWANYCH OSÓB BEZROBOTNYCH W GRUPIE OSÓB W WIEKU PRODUKCYJNYM W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017

A. ŚREDNI UDZIAŁ ZAREJESTROWANYCH OSÓB BEZROBOTNYCH W GRUPIE OSÓB W WIEKU PRODUKCYJNYM [%]



B. UŚREDNIONA ZMIANA UDZIAŁU ZAREJESTROWANYCH OSÓB BEZROBOTNYCH W GRUPIE OSÓB W WIEKU PRODUKCYJNYM W STOSUNKU DO ROKU 2004 (2004=100)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

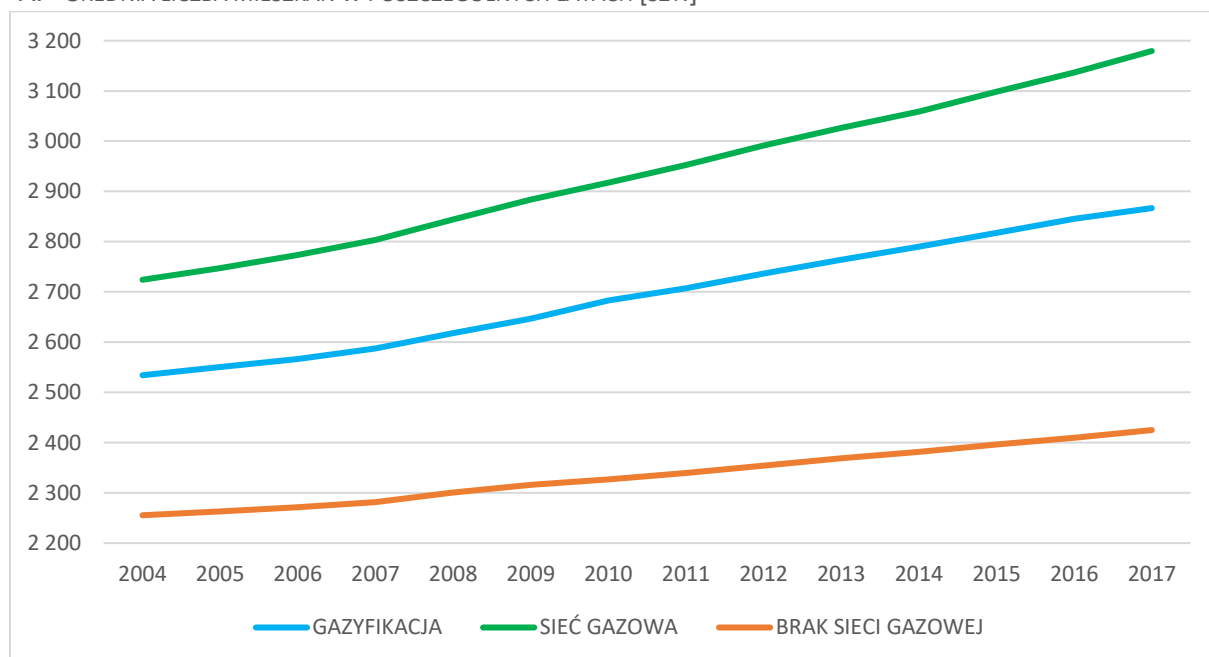
### Stan zasobów mieszkaniowych

**Gminy zgazyfikowane charakteryzują się znacznie większą dynamiką przyrostu liczby mieszkań niż gminy niezgazyfikowane.** W grupie gmin zgazyfikowanych przed rokiem 2008 uśredniona zmiana liczby mieszkań w roku 2017 kształtowała się na poziomie 118% stanu z roku 2004, a w gminach niezgazyfikowanych w latach 2008-2013 – 114% stanu z roku 2004, podczas gdy w gminach niezgazyfikowanych dynamika zmiany wartości tego wskaźnika w całym okresie analizy była ponad dwukrotnie mniejsza i wyniosła około 107%. W grupie gmin zgazyfikowanych w okresie 2008-2013 od roku 2008 widoczny jest wzrost dynamiki przyrostu liczby mieszkań w stosunku do grupy gmin niezgazyfikowanych. Przyczyną obserwowanego zjawiska może być wzrost atrakcyjności

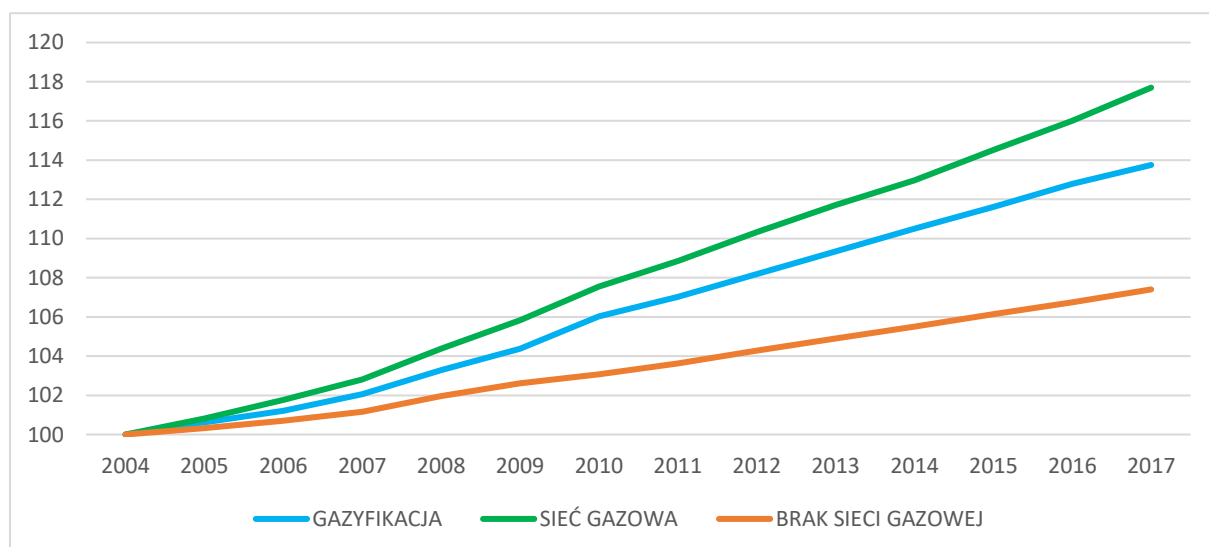
zgazyfikowanych gmin z punktu widzenia lokowania nowej zabudowy mieszkaniowej oraz związanych z tym napływ nowych mieszkańców.

**WYKRES 29.** ZMIANA LICZBY MIESZKAŃ W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017

A. ŚREDNIA LICZBA MIESZKAŃ W POSZCZEGÓLNYCH LATACH [SZT.]



B. UŚREDNIONA ZMIANA LICZBY MIESZKAŃ W STOSUNKU DO ROKU 2004 (2004=100)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

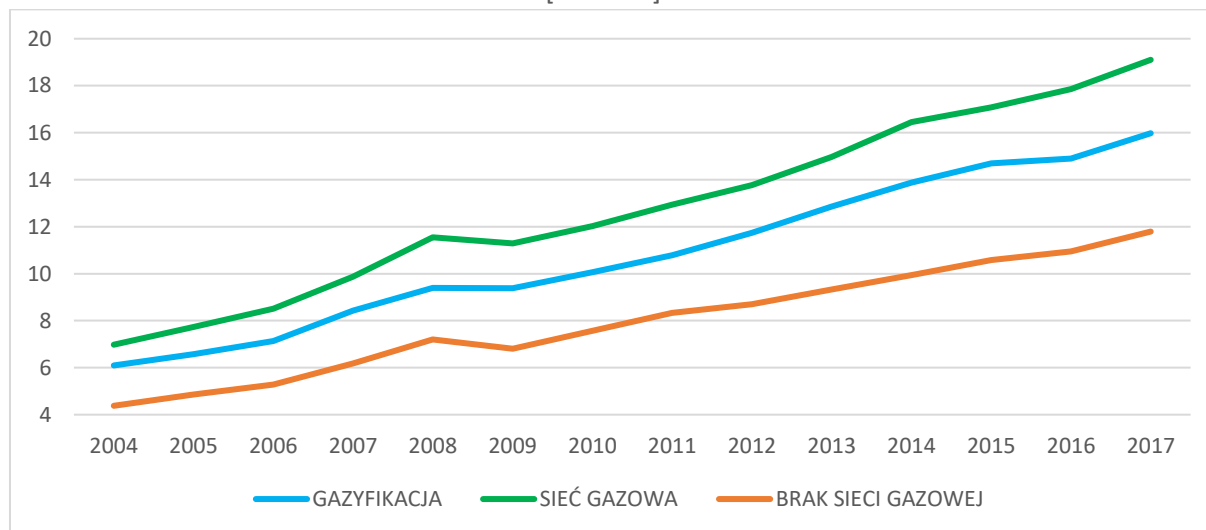
### Dochody własne gmin

**Gminy zgazyfikowane charakteryzują się nieco większą dynamiką przyrostu dochodów własnych niż gminy niezgazyfikowane.** W grupie gmin zgazyfikowanych (przed rokiem 2008 oraz w okresie 2008-2013) uśredniona zmiana dochodów własnych gmin w roku 2017 kształtowała się na poziomie 293% stanu z roku 2004, tymczasem w gminach niezgazyfikowanych zmiana wartość tego wskaźnika w całym okresie objętym analizą była nieco niższa i wyniosła około 272%. Również w przypadku tego wskaźnika w grupie gmin zgazyfikowanych w okresie 2008-2013 od roku 2008 widoczny jest wzrost dynamiki zmiany dochodów własnych gmin w stosunku do grupy gmin niezgazyfikowanych. Przyczyną

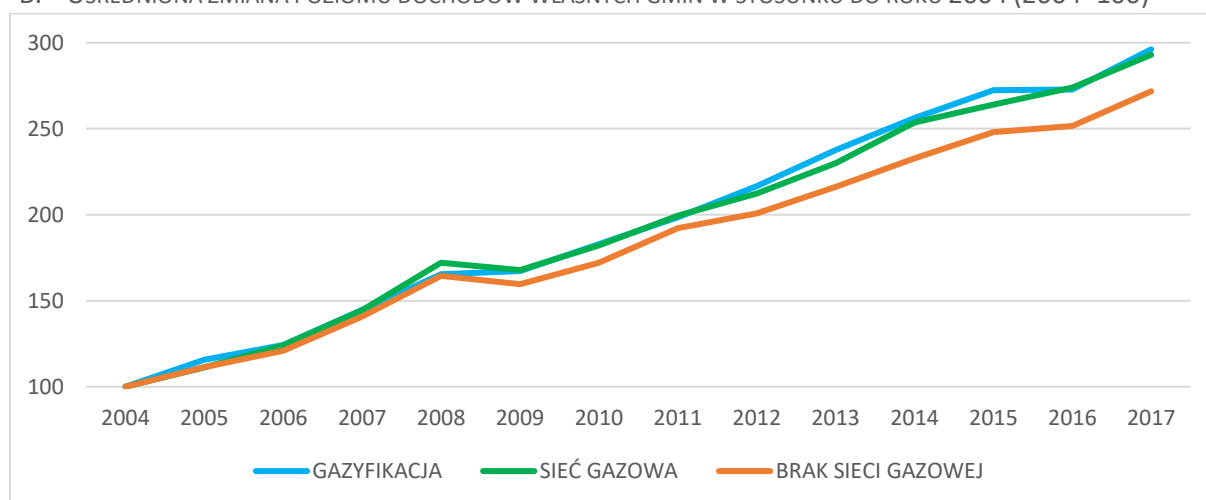
obserwowanego zjawiska może zwiększenie dynamiki przyrostu mieszkańców oraz mieszkań, jak również podmiotów prowadzących działalność gospodarczą, które są źródłem dodatkowych wpływów do budżetu gmin.

**WYKRES 30.** ZMIANA POZIOMU DOCHODÓW WŁASNYCH GMIN W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017

A. ŚREDNI POZIOM DOCHODÓW WŁASNYCH GMIN [MLN PLN]



B. UŚREDNIONA ZMIANA POZIOMU DOCHODÓW WŁASNYCH GMIN W STOSUNKU DO ROKU 2004 (2004=100)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

## 4.2. WPŁYW GAZYFIKACJI NA JAKOŚĆ POWIETRZA

### 4.2.1 PODEJŚCIE METODOLOGICZNE

W analizie zastosowano podejście kontrfaktyczne, które polegało na porównaniu wybranych parametrów jakości powietrza w dwóch grupach, złożonych z jednostek o podobnych cechach, tzw. statystycznych bliźniaków, różniących się poziomem gazyfikacji. Ze względu na ograniczony zasób danych dotyczących poziomu zanieczyszczeń powietrza<sup>45</sup> metodyka doboru jednostek do analizy została zmodyfikowana. Ponadto należy wskazać, że sama obecność sieci gazowej w gminie jest

<sup>45</sup> Niewielka liczba gmin niezgazyfikowanych, w których prowadzony był monitoring jakości powietrza przez GIOŚ

wskaźnikiem mało miarodajnym, ponieważ o faktycznym wpływie gazyfikacji na jakość powietrza decydują parametry związane z intensywnością wykorzystania gazu przez mieszkańców, przede wszystkim do celów ogrzewania mieszkań. Z tego powodu punktem odniesienia w doborze gmin do analizy były dwa wskaźniki, określone na podstawie danych publikowanych przez GUS, a mianowicie:

- odsetek gospodarstw domowych wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań w gminach<sup>46</sup>,
- zużycie gazu na ogrzewanie mieszkań per capita w gminach.

Grupa podstawowa objęła gminy zgazyfikowane, które charakteryzują się relatywnie wysoką (w stosunku do średniej) intensywnością wykorzystania gazu na cele ogrzewania mieszkań, natomiast grupa kontrolna objęła gminy niezgazyfikowane oraz dodatkowo gminy zgazyfikowane, które charakteryzują się relatywnie niską (w stosunku do średniej) intensywnością zużycia gazu.

Do określenia parametrów jakości powietrza w gminach wykorzystano dane pochodzące z monitoringu jakości powietrza prowadzonego przez GIOŚ. Monitoring prowadzony jest w oparciu o kilkaset stacji pomiarowych, których liczba oraz rozmieszczenie w okresie analizy ulegały zmianom. Ponadto, ze względu na to, że w poszczególnych latach zróżnicowany był również zakres prowadzonych pomiarów (identyfikowane substancje) oraz ich częstotliwość, przed przystąpieniem do zasadniczej analizy dane dla poszczególnych punktów pomiarowych zostały poddane weryfikacji. Przyjęto następujące szczegółowe założenia:

- a. w analizie uwzględniono dane z punktów pomiarowych, w których częstotliwość prowadzenia pomiarów była wysoka oraz proporcja pomiarów prowadzonych w okresie letnim i zimowym była wyrównana<sup>47</sup>;
- b. w przypadku identyfikacji kilku punktów pomiarowych, spełniających powyższe kryteria na terenie gminy w danym roku, wyniki pomiarów z poszczególnych punktów zostały uśrednione;
- c. w analizie wzięto pod uwagę dane dotyczące stężenia pyłu PM<sub>10</sub> oraz stężenia benzo/a/pirenu w pyłe PM<sub>10</sub>, które z punktu widzenia celu analizy wydają się najbardziej miarodajne, a jednocześnie zasób danych był wystarczający z punktu widzenia zapewnienia odpowiedniej liczby gmin objętych analizą porównawczą<sup>48</sup>;
- d. w przypadku pyłu PM<sub>10</sub> oraz benzo/a/pirenu wzięto pod uwagę średnie roczne stężenie wymienionych zanieczyszczeń, natomiast w przypadku pyłu PM<sub>10</sub> dodatkowo wzięto pod uwagę liczbę dni, w których odnotowano przekroczenie dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> (powyżej 50 µg/m<sup>3</sup>);
- e. biorąc pod uwagę zmienność w czasie parametrów dotyczących intensywności wykorzystania gazu w gminach objętych analizą, podstawową jednostką odniesienia było średnie roczne stężenie lub liczba dni z przekroczeniem dopuszczalnego dobowego stężenia w danej gminie w poszczególnych latach, tj. obserwacje z poszczególnych lat, odniesione do odpowiednich danych dotyczących intensywności wykorzystania gazu na cele ogrzewania mieszkań, traktowane były jako odrębne zmienne.

---

<sup>46</sup> Do określenia wartości wskaźnika w poszczególnych latach wykorzystano dane publikowane przez GUS dotyczące liczby odbiorców gazu (gospodarstwa domowe) ogrzewający mieszkania gazem, ogólnej liczby ludności oraz średniej liczby osób w gospodarstwie domowym

<sup>47</sup> Z analizy wykluczono punkty, w których pomiary były prowadzone przez mniej niż 75% dni (w przypadku pomiarów 24-godzinnych) /godzin (w przypadku pomiarów godzinnych) w skali roku. Z analizy wykluczono również punkty, w których proporcja pomiarów prowadzonych w okresie lato/zima była mniejsza od 0,9 lub większa od 1,1

<sup>48</sup> Wstępnie rozważano również możliwość wykorzystania danych dotyczących stężenia pyłu PM<sub>2,5</sub> oraz SO<sub>2</sub>, jednak zasób danych był zbyt mały, żeby umożliwić uzyskanie miarodajnych wyników

Na etapie dopasowania zmiennych wzięto pod uwagę następujące parametry:

- a. liczba ludności (grupa 1 – pon. 5 tys., grupa 2 – 5-10 tys., grupa 3 – 10-20 tys., grupa 4 – 20-50 tys., grupa 5 – 50-100 tys.)<sup>49</sup>;
- b. rok obserwacji (porównywano wartości dla tych samych lat);
- c. lokalizacja: porównywano wyniki pomiarów jakości powietrza wykonane w tym samym województwie, w miarę możliwości w powiecie o podobnych uwarunkowaniach geograficznych<sup>50</sup>.

W ramach analizy porównawczej wyznaczono dwie klasy:

- **NISKI** odsetek gospodarstw domowych wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań / **NISKIE** zużycie gazu na ogrzewanie mieszkań per capita (wartości poniżej mediany dla zmiennych wstępnie kwalifikujących się do analizy);
- **WYSOKI** odsetek gospodarstw domowych wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań / **WYSOKIE** zużycie gazu na ogrzewanie mieszkań per capita (wartości powyżej mediany dla zmiennych wstępnie kwalifikujących się do analizy).

---

#### 4.2.2 PODSUMOWANIE WYNIKÓW ANALIZ

---

Zastąpienia kotła węglowego, pieca olejowego, czy kotła na biomasę kotłem gazowym przyczynia się do znacznego ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza, co wynika to ze specyfiki przemian fizyko-chemicznych zachodzących w procesie spalania. Wpływ ten w mikroskali (emisja zanieczyszczeń związana z ogrzewaniem poszczególnych budynków) jest bezsprzeczny. Celem obecnej analizy była natomiast weryfikacja, czy gazyfikacja oraz intensyfikacja wykorzystania gazu do ogrzewania mieszkań przekłada się w sposób bezpośredni na wyraźną poprawę jakości powietrza w skali ośrodka miejskiego lub gminy.

Wyniki przeprowadzonej analizy porównawczej wskazują, że **gminy charakteryzujące się wyższym udziałem gospodarstw domowych wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań** cechują się **niższym średniorocznym stężeniem pyłu PM<sub>10</sub> oraz benzo/a/pirenu w powietrzu**, czego dowodem są zestawione poniżej średnie wyliczone dla analizowanych zbiorów oraz przebieg linii trendu w całym zbiorze analizowanych danych.

---

<sup>49</sup> Z analizy wykluczono ośrodki miejskie z liczbą ludności powyżej 100 tys. osób, ze względu na brak możliwości doboru jednostek o podobnych cechach z grupy podstawowej i kontrolnej oraz złożone, często indywidualne uwarunkowania wpływające na jakość powietrza

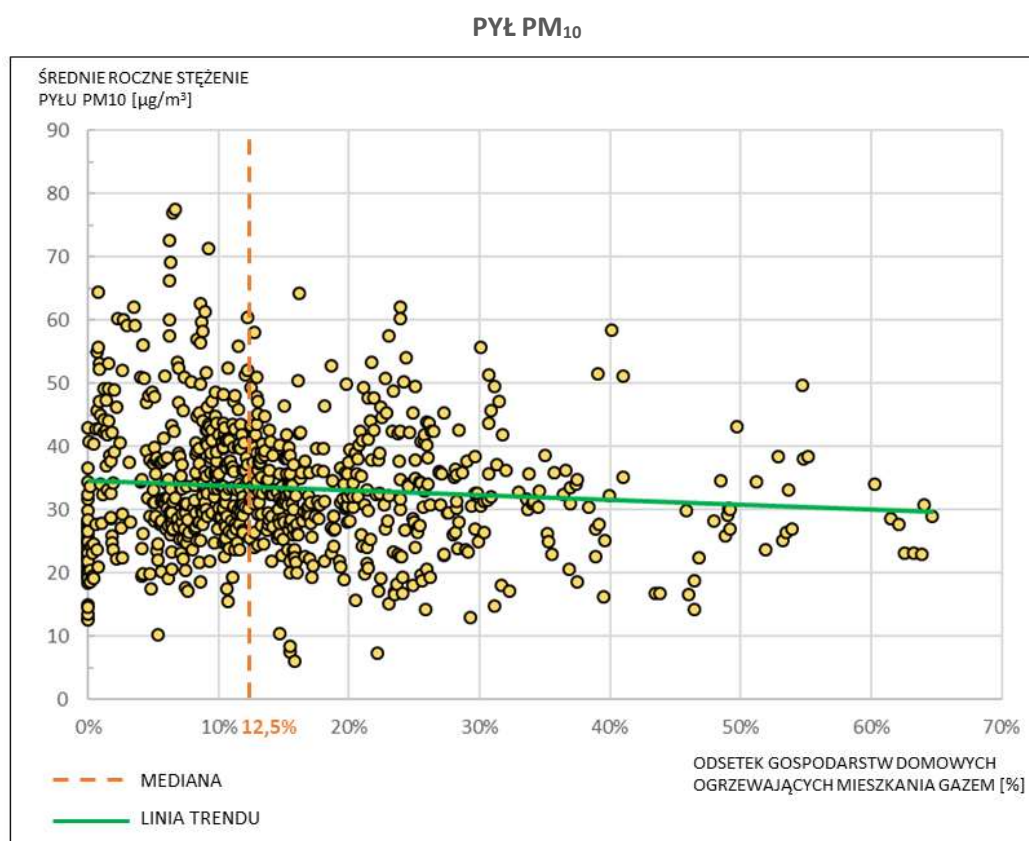
<sup>50</sup> Z punktu widzenia oceny wpływu gazyfikacji na jakość powietrza przy doborze jednostek istotne byłyby również dane dotyczące wykorzystania innych paliw oraz udziału gospodarstw domowych korzystających z ciepła systemowego, jednak dla poziomu gmin tego rodzaju dane nie były dostępne

**TABELA 12.** ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%) A STĘŻENIE PM<sub>10</sub> ORAZ BENZO/A/PIRENU W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (PORÓWNIANIE ŚREDNICH DLA GRUPY PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ)

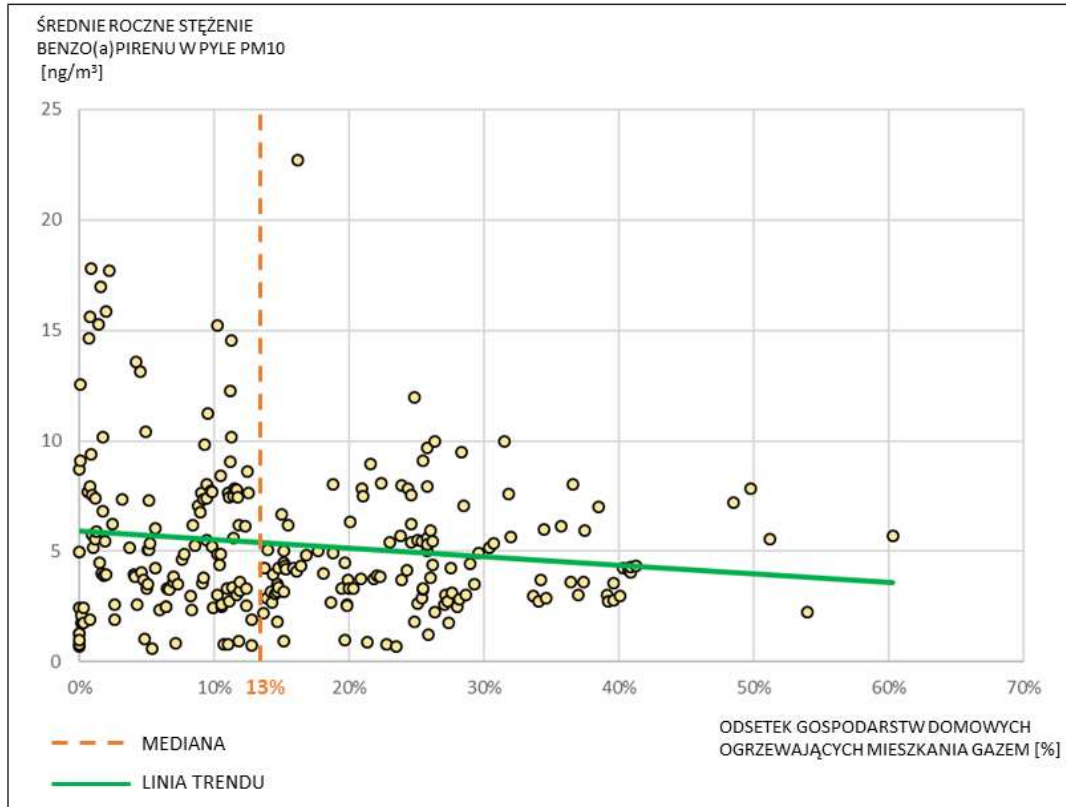
ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%)	LICZBA PUNKTÓW OBJĘTYCH ANALIZĄ	ŚREDNIE ROCZNE STĘŻENIE
<b>PYŁ PM<sub>10</sub> [μg/m<sup>3</sup>]</b>		
NISKI (poniżej 12,5%)	396	<b>34,7</b>
WYSOKI (powyżej 12,5%)	396	<b>32,3</b>
<b>BENZO/A/PIREN W PM<sub>10</sub> [ng/m<sup>3</sup>]</b>		
NISKI (poniżej 13,0%)	127	<b>5,9</b>
WYSOKI (powyżej 13,0%)	127	<b>4,7</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

**WYKRES 31.** ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%) A STĘŻENIE PYŁU PM<sub>10</sub> ORAZ BENZO/A/PIRENU W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ROZKŁAD ZMIENNYCH ORAZ TREND DLA CAŁEGO ZBIORU DANYCH)



### BENZO/A/PIREN W PYLE PM<sub>10</sub>



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

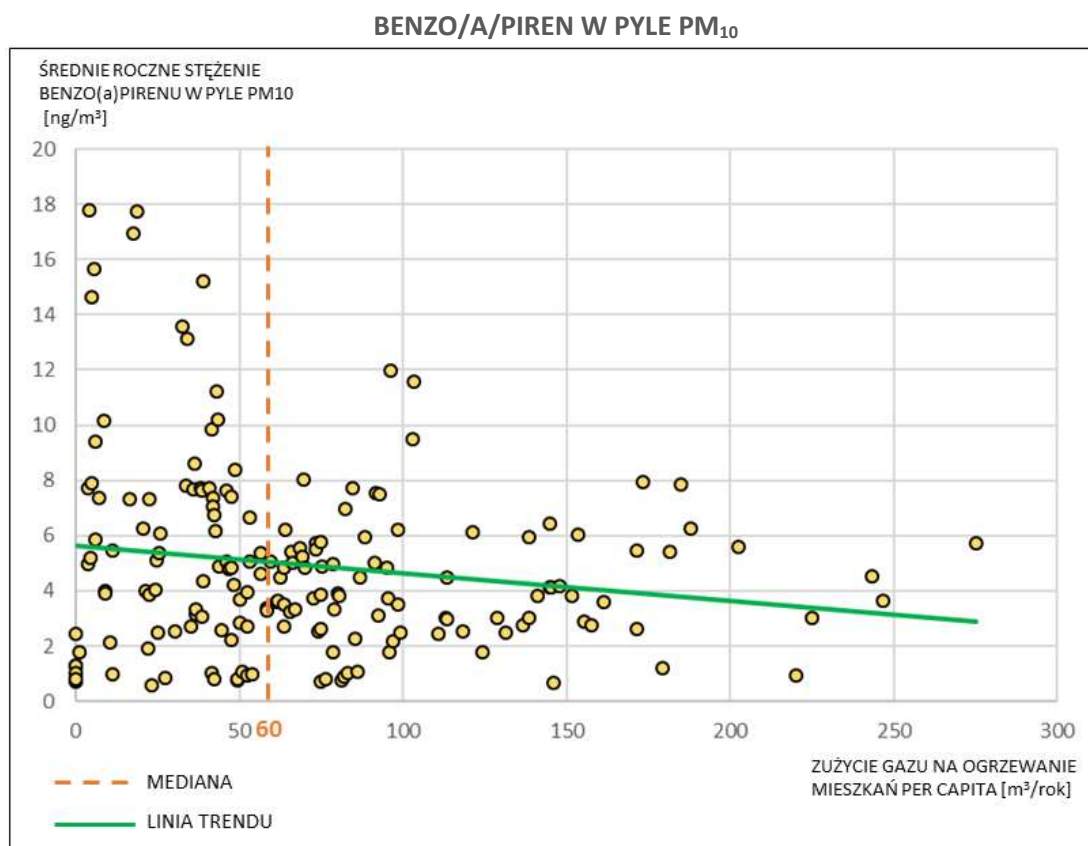
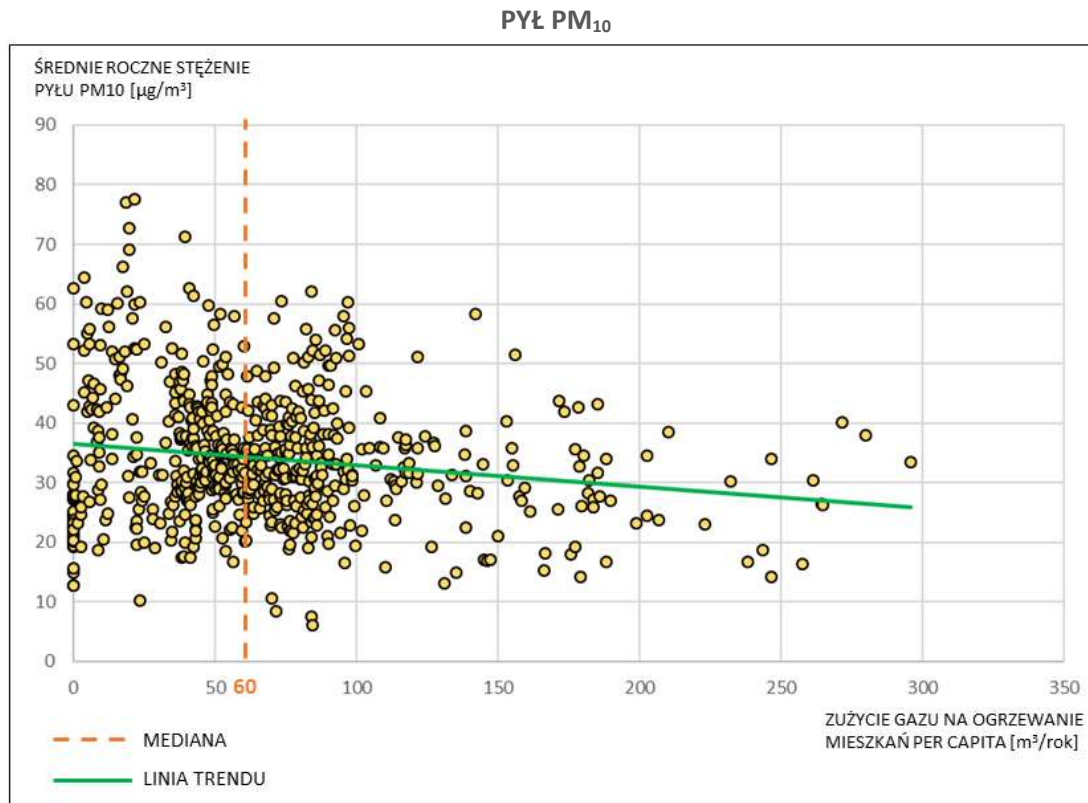
Analogiczna zależność występuje w przypadku zużycia gazu per capita. **Gminy charakteryzujące się wyższym zużyciem gazu na ogrzewanie mieszkań w przeliczeniu na jednego mieszkańca cechują się również niższym średniorocznym stężeniem pyłu PM<sub>10</sub> oraz benzo/a/pirenu w powietrzu** (Tabela 2, Wykres 2).

**TABELA 13.** ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ PER CAPITA (M<sup>3</sup>/OSOBĘ/ROK) A STĘŻENIE PYŁU PM<sub>10</sub> ORAZ BENZO/A/PIRENU W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (PORÓWNANIE ŚREDNICH DLA GRUPY PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ)

ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ PER CAPITA (M <sup>3</sup> /OSOBĘ/ROK)	LICZBA PUNKTÓW OBJĘTYCH ANALIZĄ	ŚREDNIE ROCZNE STĘŻENIE
<b>PYŁ PM<sub>10</sub> ([μg/m<sup>3</sup>])</b>		
NISKIE (poniżej 60 m <sup>3</sup> /osobę/rok)	326	<b>35,7</b>
WYSOKIE (powyżej 60 m <sup>3</sup> /osobę/rok)	326	<b>32,7</b>
<b>BENZO/A/PIREN W PM<sub>10</sub> [ng/m<sup>3</sup>]</b>		
NISKIE (poniżej 60 m <sup>3</sup> /osobę/rok)	89	<b>5,6</b>
WYSOKIE (powyżej 60 m <sup>3</sup> /osobę/rok)	89	<b>4,3</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

**WYKRES 32.** ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ PER CAPITA (M<sup>3</sup>/OSOBĘ/ROK) A STĘŻENIE PYŁU PM<sub>10</sub> ORAZ BENZO/A/PIRENU W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ROZKŁAD ZMIENNYCH ORAZ TREND DLA CAŁEGO ZBIORU DANYCH)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ



Uzyskane wyniki w przypadku prezentowanych średnich są trudne do interpretacji, ponieważ trudno określić, w jaki sposób różnice przekładają się na zdrowie i jakość życia mieszkańców. Dlatego pod uwagę wzięto jeszcze jeden wskaźnik dotyczący **liczby dni w skali roku, w których odnotowano przekroczenie dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub>**, wynoszącego 50 µg/m<sup>3</sup>. Przyjmuje się, że przekroczenie tego poziomu stanowi bezpośrednie zagrożenie dla zdrowia i życia. Szczególnie niebezpieczne jest długotrwałe utrzymywanie się stężenia zanieczyszczeń powyżej wskazanego poziomu.

Zależność jest analogiczna jak w przypadku wcześniej prezentowanych zmiennych. **Gminy, które charakteryzują się wyższym udziałem gospodarstw domowych wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań**, cechują się **niższą w skali roku liczbą dni z przekroczeniem dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> w powietrzu**, na co wskazują zarówno średnie wyliczone dla analizowanych zbiorów, jak i przebieg linii trendu w całym zbiorze analizowanych danych.

**TABELA 14.** ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%) A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM<sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (PORÓWNANIE ŚREDNICH DLA GRUPY PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ ORAZ ŚREDNICH DLA POSZCZEGÓLNYCH KLAS)

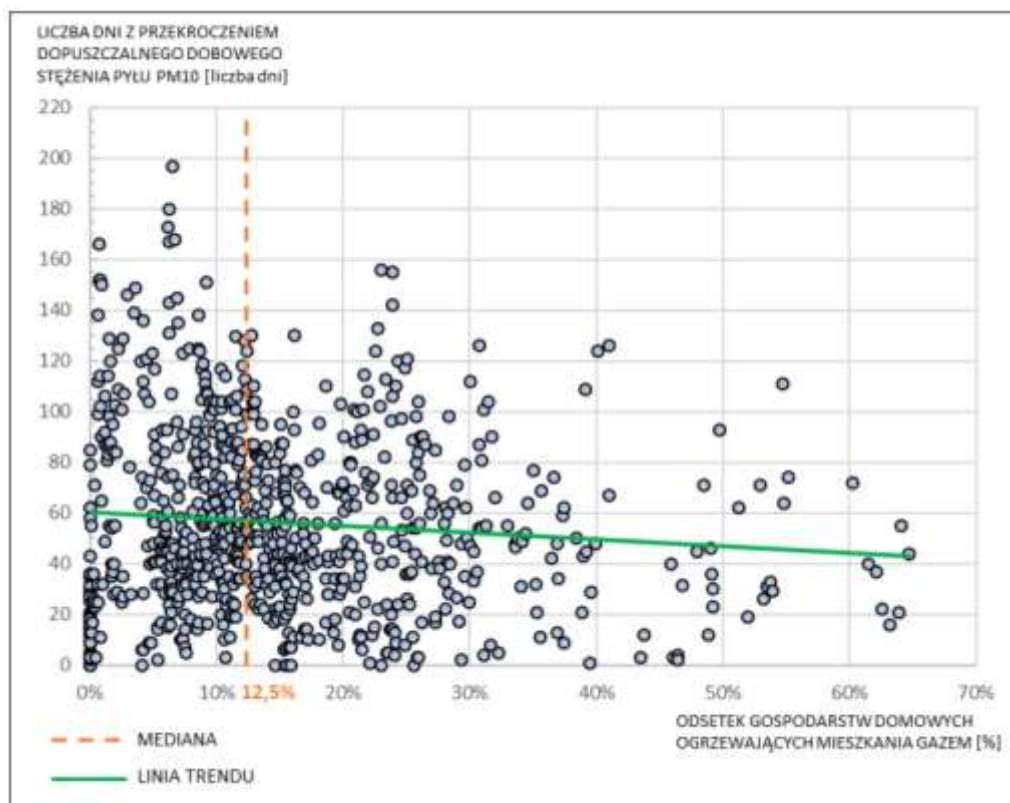
ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%)	LICZBA PUNKTÓW OBJĘTYCH ANALIZĄ	LICZBA DNI Z PRZEKROCZENIEM NORMY DOBOWEJ DLA PM <sub>10</sub>
<b>ŚREDNIE DLA GRUPY PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ</b>		
NISKI (poniżej 12,5%)	396	<b>60</b>
WYSOKI (powyżej 12,5%)	396	<b>52</b>
<b>ŚREDNIE DLA POSZCZEGÓLNYCH KLAS</b>		
poniżej 10%	296	<b>60</b>
10-30%	413	<b>55</b>
30-40%	47	<b>48</b>
Powyżej 40%	36	<b>44</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

Przekroczenie dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> w powietrzu w grupie gmin charakteryzujących się **relatywnie niskim** (poniżej 12,5%) odsetkiem gospodarstw domowych ogrzewających mieszkania gazem wystąpiło średnio w okresie **60 dni w skali roku**, natomiast w grupie gmin charakteryzujących się **relatywnie wysokim** (powyżej 12,5%) odsetkiem tego rodzaju gospodarstw - **52 dni w skali roku**. W grupie gmin objętych analizą, o **największym udziale** (powyżej 40%) gospodarstw ogrzewających mieszkania gazem, wskaźnik ten wyniósł **44 dni w skali roku**, był więc o **27% niższy** od wartości wskaźnika dla grupy o **najmniejszym udziale** (poniżej 10%) gospodarstw ogrzewających mieszkania gazem (**60 dni**)<sup>51</sup>.

<sup>51</sup> Przy interpretacji wyników należy jednak brać pod uwagę, że liczebność grup o największym udziale gospodarstw ogrzewających mieszkania gazem jest relatywnie niewielka, dlatego bardziej miarodajne są uzyskane wyniki dla grupy podstawowej i kontrolnej.

**WYKRES 33.** ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM<sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ROZKŁAD ZMIENNYCH ORAZ TREND DLA CAŁEGO ZBIORU DANYCH)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

Podobna zależność widoczna jest w przypadku zużycia gazu per capita. **Gminy, które charakteryzują się wyższym zużyciem gazu na ogrzewanie mieszkań w przeliczeniu na jednego mieszkańca, cechują się niższą liczbą dni w skali roku z przekroczeniem dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> w powietrzu.**

**TABELA 15.** ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ (M<sup>3</sup>/OSOBE/ROK) W PRZELICZENIU NA JEDNEGO MIESZKAŃCA A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM<sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ<sup>52</sup>

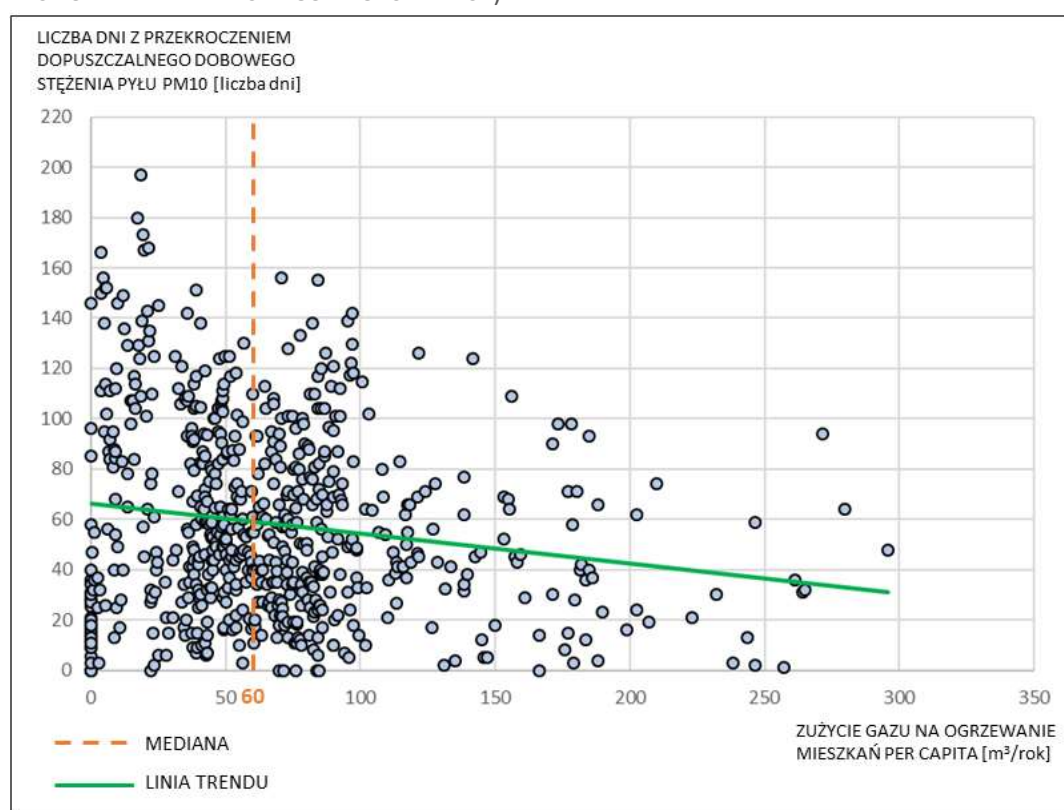
ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ PER CAPITA (M <sup>3</sup> /OSOBE/ROK)	LICZBA PUNKTÓW OBJĘTYCH ANALIZĄ	LICZBA DNI Z PRZEKROCZENIEM NORMY DOBOWEJ DLA PM <sub>10</sub>
<b>ŚREDNIE DLA GRUPY PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ</b>		
NISKIE (poniżej 60 m <sup>3</sup> /osobę/rok)	324	<b>63</b>
WYSOKIE (powyżej 60 m <sup>3</sup> /osobę/rok)	324	<b>53</b>
<b>ŚREDNIE DLA POSZCZEGÓLNYCH KLAS</b>		
poniżej 25 m <sup>3</sup> /osobę/rok	122	<b>69</b>
25-50 m <sup>3</sup> /osobę/rok	139	<b>62</b>
50-100 m <sup>3</sup> /osobę/rok	286	<b>56</b>
powyżej 100 m <sup>3</sup> /osobę/rok	101	<b>46</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

<sup>52</sup> Porównanie średnich dla grupy podstawowej i kontrolnej oraz średnich dla poszczególnych klas

Przekroczenie dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> w powietrzu w grupie gmin charakteryzujących się **relatywnie niskim** (poniżej 60 m<sup>3</sup>/osobę/rok) zużyciem gazu na ogrzewanie mieszkań per capita wystąpiło średnio w okresie **63 dni w skali roku**, natomiast w grupie gmin charakteryzujących się **relatywnie wysokim** (powyżej 60 m<sup>3</sup>/osobę/rok) zużyciem gazu - **53 dni w skali roku**. W grupie o największym zużyciu (powyżej 100 m<sup>3</sup>/osobę/rok) gazu na ogrzewanie mieszkań per capita wskaźnik ten wyniósł **46 dni w skali roku** i był o **33% niższy** od wartości odnotowanej dla grupy o **najmniejszym zużyciu gazu** (poniżej 25 m<sup>3</sup>/osobę/rok) na ogrzewanie mieszkań per capita.

**WYKRES 34.** ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ (M<sup>3</sup>/OSOBE/ROK) W PRZELICZENIU NA JEDNEGO MIESZKAŃCA A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM<sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ROZKŁAD ZMIENNYCH ORAZ TREND DLA CAŁEGO ZBIORU DANYCH)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

Obserwowane różnice należy ocenić jako istotne – **większe wykorzystanie gazu do celów ogrzewania mieszkań przekłada się na poprawę parametrów jakości powietrza**, przede wszystkim koncentrację pyłu PM<sub>10</sub> oraz szczególnie niebezpiecznego dla zdrowia benzo/a/pirenu. Wniosek ten potwierdzają przeprowadzone studia przypadków<sup>53</sup>, którymi objęto wybrane ośrodki miejskie, w których w ostatnich latach nastąpiło zwiększenie udziału gospodarstw domowych wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań, jak również zużycie gazu na ten cel per capita. We wszystkich analizowanych przypadkach **zwiększenie wykorzystania gazu do celów ogrzewania mieszkań ma odzwierciedlenie w poprawie wskaźników dotyczących stężenia pyłu PM<sub>10</sub> oraz benzo/a/pirenu w powietrzu**. Dobrym przykładem jest Rzeszów, w którym pomiędzy objętymi analizą okresami trzyletnimi (2005-2007 i 2014-2016)

<sup>53</sup> Liczba gmin, w których w latach 2005-2017 nastąpiło istotne zwiększenie udziału gospodarstw domowych wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań, jak również zużycie gazu na ten cel per capita, a jednocześnie dla których dla większości lat dostępne były dane z monitoringu jakości powietrza GIOŚ spełniające opisane na wstępie kryteria analizy (kompletność oraz proporcja pomiarów z okresu lato/zima), była relatywnie niewielka. Nie było możliwości przeprowadzenia pogłębionej analizy statystycznej, dlatego zdecydowano się na analizę zmian w wybranych gminach ramach studiów przypadku.

odsetek gospodarstw domowych ogrzewających mieszkania gazem zwiększył się prawie trzykrotnie (z 11% do 30%), a zwiększenie zużycia gazu na ogrzewanie mieszkań per capita zwiększyło się o 30%. W analizowanych okresach trzyletnich średnie roczne stężenie pyłu PM<sub>10</sub> zmniejszyło się o 21% (spadek z 37 do 29 µg/m<sup>3</sup>), a liczba dni z przekroczeniem normy średniodobowej dla PM<sub>10</sub> zmniejszyła się o około 34% (spadek z 63 do 41 dni). Analogiczne relacje występują w pozostałych gminach objętych pogłębioną analizą (Zamość, Nowy Sącz).

**TABELA 16.** ZMIANA WYKORZYSTANIA GAZU DO CELÓW OGRZEWANIA MIESZKAŃ A ZMIANA WYBRANYCH PARAMETRÓW JAKOŚCI POWIETRZA W LATACH 2005-2007 ORAZ 2014-2016 W GMINACH OBJĘTYCH STUDIAMI PRZYPADKU

CHARAKTERYSTYKA PARAMETRU		RZESZÓW	ZAMOŚĆ	NOWY SĄCZ
ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%) (średnia dla lat)	2005-2007	11%	9%	12%
	2014-2016	30%	26%	25%
	<b>Zmiana (p.p.)</b>	<b>20 p.p.</b>	<b>17 p.p.</b>	<b>12 p.p.</b>
ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ PER CAPITA (m <sup>3</sup> /osobę/rok) (średnia dla lat)	2005-2007	87	66	82
	2014-2016	114	81	98
	<b>Zmiana (%)</b>	<b>31%</b>	<b>22%</b>	<b>19%</b>
ŚREDNIE ROCZNE STĘŻENIE PYŁU PM <sub>10</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) (średnia dla lat)	2005-2007	37	36	55
	2014-2016	29	31	43
	<b>Zmiana (%)</b>	<b>-21%</b>	<b>-14%</b>	<b>-21%</b>
LICZBA DNI Z PRZEKROCZENIEM NORMY ŚREDNIODOBOWEJ DLA PM <sub>10</sub> (stężenie PM <sub>10</sub> >50 µg/m <sup>3</sup> ) (średnia dla lat)	2005-2007	63	63	117
	2014-2016	41	42	96
	<b>Zmiana (%)</b>	<b>-34%</b>	<b>-33%</b>	<b>-18%</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

#### STUDIUM PRZYPADKU

**Rzeszów** jest największą aglomeracją miejską południowo-wschodniej Polski. Długość rozdzielczej sieci gazowej na terenie miasta wzrosła z 322 km w 2004 r. do 774 km w 2017 r. (wzrost o 140%), w tym okresie również liczba ludności przyrosła o 20%, a liczba mieszkań – o 47%. Odsetek gospodarstw domowych ogrzewających mieszkania gazem wzrósł z 11% w 2005 r. do 34% w 2017 r., a zużycie gazu ziemnego per capita - z 87 m<sup>3</sup>/os./r. w 2005 r. do 125 m<sup>3</sup>/os./r. w 2016 r. (ostatnie dostępne dane). Jednocześnie w analizowanym okresie odnotowano wyraźny trend spadkowy liczby dni z przekroczeniami dopuszczalnej średniodobowej normy dla PM<sub>10</sub>, który świadczy o poprawie stanu jakości powietrza. W latach 2005 – 2010 odnotowywano średnio po 62 dni z przekroczeniem poziomu średniodobowego stężenia dla pyłu PM<sub>10</sub>, podczas gdy w latach 2011 - 2017 było to już średnio tylko 48 dni. Warto podkreślić, że w 2014 i 2016 r. nie nastąpiło przekroczenie dopuszczalnej liczby dni ze stężeniem 24-godzinnym PM<sub>10</sub> wyższym niż 50 µg/m<sup>3</sup>. Jak wynika z informacji publikowanych przez samorząd lokalny oraz zawartych w PONE, odnotowana poprawa jakości powietrza jest związana z przyrostem długości sieci gazowej rozdzielczej, wymianą startych kotłów na piece gazowe, podłączenia do sieci gazowej oraz podłączenia do miejskiej sieci ciepłowniczej. Choć dotychczasowe działania przyniosły skutek, to ich skalę nadal należy uznać za niewystarczającą – jeszcze wiele mieszkań jest opalanych paliwami stałymi (stare, nieefektywne piece) i przy niesprzyjających warunkach pogodowych w kolejnych latach zapewne będą odnotowywane przekroczenia 24-godz stężeń pyłu PM<sub>10</sub>, zwłaszcza w przypadku wystąpienia długotrwałych mrozów w okresie grzewczym, ale również napływu zanieczyszczonych mas powietrza z kierunku wschodniego spoza granic RP.

#### STUDIUM PRZYPADKU

**Nowy Sącz** zlokalizowany jest w południowej części województwa małopolskiego. Długość rozdzielczej sieci gazowej wzrosła w latach 2004 - 2017 r. o 44,5% natomiast odsetek gospodarstw domowych ogrzewających mieszkania gazem wzrósł z ponad dwukrotnie – z wynosił 12% w 2005 r. do 26% w 2017. Zwiększyło się także roczne zużycie gazu na ogrzewanie mieszkań per capita – z 89 m<sup>3</sup>/os./r. w 2005 r. do – 108 m<sup>3</sup>/os./r. w 2016 r. Jednocześnie w analizowanym okresie odnotowano wyraźny trend spadkowy liczby dni z przekroczeniami

dopuszczalnej średniodobowej normy dla  $PM_{10}$ , który świadczy o poprawie stanu jakości powietrza. W latach 2005 – 2009 średnia liczba dni z odnotowanym przekroczeniem poziomu średniodobowego stężenia dla pyłu  $PM_{10}$  wynosiła 120 dni, w latach 2011 – 2016 było to już 105 dni, a w 2017 r – 90 dni. Miasto od 2014 r. podejmuje nieprzerwanie działania zmierzające do ograniczenia emisji niskiej, głównie poprzez pozyskiwanie funduszy na wymianę przestarzałych źródeł ciepła przez osoby indywidualne, m.in. w ramach NFOŚiGW KAWKA. W latach 2014-2016 wymieniono ok 540 przestarzałych kotłów u mieszkańców indywidualnych, z czego ok. 90% to wymiany na nowoczesne kotły gazowe. Nowy Sącz pozyskał również środki z PRO WM 2014-2020 i do końca 2019 r. zostanie wymienionych 200 kotłów (aktualnie wymieniono już 185 szt.) i - poza jednym przypadkiem - są to wymiany na niskoemisyjne piece gazowe. Przedstawiciele gminy potwierdzają, iż poprawa jakości powietrza w ciągu ostatnich lat z pewnością w dużej mierze wynika z coraz powszechniejszego wykorzystania gazu na cele grzewcze, lecz jednocześnie wskazują, że Nowy Sącz położony jest w kotlinie, co sprzyja zastojowi mas powietrza i utrudnia ich wymianę, jest to odczuwalne przede wszystkim zimą. Znaczenie ma także sąsiedztwo gmin, które nie podejmowały tak intensywnych działań zmierzających do ograniczania niskiej emisji – co przy złych warunkach wietrznych jest przyczyną napływu zanieczyszczeń spoza terenu miasta. Do wymiany nadal pozostaje jeszcze około 4 tys. przestarzałych pieców, a większość mieszkańców deklaruje chęć ich wymiany na piece gazowe.

Należy jednak mieć na uwadze, że zarówno w grupie gmin charakteryzujących się relatywnie wysokim, jak i relatywnie niskim wykorzystaniem gazu do ogrzewania mieszkań, **parametry jakości powietrza mają bardzo zróżnicowany rozkład** (przykładowe charakterystyki zestawiono w tabeli poniżej). W analizowanej grupie można także zidentyfikować gminy charakteryzujące się relatywnie wysokim udziałem gospodarstw domowych ogrzewających mieszkania gazem, w których liczba dni z przekroczeniem normy dobowej jest również relatywnie wysoka, jak i przypadki odwrotne – gminy charakteryzujące się relatywnie niewielkim wykorzystaniem gazu do celów ogrzewania mieszkań, w których liczba dni z przekroczeniem normy dobowej jest relatywnie niska.

**TABELA 17.** ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU  $PM_{10}$  W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ZRÓŻNICOWANIE ZMIENNYCH W GRUPIE PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ)

ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%)	LICZBA DNI Z PRZEKROCZENIEM NORMY DOBOWEJ DLA $PM_{10}$			WSPÓŁCZYNNIK ZMIENNOŚCI
	ŚREDNIA	ROZKŁAD		
NISKI (poniżej 12,5%) (n=396 punktów)	60	MIN	0	64%
		MAX	197	
WYSOKI (powyżej 12,5%) (n=396 punktów)	52	MIN	0	61%
		MAX	156	

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i GIOŚ

Przyczyną opisanego stanu rzeczy jest **złożony charakter czynników kształtujących jakość powietrza**. Poza indywidualnymi źródłami ogrzewania, istotne znaczenie mają takie uwarunkowania jak ukształtowanie terenu oraz warunki mikroklimatyczne, w tym przede wszystkim lokalna cyrkulacja powietrza, presja transportu oraz dostęp do ciepła sieciowego. Warto przy tym zaznaczyć, że w większości analizowanych gmin udział gospodarstw domowych wykorzystujących gaz do ogrzewania mieszkań nie przekraczał 30% wszystkich gospodarstw domowych.

### **STUDIUM PRZYPADKU - Gminy z relatywnie wysokim udziałem gazu w ogrzewaniu mieszkań oraz niską lub wysoką liczbą dni z odnotowanym stężeniem PM<sub>10</sub> przekraczającym dopuszczalną normę dobową**

W studium porównawczym wzięto pod uwagę cztery gminy z wysokim udziałem gazu w ogrzewaniu mieszkań oraz relatywnie niską<sup>54</sup> (Sopot, Ostróda) oraz wysoką<sup>55</sup> (Niepołomice i Skawina) liczbą dni z przekroczeniem dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> (powyżej 50 µg/m<sup>3</sup>).

Analiza uwarunkowań występujących w gminach objętych analizą prowadzi do wniosku, że stan jakości powietrza jest zależny od wielu innych czynników, niż intensywność wykorzystania gazu do ogrzewania mieszkań. Istnieje wyraźna korelacja poprawy stanu jakości powietrza tam, gdzie wzrasta zużycie gazu na cele grzewcze, jednocześnie kluczowy wpływ na stan jakości powietrza mają położenie geograficzne oraz lokalne uwarunkowania klimatyczne. Rozprzestrzenianie się zanieczyszczeń w powietrzu w przyziemnej warstwie atmosfery zależy jest od takich czynników atmosferycznych, jak prędkość i kierunek wiatru, opad atmosferyczny, temperatura powietrza oraz pionowa struktura termiczna warstwy granicznej atmosfery. Ocenia się, że o wielkości zanieczyszczenia powietrza aż w 70% decydują warunki meteorologiczne. Spośród nich największe znaczenie ma prędkość i kierunek wiatru. Prędkość wiatru decyduje o tempie rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń, natomiast kierunek wiatru odpowiada za trasę ich transportu. Sopot zlokalizowany jest w pasie wybrzeża, gdzie zarówno średnie roczne prędkości wiatru, jak i przede wszystkim chwilowe podmuchy wiatru są zdecydowanie silniejsze, niż ma to miejsce w rejonach położonych na południu kraju. Przykładowo: średnie roczne prędkości wiatru na wybrzeżu wynoszą około 4,5 – 5,5 m/s, podczas gdy okolice południa kraju, np. Wyżyna Małopolska, cechują się wartościami średnimi wynoszącym około 3 m/s. Pas wybrzeży to również w przeważającej części teren płaski, podczas gdy Skawina i Niepołomice leżą w pasie wyżyn – w zagłębieniach terenu masy powietrza zdecydowanie wolniej mieszają się. Chwilowe podmuchy wiatru w pasie nadmorskim osiągają prędkość 8-10 i więcej m/s, i występują z częstotliwością o wiele wyższą, niż wiatry o tej samej sile na południu Polski. Powyższe kwestie wskazują na uprzywilejowanie gmin położonych na północy kraju z uwagi na dużo korzystniejsze warunki atmosferyczne.

We wszystkich analizowanych gminach w latach 2007-2017 obserwuje się poprawę jakości powietrza, co jest wynikiem skoordynowanych działań ukierunkowanych na ograniczenie niskiej emisji, obejmujących m.in. bardziej intensywne wykorzystanie gazu. W przytoczonym okresie Sopot podejmował bardzo liczne i skoordynowane działania z zakresu wymiany źródeł ciepła, zarówno przemysłowych, energetycznych jak i indywidualnych, działania z zakresu termomodernizacji, wymiany taboru miejskiego, usprawnienia ruchu komunikacyjnego, a także wymiany oświetlenia ulicznego na energooszczędne, co przełożyło się na praktyczne wyeliminowanie problemu częstego występowania ponadnormatywnych stężeń PM<sub>10</sub>. Z kolei Niepołomice są przykładem gminy wręcz pionierskiej, jeśli chodzi o walkę z emisją niską. W gminie praktycznie wszystkie obiekty użyteczności publicznej posiadają efektywne systemy grzewcze oparte o mix źródeł odnawialnych lub gazowych. Ponadto jest to jedna z nielicznych gmin, w których od wielu lat przykładą się wielką wagę do zachęcania mieszkańców do pozyskiwania energii z OZE i źródeł niskoemisyjnych. Pomimo tak szerokiego spektrum podejmowanych działań na przestrzeni ostatnich 10-ciu lat, Niepołomice wciąż borykają się z problemem zanieczyszczonego powietrza, choć sytuacja uległa znaczącej poprawie. Przedstawiciele gminy wskazali na jeszcze jeden znaczący czynnik wpływający na jakość powietrza, a mianowicie sąsiedztwo innych gmin. W ostatnim dziesięcioleciu gminy sąsiednie nie prowadziły tak intensywnych działań jak Niepołomice, czego konsekwencją jest istne oddziaływanie zanieczyszczeń docierających na teren gminy z obszarów położonych poza nią.

Analiza przeprowadzona w ramach studiów przypadku wskazuje, że **istotny wpływ na jakość powietrza, poza wymienionymi wyżej czynnikami, miał w analizowanych gminach sposób zaopatrzenia w ciepło pozostałych gospodarstw domowych oraz budynków użyteczności publicznej** (czyli tzw. „lokalny miks energetyczny”), jak również **dynamika podejmowanych na terenie gminy działań ukierunkowanych na ograniczenie niskiej emisji**. Czynnikiem wpływającym na pogorszenie parametrów jakości powietrza był przede wszystkim duży udział indywidualnych źródeł ciepła

<sup>54</sup> Liczba dni z przekroczeniem dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> (powyżej 50 µg/m<sup>3</sup>) w latach 2007-2017 kształtowała się na poziomie poniżej 25 dni w skali roku.

<sup>55</sup> Liczba dni z przekroczeniem dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> (powyżej 50 µg/m<sup>3</sup>) w latach 2007-2017 kształtowała się na poziomie powyżej 60 dni w skali roku.

(przedomowych kotłowni) spalających węgiel, biomasę (przede wszystkim drewno) lub olej opałowy. Wpływ na zmniejszenie koncentracji zanieczyszczeń miały głównie: wysoki udział niskoemisyjnych indywidualnych źródeł ciepła (ogrzewanie gazowe, ogrzewanie elektryczne, OZE) oraz duża intensywność działań nakierowanych na ograniczenie zapotrzebowania na ciepło (termomodernizacja) lub ograniczenie emisji zanieczyszczeń (wymiana pieców oraz modernizacja systemów grzewczych, zastosowanie OZE).

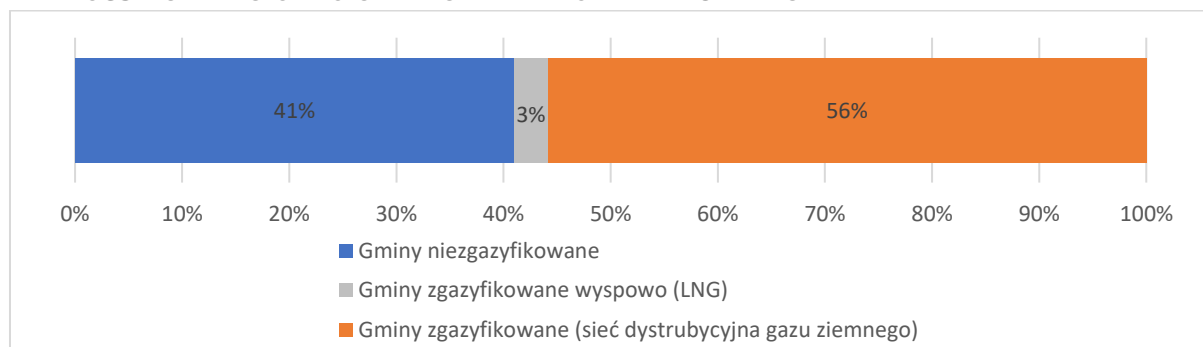
Wyniki analiz prowadzą do generalnego wniosku, że **sama gazyfikacja, nawet dość intensywna, w polskich warunkach może nie być wystarczająca do rozwiązania problemu wysokiej koncentracji zanieczyszczeń w powietrzu**. Biorąc jednak pod uwagę uwarunkowania techniczne i ekonomiczne<sup>56</sup>, **bez dalszej gazyfikacji oraz zwiększenia znaczenia gazu** w sektorze indywidualnego ogrzewania budynków mieszkalnych i budynków użyteczności publicznej, **trudno sobie wyobrazić szybki postęp w zakresie poprawy jakości powietrza**.

Szybki postęp w zakresie poprawy jakości powietrza wydaje się możliwy w przypadku intensyfikacji i sprzężenia na poziomie lokalnym działań dotyczących rozwoju sieci gazowej z innymi działaniami wpływającymi na poprawę jakości powietrza (termomodernizacja, wymiana pieców, zastosowanie OZE), przy czym **najbardziej efektywne z punktu widzenia poprawy jakości powietrza, poza termomodernizacją i zastosowaniem OZE, wydaje się zastępowanie nieefektywnych pieców opalanych węglem, biomasą i olejem opałowym, systemami grzewczymi wykorzystującymi gaz lub energię elektryczną**.

#### 4.3. WYNIKI ANKIETY CAWI Z GMINAMI

W przeprowadzonej w ramach badania ankiecie CAWI wzięło udział łącznie 888 gmin (tj. 36% łącznej liczby gmin w Polsce)<sup>57</sup>, w tym 364 gminy niezgazyfikowane (41% respondentów), 496 gmin zgazyfikowanych poprzez doprowadzenie sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego (58% respondentów) oraz 28% gmin zgazyfikowanych wyspowo (3% respondentów), tj. posiadających stację gazyfikacji LNG.

WYKRES 35. ROZKŁAD GRUP RESPONDENTÓW W RAMACH ANKIETY CAWI Z GMINAMI



Źródło: CAWI z gminami (n=888)

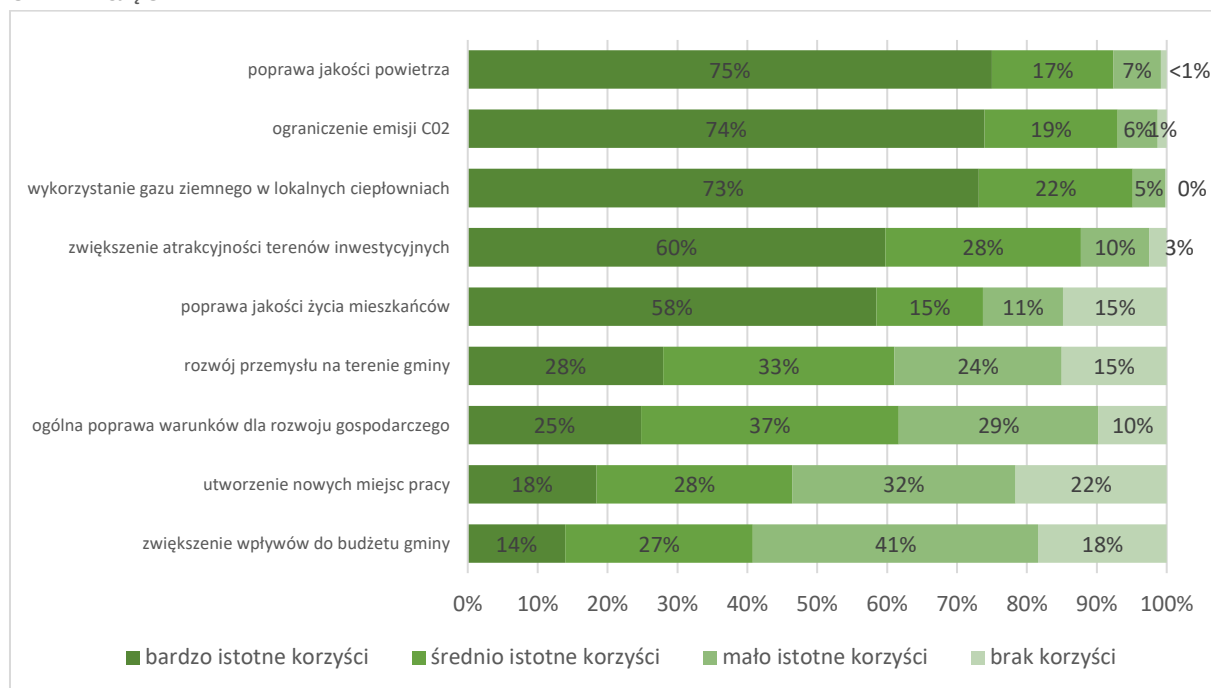
**Wyniki przeprowadzonej ankiety potwierdzają wnioski, które wynikają z przeprowadzonych analiz kontrfaktycznych.** Aż 95% przedstawicieli gmin zgazyfikowanych, które wzięły udział w ankiecie CAWI, dostrzega istotne korzyści wynikające z gazyfikacji, a za najważniejsze uznają poprawę **jakości**

<sup>56</sup> m.in. brak technicznych możliwości oraz bariery ekonomiczne dla zastosowania innych niż ogrzewanie gazowe, niskoemisyjnych (w ujęciu lokalnym) technologii zaopatrzenia w ciepło (ogrzewanie elektryczne, OZE); częściowa skuteczność, w kontekście ograniczenia niskiej emisji, działań dotyczących zastosowania nowoczesnych (bardziej efektywnych) pieców węglowych oraz pieców na biomasę.

<sup>57</sup> Ankieta została skierowana do wszystkich do gmin w kraju, tj. 2477 gmin. Dla takiej populacji reprezentatywny poziom zwrotu (przy maksymalnym błędzie oszacowania +/-5% oraz poziomie ufności 0,95) wynosi co najmniej n=333 ankiety, co oznacza, że w badaniu osiągnięto próbek reprezentatywną.

**powietrza i ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>.** Duże znaczenia mają także **aspekty społeczno-ekonomiczne**, przede wszystkim **zwiększenie atrakcyjności terenów inwestycyjnych, rozwój przemysłu, poprawa warunków rozwoju i poprawa jakości życia mieszkańców.** W percepcji gmin mniejsze znaczenie mają natomiast takie aspekty jak tworzenie miejsc pracy czy wpływy do budżetu gminy z tytułu podatków i opłat (w szczególności podatku od nieruchomości) wnoszonych przez operatora systemu dystrybucyjnego).

**WYKRES 36.** OPINIE PRZEDSTAWICIELI GMIN ZGAZYFIKOWANYCH NT. GŁÓWNYCH KORZYŚCI, KTÓRE WIĄŻĄ SIĘ Z GAZYFIKACJĄ GMINY



Źródło: CAWI - przedstawiciele gmin zgazyfikowanych (n=472)

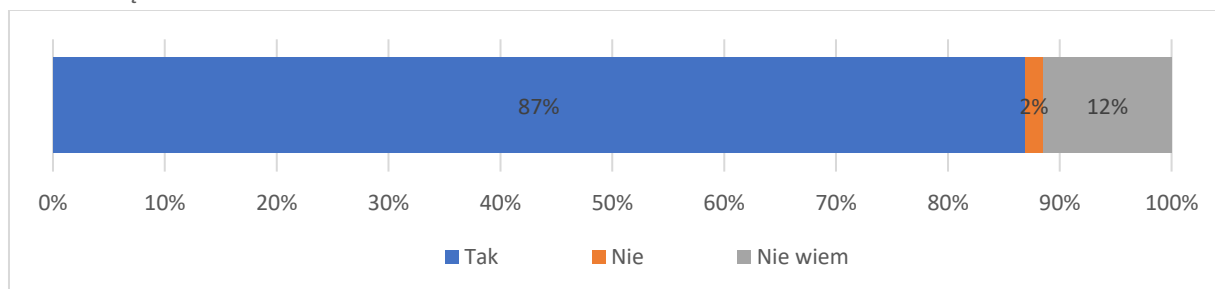
Wśród innych korzyści z gazyfikacji wymieniano:

- komfort użytkowania i niższe koszty eksploatacji pieca gazowego w porównywaniu z piecem na paliwa stałe, co jest szczególnie istotne dla starszych mieszkańców gminy,
- brak konieczności magazynowania paliw stałych,
- obniżenie opłat za emisje do atmosfery (dla samorządów i przedsiębiorców),
- zmniejszenie ruchu samochodowego związanego z transportem paliw stałych na opał, redukcja emisji hałasu przy przecinaniu drewna na opał - Oszczędność odbioru odpadów (popiołów pozostałych po spalaniu paliw stałych),
- zwiększenie zainteresowania osiedlaniem się na terenie gminy,
- wzrost wartości nieruchomości,
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego.

**Aż 87% respondentów z gmin zgazyfikowanych jest przekonana, zapotrzebowanie mieszkańców gminy i lokalnych przedsiębiorców na gaz ziemny będzie w nadchodzących latach wzrastać.**



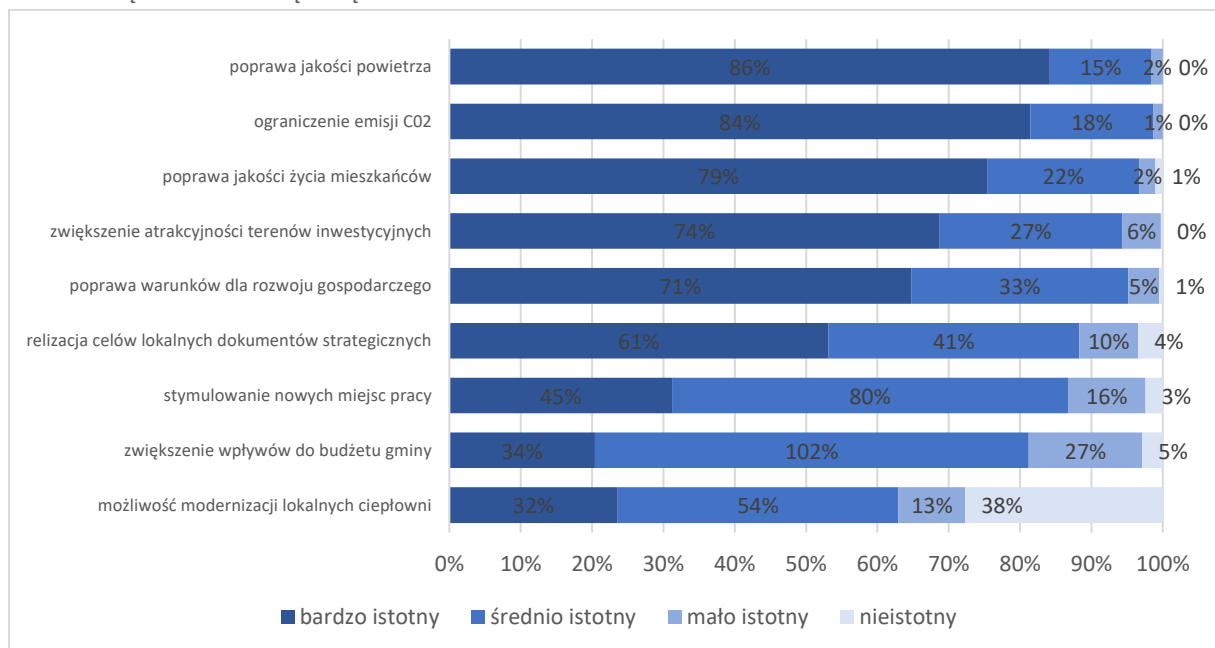
**WYKRES 37.** ROZKŁAD ODPOWIEDZI RESPONDENTÓW Z GMIN ZGAZYFIKOWANYCH NA PYTANIE: „CZY W PAŃSTWA OCENIE ZAPOTRZEBOWANIE MIESZKAŃCÓW GMINY I LOKALNYCH PRZEDSIĘBIORCÓW NA GAZ ZIEMNY BĘDZIE W NADCHODZĄCYCH LATACH WZRASTAĆ?”



Źródło: CAWI - przedstawiciele gmin zgazyfikowanych (n=472)

Rozkład opinii nt. korzyści z gazyfikacji w grupie przedstawicieli gmin niezgazyfikowanych był podobny jak w grupie przedstawicieli gmin niezgazyfikowanych: aż **96% respondentów z gmin niezgazyfikowanych uważa, że gazyfikacja gminy byłaby pożądana**, przede wszystkim ze względu na **oczekiwany wpływ na poprawę jakości powietrza i ochronę klimatu**, w następnej kolejności – **poprawę jakości życia mieszkańców, zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej i poprawę warunków dla rozwoju gospodarczego**.

**WYKRES 38.** OPINIE PRZEDSTAWICIELI GMIN NIEZGAZYFIKOWANYCH NT. POWODÓW, DLA KTÓRYCH UWAŻAJĄ GAZYFIKACJĘ GMINY ZA POŻĄDANĄ



Źródło: CAWI - przedstawiciele gmin bez dostępu do gazu sieciowego (n=376)

Wśród aspektów, które mają wpływ na dążenie przez władze gmin do gazyfikacji (dotyczy gmin niezgazyfikowanych), wskazywano także na:

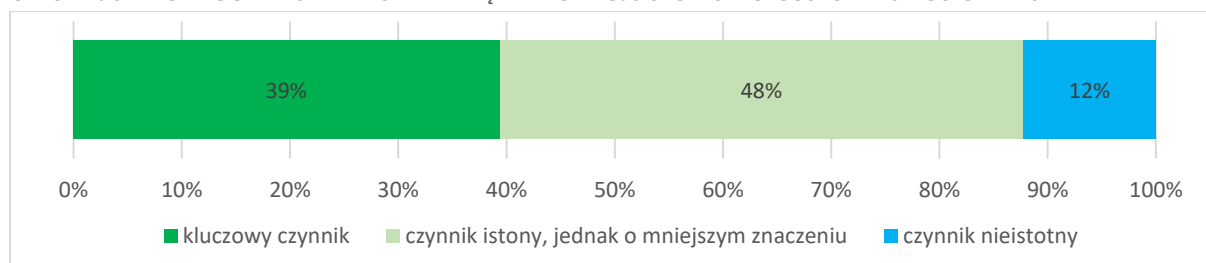
- **zmniejszenie pracochłonności obsługi źródła ciepła zasilanego gazem ziemnym w porównaniu z tradycyjnym źródłem zasilanym paliwami stałymi**, co szczególnie istotne ze względu na **starzenie się społeczności lokalnych**;
- zidentyfikowane przez władze gminy, **duże zainteresowanie mieszkańców gminy podłączeniem swoich domów i zakładów do sieci gazowej** (co jest niejednokrotnie

potwierdzone na zebranych listach z podpisami mieszkańców), w tym zainteresowanie rolników wykorzystaniem gazu ziemnego do suszarni zboża;

- pozytywny wpływ na **ochronę terenów leśnych, w tym prawnie chronionych**, przed nadmierną wycinką drzew (biomasa na cele opałowe/grzewcze);
- **zwiększenie bezpieczeństwa ogrzewania budynków** (zmniejszenie ryzyka wystąpienia pożarów oraz zaccadzenia);
- ograniczenie problemu **transportu i składowania dotychczas stosowanych przez mieszkańców paliw stałych**, a także zagospodarowania popiołów;
- podniesienie atrakcyjności osiedleńczej gminy.

Dla zdecydowanej większości przedstawicieli gmin niezgazyfikowanych (77% respondentów z tej grupy), **brak dostępu do sieci gazowej jest czynnikiem ograniczającym rozwój społeczno-gospodarczy**, a dla **blisko 40%** jest to **czynnik o kluczowym znaczeniu**.

**WYKRES 39.** ROZKŁAD ODPOWIEDZI RESPONDENTÓW Z GMIN NIEZGAZYFIKOWANYCH NA PYTANIE: „CZY BRAK SIECI GAZOWEJ STANOWI OGRANICZENIE LUB BARIERĘ DLA ROZWOJU SPOŁECZNO-GOSPODARCZEGO GMINY?”



Źródło: CAWI - przedstawiciele gmin bez dostępu do gazu sieciowego (n=376)

Wskazywano przy tym przede wszystkim na **ogromny nacisk inwestorów na uzbrojenie terenu w sieć gazową** (brak takiego uzbrojenia terenu zniechęca inwestorów do wyboru gminy jako miejsca na lokalizację biznesu) – w efekcie utrudnienie lub wręcz uniemożliwienie lokalizacji obiektów usługowo – produkcyjnych, a nawet przypadki przenoszenia zakładów produkcyjnych z do gmin zgazyfikowanych. Przekłada się to w bezpośredni sposób na lokalną sytuację na rynku pracy. Kolejnym często wskazywanym problemem związanym w opinii gmin z brakiem gazyfikacji jest **zła jakość powietrza, wpływająca na zmniejszenie atrakcyjności turystycznej gminy** (z gazyfikacją wiąże się duże nadzieje na możliwość poprawy jakości powietrza). Odnotowywany jest **także odpływ ludności z gmin niezgazyfikowanych do zgazyfikowanych**, co jest związane z dążeniem do poprawy jakości życia i komfortu obsługi źródeł ciepła, a także ze zwiększoną świadomością ekologiczną mieszkańców, którzy postrzegają gaz ziemny jako paliwo czyste.

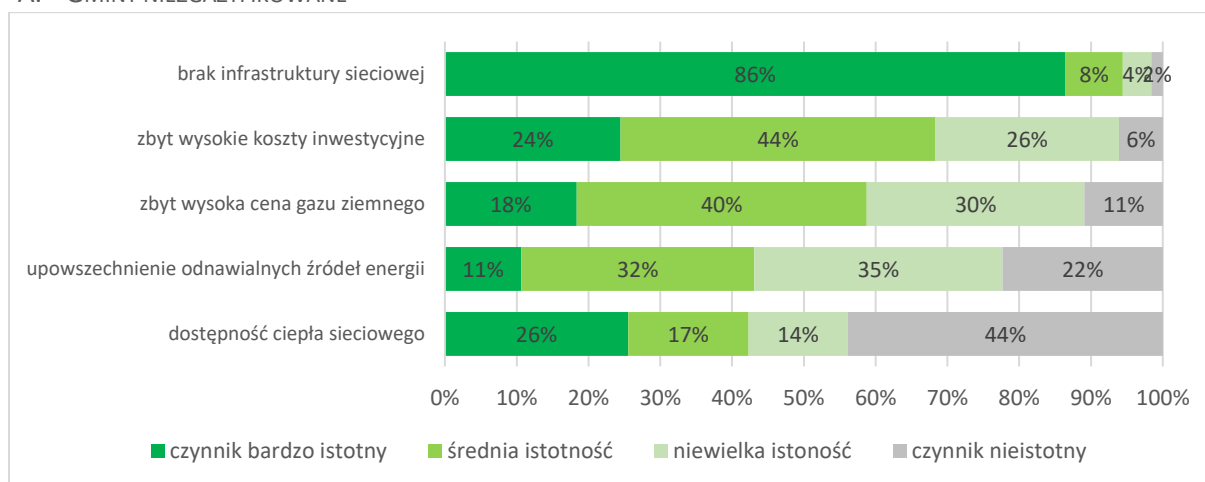
Pomimo tak dużych potencjalnych korzyści oraz ograniczeń wynikających z braku gazyfikacji oraz pożądania gazyfikacji przez 96% gmin niezgazyfikowanych, **tylko w 45% z nich planowana jest gazyfikacja**, a z tej grupy tylko 17% gmin w horyzoncie najbliższych 2 lat, a 20% - w horyzoncie czasowym powyżej 5 lat. Ponad połowa gmin, w których nie jest planowana gazyfikacja, podejmowała o nią starania, jednak bez efektu, co wynika z **braku opłacalności ekonomicznej takiego przedsięwzięcia z punktu widzenia OSD**, na co składa się zbyt rozproszona zabudowa, zbyt mały potencjalny wolumen odbieranego gazu, zbyt wysokie koszty rozbudowy infrastruktury sieciowej, zbyt duża odległość do istniejącego gazociągu.

Z punktu widzenia jakości powietrza, kluczowe znaczenie ma możliwość wykorzystanie gazu ziemnego na cele indywidualnego ogrzewania budynków, które jest w Polsce główną przyczyną przekroczeń wartości dopuszczalnych takich zanieczyszczeń, jak pyły PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub> oraz benzo/a/piren. W opinii 86% przedstawicieli gmin niezgazyfikowanych, **najistotniejszą barierę dla szerszego wykorzystania gazu**

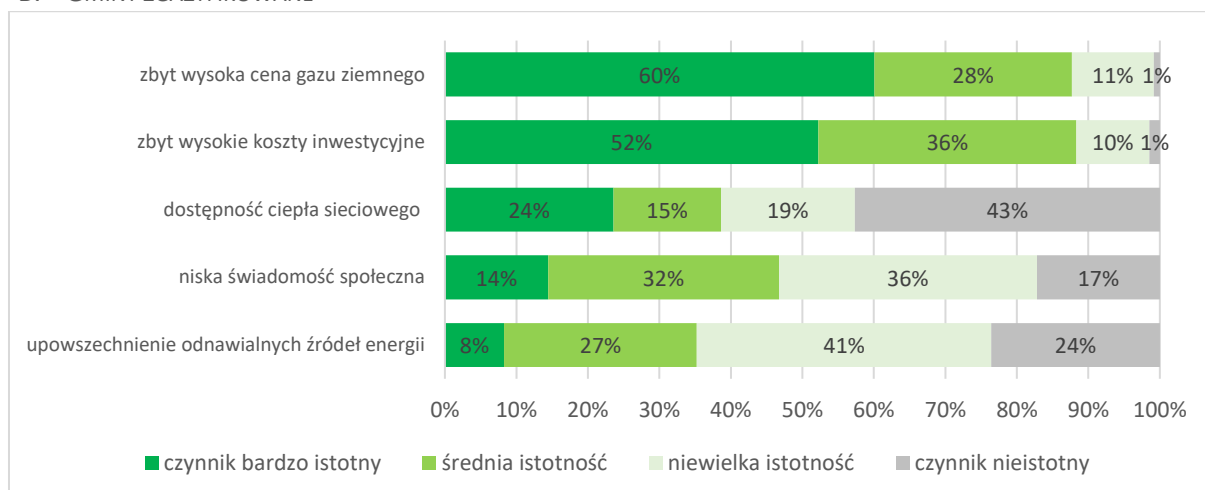
ziemnego do celu ogrzewania mieszkań o wody stanowi – co oczywiste - brak infrastruktury technicznej umożliwiającej dostawę gazu ziemnego do odbiorców. W dalszej kolejności wskazywano na te same czynniki, na które wskazywali przedstawiciele gmin zgazyfikowanych, tj. **czynniki ekonomiczne - zbyt wysokie koszty inwestycji w kocioł gazowy oraz ewentualną wymaganą modernizację wewnętrznej instalacji grzewczej, a także wysokie koszty przyłączenia budynku do sieci oraz zbyt wysoka cena gazu ziemnego w porównaniu z innymi paliwami.** Czynnikiem o mniejszym znaczeniu w opinii uczestników ankiety CAWI jest dostępność ciepła sieciowego na terenie gminy oraz niska świadomość społeczna. Znacznie mniejsze znaczenie ma upowszechnienie odnawialnych źródeł energii – elastyczne piece gazowe stanowią bowiem raczej komplementarne uzupełnienie dla źródeł pogodowo-zależnych, takich jak kolektory słoneczne i panele PV, które nie są w stanie zapewnić wystarczającej ilości energii, zwłaszcza zimą, kiedy jest na nią największe zapotrzebowanie.

**WYKRES 40.** ROZKŁAD OPINII PRZEDSTAWICIELI GMIN ZGAZYFIKOWANYCH I NIEZGAZYFIKOWANYCH NT. BARIER DLA WIĘKSZEGO WYKORZYSTANIA GAZU ZIEMNEGO NA CELE OGRZEWANIA BUDYNKÓW I WODY

**A. GMINY NIEZGAZYFIKOWANE**



**B. GMINY ZGAZYFIKOWANE**



Źródło: CAWI - przedstawiciele gmin zgazyfikowanych (n=472) oraz przedstawiciele gmin bez dostępu do gazu sieciowego (n=376)

Wśród barier dla szerszego wykorzystania gazu ziemnego przez mieszkańców do celów ogrzewania budynków i wody wymieniano także **niską efektywność energetyczną budynków jednorodzinnych, co wiąże się z wysokim zapotrzebowaniem na ciepło i pociąga za sobą relatywnie wysoki koszt paliwa**

gazowego. Wskazywano również na **ograniczoną dostępność instrumentów wsparcia finansowego (dotacje, tanie kredyty) przyłączy gazowych oraz kotłów dla mieszkańców**. Warto jednak podkreślić, że wraz ze wzrostem zamożności społeczeństwa czynniki ekonomiczne będą miały coraz mniejsze znaczenie.

#### 4.4. RÓŻNICE NA POZIOME REGIONÓW I KRAJÓW UE

---

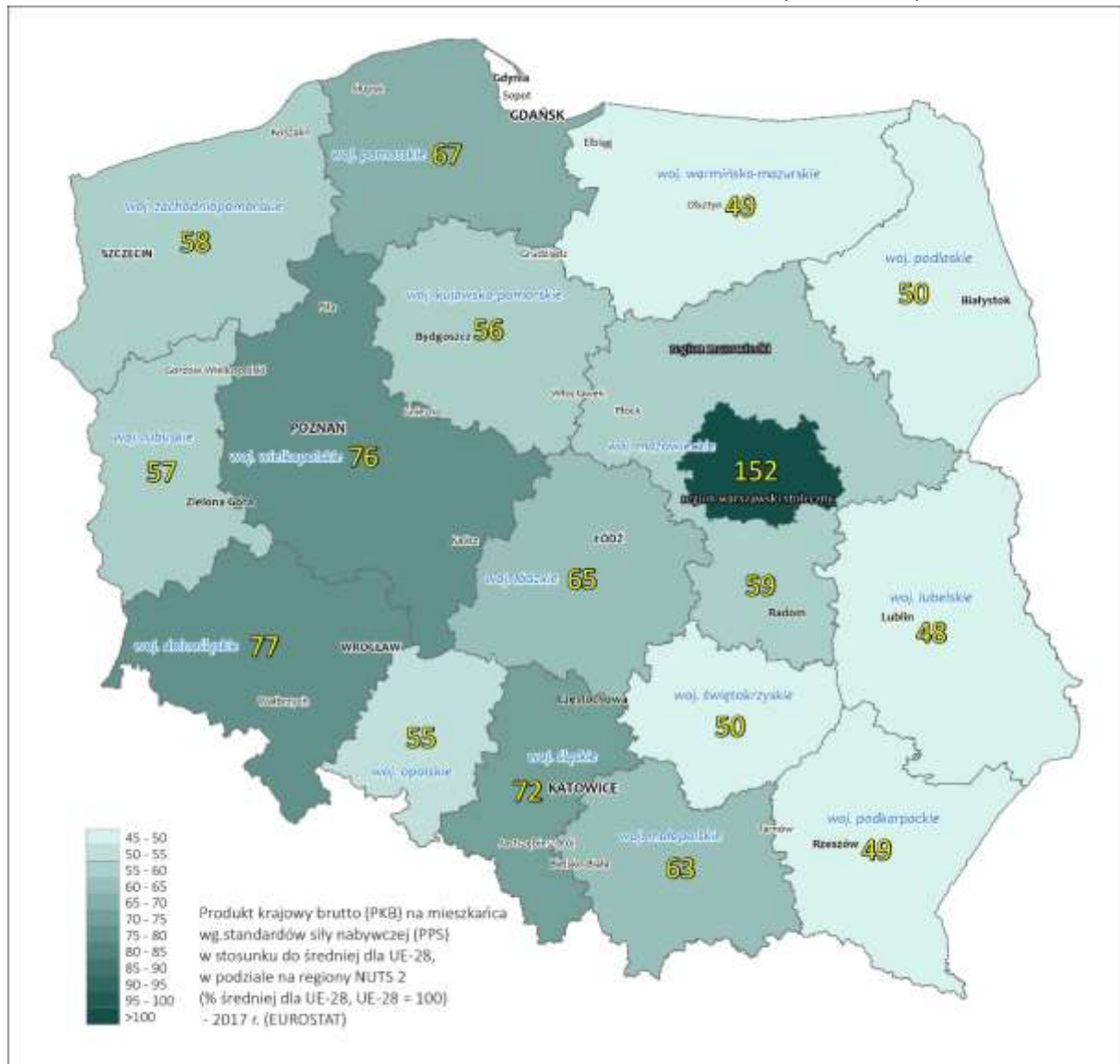
Mając na uwadze zasadniczy cel polityki spójności, jakim jest wyrównanie warunków ekonomicznych i społecznych we wszystkich regionach Unii Europejskiej, a także zidentyfikowany i opisany we wcześniejszych rozdziałach wpływ gazyfikacji oraz poziomu zużycia gazu przez mieszkańców na wskaźniki rozwoju społeczno-ekonomicznego oraz jakość powietrza (tym samym jakość życia), dokonano analiz porównawczych poziomu zużycia gazu w gospodarstwach domowych w regionach NUTS-2 o różnym poziomie rozwoju, mierzonego poziomem PKB per capita w relacji do średniej UE.

##### 4.4.1. RÓŻNICE NA POZIOMIE REGIONÓW POLSKI

---

Wg danych publikowanych przez Eurostat, poza regionem stołecznym warszawskim (stanowiącym część województwa mazowieckiego), wszystkie polskie województwa charakteryzują się niższym niż średnia UE poziomem PKB per capita (wyrażonym w sile nabywczej). Wg wstępnych danych za 2017 r., tylko 2 województwa: dolnośląskie i wielkopolskie zakwalifikowały się do grupy powyżej 75% średniej UE, natomiast aż 5 województw pozostawało na poziomie 50% lub poniżej średniej UE (warmińsko-mazurskie, świętokrzyskie, lubelskie, podkarpackie i podlaskie).

**MAPA 7. PKB PER CAPITA WYRAŻONE W SILE NABYWCZEJ JAKO % ŚREDNIEJ UE-28 (UE-28 = 100) W 2017 R.**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

W celu przeanalizowania, czy w regionach charakteryzujących się wyższym poziomem rozwoju gospodarczego występuje wyższy poziom gazyfikacji i zużycia gazu ziemnego, 16 województw podzielono na 2 grupy wg wartości PKB per capita w sile nabywczej wyrażonym jako % średniej UE: powyżej i poniżej mediany, wynoszącej 58%. Wyniki analiz, zaprezentowane w tabeli poniżej, wskazują, że w województwach lepiej rozwiniętych gospodarczo występuje istotnie wyższe zagęszczenie sieci gazowej i zużycie gazu ziemnego w gospodarstwach domowych per capita, wyższy udział gmin zgazyfikowanych, a także – co oczywiste – znacznie wyższe zużycie gazu przez kluczowe sektory – przemysł i budownictwo oraz ciepłownictwo zawodowe.

**TABELA 18.** WYBRANE WSKAŹNIKI DOTYCZĄCE ROZWOJU INFRASTRUKTURY I ZUŻYCIA GAZU ZIEMNEGO W WOJEWÓDZTWACH LEPIEJ I SŁABIEJ ROZWINIĘTYCH W 2017 R.

WSKAŹNIK (GUS, 2017)	PKB PER CAPITA WYRAŻONE W SILE NABYWczej JAKO % ŚREDNIEJ UE-28 (UE-28 = 100) (EUROSTAT, 2017) <sup>58</sup>		RÓŻNICA
	PONIŻEJ MEDIANY=58%	POWYŻEJ MEDIANY =58%	
	KUJAWSKO-POMORSKIE, LUBELSKIE, LUBUSKIE, OPOLSKIE, PODKARPACKIE, PODLASKIE, ŚWIĘTOKRZYSKIE, WARMIŃSKO-MAZURSKIE	DOLNOŚLĄSKIE, ŁÓDZKIE, MAŁOPOLSKIE, MAZOWIECKIE, POMORSKIE, ŚLĄSKIE, WIELKOPOLSKIE, ZACHODNIOPOMORSKIE	
Długość sieci gazowej na 100 km <sup>2</sup> [km]	30,5	59,7	96%
Korzystający z sieci gazowej [% ogółu ludności]	44,8	54,3	21%
Udział gmin zgazyfikowanych [%]	59,4	68,2	21%
Zużycie gazu ziemnego per capita gospodarstwa domowe [GJ/osobę]	2,8	4,3	54%
Zużycie gazu ziemnego – przemysł i budownictwo [TJ]	13 939	25 194	81%
Zużycie gazu ziemnego - ciepłownie zawodowe [TJ]	131	470	258%

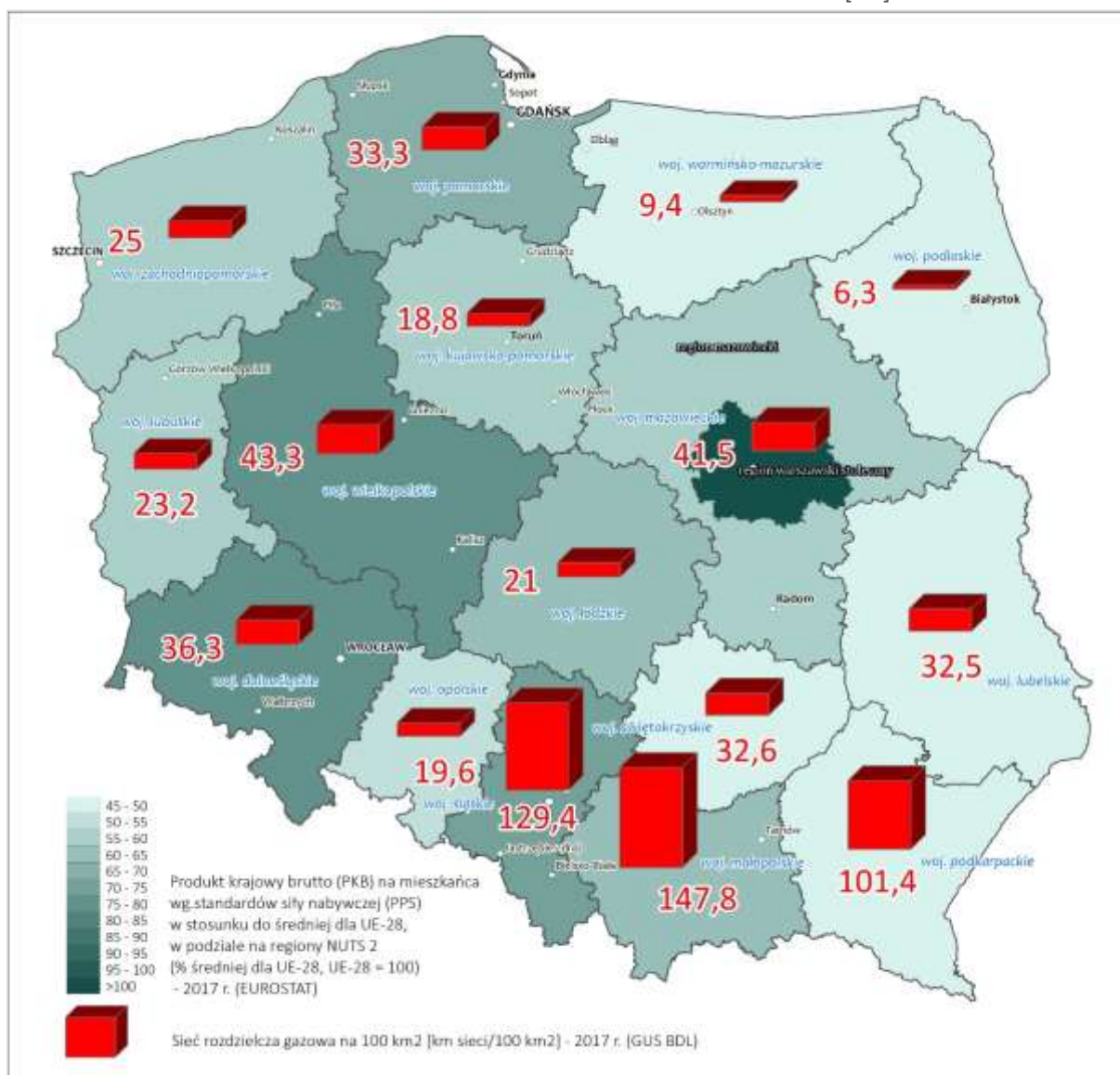
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Analizując temat od drugiej strony, tj. dzieląc województwa na 2 grupy względem mediany wskaźnika udziału ludności przyłączonej do sieci gazowej (w 2017 r. mediana = 48,5% wg GUS), w poziom PKB per capita w grupie województw o niskim udziale ludności przyłączonej do sieci gazowej wynosi 56% średniej UE, natomiast w grupie o wysokim udziale ludności przyłączonej do sieci gazowej – 63% średniej UE.

<sup>58</sup> Regional gross domestic product (PPS per inhabitant in % of the EU28 average) by NUTS 2 regions

Wg danych GUS za 2017 r., **najwyższa gęstość sieci gazowej występuje w województwach małopolskim (147 km/100 km<sup>2</sup>) oraz śląskim (129,4 km/100 km<sup>2</sup>)**, a średnia PKB per capita dla tych dwóch województw wynosi 68% średniej UE. **Najniższa gęstość sieci gazowej występuje w województwach warmińsko-mazurskim (9,4 km/100 km<sup>2</sup>) oraz podlaskim (6,3 km/100 km<sup>2</sup>)**, a średnia PKB per capita dla tych dwóch województw wynosi 50% średniej UE. Różnice między województwami skrajnymi są znaczące – wartość omawianego wskaźnika w województwie małopolskim jest ponad 23-krotnie wyższa niż w województwie podlaskim.

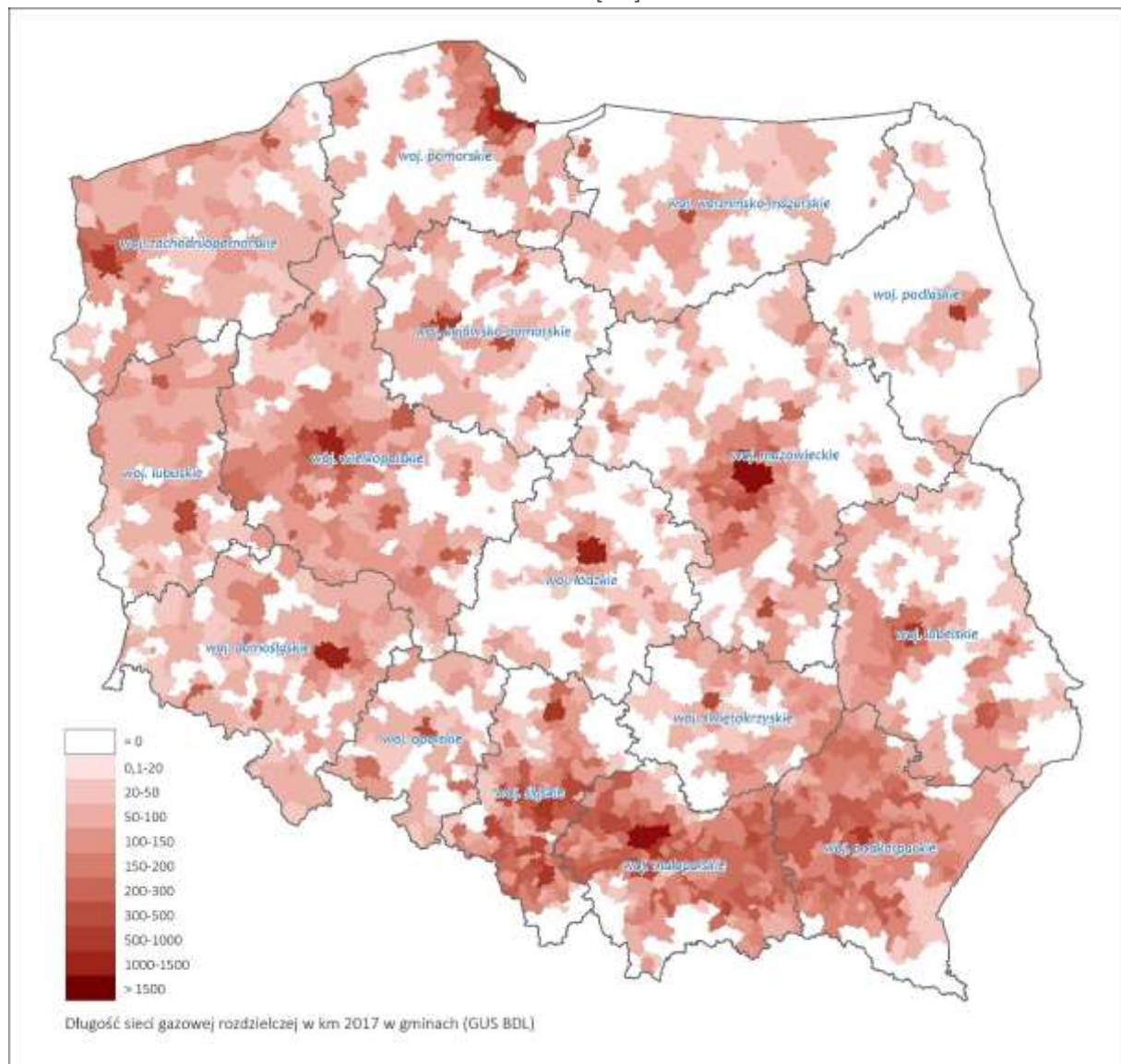
**MAPA 8.** DŁUGOŚĆ SIECI GAZOWEJ NA 100 KM<sup>2</sup> W 2017 R. W UKŁADZIE WOJEWÓDZKIM [KM]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT i GUS

Wg danych GUS za 2017 r., **najniższy poziom gazyfikacji, mierzony jako udział liczby gmin niezgazyfikowanych w łącznej liczbie gmin w danym województwie, występuje w województwach podlaskim, łódzkim i kujawsko pomorskim, a najwyższy – w województwach śląskim, małopolskim i podkarpackim.** W grupie województw słabiej rozwiniętych udział gmin niezgazyfikowanych kształtuje się na poziomie 40%, a w lepiej rozwiniętych – na poziomie 32%. W wartościach bezwzględnych, **największa liczba „białych plam”, tj. gmin niezgazyfikowanych, zlokalizowana jest w województwach mazowieckim (142), łódzkim (95), lubelskim (92), podlaskim (88) i kujawsko-pomorskim (76).**

**MAPA 9. DŁUGOŚĆ SIECI ROZDZIELCZEJ GAZOWEJ W GMINACH [KM]**

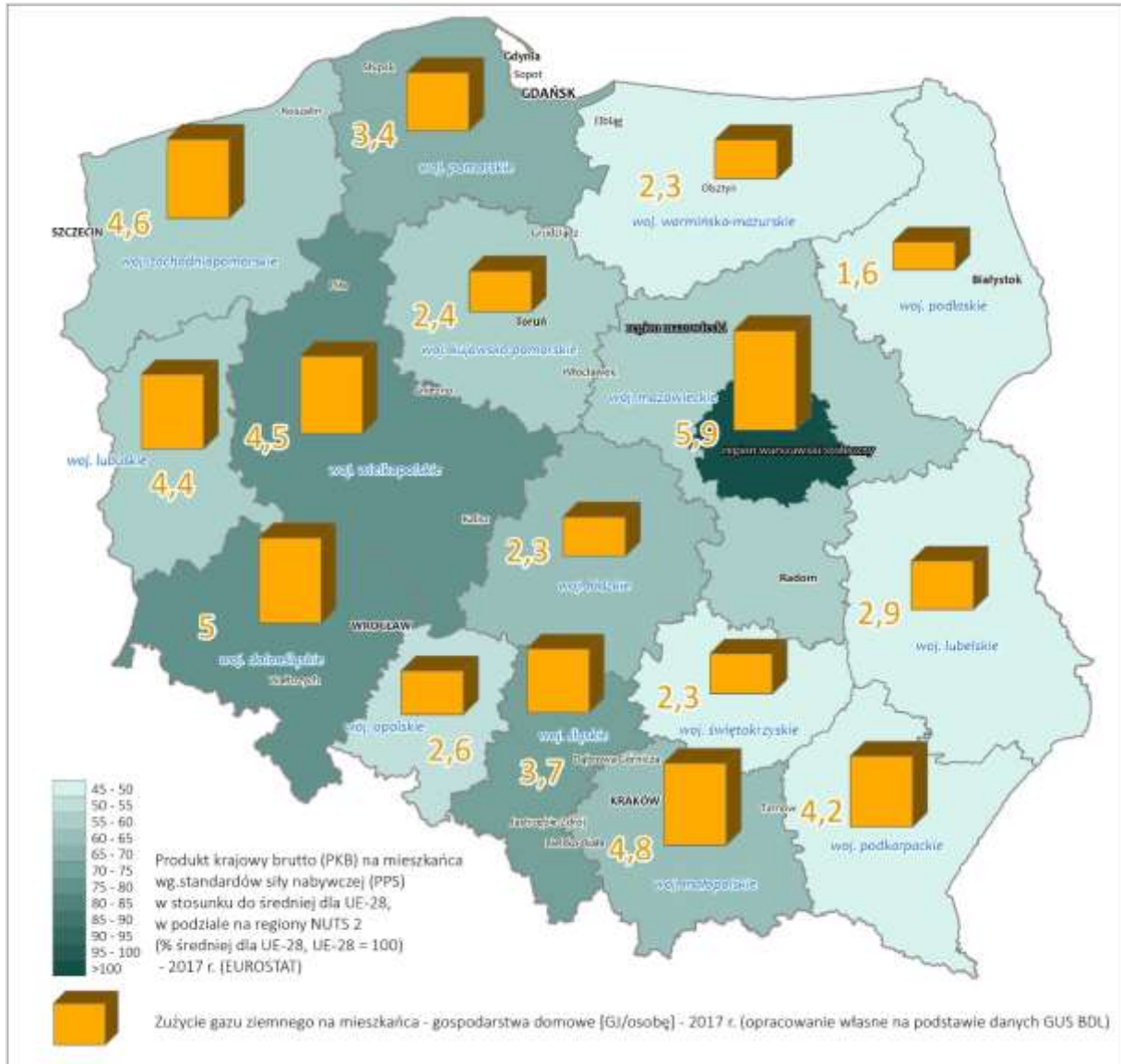


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS



Wg danych GUS za 2017 r., **najwyższe zużycie gazu ziemnego w gospodarstwach domowych per capita występuje w województwach mazowieckim (5,85 GJ/osobę) oraz dolnośląskim (5,03 GJ/osobę), a najniższe - w województwach warmińsko-mazurskim (2,29 GJ/osobę) oraz podlaskim (1,64 GJ/osobę).** Różnice między województwami skrajnymi są znaczące – wartość omawianego wskaźnika w województwie mazowieckim jest blisko 4-krotnie wyższa niż w województwie podlaskim.

**MAPA 10. ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH PER CAPITA W 2017 R. W UKŁADZIE WOJEWÓDZKIM [GJ/OSOBE]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT i GUS

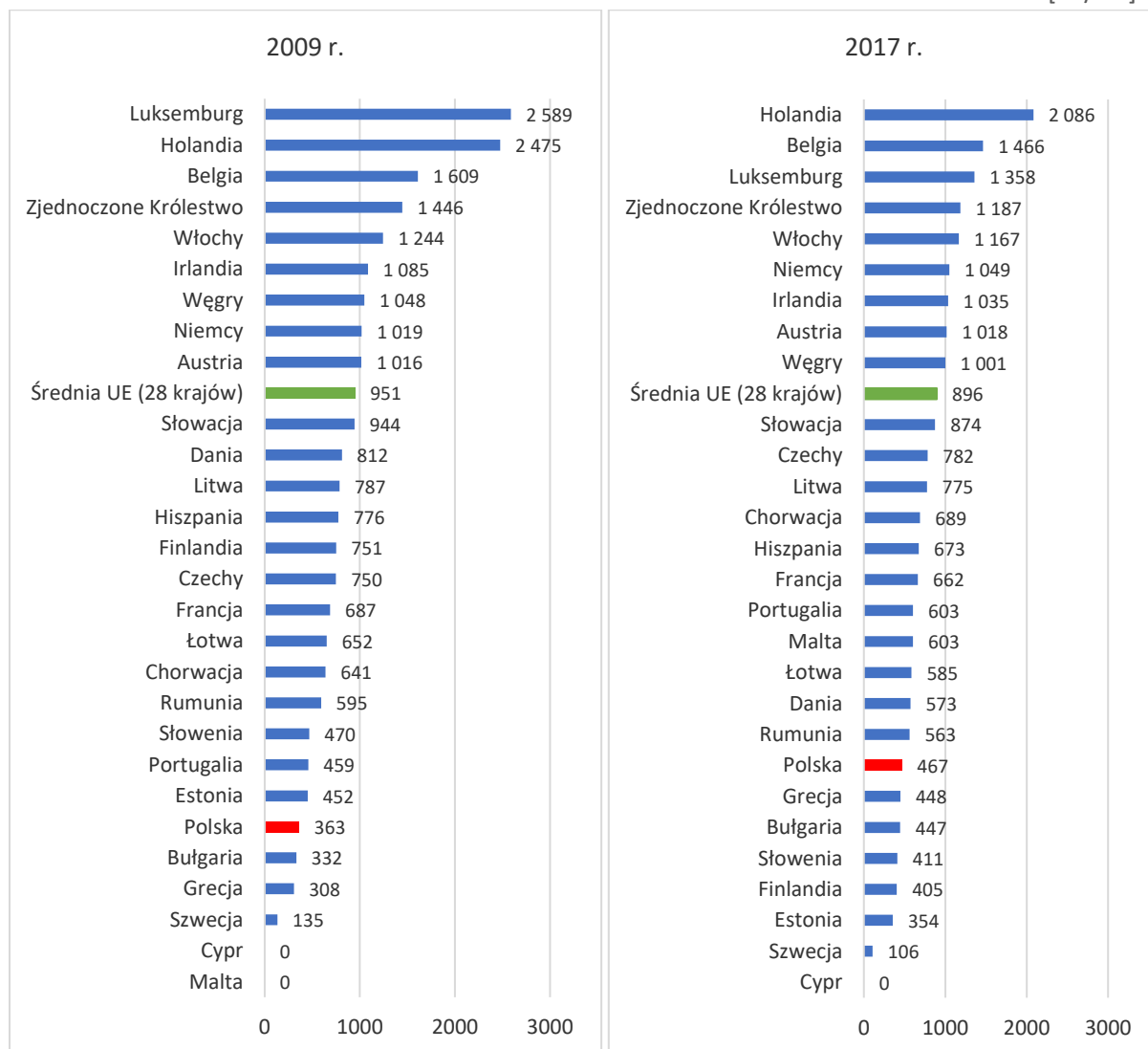
Wyniki analiz na poziomie regionalnym, w powiązaniu z wynikami analiz kontrfaktycznych na poziomie gmin, wskazują na to, że rozbudowa infrastruktury gazowej może wpłynąć na niwelowanie różnic regionalnych w poziomie rozwoju gospodarczego i jakości życia.

#### 4.4.2. RÓŻNICE MIĘDZY POLSKĄ A KRAJAMI UE

Dane dostępne w Eurostat pozwalają na przeanalizowanie całkowitego zużycia gazu per capita w poszczególnych krajach UE<sup>59</sup>, a także zmian zachodzących w czasie.

Na przestrzeni lat 2009-2017 zużycie gazu per capita w Polsce wzrosło o ok. 30% - z 363 m<sup>3</sup>/osobę do 467 m<sup>3</sup>/os w 2017 r. **Poziom zużycia gazu ziemnego w Polsce w 2009 r. odpowiadała 38% średniej UE, a w 2017 r. – ok. 52% średniej UE.** Oznacza to, że na przestrzeni tych lat zmniejszył się dystans Polski do średniej UE, pozostaje ona jednak nadal daleko w tyle za krajami najlepiej rozwiniętymi.

**WYKRES 41.** ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO PER CAPITA W POSZCZEGÓLNYCH KRAJACH UE W 2009 R. I 2017 R. [M<sup>3</sup>/OS.]



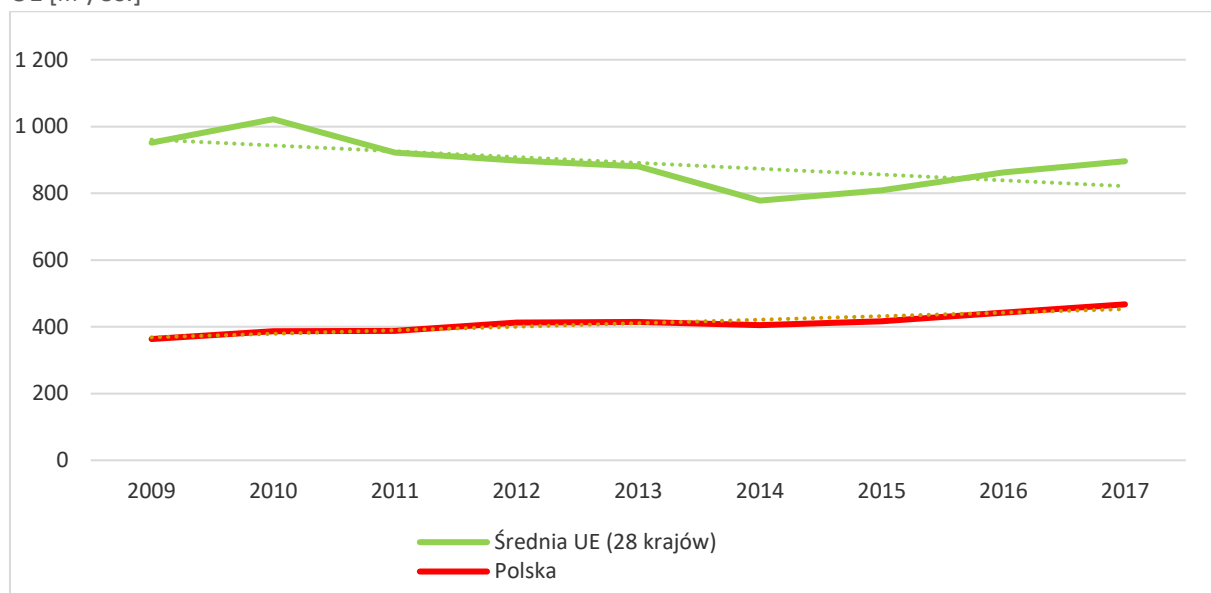
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

Wpływ na zmniejszenie dystansu Polski do średniej UE w analizowanym okresie miała zarówno wzrostowa tendencja zużycia gazu ziemnego w Polsce (na którą wpływ miały m.in. inwestycje infrastrukturalne dofinansowane ze środków UE w perspektywie finansowej 2007-2013), jak i ogólna spadkowa tendencja zużycia obserwowana w skali całej UE dla okresu 2009-2017, będąca konsekwencją między innymi kryzysu gospodarczego. Warto jednak zauważyć, że najbardziej

<sup>59</sup> Obliczenia zużycia gazu per capita dla poszczególnych lat na podstawie wskaźników Eurostat: *Supply, transformation and consumption of gas/Natural gas – inland consumption* (wartości w TJ przeliczone na m<sup>3</sup> wg przelicznika Gaz System: 11,26 kWh/m<sup>3</sup>, tj. 40,5 TJ/mln m<sup>3</sup>) oraz *Population on 1 January by age and sex/ Total number*.

dynamicznie zmniejszenie dystansu między Polską a średnią UE następowało w latach 2009-2014 (z 38% do 52%), natomiast w latach 2015-2017 nastąpiła stabilizacja na poziomie ok. 52%, co wynika z faktu, że zarówno w skali całej UE, jak i na poziomie poszczególnych krajów, w tym okresie obserwowany był wzrost zużycia gazu ziemnego per capita.

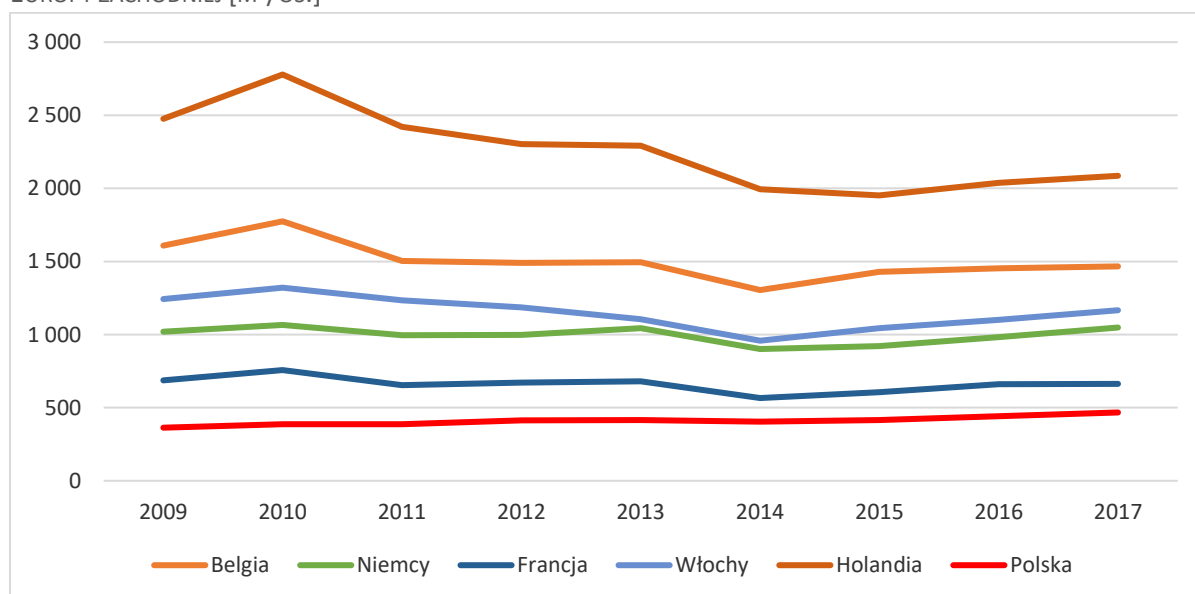
**WYKRES 42.** ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO PER CAPITA W POLSCE I UE W LATACH 2009 - 2017 - POLSKA NA TLE ŚREDNIEJ UE [M<sup>3</sup>/OS.]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

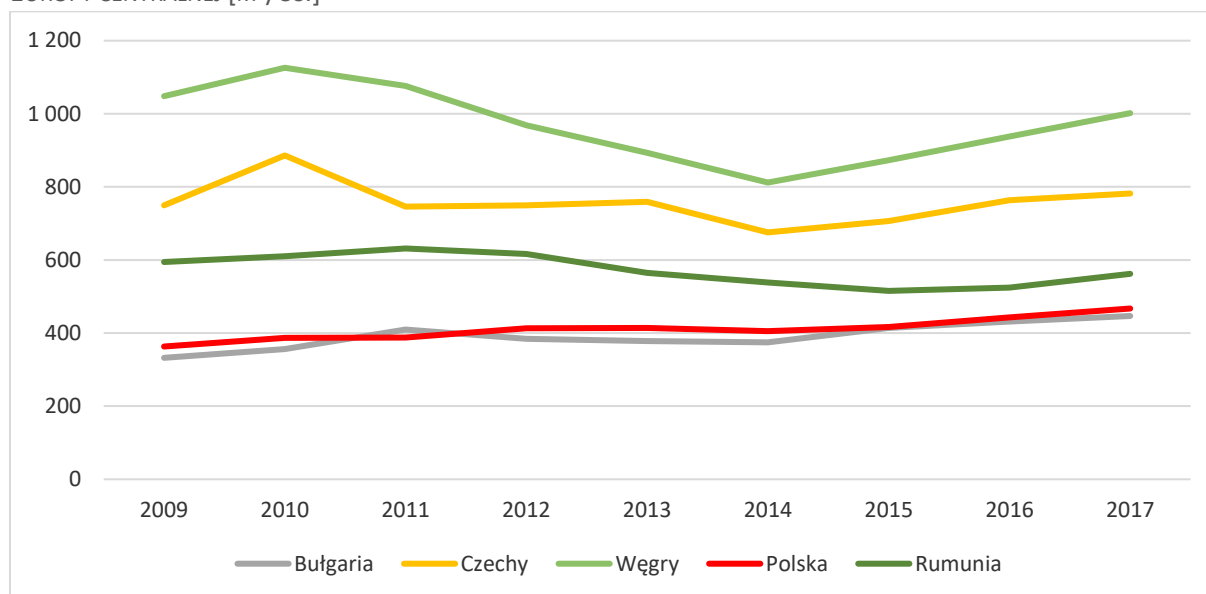
Poziom zużycia gazu ziemnego w Polsce jest niski nie tylko w porównaniu z dobrze rozwiniętymi krajami Europy zachodniej, ale także w porównaniu z krajami regionu Europy centralnej.

**WYKRES 43.** ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO PER CAPITA W LATACH 2009-2017 - POLSKA NA TLE WYBRANYCH KRAJÓW EUROPY ZACHODNIEJ [M<sup>3</sup>/OS.]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

**WYKRES 44.** ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO PER CAPITA W LATACH 2009-2017 - POLSKA NA TLE WYBRANYCH KRAJÓW EUROPY CENTRALNEJ [M<sup>3</sup>/OS.]

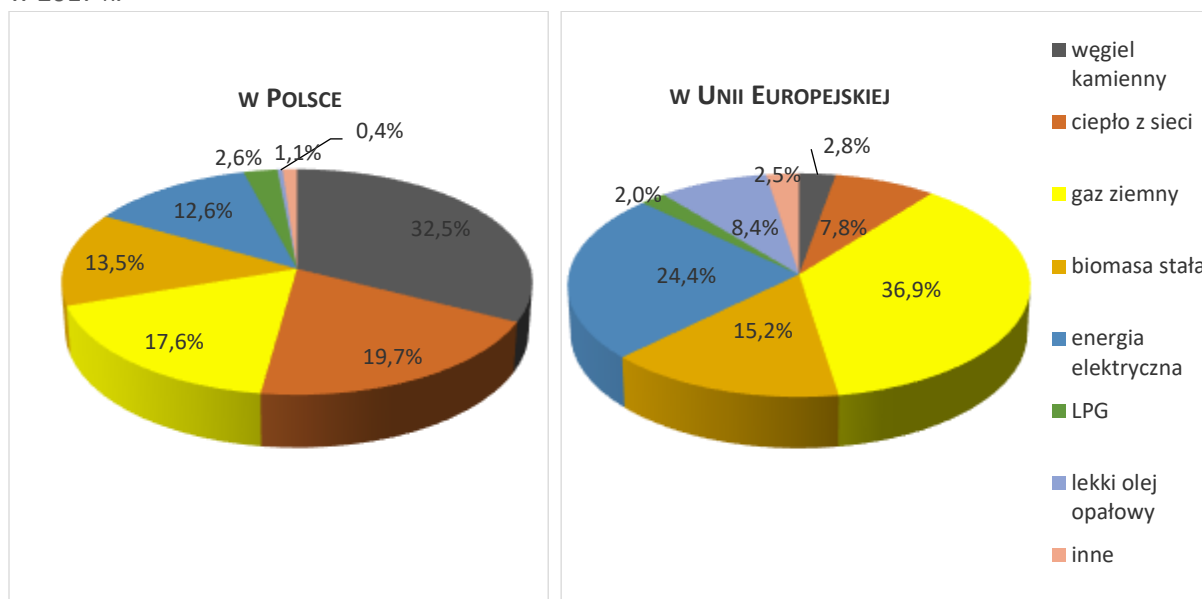


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

Przejawem zapóźnień cywilizacyjnych kraju jest także bardzo wysoki udział węgla kamiennego w strukturze zużycia nośników energii przez gospodarstwa domowe – blisko dwunastokrotnie wyższy niż średnia UE (Polska – 32,5%, UE – 2,8%). Jednocześnie udział gazu ziemnego i energii elektrycznej w strukturze zużycia nośników energii przez gospodarstwa domowe jest dwukrotnie niższy niż średnia UE (gaz ziemny: Polska – 17,6%, UE – 36,9%; energia elektryczna: Polska: 12,6%, UE – 24,4%). Za pozytywny wskaźnik należy uznać natomiast wysoki (ponad dwuipółkrotnie wyższy niż średnia UE) udział ciepła z sieci, co jest wynikiem bardzo dobrze rozwiniętej infrastruktury ciepłowniczej. Pomimo to, bezpośrednim skutkiem dominacji węgla kamiennego w strukturze zużycia paliw przez gospodarstwa domowe, jest bardzo zła jakość powietrza, przejawiająca się przekroczeniami wartości dopuszczalnych PM<sub>10</sub> i benzo/a/pirenu w zdecydowanej większości stref oceny jakości powietrza wyznaczonych na terenie kraju pod kątem ochrony zdrowia<sup>60</sup>.

<sup>60</sup> Wg danych GIOŚ zawartych w raporcie *Ocena jakości powietrza w strefach w Polsce za rok 2017*, w 2017 r. w 43 z 46 stref wyznaczonych pod kątem ochrony zdrowia odnotowano przekroczenie wartości normatywnych stężeń benzo/a/pirenu, a w 34 (74% stref) – także pyłu PM<sub>10</sub>, czego efektem było przypisanie tym strefom klasy C dla tych zanieczyszczeń. Przyczyną obserwowanych przekroczeń jest przede wszystkim emisja z indywidualnych instalacji ogrzewania mieszkań i domów jednorodzinnych, związana z użytkowaniem pieców na paliwa stałe, często złej jakości, charakteryzujących się niską efektywnością energetyczną i dużą emisją zanieczyszczeń, w tym pyłu i benzo/a/pirenu. W przypadku pyłu PM<sub>10</sub> stosunkowo duży udział w powstawaniu przekroczeń ma również emisja pochodzenia komunikacyjnego, zwłaszcza w rejonach centralnych aglomeracji i większych miast.

**WYKRES 45.** STRUKTURA ZUŻYCIA NOŚNIKÓW ENERGII W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH WG. NOŚNIKÓW ENERGII W 2017 R.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Biorąc pod uwagę wyniki analiz, można wnioskować, że przeznaczenie środków UE na inwestycje w dalszy rozwój infrastruktury gazu ziemnego, mające wpływ pośredni i bezpośredni na zwiększenie poziomu zużycia gazu ziemnego w Polsce, może przyczynić się do dalszego zmniejszania dysproporcji rozwojowych między Polską a lepiej rozwiniętymi krajami UE.

#### 4.5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Wyniki analiz kontrfaktycznych wskazują, że gazyfikacja ma wpływ na zwiększenie tempa rozwoju społeczno-gospodarczego gmin w większości badanych obszarów, tj.: dynamice zmian liczby ludności, dynamice zmian liczby podmiotów prowadzących działalności gospodarczą, rozwoju zasobów mieszkaniowych oraz wzroście poziomu dochodów własnych gmin.

Z analiz wynika również, że wykorzystanie gazu ziemnego do ogrzewania mieszkań wpływa na obniżenie średniorocznego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> oraz benzo/a/pirenu w powietrzu oraz zmniejszenie liczby dni z przekroczeniem dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub> w powietrzu. Należy jednak podkreślić, że sama gazyfikacja, nawet dość intensywna, w polskich warunkach może nie być wystarczająca do rozwiązania problemu wysokiej koncentracji zanieczyszczeń w powietrzu, ze względu na złożony charakter czynników kształtujących jakość powietrza, takich jak: ukształtowanie terenu oraz warunki mikroklimatyczne, w tym przede wszystkim lokalna cyrkulacja powietrza, presja transportu oraz dostęp do ciepła sieciowego, a także sposób zaopatrzenia w ciepło pozostałych gospodarstw domowych oraz budynków użyteczności publicznej (czyli tzw. „lokalny miks energetyczny”) oraz dynamika podejmowanych lokalnie działań ukierunkowanych na ograniczenie niskiej emisji. Jednak bez dalszej gazyfikacji oraz zwiększenia znaczenia gazu w sektorze indywidualnego ogrzewania budynków mieszkalnych i budynków użyteczności publicznej, trudno sobie wyobrazić szybki postęp w zakresie poprawy jakości powietrza. Pożądane byłoby ścisłe powiązanie instrumentów dotyczących ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> oraz ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza, finansowanych ze środków publicznych (m.in. POIiŚ, RPO, Program Czyste Powietrze oraz programy, które będą stanowiły ich kontynuację), z działaniami dotyczącymi rozwoju sieci gazowej (gazyfikacja gmin, rozbudowa sieci gazowej na terenie gmin) oraz lokalnymi uwarunkowaniami

dotyczącymi możliwości zaopatrzenia w paliwo gazowe. Wskazane jest także wprowadzenie ograniczeń w zakresie instalacji kotłów na paliwo stałe oraz kotłów olejowych na obszarach zgazyfikowanych lub planowanych do gazyfikacji oraz koordynacja czasowa komplementarnych instrumentów wsparcia, a także stworzenie mechanizmu dofinansowania paliwa gazowego dla gospodarstw domowych o niskim progu dochodowym, które zdecydowały się na wymianę kotła na paliwo stałe lub kotła olejowego na kocioł gazowy.

Wyniki analiz kontrfaktycznych znajdują potwierdzenie w wynikach badań terenowych. Aż 95% przedstawicieli gmin zgazyfikowanych oraz 96% przedstawicieli gmin niezgazyfikowanych, które wzięły udział w ankiecie CAWI, **za najważniejsze korzyści wynikające z gazyfikacji uznaje poprawę jakości powietrza i ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, a także zwiększenie atrakcyjności terenów inwestycyjnych, rozwój przemysłu, poprawa warunków rozwoju i poprawa jakości życia mieszkańców.** Dla 77% przedstawicieli gmin niezgazyfikowanych brak dostępu do sieci gazowej jest czynnikiem ograniczającym rozwój społeczno-gospodarczy, w tym dla blisko 40% jest to czynnik o kluczowym znaczeniu. Wyniki ankiety wskazują na to, że główną **barierę wzrostu wykorzystania gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe stanowią czynniki ekonomiczne**, przede wszystkim brak opłacalności inwestycji w rozbudowę infrastruktury gazowej dla OSD oraz zbyt wysokie koszty inwestycji w kocioł gazowy oraz ewentualną wymaganą modernizację wewnętrznej instalacji grzewczej, a także wysokie koszty przyłączenia budynku do sieci oraz **zbyt wysoka cena gazu ziemnego w porównaniu z innymi paliwami.**

**W województwach lepiej rozwiniętych gospodarczo (o wyższym poziomie PKB per capita) występuje istotnie wyższe zagęszczenie sieci gazowej i zużycie gazu ziemnego w gospodarstwach domowych per capita, a także znacznie wyższe zużycie gazu przez kluczowe sektory – przemysł i budownictwo oraz ciepłownictwo zawodowe. Przejawem zapóźnień cywilizacyjnych Polski w porównaniu do reszty krajów UE są m.in. znacząco niższy poziom zużycia gazu ziemnego per capita (52% średniej UE w 2017 r.) oraz znacząco wyższy udział węgla kamiennego w strukturze zużycia nośników energii przez gospodarstwa domowe – blisko dwunastokrotnie wyższy niż średnia UE (Polska – 32,5%, UE – 2,8%).**

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują na to, że **rozbudowa infrastruktury gazowej, mająca wpływ pośredni i bezpośredni na zwiększenie poziomu zużycia gazu ziemnego w Polsce, może wpłynąć na poprawę jakości powietrza, niwelowanie różnic regionalnych w poziomie rozwoju gospodarczego i jakości życia, a także do zmniejszania dysproporcji rozwojowych między Polską a lepiej rozwiniętymi krajami UE.** Wyniki przeprowadzonych analiz stanowią w ocenie zespołu badawczego bardzo istotne argumenty przemawiające za zasadnością kontynuacji wsparcia dla infrastruktury gazowej w perspektywie finansowej 2021-2027.

## 5. ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ ZIEMNY W POLSCE W PERSPEKTYWIE 2027 ROKU

---

W ostatnich latach obserwuje się rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce, czego najlepszym potwierdzeniem jest **wzrost zużycia gazu o 11,6% w latach 2010–2016**. Mimo, że w tym samym czasie w UE odnotowano blisko 14% spadek zużycia gazu ziemnego, przewiduje się, że w Polsce zapotrzebowanie na paliwo będzie nadal rosło. Wg danych Eurostat, spadek zużycia gazu w przemyśle w skali całej UE wyniósł ok. 7%, ale w sektorze komunalno-bytowym już ponad 14%. W tym samym czasie w Polsce można zaobserwować wzrost zużycia gazu praktycznie we wszystkich sektorach rynku.

Kryzys gazowy w 2009 roku, który objął swym zasięgiem wiele państw Europy Środkowo-Wschodniej, miał istotny wpływ na zmianę podejścia do branży gazowniczej w Polsce. Od tego czasu projekty mające na celu wzrost bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny zaczęły mieć kluczowe znaczenie.

Najważniejsza inwestycja w infrastrukturę gazową w Polsce w ostatnim dziesięcioleciu to budowa **terminalu LNG** w Świnoujściu, która pozwoliła na realne uczestniczenie Polski w światowym rynku skroplonego gazu ziemnego. Pierwsza komercyjna dostawa LNG przy wykorzystaniu terminalu w Świnoujściu miała miejsce w czerwcu 2016 r., a w kolejnych latach LNG był odbierany z Kataru, Norwegii oraz USA.

Kolejnymi inwestycjami, które warto wymienić to wprowadzenie **rewersu najpierw wirtualnego, a następnie fizycznego w punkcie Mallnow** (Gazociąg Jamał-Europa). Przepustowość w tym punkcie osiągnęła 695 tys. m<sup>3</sup>/h, co w skali roku daje ok. 5,5 mld m<sup>3</sup>. Pozwoliło to na zwiększenie dostaw gazu ziemnego poprzez jego zakupy od zachodnich spółek. Realizację dostaw gazu z wykorzystaniem usługi rewersu wirtualnego rozpoczęto z końcem 2011 r. i, jak potwierdzają bilanse zaopatrzenia w gaz ziemny w kolejnych latach, dostawy rewersowe odgrywają istotną rolę w zbilansowaniu dostaw gazu.

Kolejną kluczową inwestycją była **budowa połączenia na granicy z Czechami w punkcie Cieszyn**, która pozwoliła na realizację dostaw gazu w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego z kierunku południowego i stanowiła jednocześnie jeden z elementów rozbudowy korytarza gazowego północ – południe, którego celem jest zwiększenie integralności i niezależności krajów Europy Środkowo-Wschodniej. Przepustowość techniczna w punkcie Cieszyn w okresie maj – wrzesień wynosi 27 tys. m<sup>3</sup>/h oraz w okresie październik – kwiecień 104 tys. m<sup>3</sup>/h<sup>61</sup>.

Opisana wyżej **dywersyfikacja kierunków dostaw gazu ma wpływ nie tylko na bezpieczeństwo energetyczne, ale również na bardziej konkurencyjną cenę paliwa gazowego, czyli w konsekwencji większą dostępność dla odbiorców końcowych**<sup>62</sup>. Jest to istotne zwłaszcza dla odbiorców przemysłowych, u których koszty gazu ziemnego odgrywają zasadniczą rolę i bezpośrednio przekładają się na konkurencyjność produktów. Dobrym przykładem może być przemysł nawozów mineralnych. Także w segmencie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z gazu ziemnego, koszty przypadające na paliwo mają dominujący udział.

---

<sup>61</sup> Zdolności przesyłowe w punktach będących połączeniem międzysystemowym są określane na podstawie ustaleń międzyoperatorskich zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/703 z dnia 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych. Zdolności przesyłowe w punkcie Cieszyn są determinowane zmiennymi zdolnościami po stronie czeskiej. W okresie letnim maj – wrzesień po stronie czeskiej zdolności gazociągów w obszarze Cieszyna są zmniejszone ze względu na zatłaczanie do podziemnego magazynu gazu.

<sup>62</sup> Niewiński i in., *Funkcjonowanie polskiego rynku gazu na tle Europy, Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy*, nr 50 (2/2017)

## 5.1. AKTUALNE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W POLSCE

### 5.1.1. ZAPOTRZEBOWANIE ROCZNE

Na obszarze Polski funkcjonują dwa główne systemy gazownicze, tj.

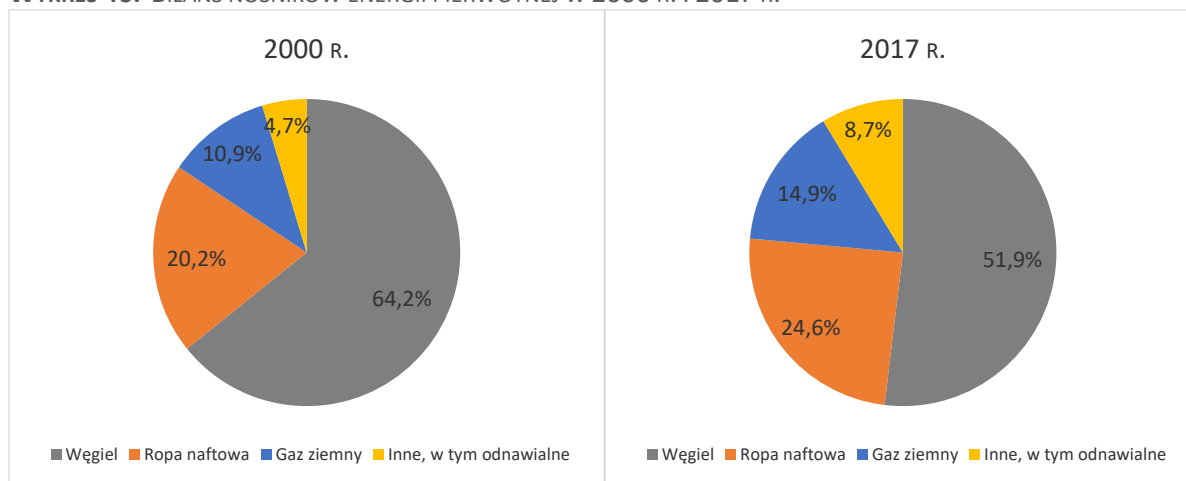
- **system gazu ziemnego wysokometanowego**, obejmujący zasięgiem cały kraj, w którym rozprowadzany jest gaz pozyskiwany ze złóż lokalnych w południowo-wschodniej części Polski, dodatkowo uzupełniany dostawami z odazotowni w Odolanowie i Grodzisku Wlkp. oraz dostawami z zagranicy (import z Rosji przez połączenia na granicy z Białorusią i Ukrainą, LNG przez terminal w Świnoujściu oraz dostawy z krajów Unii Europejskiej poprzez połączenia na granicy z Niemcami i Czechami);
- **system gazu ziemnego zaazotowanego Lw**, który w całości funkcjonuje w oparciu o krajowe zasoby gazu Niżu Polskiego, zlokalizowane w zachodniej części kraju. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swoim zasięgiem fragmenty zachodniej Polski na obszarze 3 województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. Zasilany jest gazem ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu: Kościan-Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy) oraz Roszków. Dodatkowo system jest zasilany gazem z kopalni Wielichowo, który do osiągnięcia parametrów gazu podgrupy Lw potrzebuje domieszania gazu wysokometanowego w mieszalni gazu Grodzisk Wlkp.



**W krajowej strukturze wykorzystania paliw nadal podstawowym nośnikiem energetycznym jest węgiel**, jednak zużycie innych nośników energetycznych, a w tym gazu, stale wzrasta, co wynika zarówno z możliwości jego pozyskania jak i techniczno - ekonomicznych przesłanek użytkowania gazu. **Udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych aktualnie w Polsce wynosi około 14,9 %**, w porównaniu do 2000 r. zanotował wzrost o około 4%.



**WYKRES 46.** BILANS NOŚNIKÓW ENERGII PIERWOTNEJ W 2000 R. I 2017 R.



Źródło: Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2017 r., Ministerstwo Energii, lipiec 2018 r.

Wg danych GUS, całkowite zużycie gazu w Polsce wzrosło od 2010 roku z 144 tys. GWh (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy grupy E - ok. 12,8 mld m<sup>3</sup>) do blisko 175 tys. GWh (15,5 mld m<sup>3</sup>) w 2017 roku. Z informacji podawanych przez Gaz-System wynika, że w kolejnym, 2018 r., łączne zapotrzebowanie odbiorców na gaz w systemie gazu wysokometanowego E oraz zaazotowanego Lw wyniosło około 185,2 tys. GWh (16,8 mld m<sup>3</sup>). Analiza danych publikowanych przez GUS wskazuje, że w ostatnich latach występował intensywny rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce, czego najlepszym potwierdzeniem jest **wzrost zużycia gazu o ok. 21% w latach 2010-2017**, przy czym w latach 2010–2016 wzrost ten wyniósł ok. 11,6%. Trwała tendencja wzrostowa wystąpiła w okresie 2014-2017, gdy zapotrzebowanie zwiększyło się o około 16%. **Największa dynamika wzrostu zużycia nastąpiła w latach 2016-2017 r., gdy zapotrzebowanie zwiększało się o ok. 6-7% w stosunku do roku poprzedniego.** W całym okresie 2010-2017 zapotrzebowanie na gaz w Polsce odnotowało średnioroczny wzrost na poziomie ok. 3%.

Wielkość zużycia gazu ziemnego zaazotowanego przez odbiorców korzystających z sieci przesyłowych i dystrybucyjnych wyniosła około 0,4-0,5 mld m<sup>3</sup> w 2017-2018 r. (łączne dostawy do systemu przesyłowego wyniosły około 0,75 mld m<sup>3</sup>, przy czym część gazu ok. 220-270 mln m<sup>3</sup>, była kierowana do odazotowania w celu zmiany jakości i przekierowania do systemu gazu wysokometanowego). Ponadto gaz ziemny zaazotowany dostarczany jest w dużej części gazociągami bezpośrednimi do odbiorców z pominięciem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Szacowana ilość gazu zaazotowanego dostarczanego systemem przesyłowym i gazociągami bezpośrednimi to około 2,0 mld m<sup>3</sup>. W przypadku gazu zaazotowanego grupy Lw brak jest dynamicznego rozwoju - system przesyłu i dystrybucji ma ograniczony zasięg terytorialny co powoduje, że gaz ten tylko częściowo trafia do odbiorców, natomiast pozostała jego część kierowana jest do systemu gazu wysokometanowego za pośrednictwem odazotowni w Odolanowie i Grodzisku Wielkopolskim.

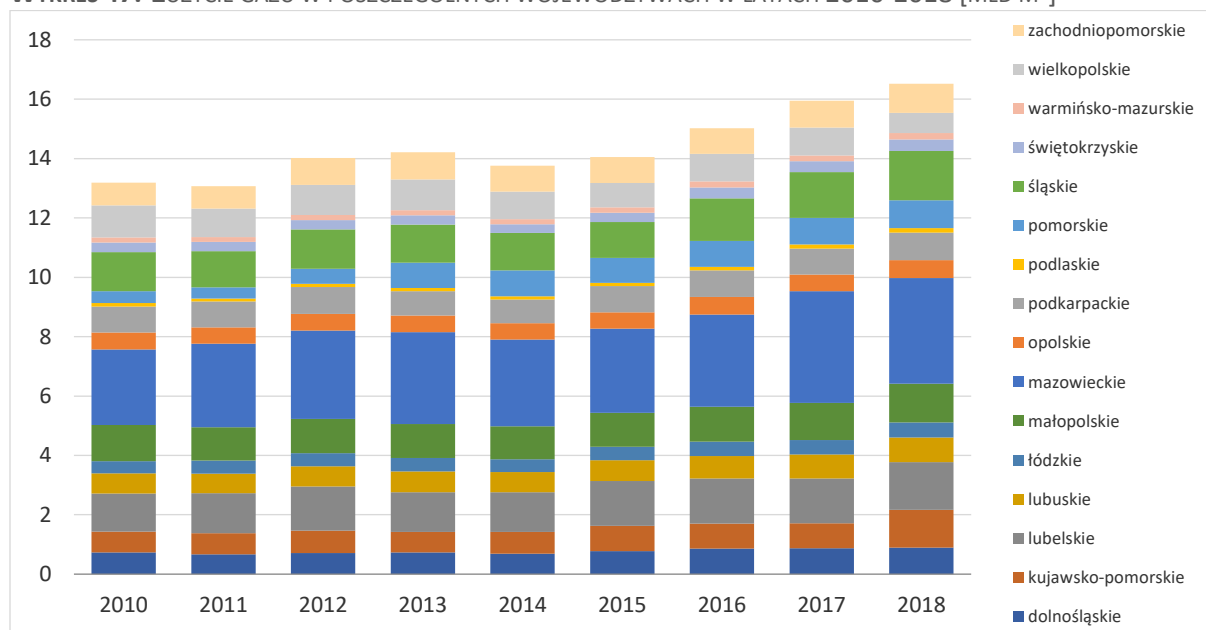
Wzrost zużycia gazu obserwowany jest przede wszystkim w zakresie gazu ziemnego wysokometanowego grupy E. Rosnące zapotrzebowanie oraz malejące wydobycie krajowe powodują, że coraz większa ilość gazu pozyskiwana jest z importu, tym samym rośnie zależność sektora gazowniczego od dostaw zewnętrznych. Obecnie udział gazu z importu wynosi ok. 86% i wzrósł w porównaniu do 2010 r. o 6%.

Dane na temat zużycia gazu w sprawozdaniach GUS przedstawiane są w kilku ujęciach, z czego istotne dla oceny zapotrzebowania są ujęcia terytorialne i sektorowe. Pierwsze pozwala na ocenę

zróźnicowania regionalnego na obszarze kraju i wskazanie obszarów o największym i najmniejszym zużyciu, wraz z możliwością oceny zmian w czasie. Ujęcie sektorowe pozwala na przeprowadzenie oceny zmian w strukturze użytkowania gazu w poszczególnych sektorach (energetyka i ciepłownictwo, przemysł i budownictwo, gospodarstwa domowe, transport i pozostali odbiorcy) oraz może stanowić bazę do dalszych rozważań o możliwych kierunkach i wielkości zmian w poszczególnych grupach.

W ujęciu regionalnym, w latach 2017-2018 najwięcej gazu (23,6%) zużywane było w woj. mazowieckim, najmniej w podlaskim (0,9%). Na zapotrzebowanie na gaz w województwie mazowieckim największy wpływ miał rynek zlokalizowany w rejonie aglomeracji warszawskiej oraz zlokalizowani na terenie województwa odbiorcy przemysłowi, w tym zakłady grupy PKN Orlen w Płocku.

**WYKRES 47.** ZUŻYCIENIE GAZU W POSZCZEGÓLNYCH WOJEWÓDZTWACH W LATACH 2010-2018 [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS oraz SWI Gaz-System S.A.

W przypadku województwa podlaskiego niski poziom zużycia gazu jest naturalną konsekwencją braku rozbudowanej sieci gazowniczej w północno-wschodniej Polsce, jak również niskim stopniem uprzemysłowienia tego regionu. Gaz sieciowy rozprowadzany jest jedynie w nielicznych rejonach, m.in. w rejonie Białegostoku poprzez gazociąg Wólka Radzywińska-Białystok oraz gazociąg z kierunku Białorusi, a także w mieście Suwałki, gdzie funkcjonuje sieć dystrybucji gazu oparta o dostawy LNG. Relatywnie duże zużycie gazu w województwach południowo-wschodniej części Polski, w tym śląskim, małopolskim, podkarpackim i lubelskim, jest związane z lokalizacją w tych województwach dużych zakładów przemysłowych, w tym zakładów azotowych, a także zakładów przemysłu hutniczego oraz obiektów energetyki zawodowej. Sieć gazownicza na obszarach tych województw jest dobrze rozwinięta, co wynika m.in. z historycznych uwarunkowań powstawania branży gazowniczej w Polsce. Najniższe zużycie gazu w tej części kraju występuje w województwie świętokrzyskim (udział w całkowitym zużyciu krajowym - ok. 2,3%).

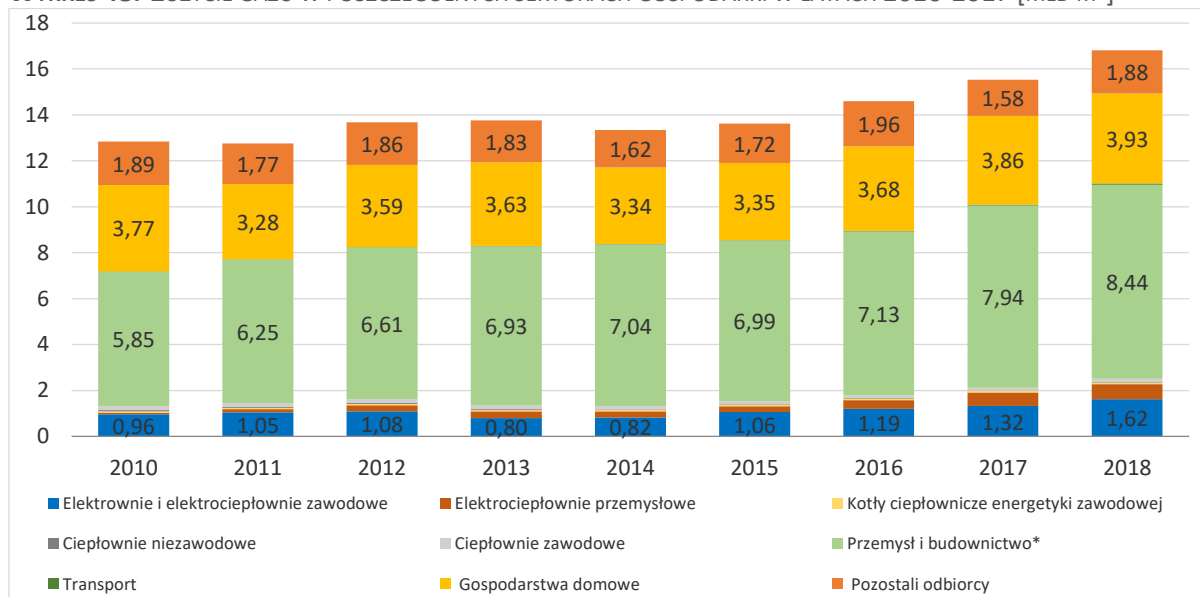
**MAPA 11. ZUŻYCIE GAZU W POSZCZEGÓLNYCH WOJEWÓDZTWACH W 2017 R.**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

**W latach 2017-2018 w strukturze zużycia gazu w Polsce największy udział, około 50%, miał sektor przemysłu i budownictwa, co wynika z zapotrzebowania na gaz generowanego przez zakłady wielkiej chemii oraz przemysł rafineryjny i petrochemiczny. Do największych odbiorców przemysłowych zaliczają się przede wszystkim Grupa Azoty, w tym Zakłady Azotowe w Puławach, Tarnowie, Kędzierzynie-Koźlu oraz Policach, a także Polski Koncern Naftowy ORLEN, w tym szczególnie zakłady chemiczne Anwil we Włocławku oraz zakład produkcyjny PKN Orlen S.A. w Płocku, w którego skład wchodzi część rafineryjna, petrochemiczna a także blok gazowo-parowy. Sektor przemysłu i budownictwa odnotowywał w miarę stałą, 4% roczny wzrost zużycia gazu w latach 2010-2017. Wielkość zużycia zwiększyła się z ok. 5,7 mld m<sup>3</sup> w 2010 r. do ok. 7,7 mld m<sup>3</sup> w 2017 r.**

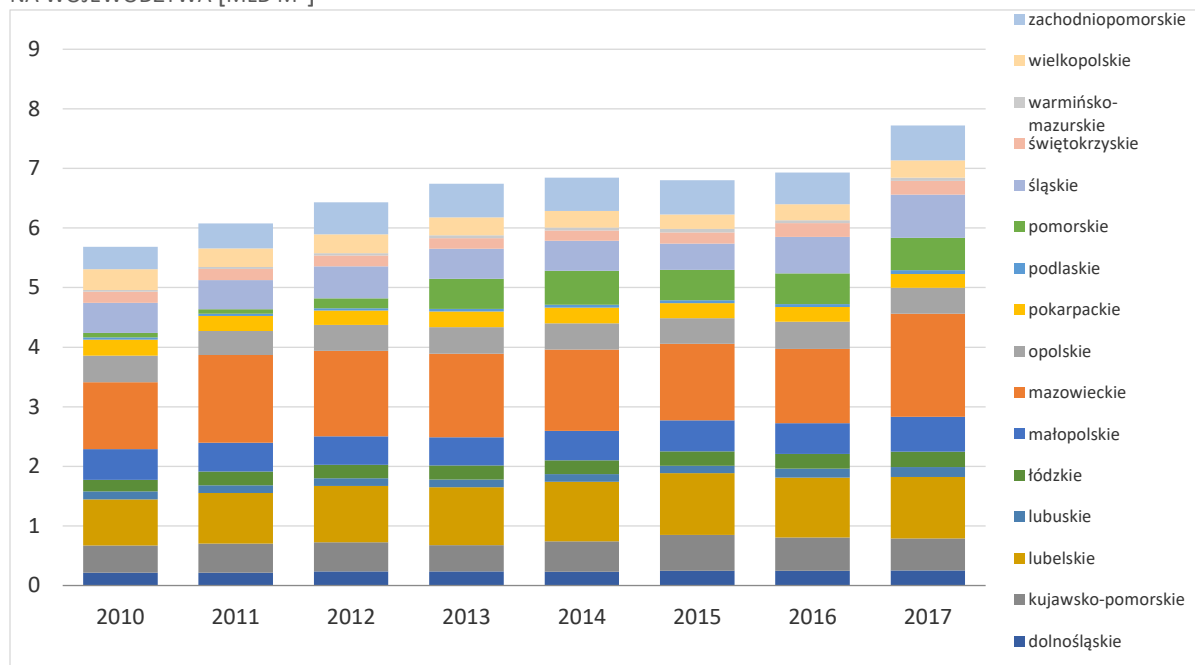
**WYKRES 48. ZUŻYCIE GAZU W POSZCZEGÓLNYCH SEKTORACH GOSPODARKI W LATACH 2010-2017 [MLD M<sup>3</sup>]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS oraz SWI Gaz-System S.A.

Największe zużycie gazu w sektorze przemysłu i budownictwa występowało w województwach mazowieckim (22%) oraz lubelskim (13%), natomiast najmniejsze w województwie podlaskim (1%) i warmińsko-mazurskim (1%).

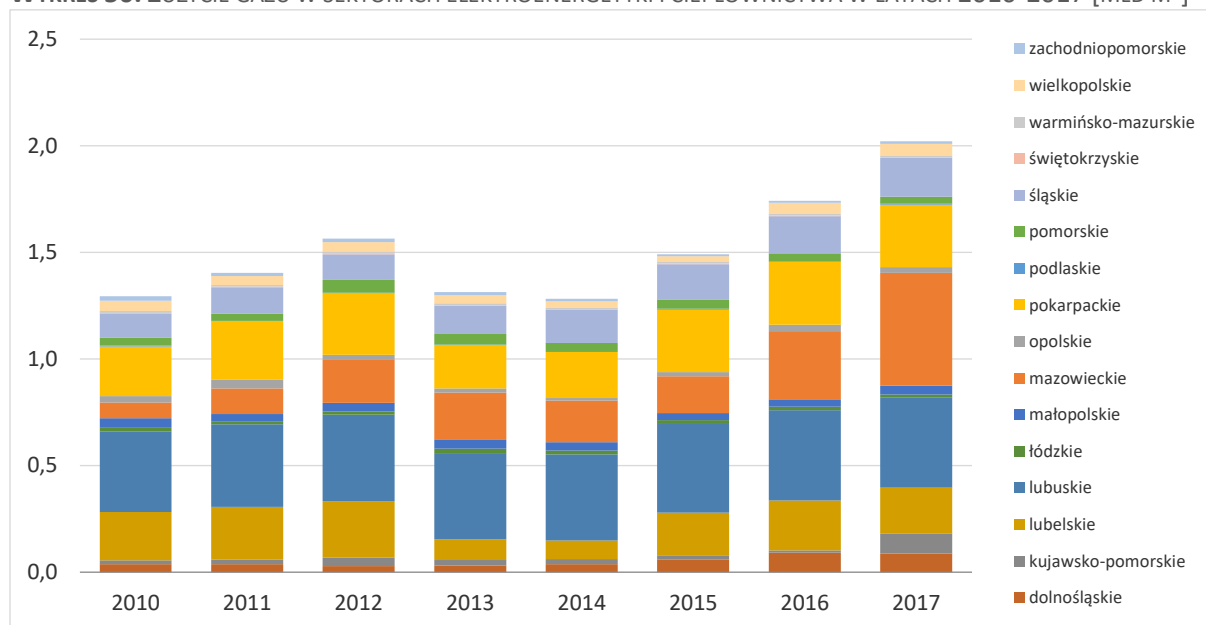
**WYKRES 49.** ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ ZIEMNY W PRZEMYSŁE I BUDOWNICTWIE W LATACH 2010–2017 W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Zużycie gazu przez odbiorców sektora energetycznego i ciepłownictwa (elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie zawodowe oraz pozostałe) kształtuje się na poziomie ok. 13% w całkowitym zużyciu gazu, a przyczyną zaobserwowanego wzrostu z 14,5 GWh (ok. 1,29 mld m<sup>3</sup>) w 2010 r. do 23,2 GWh (ok. 2,02 mld m<sup>3</sup>) w 2017 r. są nowe inwestycje w duże elektrociepłownie zasilane gazem ziemnym (EC Anwil-Włocławek, EC Płock) oraz dynamiczny rozwój w obszarze małych i średnich jednostek kogeneracyjnych. W ujęciu terytorialnym, największe zużycie gazu w sektorach energetyki i ciepłownictwa występowało w województwach mazowieckim (26%), lubuskim (21%), podkarpackim (14%) i lubelskim (11%). Zużycie gazu w tych województwach generowane było głównie przez istniejące bloki parowo gazowe (EC Płock, EC Zielona Góra, EC Gorzów, EC Rzeszów, EC Nowa Szarżyna oraz EC Lublin-Wrotków).

**WYKRES 50. ZUŻYCIENIE GAZU W SEKTORACH ELEKTROENERGETYKI I CIEPŁOWNICTWA W LATACH 2010-2017 [MLD M<sup>3</sup>]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Jak podaje PSE S.A.<sup>63</sup>, ilość energii elektrycznej wyprodukowanej z paliwa gazowego w elektrowniach zawodowych rośnie systematycznie. W 2016 r. obiekty te wyprodukowały około 5 776 GWh, w 2017 7 172 GWh, a w 2018 aż 9 590 GWh (w 2017 r. w Polsce z gazu ziemnego ok. 4,32% całkowitej jej produkcji, dla porównania, w 2011 r. z gazu wytworzono 4 355 GWh energii, co stanowiło ok. 2,7% całkowitej produkcji energii elektrycznej).

Sektor ciepłownictwa jest obszarem gospodarki wymagającym szczególnego traktowania w kontekście potrzeb modernizacyjnych i transformacji w kierunku nowoczesnej infrastruktury pozwalającej na spełnianie oczekiwań rynkowych, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa, pewności, efektywności, ekonomiki i poszanowania środowiska. Jak podaje KOBIZE, w oparciu o dane GUS, większość ciepła sieciowego w Polsce jest wytwarzana z węgla, a jego udział spadł nieznacznie w okresie ostatnich 30 lat (1990-2016) z 87,8 % do 82,4 %, udział OZE w tym czasie zwiększył się trzykrotnie z 1,5 % do 4,5 %, natomiast udział gazu nie przekracza obecnie 10%.

Zgodnie z danymi publikowanymi przez URE<sup>64</sup>, w strukturze wykorzystania paliw w sektorze ciepłownictwa koncesjonowanego<sup>65</sup> od lat dominują paliwa węglowe, w tym przede wszystkim węgiel kamienny, którego udział oscyluje około 75% całkowitego zużycia paliw do produkcji ciepła. łączna moc zainstalowana źródeł koncesjonowanych wyniosła w 2017 r. 54,9 GW, a całkowita produkcja ciepła – 395 tys. TJ. Koncesjonowani wytwórcy ciepła wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości z przewagą ilościową źródeł małych do 50 MW (231 źródeł o łącznej mocy 5GW). Udział ciepła produkowanego w kogeneracji oscyluje od lat na poziomie 61-64%, przy czym ok. 81% wolumenu energetycznego paliw zużywanych do produkcji ciepła w kogeneracji stanowią paliwa

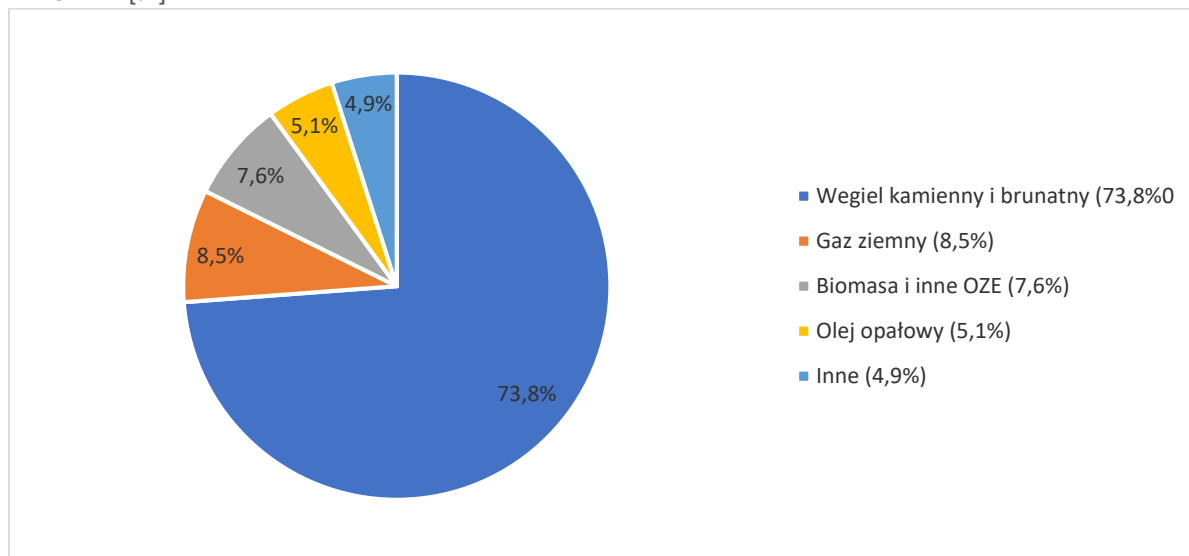
<sup>63</sup> [https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018#r6\\_2](https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018#r6_2)

<sup>64</sup> Energetyka ciepła w liczbach – 2017, URE, Warszawa, sierpień 2018 r.

<sup>65</sup> Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, ze zm.), uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła, z wyłączeniem wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW. Zgodnie z art. 32 ust. 4 ww. ustawy, uzyskania koncesji nie wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

**węglowe**, a udział podmiotów produkujących ciepło w kogeneracji w całkowitej liczbie przedsiębiorstw koncesjonowanych, biorących udział w badaniu URE, wynosił ok. 30%.

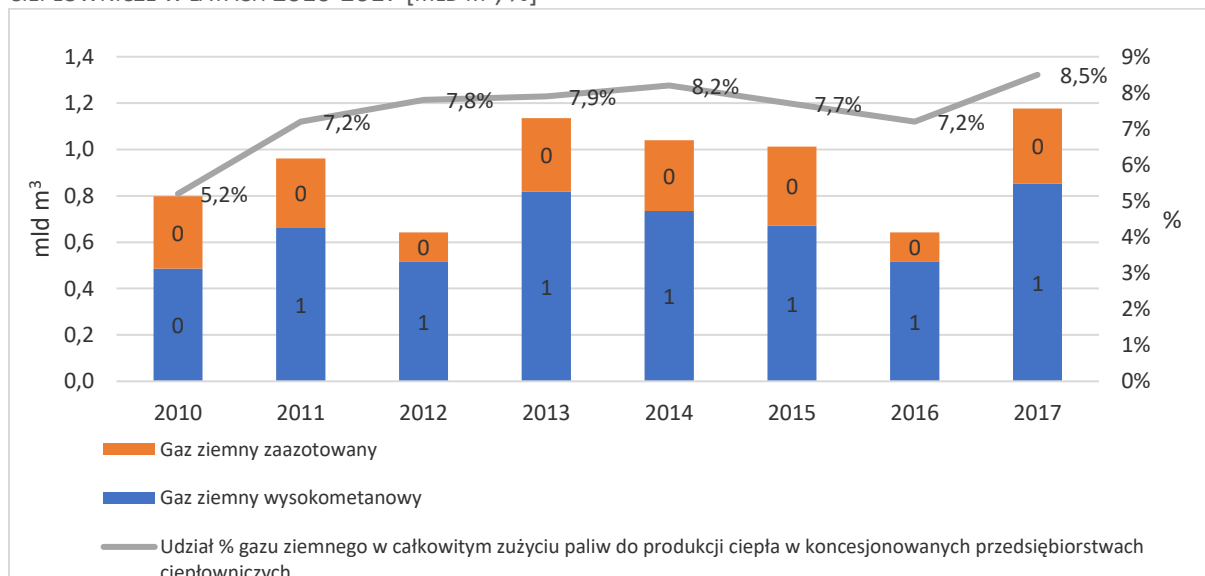
**WYKRES 51.** ZUŻYCIEM PALIW DO PRODUKCJI CIEPŁA W KONCESJONOWANYCH PRZEDSIĘBIORSTWACH CIEPŁOWNICZYCH W 2017 R. [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Wieloletnie badania prowadzone przez URE wskazują na to, że **dywersyfikacja paliw zużywanych do produkcji ciepła postępuje bardzo powoli**. Udział gazu ziemnego w strukturze wykorzystania paliw sukcesywnie rośnie, jednak jak dotąd dynamika tego wzrostu nie jest duża. **W 2017 r. udział gazu ziemnego w całkowitym zużyciu paliw do produkcji ciepła w przedsiębiorstwach koncesjonowanych wynosił 8,5%.**

**WYKRES 52.** WOLUMEN I UDZIAŁ PALIW GAZOWYCH W PRODUKCJI CIEPŁA PRZEZ KONCESJONOWANE PRZEDSIĘBIORSTWA CIEPŁOWNICZE W LATACH 2010-2017 [MLD M<sup>3</sup>, %]

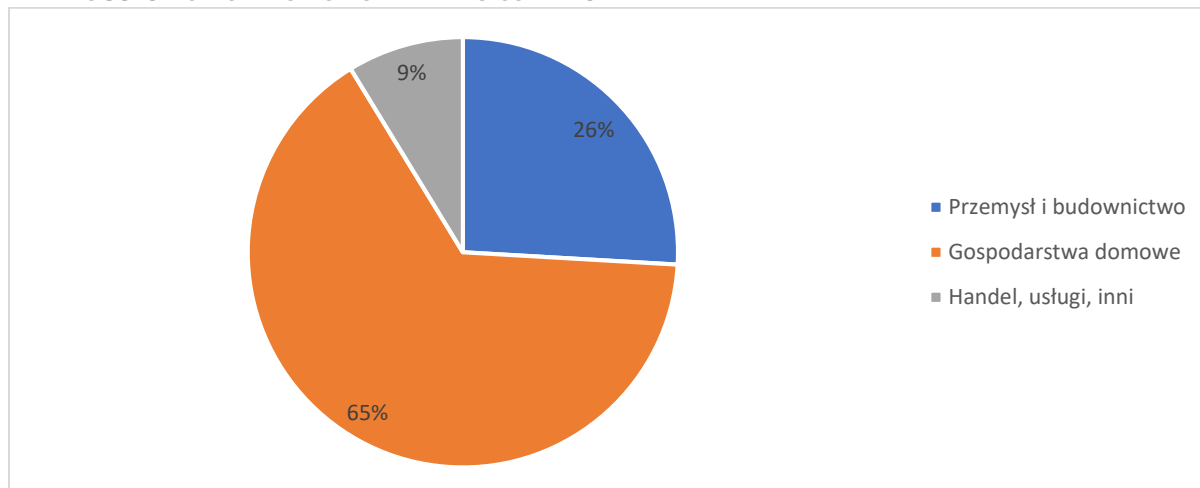


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Zgodnie z danymi podawanymi przez URE, ilość energii gazu wykorzystanej na produkcję ciepła przez podmioty koncesjonowane w 2017 r. wyniosła około 39 TJ, co stanowiło około 46% całkowitej ilości gazu zużytego w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa. Należy podkreślić, że ciepło wytworzone przez podmioty koncesjonowane stanowiło jedynie część (ok. 40%) całkowitej ilości energii zużytej w

postaci ciepła w Polsce. Pełniejsze dane odnośnie sytuacji w ciepłownictwie znaleźć można w raporcie Forum Energii *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa* z kwietnia 2019 r. oraz danych GUS. Zgodnie z informacjami przedstawionymi w ww. raporcie (opartymi na danych GUS), całkowita ilość ciepła wyprodukowanego w Polsce w 2016 r. wyniosła 983 PJ, z czego 236 PJ (ok. 25%) rozprowadzane było w systemach ciepłowniczych, a 747 PJ (ok. 75%) wytwarzane było jako ciepło niesystemowe. W strukturze zapotrzebowania na ciepło największy udział (ok. 65-67%) miały gospodarstwa domowe, przemysł i budownictwo (ok. 25%) i pozostali odbiorcy z sektora handlu i usług (ok. 9%).

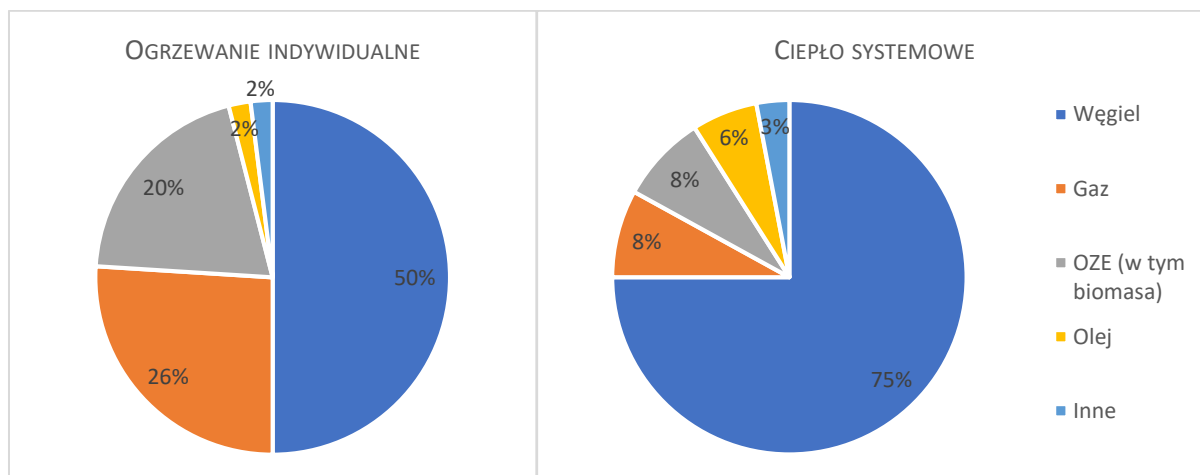
**WYKRES 53.** STRUKTURA ZUŻYCIA CIEPŁA W POLSCE W 2017 R.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

W 2016 r. łączna moc cieplna wszystkich źródeł pracujących na potrzeby ogrzewania budynków wynosiła 193 GW, w tym ok. 139 GW w budynkach ogrzewanych indywidualnie oraz 54 GW w ciepłowniach systemowych. W strukturze paliwowej dominował węgiel, którego zużycie dla potrzeb wytwarzania ciepła do ogrzewania wynosiło około 24 mln ton, po 12 mln ton w systemach ciepłowniczych i budynkach ogrzewanych indywidualnie. Udział węgla w produkcji ciepła ogółem kształtował się na poziomie około 56,5%, gazu około 21,5%, biomasy i innych OZE ok. 17%, paliw olejowych około 3% i pozostałych ok. 2%. W strukturze zużycia energii gaz stanowił około 26% dla budynków indywidualnych, a łączne szacowane zużycie dla celów wytwarzania ciepła wynosi około 143,3 PJ, a więc około 3,5 mld m<sup>3</sup> (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). W zakresie budynków ogrzewanych przy wykorzystaniu ciepła systemowego, gaz stanowił ok. 8% całkowitej ilości zużytej energii, co oznacza, że łączne zużycie tego paliwa w tym sektorze wynosiło około 18,9 PJ, a więc ok. 0,5 mld m<sup>3</sup> (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

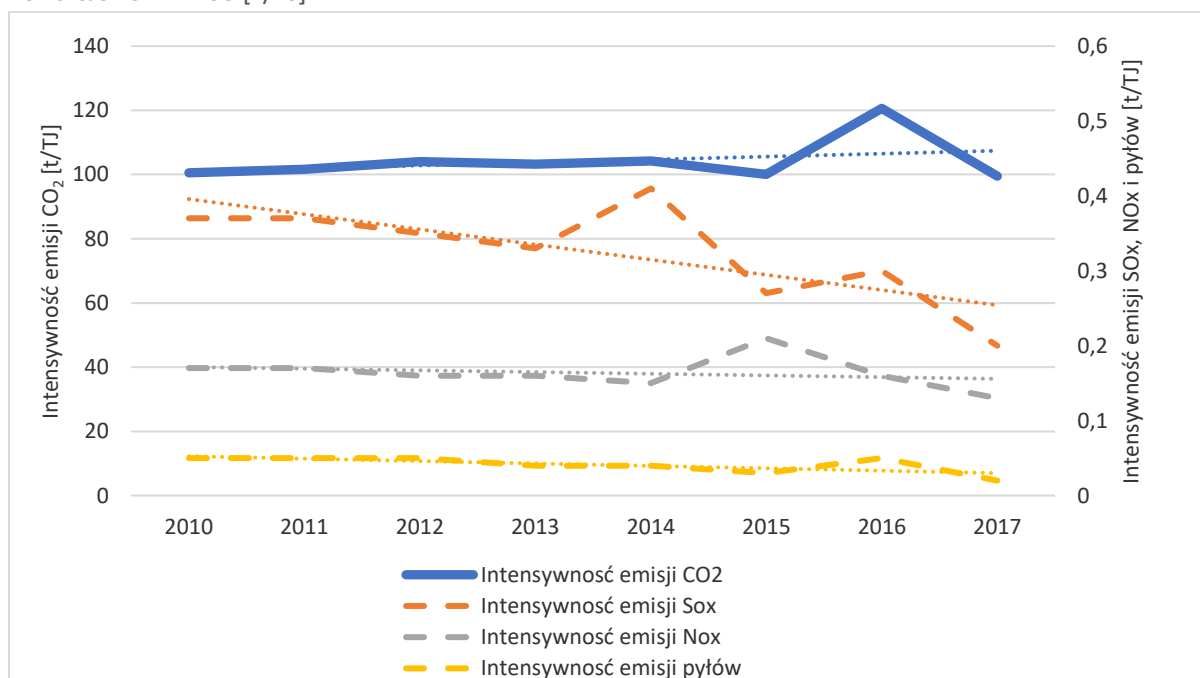
**WYKRES 54.** STRUKTURA ZUŻYCIA ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH INDYWIDUALNIE I CIEPŁEM SYSTEMOWYM W 2016 R.



Źródło: Czyste ciepło 2030, Strategia dla ciepłownictwa. Forum Energii, 2019 r.

**Obecna struktura wykorzystania paliw w ciepłownictwie determinuje wysoki poziom jego emisyjności.** Choć wg danych publikowanych przez URE, w segmencie ciepłownictwa koncesjonowanego w latach 2010-2017 intensywność emisji SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów obniżyła się, to poziom emisyjności CO<sub>2</sub> od lat oscyluje na ok. 100 ton CO<sub>2</sub>/TJ, co jest związane z dominacją węgla w strukturze paliwowej.

**WYKRES 55.** INTENSYWNOŚĆ EMISJI CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> I PYŁÓW W LATACH 2010-2017 W SEKTORZE CIEPŁOWNICTWA KONCESJONOWANEGO [T/TJ]



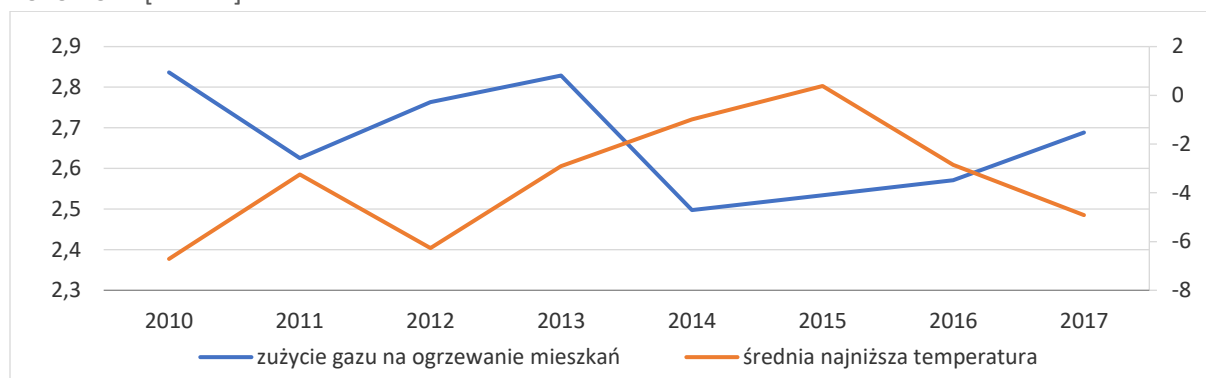
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

**W sektorze komunalnym zapotrzebowanie na gaz waha się w poszczególnych latach, ale praktycznie mieści się w przedziale 20 - 25% krajowego zużycia gazu.** Gaz zużywany jest w decydującej części do ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej, mniejsze ilości zużywane są dla celów przygotowania posiłków. Na zmienność zapotrzebowania na gaz w tym segmencie wpływają głównie wysokość średnich temperatur dobowych oraz długość okresu grzewczego w danym roku.



Ponadto poziom zużycia kształtują przyrosty nowych odbiorców gazu z jednej strony i poprawiające się izolacyjność budynków i sprawność urządzeń grzewczych z drugiej strony. W latach 2010-2014 odnotowywany był spadek zużycia gazu w gospodarstwach domowych, po czym w latach 2015-2017 wystąpiła tendencja odwrotna, zaobserwowany był wzrost zużycia gazu, średniorocznie na poziomie ok. 5%. W latach 2010-2017 zużycie gazu w tym sektorze wzrosło z ok. 3,66 mld m<sup>3</sup> do 3,75 mld m<sup>3</sup>, przy mniej więcej stabilnym udziale tego sektora w strukturze całkowitego zapotrzebowania na gaz.

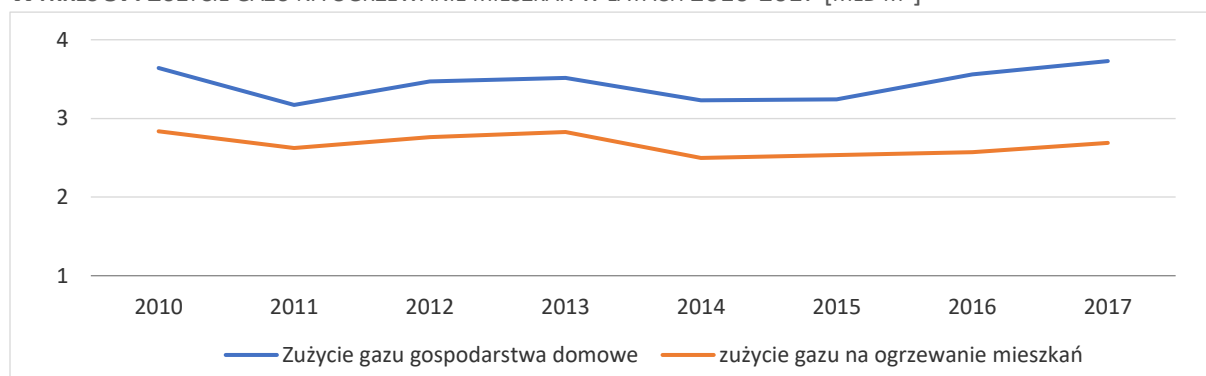
**WYKRES 56.** ZUŻYCIE GAZU W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH ORAZ ŚREDNIA NAJNIŻSZA TEMPERATURA W LATACH 2010-2017 [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS oraz IMGW

Na wykresie poniżej przedstawiono całkowite zużycie gazu w gospodarstwach domowych w analizowanym okresie oraz zużycie gazu na ogrzewanie. Jak można zauważyć, w tym segmencie rynku, gaz ziemny wykorzystywany jest przede wszystkim do ogrzewania pomieszczeń, co jest zgodne z tendencjami występującymi w gospodarstwach domowych w innych krajach europejskich. Udział zużycia gazu na ogrzewanie pomieszczeń w całkowitym zużyciu gazu przez gospodarstwa domowe w okresie 2010-2017 wynosił średnio ok. 77%.

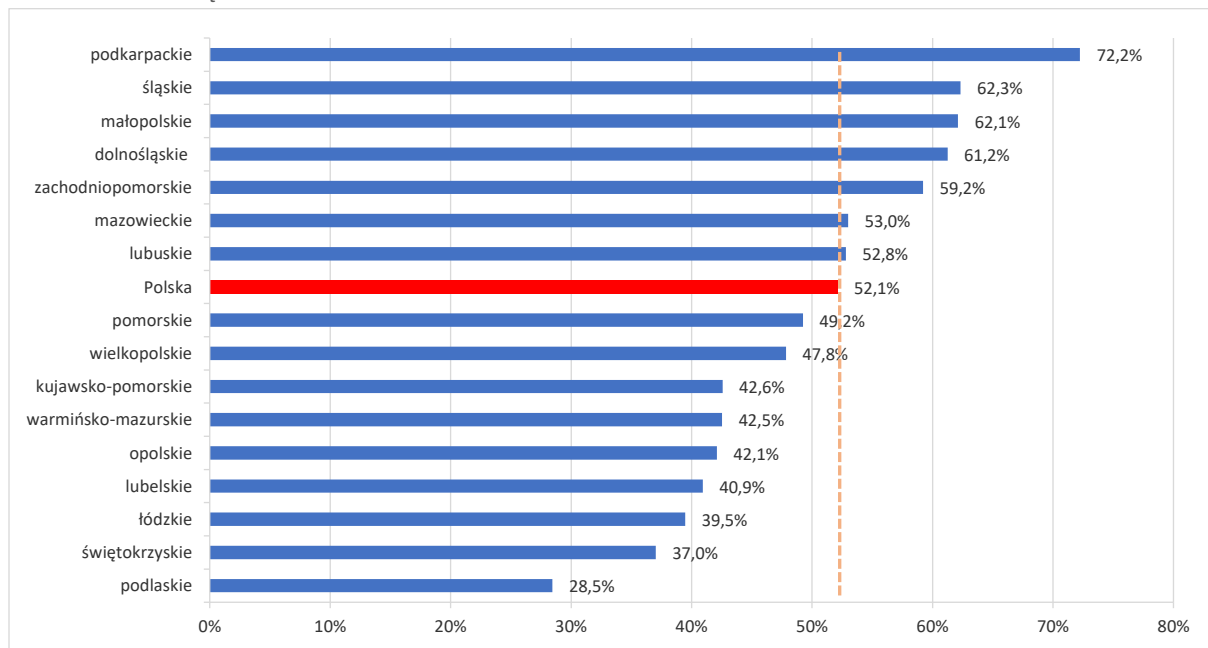
**WYKRES 57.** ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ W LATACH 2010-2017 [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Należy podkreślić, że dostęp ludności do sieci gazowej w poszczególnych regionach Polski jest zróżnicowany. Udział korzystających z instalacji gazowej w ogólnej liczbie ludności w poszczególnych województwach przedstawiono na wykresie poniżej.

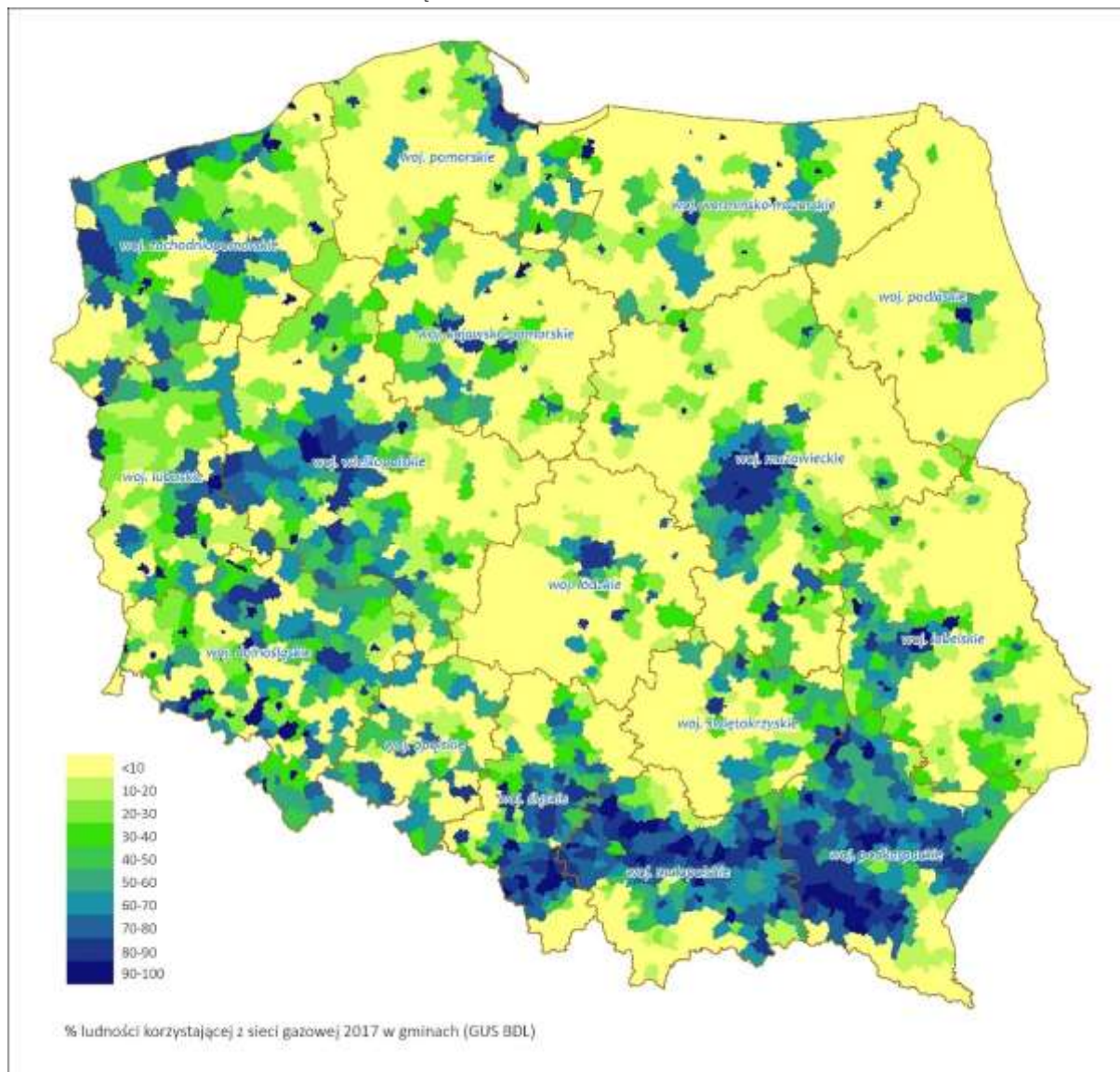
**WYKRES 58. DOSTĘP LUDNOŚCI DO SIECI GAZOWEJ W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Dostępność sieci gazowej na najwyższym poziomie tradycyjnie kształtuje się w województwach, w których wykorzystanie gazu historycznie rozpoczęło się najwcześniej, tj. podkarpackim (72,2%), śląskim (62,3%), małopolskim (62,1%) i dolnośląskim (61,2%). Najniższy udział ludności posiadającej dostęp do sieci gazowej występuje w województwach podlaskim (28,5%), świętokrzyskim (37,0%), łódzkim (39,5%).

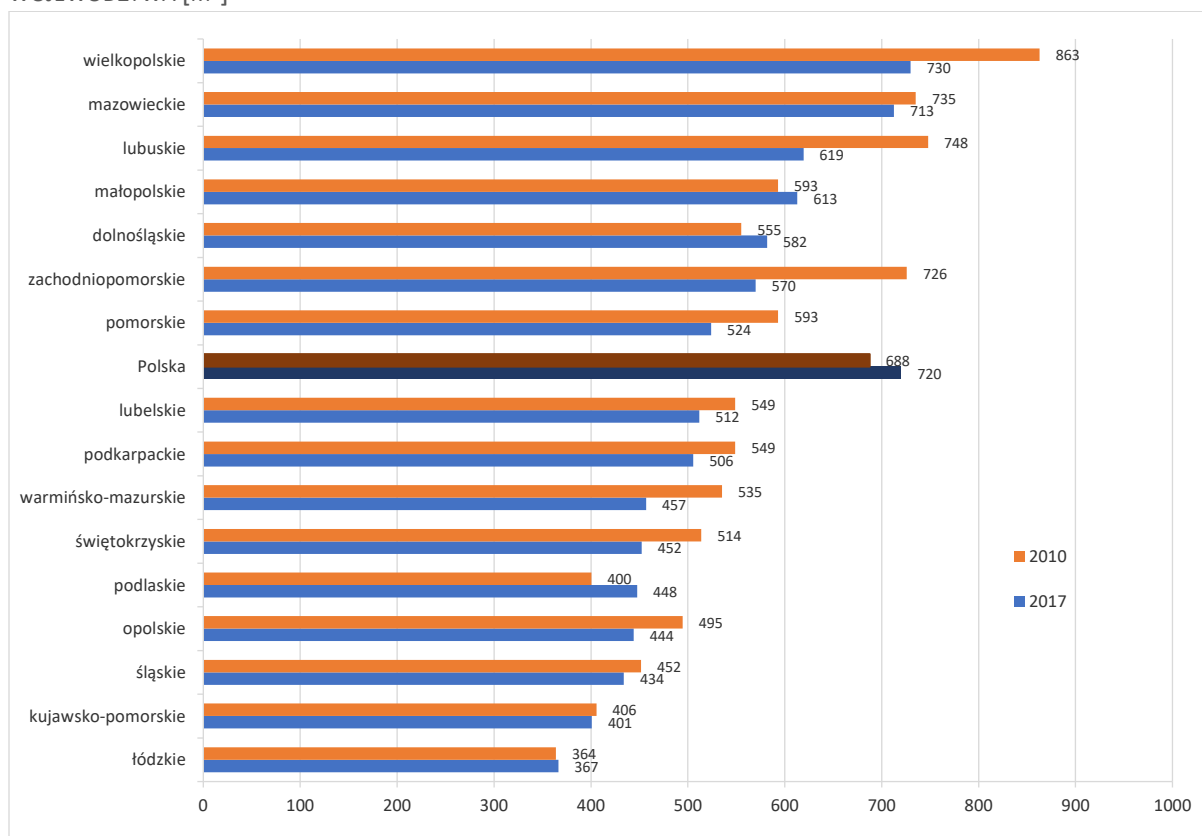
**MAPA 12. UDZIAŁ % LUDNOŚCI KORZYSTAJĄCEJ Z SIECI GAZOWEJ W GMINACH W 2017 R.**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Na wykresie poniżej przedstawiono zużycie gazu przypadające na gospodarstwo domowe w 2010 i 2017 r. w podziale na poszczególne województwa. Największe zużycie odnotowuje się w województwie wielkopolskim (730 m<sup>3</sup>) oraz mazowieckim (713 m<sup>3</sup>), lubuskim (619 m<sup>3</sup>) i małopolskim (613 m<sup>3</sup>). Najmniejsze zużycie gazu rejestrowane jest w województwie łódzkim (367 m<sup>3</sup>), kujawsko-pomorskim (401 m<sup>3</sup>), śląskim (434 m<sup>3</sup>) oraz opolskim (444 m<sup>3</sup>). W 12 województwach w latach 2010-2017 obserwowany był spadek zużycia gazu przypadający na gospodarstwo domowe, w pozostałych czterech (podlaskie, dolnośląskie, małopolskie i łódzkie), odnotowano nieznaczny wzrost. Największe zmiany miały miejsce w województwach zachodniopomorskim (spadek o 27%), lubuskim (spadek o 21%) i wielkopolskim (spadek o 18%). Ogółem w kraju zużycie przypadające na gospodarstwo domowe wzrosło średnio o około 4,5%.

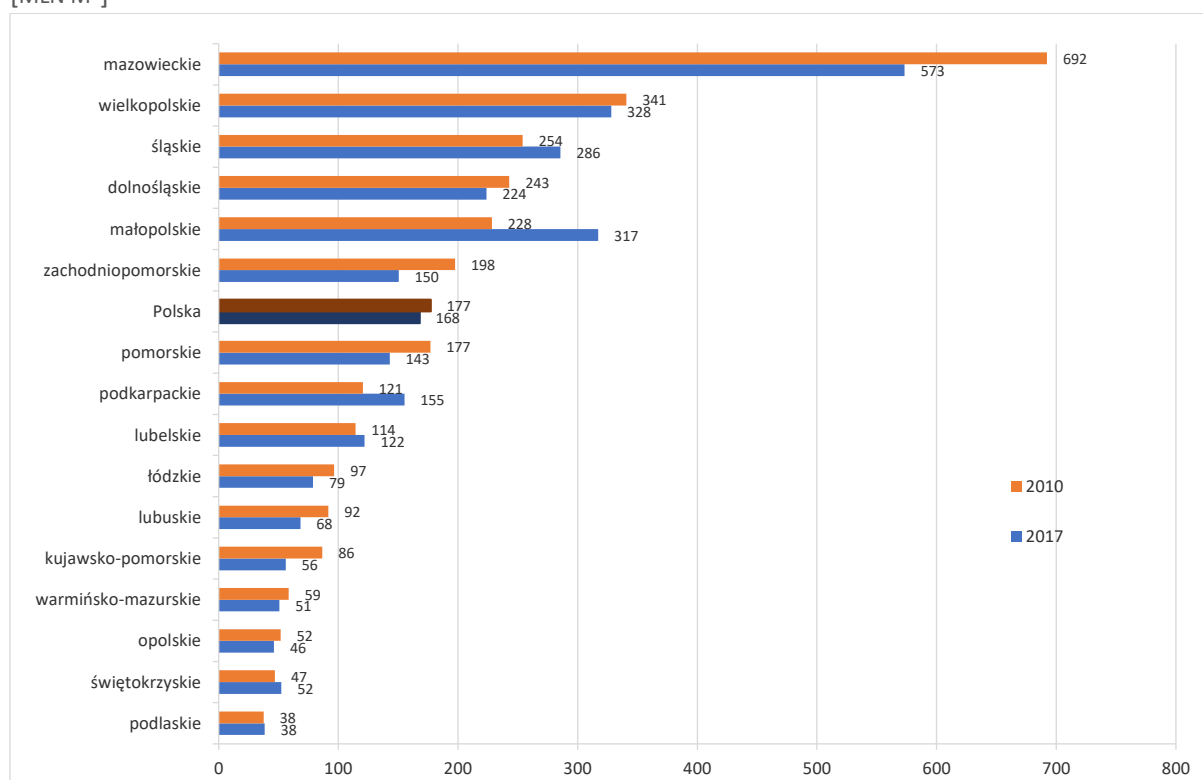
**WYKRES 59. ZUŻYCIE GAZU NA ODBIORCĘ (GOSPODARSTWO DOMOWE) W 2010 I 2017 R. W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA [M<sup>3</sup>]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

W większości województw obserwuje się spadek zużycia gazu na ogrzewanie pomieszczeń w skali województwa. Wśród województw, które w 2017 r. zużywały największą ilość gazu na ogrzewanie pomieszczeń, można wymienić województwo mazowieckie (573 mln m<sup>3</sup>), wielkopolskie (328 mln m<sup>3</sup>) oraz małopolskie (317 mln m<sup>3</sup>). Najmniejsze zużycie gazu na ogrzewanie pomieszczeń miało miejsce w województwach podlaskim (38 mln m<sup>3</sup>), świętokrzyskim (47 mln m<sup>3</sup>), opolskim (52 mln m<sup>3</sup>).

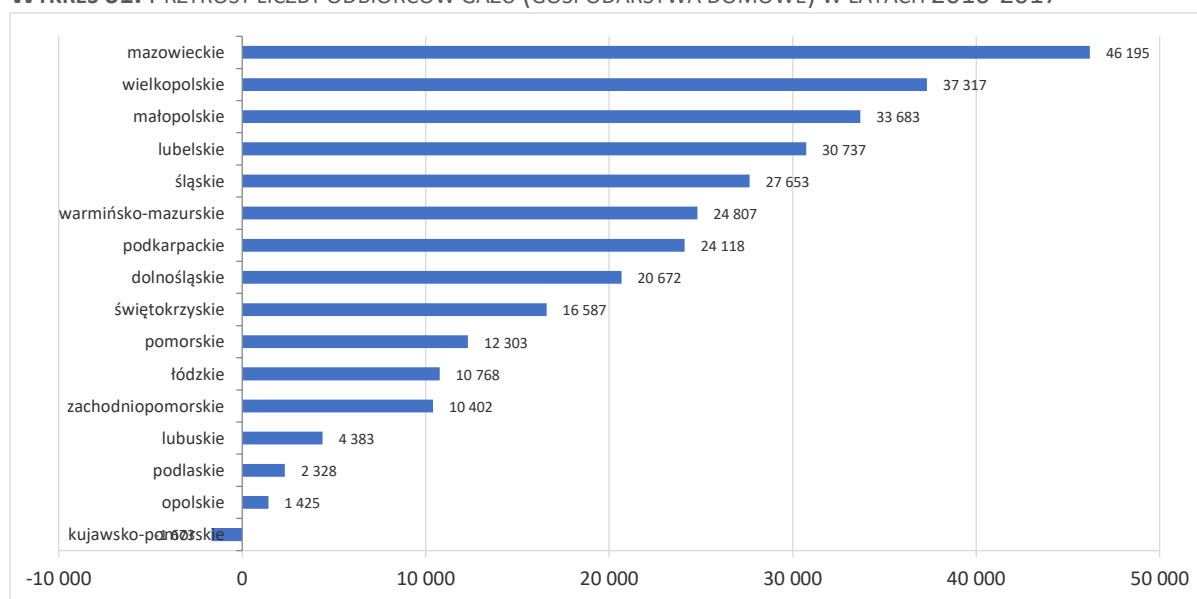
**WYKRES 60. ŻUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE POMIESZCZEŃ W 2010 I 2017 R. W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA [MLN M<sup>3</sup>]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Największy wzrost liczby odbiorców gazu w latach 2010–2017 zanotowano w województwach: mazowieckim (46,2 tys. szt.), wielkopolskim (37,3 tys. szt.) oraz małopolskim (33,7 tys. szt.). Najmniejsze przyrosty zauważa się w województwach: opolskim (1,4 tys. szt.) i podlaskim (2,3 tys. szt.), a w województwie kujawsko-pomorskim – wręcz spadek liczby odbiorców.

**WYKRES 61. PRZYROST LICZBY ODBIORCÓW GAZU (GOSPODARSTWA DOMOWE) W LATACH 2010-2017**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

W 2017 r. łącznie z gazu korzystało ponad 7,5 mln odbiorców, z czego ok. 5,5 mln (ok. 73%) zlokalizowanych było na obszarach gmin miejskich, ok. 0,75 mln (10%) na obszarach gmin wiejskich, a

pozostałe 1,24 mln (17%) na obszarach miejsko-wiejskich. Największy odsetek odbiorców na wsi występuje w województwach: podkarpackim (31%), małopolskim (22%) i lubelskim (15%). Największy odsetek odbiorców w miastach występuje w województwach: łódzkim (92%), podlaskim (92%) i śląskim (88%).

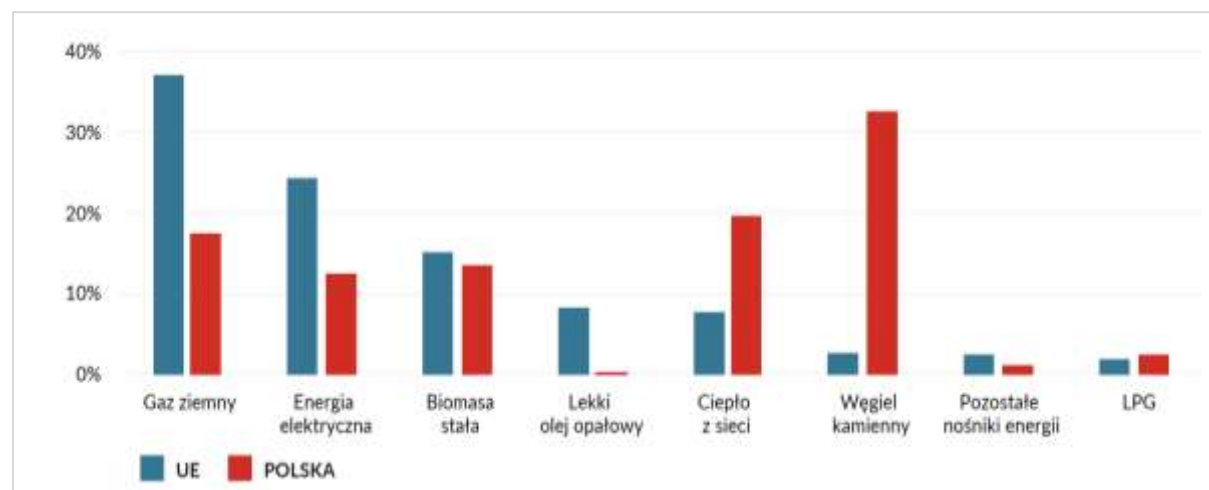
**TABELA 19.** LICZBA ODBIORCÓW GAZU W MIASTACH I GMINACH

WOJEWÓDZTWO	OGÓŁEM	GMINY MIEJSKIE	GMINY WIEJSKIE	GMINY MIEJSKO-WIEJSKIE
<b>Polska</b>	<b>7 503 097</b>	<b>5 509 288</b>	<b>754 107</b>	<b>1 239 702</b>
dolnośląskie	686 725	538 429	36 918	111 378
kujawsko-pomorskie	341 403	279 395	8 254	53 754
lubelskie	325 463	244 754	49 237	31 472
lubuskie	195 800	128 926	8 606	58 268
łódzkie	427 432	393 707	12 668	21 057
małopolskie	727 463	357 681	162 851	206 931
mazowieckie	1 204 444	962 576	88 303	153 565
opolskie	156 533	71 700	3 952	80 881
podkarpackie	479 253	231 392	150 706	97 155
podlaskie	118 818	109 050	4 576	5 192
pomorskie	415 607	365 678	21 115	28 814
śląskie	1 076 516	943 039	82 817	50 660
świętokrzyskie	177 797	127 569	18 650	31 578
warmińsko-mazurskie	196 675	156 042	8 359	32 274
wielkopolskie	592 132	337 174	70 655	184 303
zachodniopomorskie	381 036	262 176	26 440	92 420

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Struktura zużycia nośników energii w gospodarstwach domowych w Polsce i w UE istotnie się różni. W Polsce duży udział ma węgiel, podczas gdy w UE – gaz. Zużycie biomasy jest na podobnym poziomie. Polska ma wyższy udział ciepła pochodzącego z sieci.

**WYKRES 62.** STRUKTURA ZUŻYCIA ENERGII W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH W UE I POLSCE W 2016 R.



Źródło: Czyste ciepło 2030, Strategia dla ciepłownictwa. Forum Energii, 2019 r.

**Ciepłownictwo, w tym indywidualne, jest źródłem emisji związków siarki, azotu, benzo/a/pirenu i pyłów, a także dwutlenku węgla.** Główną przyczyną złej jakości powietrza w Polsce jest niska emisja pochodząca przede wszystkim z indywidualnych źródeł wytwarzania ciepła w ponad 5 milionach budynków, w mniejszym stopniu także emisje z sektora transportu. Zanieczyszczenia są wprowadzane do atmosfery z niskich kominów w obszarach z zabudową mieszkaniową. Około 3,5 mln z tych budynków zaopatrywanych jest w ciepło z niskosprawnych źródeł opalanych węglem. Stare, energetycznie nieefektywne kotły i piece opalane słabym paliwem stanowią główną przyczynę powstawania smogu. W 2017 r. w gospodarstwach domowych zużyto ok. 12,5 mln ton węgla, w okresie od 2010 r. odnotowany był spadek zużycia tego paliwa o około 810 tys. ton. Biorąc pod uwagę strukturę terytorialną, w sektorze gospodarstw domowych najwięcej węgla w 2017 r. używane było w województwie mazowieckim (14%) i śląskim (13%). W tych dwóch województwach dla celów grzewczych zużyto około 3,3 mln ton węgla, co stanowiło około 26% całkowitego zużycia węgla w tym sektorze. Województwa łódzkie, małopolskie i wielkopolskie zużywały ponad 1 mln ton węgla w 2017 r. (łącznie ok. 3,2 mln ton), a ich udział w całkowitym zużyciu tego paliwa wyniósł ok. 26%. Pozostałe 11 województw zużyło łącznie 6 mln ton węgla (48%). Najmniejsze ilości węgla (poniżej 5%) używane były w województwach lubuskim (2%), podlaskim, warmińsko-mazurskim i zachodniopomorskim (po ok. 3%).

**TABELA 20.** ZUŻYCIE WĘGLA W SEKTORZE GOSPODARSTW DOMOWYCH W LATACH 2013-2017 [TYS. TON]

WOJEWÓDZTWO	2013	2014	2015	2016	2017
dolnośląskie	1 024	949	930	994	983
kujawsko-pomorskie	795	729	711	758	750
lubelskie	930	853	830	880	866
lubuskie	273	251	243	253	249
łódzkie	1 098	1 001	975	1 028	1 013
małopolskie	1 126	1 041	1 023	1 083	1 072
mazowieckie	1 805	1 676	1 640	1 742	1 725
opolskie	404	368	358	379	370
podkarpackie	734	673	659	691	678
podlaskie	411	380	368	397	387
pomorskie	553	513	502	538	534
śląskie	1 721	1 566	1 530	1 612	1 581
świętokrzyskie	489	448	435	458	448
warmińsko-mazurskie	415	382	371	405	390
wielkopolskie	1 199	1 108	1 084	1 160	1 153
zachodniopomorskie	393	362	351	372	361
<b>Ogółem kraj</b>	<b>13 370</b>	<b>12 300</b>	<b>12 010</b>	<b>12 750</b>	<b>12 560</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

**TABELA 21.** ZUŻYCIE WĘGLA W SEKTORZE GOSPODARSTW DOMOWYCH W LATACH 2013-2017 [%]

WOJEWÓDZTWO	2013	2014	2015	2016	2017
dolnośląskie	8%	8%	8%	8%	8%
kujawsko-pomorskie	6%	6%	6%	6%	6%
lubelskie	7%	7%	7%	7%	7%
lubuskie	2%	2%	2%	2%	2%
łódzkie	8%	8%	8%	8%	8%
małopolskie	8%	8%	9%	8%	9%

WOJEWÓDZTWO	2013	2014	2015	2016	2017
mazowieckie	14%	14%	14%	14%	14%
opolskie	3%	3%	3%	3%	3%
podkarpackie	5%	5%	5%	5%	5%
podlaskie	3%	3%	3%	3%	3%
pomorskie	4%	4%	4%	4%	4%
śląskie	13%	13%	13%	13%	13%
świętokrzyskie	4%	4%	4%	4%	4%
warmińsko-mazurskie	3%	3%	3%	3%	3%
wielkopolskie	9%	9%	9%	9%	9%
zachodniopomorskie	3%	3%	3%	3%	3%
<b>Ogółem kraj</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

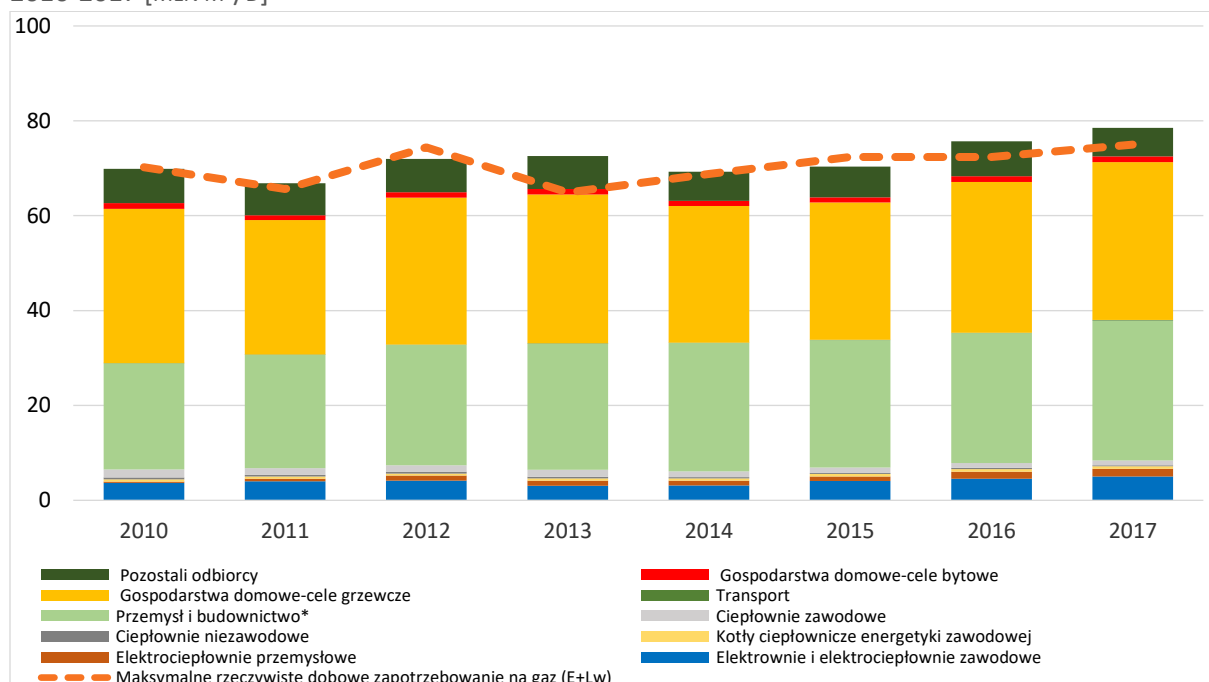
Obecna struktura paliwowa w sektorze ogrzewania budynków, w powiązaniu z wyeksploatowanymi technologicznie elementami infrastruktury, jest zasadniczą przyczyną złej jakości powietrza w Polsce, która powoduje ponad 40 tys. przedwczesnych zgonów rocznie. Świadomość tego problemu w ostatnich latach gwałtownie wzrosła. Wyzwaniem staje się więc nie tylko redukcja CO<sub>2</sub>, ale przede wszystkim ograniczenie emisji pyłów oraz rakotwórczego benzo/a/pirenu. Szacuje się, że wymiany wymaga ponad 3,5 mln nieefektywnych energetycznie i zanieczyszczających powietrze indywidualnych kotłów oraz pieców węglowych. Jak podaje Forum Energii, z szacunków Ministerstwa Przemysłu, Przedsiębiorczości i Technologii (2018) wynika, że w roku 2016 w Polsce **roczne koszty zdrowotne wynikające ze smogu i złej jakości powietrza wynosiły 30 mld euro, czyli ponad 120 mld zł.** W związku z tym poprawa jakości powietrza stała się jednym z najbardziej aktualnych i najważniejszych wyzwań dla obecnego pokolenia.

#### 5.1.2.ZAPOTRZEBOWANIE DOBOWE

Szczytowe zapotrzebowanie na gaz w systemie zanotowało wzrost z poziomu około 70 mln m<sup>3</sup>/d w 2010 r. do około 75 mln m<sup>3</sup>/d w 2017 r., natomiast w 2018 r. było jeszcze większe i wyniosło **82,5 mln m<sup>3</sup>/d łącznie w systemie gazu Lw i E.**



**WYKRES 63.** SZCZYTOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W UJĘCIU SEKTOROWYM W LATACH 2010-2017 [MLN M<sup>3</sup>/D]



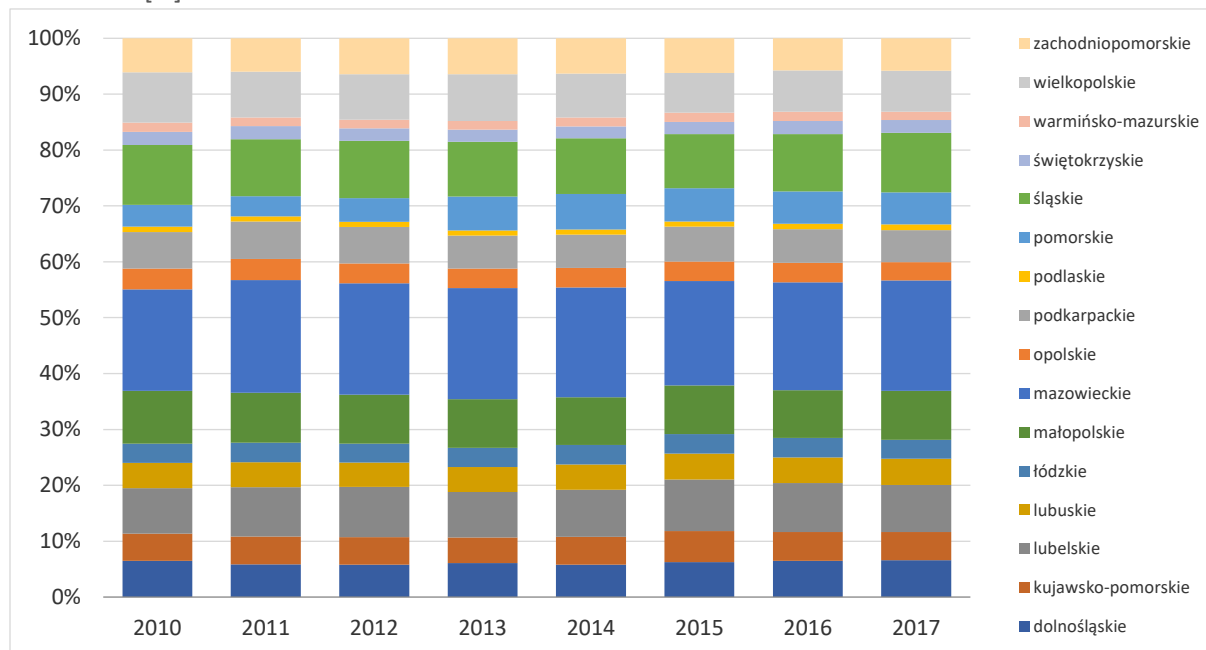
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ME (Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za lata 2010-2017 Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Energii), GUS

Szczytowe zapotrzebowanie na gaz odbiorców w sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego (największe z dotychczasowych) wystąpiło w dniu 28.02.2018 i wyniosło 906 GWh (około 80,4 mln m<sup>3</sup>/d). Zapotrzebowanie odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej wyniosło ok. 150 GWh, a dystrybucyjnych 756 GWh. Zapotrzebowanie minimalne wystąpiło w dniu 16.07.2018 r. i wyniosło 327 GWh, w tym odbiorcy końcowi w sieci przesyłowej zużyli ok. 103 GWh, a odbiorcy w sieci dystrybucyjnej ok. 224 GWh. W systemie przesyłowym gazu ziemnego zaazotowanego szczytowe zapotrzebowanie na gaz zużywany przez odbiorców bezpośrednich i dystrybucyjnych wyniosło 26,5 GWh (ok. 3 mln m<sup>3</sup>), w tym odbiorcy bezpośrednio odbierający gaz z systemu przesyłowego ok 0,5 GWh, a odbiorcy w sieci dystrybucyjnej około ok. 26 GWh. Najniższe zapotrzebowanie w tym systemie (ok. 6,3 GWh) wystąpiło w dniu 04.08.2018, przy czym odbiorcy bezpośrednio przyłączeni do systemu przesyłowego zużyli około 0,5 GWh, a odbiorcy w sieci dystrybucyjnej 5,8 GWh. **Odbiory gazu z sieci charakteryzuje duża nierównomierność.** Zapotrzebowanie w zimie jest niemal trzykrotnie większe niż zapotrzebowanie letnie. Nierównomierność poboru gazu jest powodowana przede wszystkim zwiększonym zużyciem gazu w okresie zimowym poprzez odbiorców dystrybucyjnych na cele grzewcze. Zużycie gazu przez tych odbiorców w systemie gazu wysokometanowego w dolinie poborów wyniosło ok. 29% wielkości poboru szczytowego, podczas gdy w przemyśle stanowiło ok. 69%. W systemie gazu zaazotowanego wielkość gazu zużywanego przez odbiorców dystrybucyjnych w lecie stanowiła ok. 22%, a w grupie odbiorców bezpośrednio przyłączonych do systemu przesyłowego praktycznie nie odnotowano zmiany.

**W 2017 r. w wielkości szczytowego zapotrzebowania na gaz największy udział (ok. 42%) mieli odbiorcy z sektora gospodarstw domowych** używający gaz do celów grzewczych, odbiorcy z sektora przemysłu zużyli ok 38%, grupa pozostałych odbiorców (handel, usługi) ok. 8%, elektroenergetyki 6%, a z obszaru ciepłownictwa zaledwie ok. 4%. W ujęciu regionalnym **największy udział mieli odbiorcy z**

**województwa mazowieckiego (20%) i śląskiego (11%).** Najmniejsze ilości gazu zużywane były przez odbiorców w województwach podlaskim (1%), warmińsko-mazurskim i świętokrzyskim (po 2%).

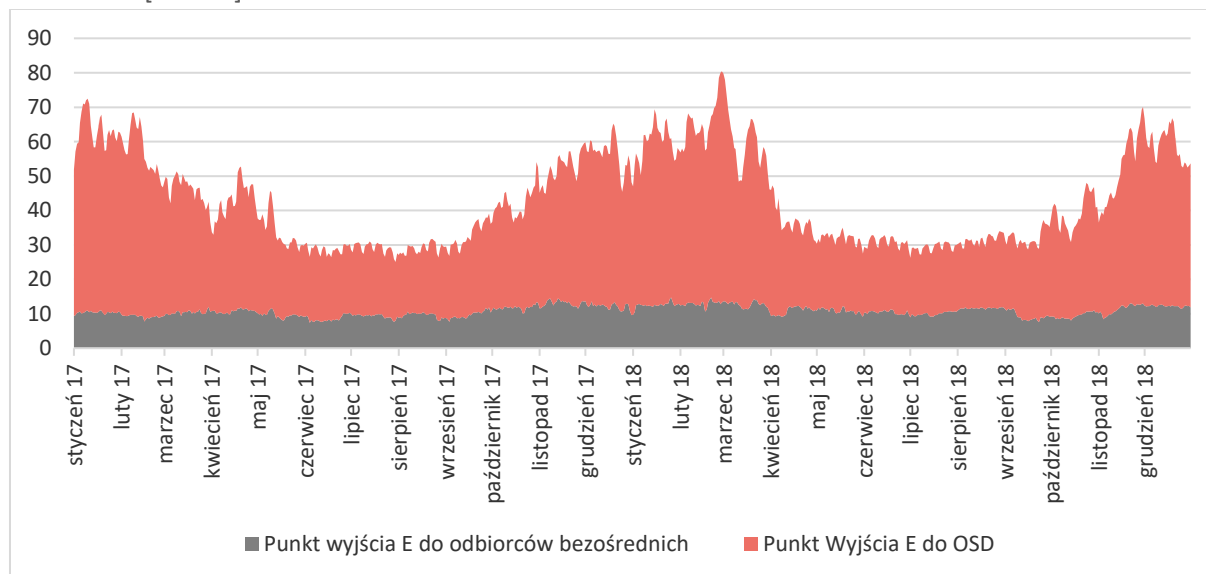
**WYKRES 64.** SZCZYTOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W UJĘCIU TERYTORIALNYM W LATACH 2010-2017 [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

**Zapotrzebowanie na gaz w systemie przesyłowym w szczycie poborów pokrywane było dostawami gazu ze źródeł krajowych (ok. 6%), z Rosji (ok. 39%), ok. 22% z kierunku zachodniego, w tym z terminala LNG (ok. 4,5%). Dodatkowo dostawy były uzupełniane gazem pozyskiwanym z podziemnych magazynów gazu, który domykał bilans dobowy (udział na poziomie ok. 33%).** Struktura dostaw w szczycie zapotrzebowania wskazuje na istotną rolę zarówno interkonektorów, jak i podziemnych magazynów gazu dla potrzeb pokrywania zapotrzebowania odbiorców w systemie przesyłowym.

**WYKRES 65.** SZCZYTOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W UJĘCIU SEKTOROWYM W LATACH 2017-2018 [MLN M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System (SWI)

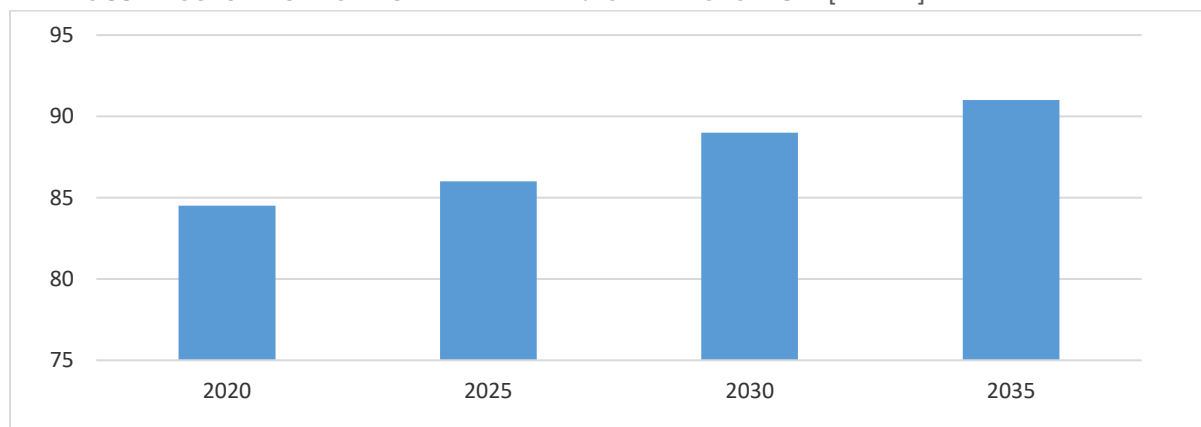
## 5.2. PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W PERSPEKTYWIE 2027 ROKU

Do perspektywicznych segmentów wzrostu zastosowania gazu ziemnego należy zaliczyć w pierwszej kolejności **wykorzystanie gazu w sektorze wytwarzania ciepła i energii elektrycznej**. Istotne znaczenie będzie miał również **dalszy rozwój gazyfikacji kraju**, umożliwiający likwidację tzw. białych plam na gazowej mapie Polski, realizowany poprzez budowę nowych gazociągów zasilających lub satelitarnych stacji regazyfikacji LNG. Zauważalny w ostatnim okresie dynamiczny rozwój technologii LNG pozwoli na tworzenie większej ilości wyspowych sieci gazowych w gminach oraz mniejszych miejscowościach, nawet na terenach, do których doprowadzenie gazu przewodowego było dotychczas dla firm dystrybucyjnych nieopłacalne.

Ocenia się, że do wzrostu także **wykorzystanie gazu ziemnego jako alternatywnego paliwa w transporcie**. Programy elektro i gazomobilności zakładają rozwój sieci stacji ładowania samochodów z napędem elektrycznymi i stacji tankowania pojazdów paliwami metanowymi, co z czasem ma być bodźcem dla podmiotów gospodarczych w kierunku przestawiania flot pojazdów na ekologiczne samochody napędzane gazem ziemnym (CNG/LNG). Coraz popularniejsze stają się także wykorzystywanie gazu w formie skroplonej (LNG) w transporcie morskim oraz w instalacjach przemysłowych i ciepłowniczych zlokalizowanych na obszarach bez dostępu do sieci gazowniczej.

Zgodnie z informacjami podawanymi m.in. przez ENTSOG (TYNDP) **tendencja wzrostowa w zapotrzebowaniu na gaz obserwowana ma być w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej i Państwach Bałtyckich**. Oczekiwany stabilny wzrost konsumpcji do roku 2035 (zaprezentowany na poniższym wykresie) jest konsekwencją między innymi przewidywanego ożywienia gospodarczego w państwach regionu CEE oraz gazyfikacji terenów, które dotychczas nie miały dostępu do sieci gazowniczej. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na **wpływ regulacji UE mających na celu redukcję emisji CO<sub>2</sub>, co w efekcie promuje paliwa niskoemisyjne – m.in. gaz ziemny**.

**WYKRES 66.** PROGNOZA POPYTU NA GAZ ZIEMNY W KRAJACH BAŁTYCKICH I CEE [MLD M<sup>3</sup>]

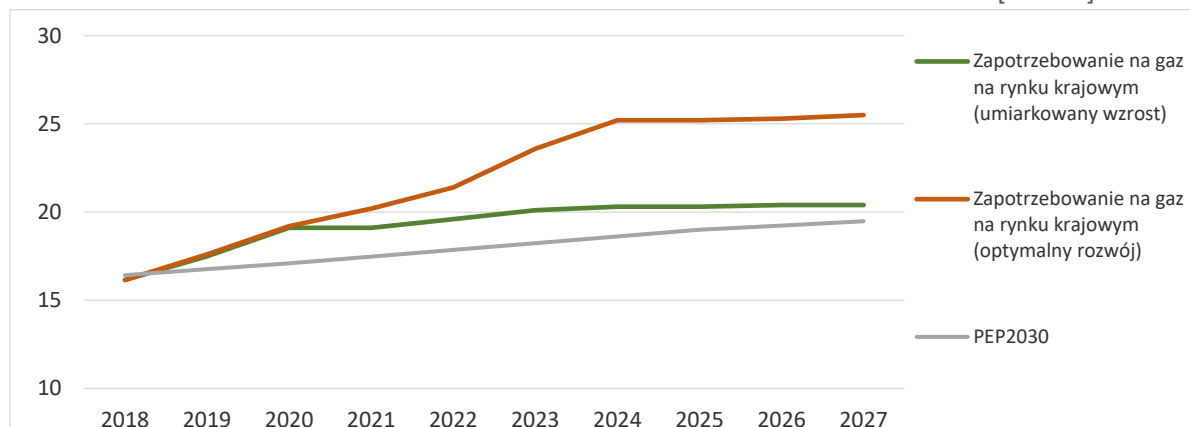


Źródło: ENTSOG

Podawane przez ENTSOG informacje dotyczące krajowego rynku gazu skorelowane są z prognozami przedstawianymi w projekcie *Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju systemu przesyłowego na lata 2020-2029* (KDPR 2020-2029) przez operatora gazowego systemu przesyłowego, spółkę Gaz-System S.A. Jest to konsekwencją przyjętych ogólnie w Unii Europejskiej zasad dotyczących skoordynowanego planowania rozwoju rynku energii i gazu ziemnego, w tym planowania kluczowych elementów infrastruktury technicznej służącej do przesyłania tego paliwa wewnątrz krajów członkowskich, jak również w relacjach transgranicznych. **KDPR 2020-2029 jest jednym z najbardziej aktualnych materiałów prognostycznych w zakresie dotyczącym perspektywicznego rozwoju**

**krajowego rynku gazu i potrzeb w zakresie zapewnienia niezbędnej infrastruktury.** Wcześniejsze prognozy zapotrzebowania na gaz zostały przedstawione m.in. w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. (PEP 2030). Prognoza zamieszczona w obecnie obowiązującej PEP 2030 na chwilę obecną pokrywa się z aktualną sytuacją w zakresie wielkości zapotrzebowania na gaz (różnice w 2018 r. na poziomie ok. 2%).

**WYKRES 67.** WARIANTY PROGNOZ POPYTU NA GAZ ZIEMNY W POLSCE W PERSPEKTYWIE 2027 R. [MLD M<sup>3</sup>]

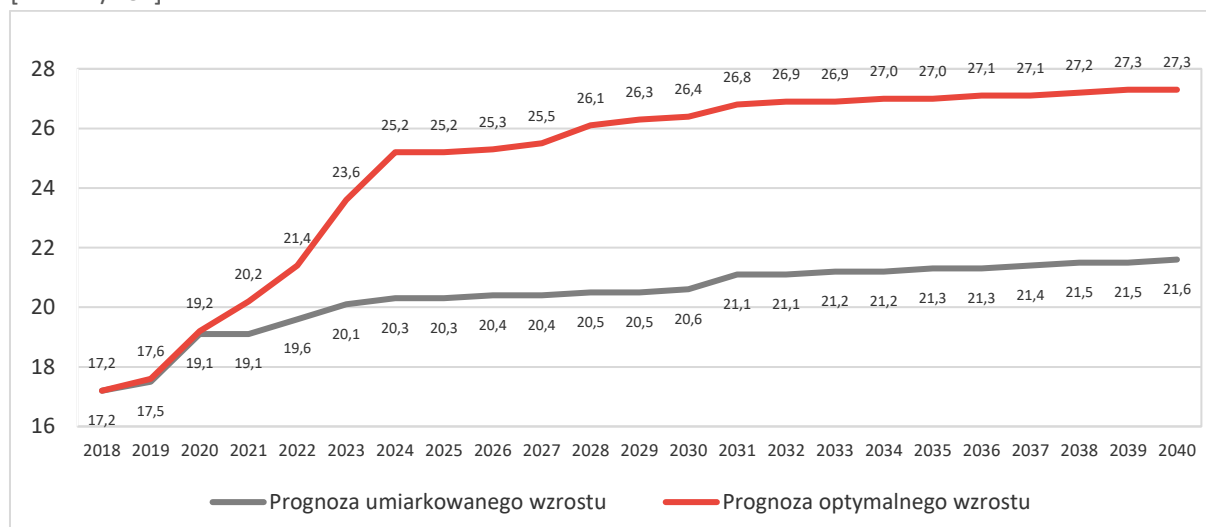


Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP2030 i KDPR 2020-2029

W KDPR 2020-2029 uwzględnione zostały najbardziej aktualne informacje wynikające z badań rynku usług przesyłowych prowadzonych przez spółkę Gaz-System, a także zawieranych umów przyłączeniowych. Dokument przedstawia dwa warianty prognozy zróżnicowane pod względem przyjmowanych założeń:

- **Wariant Umiarkowanego Wzrostu (UW)**, określony na podstawie zawartych umów przesyłowych, uwzględniający podpisane umowy o przyłączenie dla nowych bloków parowo-gazowych przyłączanych bezpośrednio do krajowego systemu przesyłowego;
- **Wariant Optymalnego Rozwoju (OR)**, uwzględniający dodatkowo zwiększenie zapotrzebowania wynikające ze złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia, wydanych warunków o przyłączenie dla odbiorców z sektora elektroenergetyki.

**WYKRES 68.** WARIANTY PROGNOZ ROCZNEGO KRAJOWEGO POPYTU NA USŁUGĘ PRZESYŁOWĄ GAZ-SYSTEM S.A. [MLD M<sup>3</sup>/ROK]



Źródło: KDPR 2020-2029

Gaz-System komentuje, że Wariant Optymalnego Rozwoju można rozpatrywać jako możliwy, ponieważ zakwalifikowane inwestycje mogą zostać zrealizowane w perspektywie czasowej obowiązywania KDPR. Przyrost zapotrzebowania na popyt krajowy pomiędzy wariantem Umiarkowanego Wzrostu a wariantem Optymalnego Rozwoju jest uwzględniony w planowaniu rozwoju systemu przesyłowego. Wariant Umiarkowanego Wzrostu stanowiąc więc ma pewien wariant odniesienia przy założeniu dotychczasowego tempa rozwoju rynku i nieuwzględnianiu realizacji dużych energetycznych projektów gazowych oraz potencjału przemian w sektorze ciepłownictwa (w tym przemysłowego) i gospodarstw domowych. **Analiza obecnego stanu zaawansowania niektórych projektów gazowych oraz trendów w zakresie ograniczania wpływu gospodarki na środowisko poprzez zwiększanie efektywności energetycznej i zmniejszanie emisji gazów cieplarnianych wskazuje na konieczność uwzględniania w prognozach wariantu bardziej dynamicznego rozwoju rynku gazu i dostosowywania do nowej sytuacji krajowej infrastruktury gazowniczej.**

W dalszej części przedstawiono ocenę uwarunkowań i możliwości realizacji w najbliższych latach wariantu zwiększenia udziału gazu w krajowym bilansie paliwowo-energetycznym w odniesieniu do wybranych sektorów gospodarki. Ocena została opracowana z uwzględnieniem dwóch wariantów prognostycznych opracowanych na potrzeby niniejszego badania, tj.:

- **Wariant *business as usual* (BAU)** – oparty o założenie, że w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa zostaną zrealizowane gazowe jednostki wytwórcze, których proces inwestycyjny jest zaawansowany (Żerań, Stalowa Wola) oraz zapowiadane przez grupy PGE, Energa oraz spółkę Kogeneracja S.A. inwestycje w nowe moce w Grudziądzu (blok 450 MW), Szczecinie (ZEDO – jeden blok 700MW)) oraz EC Czechnica (170 MW). Ponadto w obszarze elektrociepłowni przemysłowych wybudowana zostanie nowa jednostka zapowiadana przez grupę Synthos (Dwory-Oświęcim). W pozostałych sektorach w wariantcie tym uwzględniono zmiany w zakresie zużycia gazu zgodnie z dotychczasową tendencją, przy czym w sektorze przemysłu, gospodarstw domowych i transportu jest to tendencja wzrostowa, natomiast w sektorze pozostałych odbiorców ostatnie lata wykazywały spadek zużycia (częściowo prawdopodobnie spowodowany wzrostem efektywności energetycznej dzięki inwestycjom termomodernizacyjnym oraz optymalizacji gospodarki energetyczno-paliwowej);
- **Wariant optymistyczny (OPT)** – zakładający, że w odniesieniu do sektora elektroenergetyki i ciepłownictwa zostanie zrealizowanych więcej niż w wariantcie BAU gazowych jednostek wytwórczych, w tym dodatkowy blok w Szczecinie (ZEDO-drugi blok 700 MW), większy blok w Grudziądzu (750MW). Uruchomiona zostanie również część nowych jednostek kogeneracyjnych zgłoszonych do certyfikacji w rynku mocy, a także wymieniona zostanie część obecnie pracujących instalacji węglowych na gazowe w sektorze ciepłowniczym. W grupie gospodarstw domowych nastąpi bardziej dynamiczny wzrost gazyfikacji odpowiadający tempem obecnie realizowanemu przez PSG Sp. z o.o. programowi przyspieszenia gazyfikacji kraju. Sektor transportu również będzie podlegał transformacji, coraz większy będzie udział gazu ziemnego (LNG i CNG) w transporcie publicznym oraz przewozach ciężarowych, co związane jest m.in. z coraz bardziej rygorystycznymi regulacjami w zakresie ochrony środowiska w krajach UE. W sektorze przemysłu oraz pozostałych odbiorców występować będą zmiany zgodnie z dotychczasową tendencją.

Z uwagi na brak informacji o stanie zaawansowania bądź informacje o zawieszeniu niektórych projektów, w ocenie potencjału rynku nie uwzględniono szeregu innych projektów obejmujących m.in. takie inwestycje, jak: EC Siekierki, EC Bydgoszcz, EC Wybrzeże, EC Łągisza, Elektrownia Skawina. Podjęcie decyzji o realizacji tych projektów wpłynie na dalsze zwiększanie potencjału wykorzystania gazu w Polsce i zastępowanie źródeł węglowych.

## 5.2.1 ELEKTROENERGETYKA

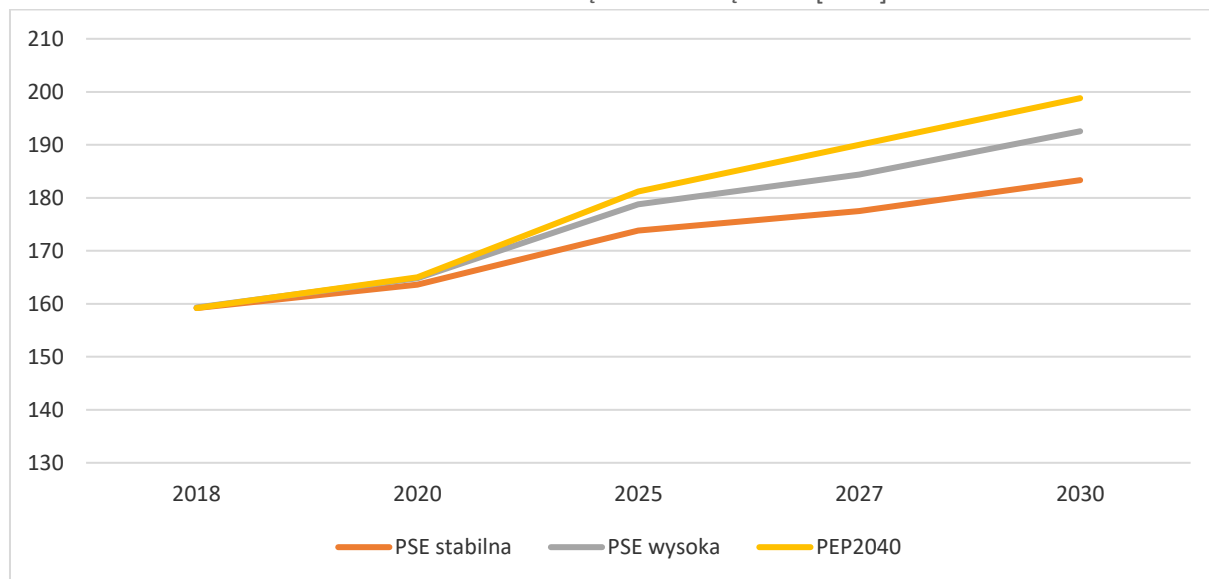
**Z uwagi na potrzebę modernizowania dużej części wyeksploatowanych zasobów wytwórczych oraz uwarunkowania zewnętrzne związane m.in. z polityką klimatyczną unii Europejskiej, polski sektor energetyczny stoi obecnie u progu głębokich przemian.** Ustalenia na szczelnie międzynarodowym wyznaczają nowy proekologiczny kierunek rozwoju systemów energetycznych oraz narzucają ograniczenia w zakresie wykorzystania węgla. Dotychczas najbardziej skutecznym narzędziem w tym zakresie jest europejski system uprawnień do emisji (EU ETS), a w szczególności cena uprawnień do emisji, która w ostatnim okresie znacząco wzrosła z poziomu ok. 8 EURO/tonę na początku stycznia 2018 r. do ponad 24 EURO/tonę pod koniec grudnia 2018 r. W kwietniu 2019 r. ceny uprawnień w kontraktach na koniec 2019 r. przebiły kwotę 27 EURO/tonę. Dynamicznie wzrasta więc zainteresowanie i znaczenie w bilansie energetycznym niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, przede wszystkim odnawialnych źródeł energii (OZE). W krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej nadal dominują jednak jednostki wytwórcze na paliwa stałe. Węgiel, z uwagi na znaczne rodzime zasoby, jest szeroko wykorzystywany w energetyce i uważany za podstawę bezpieczeństwa energetycznego kraju. **Dominujące w krajowym sektorze energetycznym paliwo węglowa sprawia, że sektor ten jest wyjątkowo wrażliwy na zmieniające się ceny uprawnień do emisji.** Eksperti prognozują, że trend wzrostowy cen uprawnień utrzyma się w kolejnych latach, a ceny uprawnień mogą sięgnąć nawet 33 EURO/tonę już w 2021 r.<sup>66</sup> Przy utrzymującym się trendzie wzrostowym cen uprawnień do emisji ceny energii w Polsce będą również rosły, a dalsze zastosowanie węgla w tym sektorze będzie coraz bardziej dyskusyjne. Konieczność zastąpienia części wysokoemisyjnych, przestarzałych jednostek wytwórczych opalanych węglem, przy niestabilności pracy źródeł bazujących na OZE oraz braku decydujących rozstrzygnięć w zakresie rozwoju energetyki jądrowej, wskazuje, że inwestycje w jednostki wytwórcze zasilane gazem ziemnym, mogą okazać się interesującym rozwiązaniem dla zbilansowania przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. W 2017 r. oddano do eksploatacji blok gazowo – parowy w we Włocławku i Gorzowie Wielkopolskim, w 2018 r. uruchomiono blok gazowo-parowy w Płocku. W trakcie budowy znajdują się kolejne bloki na Żeraniu i w Stalowej Woli, natomiast grupy energetyczne i przedsiębiorstwa z sektora przemysłu i ciepłownictwa coraz częściej wskazują wykorzystanie gazu ziemnego jako interesującą opcję.

Zapotrzebowanie na gaz w sektorze energetycznym będzie determinowane szeregiem uwarunkowań związanych z jednej strony prognozą popytową na krajowym rynku, a z drugiej możliwością i uwarunkowaniami po stronie podaży energii, w tym ekonomicznymi (relacje cenowe pomiędzy paliwami gazowymi a stałymi) przez krajowe jednostki wytwórcze. Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce przedstawione przez spółkę Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w opracowanym projekcie PRSP 2018-2027 (styczeń 2019) zakładają dwie prognozy - stabilną i wysoką. Prognozy zapotrzebowania zostały przygotowane na bazie dwóch ścieżek rozwoju gospodarczego w Polsce opracowanych przez Ministerstwo Finansów (prognoza wysoka) oraz Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju – OECD (prognoza stabilna). W perspektywie do 2027 r. według prognozy stabilnej przewiduje się średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2017-2027 wynoszący 1,3% oraz całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2017-2027 wynoszący 13,4%. Z kolei zgodnie z prognozą wysoką w perspektywie do 2027 r. przewiduje się średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2017-2027 na poziomie 1,7%, całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2017-2027 wynoszący 17,8%. Obie prognozy dla perspektywy 2027 r. są niższe od zakładanej przez Ministerstwo Energii prognozy przedstawionej w opublikowanym pod koniec 2018 r. projekcie PEP 2040 r., w której zakłada się, że

<sup>66</sup> Raport KOBIZE nr 82, styczeń 2019

zapotrzebowanie na energię wzrośnie do około 181,2 TWh w 2025 r. (wzrost o około 13,8%) i 198,8 TWh w 2030 r. (wzrost o około 24,8%).

**WYKRES 69.** PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ NETTO [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP 2040 oraz Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018 – 2027 (PSE S.A., 2018 r.)

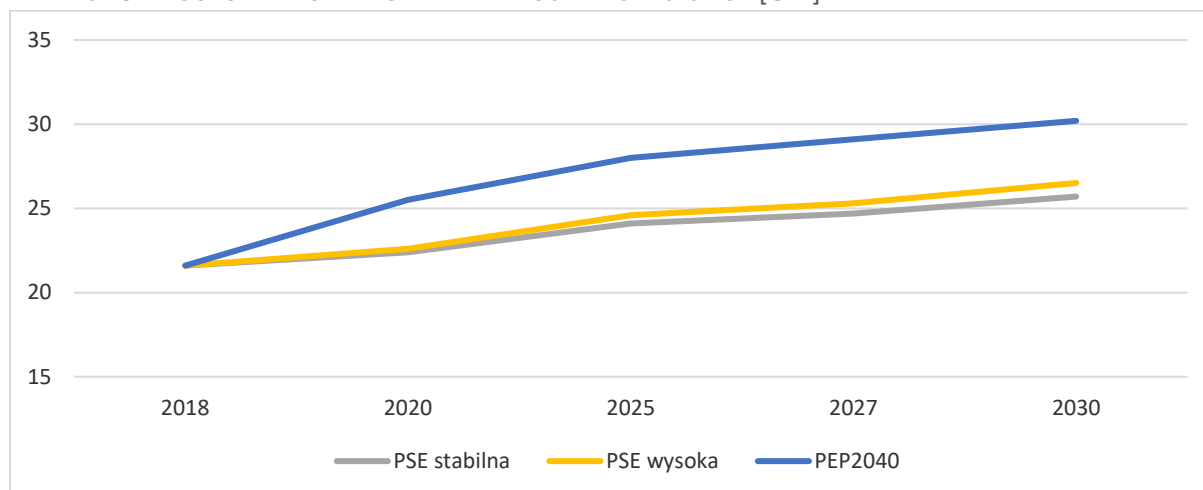
Wartości zapotrzebowania na energię w kolejnych latach poszczególnych prognoz przedstawia poniższa tabela.

**TABELA 22.** PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ NETTO [TWh]

PROGNOZA	2018	2020	2025	2027	2030
PSE stabilna	159,2	163,6	173,8	177,5	183,3
PSE wysoka	159,3	164,8	178,8	184,4	192,6
PEP2040	159,2	165,0	181,2	190,0	198,8

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP 2040 rok oraz Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018 – 2027 (PSE S.A., 2018 r.)

**Prognozy zapotrzebowania na moc szczytową również wykazują dużą dynamikę zmian w perspektywie 2030 r.** Średnioroczny wzrost zapotrzebowania w szczycie letnim w latach 2018-2027 wynosi odpowiednio 1,52% dla prognozy stabilnej oraz 1,81% dla prognozy wysokiej. Wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie letnim w latach 2018-2027 wynosi odpowiednio 16,29% dla prognozy stabilnej oraz 19,66% dla prognozy wysokiej. W przypadku prognozy PEP 2040 wartości są nieco wyższe, wzrost zapotrzebowania na moc maksymalną wynosi ok. 2,1% do 2020 r, a następnie obniża się do 1,9% w perspektywie 2025 r. oraz 1,6% do 2030 r. Zapotrzebowanie na moc szczytową w tym okresie wzrośnie aż o 39,8%.

**WYKRES 70.** PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC NETTO W SZCZYCIE [GW]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP 2040 oraz Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018 – 2027 (PSE S.A., 2018 r.)

**TABELA 23.** PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC NETTO W SZCZYCIE [GW]

PROGNOZA	2018	2020	2025	2027	2030
PSE stabilna	21,6	22,4	24,1	24,7	25,7
PSE wysoka	21,6	22,6	24,6	25,3	26,5
PEP2040	21,6	25,5	28	29,10	30,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP 2040 oraz Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018 – 2027 (PSE S.A., 2018 r.)

**Powyższe dane wskazują na kontynuację w najbliższych latach trwałej tendencji wzrostowej zapotrzebowania rocznego na energię elektryczną, jednocześnie wskazują też na większą dynamikę wzrostu w zakresie zapotrzebowania szczytowego.** W projekcie PRSP 2018-2027 PSE wskazuje również na spodziewane w najbliższych latach zmiany mocy osiągalnych pracujących w systemie JWCD wywołane m.in. decyzjami o zaprzestaniu eksploatacji źródeł powodowanymi coraz bardziej rygorystycznymi normami środowiskowymi. W kolejnych okresach zmiana mocy dostępnej istniejących JWCD ciepłych (skumulowane wartości wycofań mocy netto) w wyniku wycofania tych jednostek wyniesie od 2 288 MW w 2020 r. do 3 275 MW w 2027 r, przy czym zmiany te uwzględniają już przyrost mocy (łącznie ok. 3 916 MW) w elektrowniach ciepłych (JWCD), które znajdują się obecnie w trakcie budowy lub dla których zakończono postępowanie przetargowe i podpisano umowę na realizację prac budowlanych, a których uruchomienie zakładane jest w 2019/2020. W grupie nowych mocy zakładanych do uruchomienia znajdują się dwa obiekty gazowe, tj.: EC Stalowa Wola (455 MW) planowana do uruchomienia w listopadzie 2019 oraz EC Żerań (490 MW) planowana do uruchomienia w październiku 2020. **Budowa nowych mocy gazowych i zwiększanie udziału tych jednostek wytwórczych w krajowym bilansie wytwarzania energii elektrycznej jest zgodne z założeniami projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 r.** wg których w okresie 2020-2040 planowane jest zwiększenie mocy zainstalowanej obiektów gazowych (elektrownie i elektrociepłownie) z ok. 2 850 MW do ok. 6 900 MW w 2030 r. oraz ok. 12 445 MW w 2040 r. Zakładana wielkość produkcji energii powstającej z układach wysokosprawnej kogeneracji ma wzrosnąć z ok. 9,5 TWh w 2020 r. do ok. 18 TWh w 2030 r. oraz 38 TWh w 2040 r. Zgodnie z prognozami PEP 2040, energia elektryczna będzie wytwarzana przez elektrociepłownie istniejące, w tym działające już od wielu lat obiekty gazowe oraz przez nowe bloki, w grupie których znajdują się bloki gazowo-parowe: Płock, Żerań, Stalowa Wola oraz Włocławek. Od ok. 2025 r. projekt PEP 2040 zakłada uruchamianie nowych bloków gazowo-parowych, których produkcja ma systematycznie wzrastać do końca okresu prognozy. Równocześnie po 2020 r.



obserwowany będzie udział produkcji energii z nowych elektrociepłowni, z których część ma również wykorzystywać paliwo gazowe.

**TABELA 24.** PROGNOZA MOCY ZAINSTALOWANEJ I WYTWARZANIA ENERGII W JEDNOSTKACH GAZOWYCH [GW]

	2020	2025	2030
<b>PROGNOZA UDZIAŁU JEDNOSTEK GAZOWYCH W CAŁKOWITEJ MOCY ZAINSTALOWANEJ</b>			
Elektrownie na gaz ziemny	1 500	2 000	4 700
Elektrociepłownie na gaz ziemny	1 350	1 520	2 200
Razem moc jednostek gazowych	2 850	3 520	6 900
Łącznie moc wszystkich jednostek	42 000	47 300	57 700
Udział jednostek gazowych w mocy zainstalowanej	7%	7%	12%
<b>PROGNOZA UDZIAŁU WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z JEDNOSTEK GAZOWYCH</b>			
Elektrownie na gaz ziemny	3,7	9,3	9,4
Elektrociepłownie na gaz ziemny	5,8	6,5	9,6
Razem wytwarzanie w jednostkach gazowych	9,5	15,8	19
Wytwarzanie energii ogółem	165	181,8	199,8
Udział jednostek gazowych w wytwarzaniu energii	6%	9%	10%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP 2040

Możliwość zmian w zakresie struktury wytwarzania jest tym bardziej prawdopodobna, że pod względem ilości energii wytworzonej w tego typu jednostkach udział w całkowitym bilansie w 2018 r. nie jest znaczący. **Ilość energii wytworzonej z gazu ziemnego w Polsce stanowiła niecałe 7 %, podczas gdy w Unii Europejskiej udział ten wyniósł ok. 19%<sup>67</sup>. W całkowitym bilansie energii wyprodukowanej w UE z gazu produkcja polska stanowiła niecałe 2% energii.** Plasuje to Polskę na 11 miejscu wśród wszystkich krajów EU 28 (przy czym 6 krajów w ogóle nie wytwarzało energii elektrycznej z gazu). Zgodnie z zapisami projektu PEP 2040, dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, a także konkurencyjności gospodarki i poprawy efektywności energetycznej oraz w celu ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko, rząd będzie wspierał wdrażanie przyjętych w niej założeń dotyczących m.in. pokrywania wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przez źródła inne niż konwencjonalne elektrownie węglowe, adekwatnej struktury mocy wytwórczych, która musi zapewniać elastyczność pracy systemu (co wiąże się ze zróżnicowaniem technologii i wielkości mocy wytwórczych). Dodatkowo w PEP 2040 stwierdza się, że **roczne zużycie węgla kamiennego w energetyce zawodowej nie będzie zwiększane, ale ze względu na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną zmieni się (spadnie) udział węgla w strukturze.** Łączny udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie kształtował się na poziomie ok. 60% w 2030 r. W odniesieniu do wykorzystania gazu ziemnego w dokumencie stwierdza się, że **stopień wykorzystania mocy będzie zależny od konieczności bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, w szczególności niesterowalnych OZE oraz cen surowca, a także, że zwiększone możliwości dywersyfikacji dostaw surowca do Polski oraz rozbudowa infrastruktury wewnętrznej zapewnią bezpieczeństwo wykorzystania gazu ziemnego przez elektroenergetykę.**

Prognozy zwiększonego zużycia gazu, zwłaszcza w sektorze energetyki, uwzględnia w swoich planach również Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., który ocenia, że zapotrzebowanie na gaz nowych jednostek może osiągnąć poziom 2,6-8,4 mld m<sup>3</sup>/rok (uwzględnieni zostali tylko ci potencjalni odbiorcy, którzy zawarli umowy o przyłączenie i prowadzą inwestycje lub prace przygotowawcze -

<sup>67</sup> The European power sector 2018, Sandbag/Agora-Energiewende, styczeń 2019

wybór wykonawców, prace projektowe dla swojej inwestycji). Największa dynamika zmian spodziewana jest w latach 2019-2024.

**Tendencje wzrostowe w zakresie potencjału wykorzystania gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej potwierdza również spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.**, która podaje, że w ramach przeprowadzonej na początku 2019 r. certyfikacji ogólnej do rynku mocy na 2024 r. do rejestru wpisanych zostało łącznie 110 gazowych jednostek wytwórczych o łącznej mocy 8 412 MW, z czego 64 jednostki istniejące o mocy ok. 3 128 MW oraz 46 jednostek nowych planowanych o łącznej mocy 5 284 MW (w tym 42 jednostki o mocy 4 322 MW nieobjęte umową mocową na 2024 r.). Należy tu podkreślić, że wśród planowanych nowych jednostek wpisanych do rejestru znajduje się 6 nowych jednostek węglowych o łącznej mocy osiągalnej 3 048 MW. **Nowe jednostki gazowe są więc liczniejsze (8 razy więcej), a ich łączna moc osiągalna jest ok. 1,7 razy większa niż jednostek węglowych. Jest to istotna zmiana jakościowa na rynku wytwarzania, gdyż jeszcze kilka lat temu fakt, że w Polsce planuje się więcej elektrowni gazowych niż węglowych byłby raczej nierealne.** Nie ma na chwilę obecną jednoznacznych informacji co do listy obiektów, niemniej jednak można wskazać kilka z nich, które są bardzo prawdopodobne. Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin (ZE PAK) planuje dostosować wyłączony eksploatacji blok węglowy w elektrowni Adamów do produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem paliwa gazowego (przewidywana do osiągnięcia moc to ok. 500 MW). Blok szczytowy o mocy ok 450 MW zamierza wybudować także w Płocku PKN Orlen, choć ostateczne decyzje jeszcze nie zapadły. Certyfikację prawdopodobnie przeszedł też blok PGNiG Termika na Żeraniu (500 MW) oraz inwestycje planowane przez Enerę w Grudziądzu o łącznej mocy 450-750 MW. Dwa nowe bloki gazowe po 700 MW każdy planuje PGE na terenie obecnej elektrowni Dolna Odra. Część pozostałych bloków gazowych również planowanych jest przez przemysł. Wiadomo o przynajmniej dwóch zaawansowanych projektach – Synthosu i PCC Rokita. Synthos Dwory planuje postawić nowy blok gazowy w Oświęcimiu, gdzie spółka ma obecnie elektrociepłownię opalaną węglem o mocy 100 MW. Dwukrotnie mniejszy blok o mocy ok. 50 MW może powstać w Brzegu Dolnym, gdzie swój zakład wytwórczy ma PCC Rokita. Wymienione powyżej bloki stanowią około 20% całkowitej liczby nowych jednostek i 70% w całkowitej mocy wytwórczej. Należy się spodziewać, że pozostałe jednostki zgłoszone do certyfikacji o łącznej mocy około 1 500 MW w pewnej części stanowią małe silniki gazowe instalowane specjalnie dla potrzeb rynku mocy. Jednostki te mogą powstawać m.in. w instalacjach technologicznych zakładów przemysłowych jak również w systemach ciepłowniczych, przy czym trudno jest w tej chwili wskazać ich dokładną lokalizację, która będzie zależna od dostępności paliwa gazowego, a także funkcji jednostki jaka będzie ona pełnić w przyszłości.

Z uwagi na brak informacji o stanie zaawansowania bądź informacje o zawieszeniu niektórych projektów, w ocenie potencjału rynku nie uwzględniono szeregu innych projektów obejmujących m.in. takie inwestycje jak EC Siekierki, EC Bydgoszcz, EC Wybrzeże, EC Łagisza, Elektrownia Skawina. Podjęcie decyzji o realizacji tych projektów wpłynie na dalsze zwiększanie potencjału wykorzystania gazu w Polsce i zastępowanie źródeł węglowych.

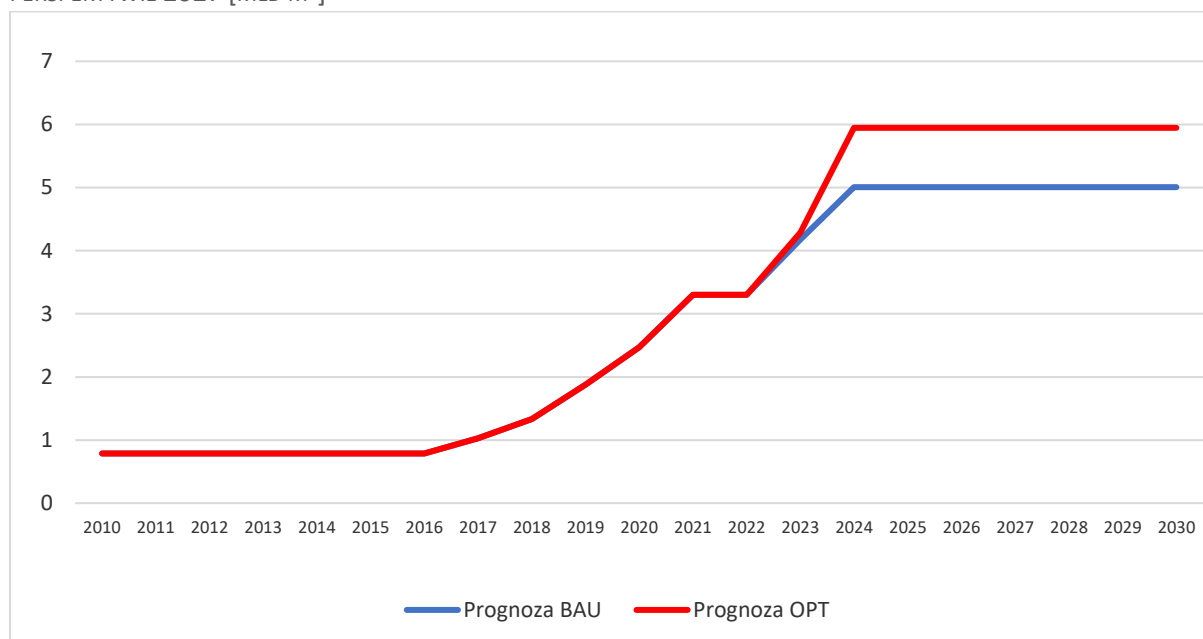
**TABELA 25. ISTNIEJĄCE I NOWE BLOKI GAZOWO-PAROWE W PERSPEKTYWIE 2027 R. W PROGNOZIE BAU I OPT**

ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ ZIEMNY	2015		2020		2025		2030	
	BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT
Ogółem roczne [mln m <sup>3</sup> ]	821,5	825,1	2503,6	2503,6	5040,5	5040,5	5040,5	5980,4
Ogółem dobowe [mln m <sup>3</sup> ]	3,1	3,1	10,2	10,2	22,5	25,0	22,5	25,0
Ogółem godzinowe [mln m <sup>3</sup> ]	0,13	0,13	0,43	0,43	0,94	1,04	0,94	1,04

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z domeny publicznej

W przyjmowanym na potrzeby analiz wariantie prognozy BAU łączna moc osiągalna istniejących i planowanych do budowy dużych jednostek gazowych w okresie 2020-2030 kształtować się może na poziomie około 2 700 – 4 200 MW. Moc osiągalna nowych jednostek kogeneracyjnych funkcjonujących w ramach rynku mocy zarejestrowanych w ramach certyfikacji 2018-2019 z dostawami na 2023-2024 może kształtować się na poziomie około 375 MW (dla potrzeb niniejszego badania w wariantie prognozy BAU przyjęto, że 25% nowych jednostek ostatecznie zostanie wybudowane i włączone do pracy). W wariantie OPT prognozy łączna moc osiągalna bloków parowo-gazowych w okresie 2020-2030 może osiągnąć wielkości 2 700-5 200 MW, natomiast moc osiągalna nowych jednostek kogeneracyjnych przyjęto na poziomie około 750 MW (dla potrzeb niniejszego badania w wariantie prognozy BAU przyjęto, że 50% nowych jednostek ostatecznie zostanie wybudowane i włączone do pracy). **Łączne zużycie gazu w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym w latach 2020-2027, w zależności od wariantu prognozy, może wynieść odpowiednio 3,3 – 6,2 mld m<sup>3</sup> w prognozie BAU oraz 3,4 – 8,7 mld m<sup>3</sup> w prognozie OPT. Oznacza to przyrost w stosunku do wielkości zużycia gazu w 2017 r. o około 4,2-6,6 mld m<sup>3</sup>. Liczby te wskazują, że przy dalszym rozwoju sprzyjających warunków dla realizacji inwestycji w nowe jednostki wytwórcze wykorzystujące gaz w procesie technologicznym, prognozy przedstawione przez Gaz-System w wariantie optymalnego rozwoju mogą zostać zrealizowane, a nawet w dużej mierze przekroczone.** Wzrost zapotrzebowania na gaz będzie realizowany w dużej części przez duże obiekty systemowe przyłączone bezpośrednio do systemu przesyłowego. Część tego wolumenu, stanowiąca około 2,6 – 3,2 % może być generowana przez mniejsze jednostki, które będą zaopatrywane w gaz z sieci dystrybucyjnej.

**WYKRES 71.** ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ ISTNIEJĄCYCH I NOWYCH GAZOWYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W PERSPEKTYWIE 2027 [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z domeny publicznej

## 5.2.2 CIEPŁOWNICTWO

W perspektywie 2030 r. sektor ciepłowniczy wymagać będzie znaczących inwestycji na modernizację źródeł, w tym zmianę struktury paliwowej lub instalację dodatkowych urządzeń wychwytyjących pyły i związki chemiczne, co wynika przede wszystkim z:

- **rosnących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>** (w przypadku źródeł o mocy powyżej 20 MW) i zmniejszającej się z roku na rok puli darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (od 2030 r. konieczność zakupu wszystkich uprawnień do emisji);
- **konieczności sprostania wymogom dyrektywy MCP<sup>68</sup>**, zgodnie z którą do 2025 r. wszystkie źródła o mocy 5-50 MW, a do 2030 r. – także źródła o mocy 1-5MW muszą znacząco obniżyć poziom emisji pyłów, dwutlenku siarki i tlenków azotu,
- potrzeby uzyskania **statusu systemu efektywnego<sup>69</sup>**, który umożliwi uzyskanie pomocy publicznej na inwestycje i działalność operacyjną - jak wynika z analiz przeprowadzonych przez Forum Energii w 2017 r.<sup>70</sup>, 87,5% (463 z 529) wszystkich systemów ciepłowniczych w Polsce nie posiada statusu systemu efektywnego.

Wychodząc naprzeciw potrzebom głębokich zmian w sektorze ciepłownictwa, w ostatnim czasie grupa ekspertów funkcjonująca w ramach Forum Energii podjęła próbę oceny bieżącej sytuacji oraz wskazania możliwych scenariuszy i kierunków rozwoju ciepłownictwa w Polsce. Wyniki prac tej grupy zostały zebrane w raporcie *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*. W konkluzjach raportu autorzy stwierdzają, że transformacja w kierunku czystego, przyjaznego dla środowiska ciepłownictwa jest możliwa, co więcej - przy odpowiedniej współpracy i zaangażowaniu wszystkich zainteresowanych stron, może być również przeprowadzona w sposób nieodczuwalny lub prawie nieodczuwalny pod względem kosztowym dla odbiorców ciepła. Wyniki analiz są jednoznaczne - jeśli modernizacja nie zostanie przeprowadzona, jakość powietrza jeszcze się pogorszy, a koszty dostarczania ciepła do odbiorców będą rosły. Modernizacja jest więc bezwzględnie konieczna, w priorytetów niezbędnych do wdrożenia autorzy raportu wymieniają poprawę efektywności energetycznej budynków, rozwój systemów ciepłowniczych oraz znaczące ograniczenie udziału paliw stałych z indywidualnego ogrzewania. Przedstawione ww. opracowaniu rozwiązania dotyczące przyszłej perspektywy funkcjonowania ciepłownictwa zakładają cztery możliwe scenariusze. Jeden z nich stanowi ocenę konsekwencji kontynuowania obecnego stanu, dwa kolejne stanowią scenariusze transformacji sektora ciepłownictwa do niskoemisyjnej struktury wytwarzania ciepła, natomiast ostatni zakłada całkowite docelowe wyeliminowanie emisji generowanych przez sektor.

- Scenariusz referencyjny (scenariusz I), zakładający utrzymanie obecnej struktury paliw i stały udział OZE na poziomie 16%. W scenariuszu tym zakłada się, że średni udział węgla kamiennego w strukturze wytwarzania ciepła w 2030 r. (łącznie w obszarze ciepła systemowego i niesystemowego) będzie wynosić ok. 58%, gazu ziemnego ok. 23%, biomasy 16%, a innych paliw 3%.
- Scenariusz minimum (scenariusz II), czyli 27% udział OZE w 2030 r. i kontynuacja trendu wzrostowego. W scenariuszu tym poziom redukcji emisji CO<sub>2</sub> jest wynikiem założonego udziału OZE. W scenariuszu tym zakłada się, że w 2030 r. udział poszczególnych paliw w strukturze wytwarzania ciepła będzie wynosić średnio (łącznie w obszarze ciepła systemowego i niesystemowego): węgla kamiennego 42%, gazu ziemnego ok. 27%, biomasy 18%, kolektorów słonecznych 4%, pomp ciepła 3%, innych źródeł 6%.

<sup>68</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

<sup>69</sup> 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.

<sup>70</sup> Jan Rączka, *Transformacja ciepłownictwa 2030. Małe systemy ciepłownicze*, Forum Energii, Warszawa 2017

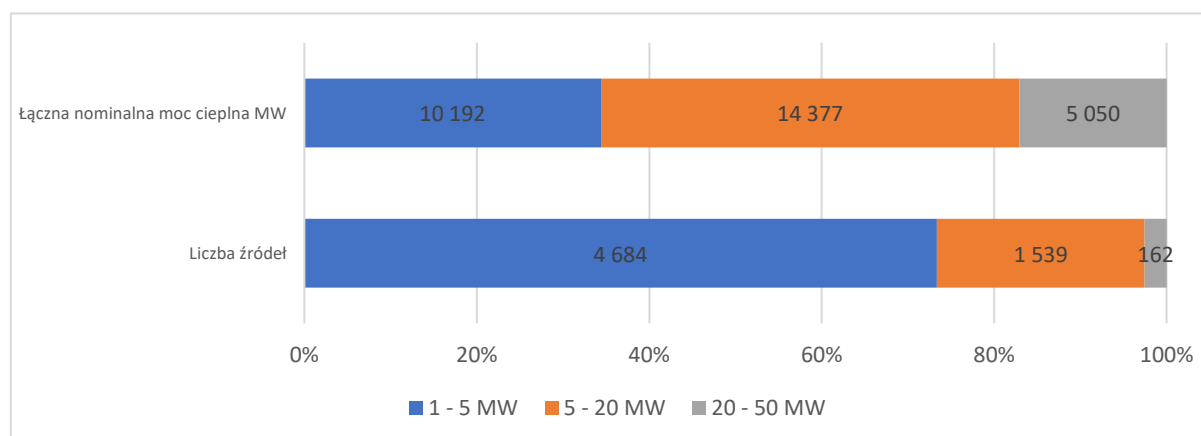
- Scenariusz efektywnościowy (scenariusz III) zakłada 32% udział OZE i redukcja emisji CO<sub>2</sub> o 30% do 2030 r. W scenariuszu tym zakłada się, że w 2030 r. udział poszczególnych paliw w strukturze wytwarzania ciepła będzie wynosić średnio (łącznie w obszarze ciepła systemowego i niesystemowego): węgla kamiennego 25%, gazu ziemnego ok. 39%, biomasy 22, kolektorów słonecznych 5%, pomp ciepła 3%, innych źródeł 6%.
- Scenariusz dekarbonizacji (scenariusz IV), czyli całkowita redukcja CO<sub>2</sub> w całym ciepłownictwie do 2050 r. W scenariuszu tym zakłada się, że w 2030 r. udział poszczególnych paliw w strukturze wytwarzania ciepła będzie wynosić średnio (łącznie w obszarze ciepła systemowego i niesystemowego): węgla kamiennego 16%, gazu ziemnego ok. 42%, biomasy 21, kolektorów słonecznych 6% energii, pomp ciepła 7%, innych źródeł 8%.

Dla potrzeb niniejszego badania przeprowadzone zostały symulacje zmian wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny z uwzględnieniem scenariusza I – referencyjnego, który uwzględniono w prognozowaniu potencjału rynku gazu w wariantcie BAU. Dodatkowo w wariantcie OPT zbadano również możliwe oddziaływanie na wielkość zapotrzebowania na gaz realizacji scenariusza III – efektywnościowego, który wydaje się najbardziej racjonalny i realny ze wszystkich proponowanych ścieżek rozwoju sektora ciepłownictwa.

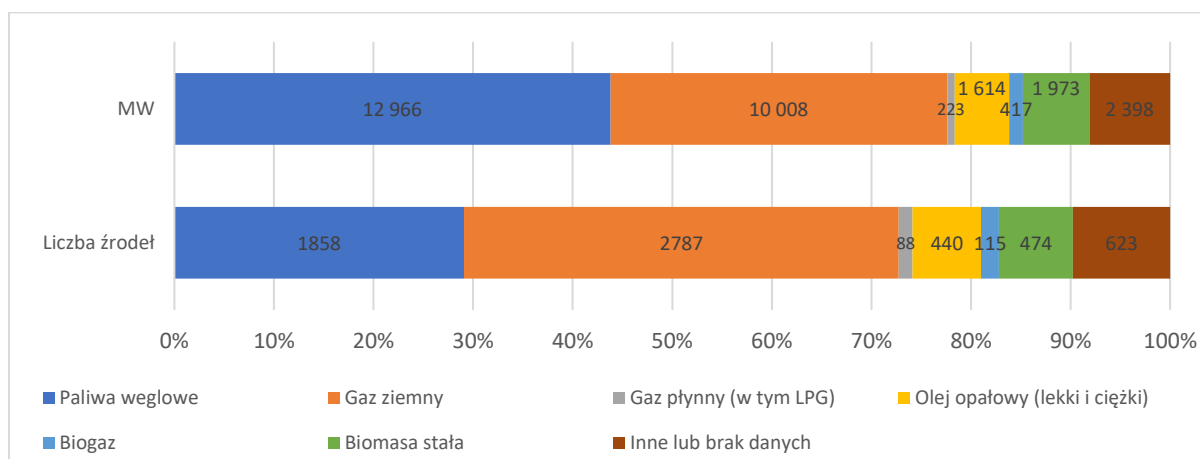
Ocena potrzeb i możliwych kierunków zmian w sektorze ciepłownictwa została również w oparciu o informacje o źródłach wytwórczych małej i średniej mocy, zgromadzone przez KOBIZE w *Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji*. Wg stanu na 24 czerwca 2019 r. łączna liczba średnich źródeł spalania paliw (MCP) w Polsce wyniosła 6 385 szt. w tym aż 73,4% (4 684 szt.) stanowiły źródła o mocy 1-5 MW, 24,1% (1 539 szt.) - źródła o mocy 5-20 MW, a zaledwie 2,5% (162 szt.) - źródła o mocy 20-50 MW. łączna moc cieplna omawianych źródeł wynosi 29,6 GW, w tym 34,4% w źródłach o mocy 1-5 MW (łącznie 10,2 GW), 48,5% w źródłach z przedziału 5-20 MW (14,4 GW) i 17% (5,1 GW) w źródłach z przedziału 20-50 GW. Zgodnie z zapisami Dyrektywy MCP, wszystkie nowe źródła już obecnie powinny spełniać jej wymagania, a źródła istniejące powinny być stopniowo modernizowane w kierunku obniżenia emisyjności: źródła o mocy powyżej 5MW powinny zostać zmodernizowane najpóźniej do 2025 r., a źródła poniżej 5 MW - najpóźniej do 2030 r.

**WYKRES 72.** CHARAKTERYSTYKA ŚREDNICH ŹRÓDEŁ SPALANIA PALIW (MCP) W 2018 R.

A. STRUKTURA MOCY



## B. STRUKTURA WYKORZYSTANIA PALIW



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE, stan na 24 czerwca 2019 r.

W oparciu o dane charakteryzujące sektor MCP, można oszacować potencjał wykorzystania gazu ziemnego, jaki wynika z potrzeby modernizacji źródeł w celu dostosowania ich do wymogów dyrektywy MCP. Gaz ziemny, ze względu na istotnie niższe wskaźniki emisyjności w porównaniu z takimi paliwami jak węgiel, olej opałowy czy paliwa płynne, może stanowić ważną alternatywę dla innych paliw. Łączna liczba źródeł MCP, zasilanych węglem kamiennym i brunatnym, olejem opałowym (lekkim i ciężkim) oraz gazem płynnym wynosi ok. 2 330 szt., a ich łączna moc zainstalowana wynosi 14,6 GW. W przypadku przestawienia wszystkich tych źródeł na zasilane gazem ziemnym, przy uwzględnieniu, że około 50-70% jest wykorzystywane do generacji ciepła, a pozostałe stanowią jednostki szczytowe lub rezerwowe, miałyby one **potencjał zużycia dodatkowo ok. 2,3-3,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie (wariant maksymalny)**.

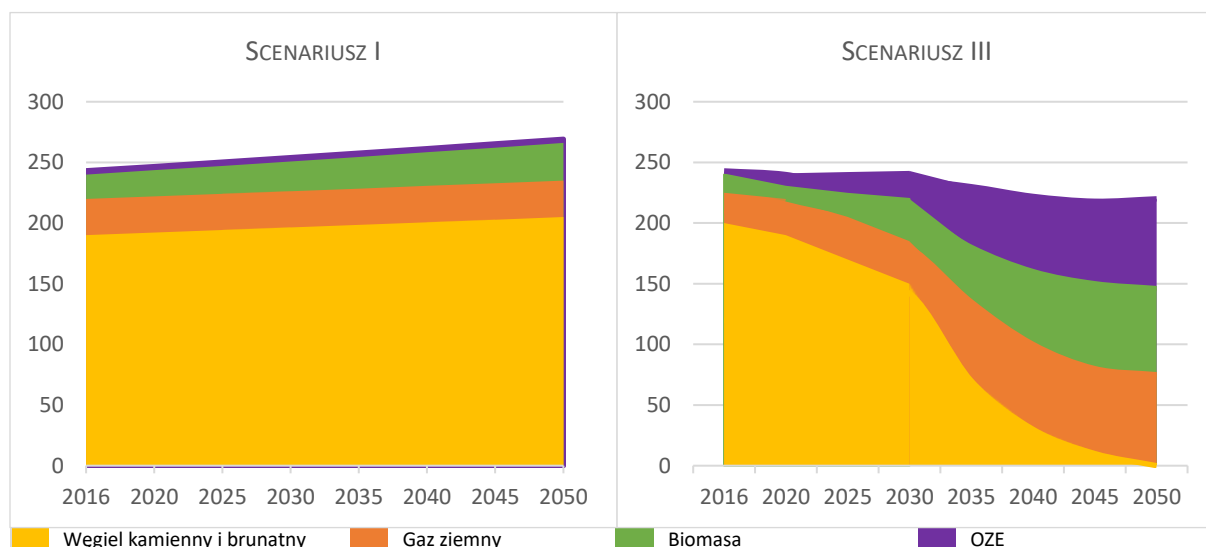
W grupie jednostek zarejestrowanych w bazie KOBIZE znajdują się obiekty funkcjonujące zarówno w ciepłownictwie, jak i w zakładach przemysłowych. Łączna szacowana liczba jednostek wytwórczych w sektorze ciepłownictwa wynosi około 3122, a ich moc zainstalowana ok. 17,2 GW. Część z nich dostarcza ciepło do odbiorców z wykorzystaniem rozbudowanych systemów ciepłowniczych, natomiast pozostałe stanowią źródła lokalne, wytwarzające tzw. ciepło niesystemowe. Wśród 3 263 źródeł funkcjonujących w przemyśle o łącznej mocy ok. 12,3 GW blisko 34% (ok. 1 114 szt.) stanowią źródła opalane węglem, ciężkim i lekkim olejem opałowym oraz propanem. Łączna moc tych źródeł to około 5 GW. Pozostałe ok. 2 150 źródeł o łącznej mocy 7,4 GW to źródła zasilane paliwem gazowym. Poniżej przedstawiono wyniki analiz dotyczące sektora ciepłownictwa i ciepłowni przemysłowych (MCP) w rozbiciu na:

- Ciepło systemowe dla potrzeb ogrzewania budynków w gospodarstwach domowych, handlu i usługach oraz drobnym przemyśle;
- Ciepło dla potrzeb sektora przemysłu i budownictwa.

### Ciepło systemowe dla potrzeb ogrzewania budynków w gospodarstwach domowych, handlu i usługach oraz drobnym przemyśle

Dla oceny zmian w zużyciu gazu w zakresie ciepła systemowego wykorzystano analizy Forum Energii przedstawione w raporcie *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa w dwóch scenariuszach transformacyjnych - referencyjnym (scenariusz I) i efektywnościowym (scenariusz II)*.

**WYKRES 73.** ZUŻYCIENÓŚNIKÓW ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH CIEPŁEM SYSTEMOWYM W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM (BAU) I EFEKTYWNOŚCIOWYM (OPT) [PJ]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu „Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa”, Forum energii, kwiecień 2019

W scenariuszu referencyjnym w całym okresie do 2030 r. zapotrzebowanie na energię wzrasta w miarę powiększania się zasobów mieszkaniowych i zwiększania powierzchni ogrzewanej. Przy zachowanej strukturze paliwowej w obszarze ciepła systemowego udział gazu pozostaje na poziomie około 8-10%, co w systemach ciepłowniczych przekładać się będzie na wzrost całkowitego zużycia gazu o około 0,3 mld m<sup>3</sup> w porównaniu z 2016 r. W obliczu konieczności przeprowadzenia procesu transformacji ciepłownictwa, przedstawiciele sektora ciepłowniczego w scenariuszu efektywnościowym szacują, że w perspektywie 2030 r. udział gazu ziemnego w całkowitej strukturze wytwarzania ciepła systemowego mógłby wynosić nawet 20% całkowitego wolumenu nośników energetycznych. Przy całkowitym zapotrzebowaniu na energię do ogrzewania w obszarze ciepła systemowego przez odbiorców (przemysł, gospodarstwa domowe, handel, usługi i inni) na poziomie około 246 PJ oznaczałoby to wzrost zużycia gazu w tym obszarze do blisko 1,1 mld m<sup>3</sup>, a więc wzrost o około 0,6 mld m<sup>3</sup> w porównaniu z 2016 r. Ten scenariusz należy przyjąć jako wariant maksymalny dla sektora ciepłownictwa systemowego.

**TABELA 26.** ZUŻYCIENÓŚNIKÓW ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH CIEPŁEM SYSTEMOWYM W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM (BAU) I EFEKTYWNOŚCIOWYM (OPT) [PJ]

BAU		2016	2020	2025	2027	2030
	<b>Razem</b>	<b>236</b>	<b>243</b>	<b>248</b>	<b>250</b>	<b>253</b>
w tym	węgiel	177	194	198	200	202
	gaz	19	27	29	30	31
	pozostałe paliwa	40	22	21	20	20
OPT		2016	2020	2025	2027	2030
	<b>Razem</b>	<b>236</b>	<b>241</b>	<b>244</b>	<b>245</b>	<b>246</b>
w tym	węgiel	177	176	156	148	135
	gaz	19	31	37	40	44
	pozostałe paliwa	40	34	51	57	67

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Raportu „Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa” Forum energii, kwiecień 2019 oraz danych publikowanych przez GUS

W oparciu o wyżej opisane analizy można stwierdzić, że w obszarze ciepłownictwa systemowego rola gazu nie wydaje się bardzo perspektywiczna, z uwagi na przewidywany rosnący udział biomasy oraz innych źródeł energii odnawialnej mogących współpracować z dotychczasowymi instalacjami węglowymi i gazowymi. W obszarze tym, w zależności od zakładanego scenariusza transformacji do 2030 r. możliwy jest wzrost **0,3 mld m<sup>3</sup>** (wzrost o ok. 63%) w scenariuszu referencyjnym oraz **0,6 mld m<sup>3</sup>** (wzrost ok. 132%) w scenariuszu efektywnościowym w porównaniu z 2016 r. Należy zaznaczyć, że ciepłownictwo systemowe stanowi tylko wycinek krajowej struktury wytwarzania ciepła. Wg danych publikowanych przez GUS i URE, tylko ok. ¼ całkowitego zużycia ciepła wytwarzana jest w systemach ciepłowniczych, natomiast blisko połowa w gospodarstwach domowych ogrzewanych indywidualnie, a pozostała część także w handlu, usługach, przemyśle i budownictwie.

### Ciepło dla potrzeb sektora przemysłu i budownictwa

Dla oceny zmian w zużyciu gazu dla potrzeb wytwarzania ciepła w kotłowniach i ciepłowniach przemysłowych posłużono się informacjami zawartymi w bazie jednostek wytwórczych KOBIZE. Dla potrzeb analiz przyjęto, że część jednostek obecnie funkcjonujących w przemyśle będzie przechodziła na paliwo gazowe, przy czym intensywność i zasięg zmian zależeć będzie od atrakcyjności cenowej paliwa gazowego w relacji do obecnie używanego paliwa, dostępności sieci gazowej, poprawy efektywności procesów technologicznych, a także rozwoju alternatywnych sposobów zapewnienia ciepła dla potrzeb funkcjonowania zakładów. Rozważono dwa warianty możliwych zmian, w których przyjęto, że zakres przestawień przemysłowych jednostek wytwórczych na paliwo gazowe w zależności od rozpatrywanego wariantu wyniesie od 25-50% całkowitej mocy zainstalowanej w perspektywie 2030 r. W analizie dokonano również oszacowania zmian wielkości zapotrzebowania na gaz w ujęciu terytorialnym, przyjmując jako punkt wyjścia moc zainstalowaną jednostek przemysłowych w poszczególnych województwach.

**TABELA 27. LICZBA KOTŁOWNI 1-50MW W PRZEMYŚLE (WĘGIEL, CIĘŻKI I LEKKI OLEJ OPAŁOWY, PROPAN) [SZT.]**

OBSZAR	SUMA	1-2 MW	2-5 MW	5-10 MW	10-20 MW	20-50 MW
<b>Polska</b>	<b>1 114,00</b>	<b>352,00</b>	<b>464,00</b>	<b>216,00</b>	<b>53,00</b>	<b>29,00</b>
dolnośląskie	62,00	25,00	21,00	8,00	5,00	3,00
kujawsko-pomorskie	85,00	32,00	37,00	14,00	2,00	0,00
lubelskie	68,00	10,00	32,00	19,00	6,00	1,00
lubuskie	22,00	10,00	7,00	5,00	0,00	0,00
łódzkie	87,00	29,00	32,00	24,00	2,00	0,00
małopolskie	40,00	6,00	21,00	13,00	0,00	0,00
mazowieckie	175,00	67,00	65,00	34,00	2,00	7,00
opolskie	36,00	13,00	14,00	6,00	0,00	3,00
podkarpackie	65,00	21,00	18,00	10,00	13,00	3,00
podlaskie	38,00	10,00	12,00	14,00	2,00	0,00
pomorskie	46,00	13,00	18,00	9,00	6,00	0,00
śląskie	138,00	47,00	73,00	11,00	3,00	4,00
świętokrzyskie	38,00	4,00	19,00	14,00	1,00	0,00
warmińsko-mazurskie	77,00	29,00	29,00	14,00	5,00	0,00
wielkopolskie	111,00	31,00	51,00	15,00	6,00	8,00
zachodniopomorskie	26,00	5,00	15,00	6,00	0,00	0,00

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE, stan na 24 czerwca 2019 r.



**TABELA 28. MOCE ZAINSTALOWANE KOTŁOWNI 1-50MW W PRZEMYŚLE (WĘGIEL, CIĘŻKI I LEKKI OLEJ OPAŁOWY, PROPAN) [MW]**

OBSZAR	SUMA	1-2 MW	2-5 MW	5-10 MW	10-20 MW	20-50 MW
<b>Polska</b>	<b>4 959,55</b>	<b>494,78</b>	<b>1 505,81</b>	<b>1 428,56</b>	<b>730,45</b>	<b>799,95</b>
dolnośląskie	302,74	34,14	62,74	61,31	71,45	73,10
kujawsko-pomorskie	303,20	49,00	129,95	94,72	29,54	-
lubelskie	375,67	12,33	108,33	128,05	83,46	43,50
lubuskie	66,31	13,48	21,94	30,90	-	-
łódzkie	310,83	38,76	100,77	150,30	21,00	-
małopolskie	171,62	10,28	63,72	97,63	-	-
mazowieckie	729,62	93,42	226,78	197,79	23,80	187,84
opolskie	180,23	18,44	43,35	37,06	-	81,38
podkarpackie	408,77	28,17	61,99	58,81	182,40	77,40
podlaskie	188,32	16,17	39,71	100,84	31,60	-
pomorskie	222,14	18,12	56,47	64,22	83,33	-
śląskie	528,06	67,98	220,90	71,08	43,10	125,01
świętokrzyskie	174,97	5,36	60,99	97,54	11,08	-
warmińsko-mazurskie	292,56	38,88	98,84	96,80	58,04	-
wielkopolskie	606,20	43,16	161,50	98,17	91,65	211,72
zachodniopomorskie	98,30	7,09	47,86	43,35	-	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE, stan na 24 czerwca 2019 r.

**Łączne dodatkowe zapotrzebowanie na gaz w wyniku wymiany zużywanego paliwa może wynieść od 0,2-0,3 mld m<sup>3</sup> w 2020 r. do ok. 0,4-0,9 mld m<sup>3</sup> w 2030 r.** Biorąc pod uwagę fakt, że w wielu przypadkach całkowita moc zainstalowana jednostek przewyższa rzeczywiste potrzeby (część mocy stanowi rezerwę) to scenariusz, w którym zakładane jest przestawienie 50% jednostek (scenariusz OPT) powinien być rozpatrywany w tym przypadku jako maksymalny (scenariusz nasycenia). Scenariusz zakładający przestawienie ok. 25% jednostek wytwórczych może być bardziej zbliżony do obrazu przyszłej transformacji w tym sektorze.

**TABELA 29. PROGNOZA ZUŻYCIA GAZU W KOTŁOWNIACH PRZEMYSŁOWYCH 1-50 MW [TJ]**

OBSZAR	2020		2025		2027		2030	
	BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT
<b>Polska</b>	<b>6 227</b>	<b>12 455</b>	<b>15 084</b>	<b>30 169</b>	<b>16 192</b>	<b>32 385</b>	<b>17 854</b>	<b>35 709</b>
dolnośląskie	398	796	956	1 911	1 009	2 019	1 090	2 180
kujawsko-pomorskie	340	681	844	1 688	943	1 886	1 092	2 183
lubelskie	494	987	1 185	2 371	1 252	2 504	1 352	2 705
lubuskie	77	154	190	379	209	419	239	477
łódzkie	380	760	926	1 852	1 003	2 006	1 119	2 238
małopolskie	212	424	515	1 031	556	1 113	618	1 236
mazowieckie	898	1 795	2 183	4 367	2 361	4 721	2 627	5 253
opolskie	234	468	563	1 127	597	1 195	649	1 298
podkarpackie	566	1 133	1 347	2 693	1 397	2 793	1 472	2 943
podlaskie	251	502	601	1 201	632	1 263	678	1 356
pomorskie	290	579	696	1 393	738	1 475	800	1 599
śląskie	609	1 218	1 501	3 002	1 661	3 322	1 901	3 802

świętokrzyskie	223	445	538	1 076	575	1 150	630	1 260
warmińsko-mazurskie	353	707	863	1 725	939	1 878	1 053	2 106
wielkopolskie	790	1 579	1 899	3 798	2 012	4 025	2 182	4 365
zachodniopomorskie	113	225	278	556	308	616	354	708

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji KOBIZE

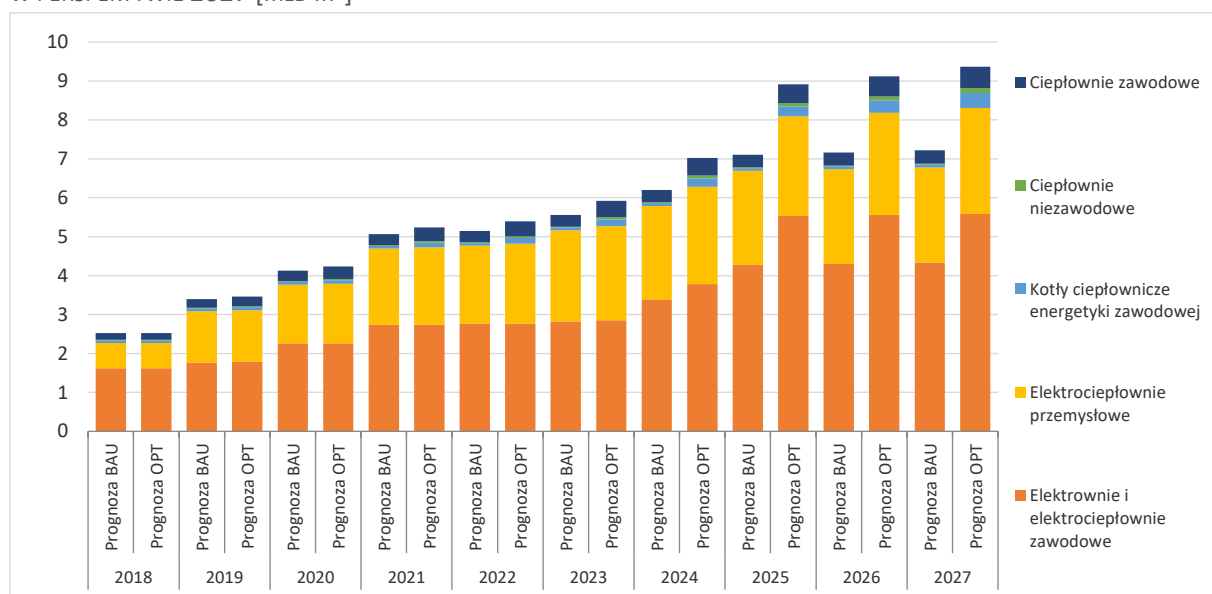
**Największe zmiany mogą wystąpić w województwach mazowieckim, wielkopolskim i śląskim, w których łączne zużycie gazu w 2030 może wynosić około 0,33 mld m<sup>3</sup> (ok. 38%). Najmniejsze zmiany spodziewane są w województwach lubuskim i zachodniopomorskim, w których dodatkowe zużycie gazu może wynieść łącznie ok. 30 mln m<sup>3</sup> w 2030 r. (poniżej 3%).**

### 5.2.3 PODSUMOWANIE – ELEKTROENERGETYKA I CIEPŁOWNICTWO

Podsumowując sektor ciepłownictwa należy stwierdzić, że w związku z potrzebą głębokiej modernizacji i wymiany funkcjonujących w nim źródeł ciepła, stanowi on duży potencjalny rynek również dla przedsiębiorstw gazowniczych. Funkcjonujące w nim źródła MCP na paliwa węglowe, olej opałowy (lekki i ciężki) oraz propan o łącznej mocy ok. 14.6 GW, w przypadku 100% wymiany na paliwo gazowe mogłyby w perspektywie 2030 r. wygenerować zużycie gazu na poziomie maksymalnym około 2,3-3,2 mld m<sup>3</sup>/rok. Przyjmując ostrożniejsze założenia oszacowano, że w grupie wytwórców ciepła stanowiących przedsiębiorstwa ciepłownicze, jak i wytwarzających ciepło w obrębie zakładów przemysłowych, modernizacja w kierunku gazu ziemnego obejmie jedynie część z nich. W zależności od scenariusza przyjęto, że może to być od 25%-50% mocy zainstalowanej. **W takim przypadku łączne zużycie gazu w grupie tych przedsiębiorstw może wynieść od 0,7-1,5 mld m<sup>3</sup> w 2030 r.**

W odniesieniu do sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa łącznie należy podkreślić, że **gaz może odgrywać istotną rolę w transformacji struktury paliwowej w tych sektorach, w szczególności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w nowoczesnych wysokosprawnych jednostkach kogeneracyjnych.** W 2018 r. zużycie gazu w grupie elektrowni i elektrociepłowni wynosiło około 1,6 mld m<sup>3</sup>, a do roku 2027 może zwiększyć się do około 4,3-5,6 mld m<sup>3</sup> w zależności od scenariusza prognozy (wzrost 2,7- 3,5 krotny). Udział tej grupy odbiorców we wszystkich grupach energetyki i ciepłownictwa wynosił w 2018 r. ok. 63%, natomiast w 2027 r. może nieznacznie się obniżyć i kształtować na poziomie ok. 60%. Drugą grupą odbiorców, w której może nastąpić dynamiczny wzrost zużycia gazu stanowią elektrociepłownie przemysłowe. W grupie tej zwiększenie zużycia może następować na skutek przyłączania nowych dużych jednostek wytwórczych (np. projekt grupy Synthos), jednostek wytwórczych pracujących na potrzeby zakładów przemysłowych oraz zgłoszonych do uczestnictwa w rynku mocy. Potencjalne wielkości zużycia gazu w tej grupie odbiorców mogą zwiększyć się z obecnych 0,6 mld m<sup>3</sup> do ok. 2,4-2,7 mld m<sup>3</sup> w perspektywie 2027 r. (wzrost 4-4,5 krotny). Wielkość zużycia gazu w pozostałych grupach odbiorców (typowych ciepłowni) może zmienić się z ok. 0,2 mld m<sup>3</sup> w 2018 r. do około 0,4-1,0 mld m<sup>3</sup> w 2027 r.

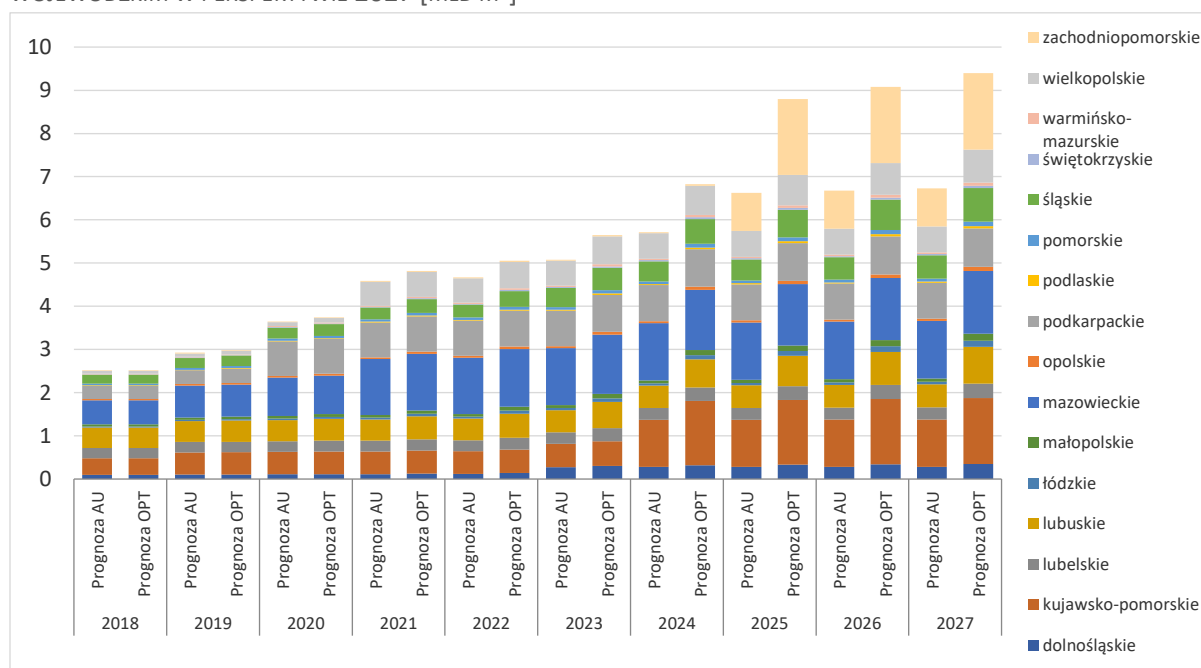
**WYKRES 74. ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE ELEKTROENERGETYKI I CIEPŁOWNICTWA W UJĘCIU SEKTOROWYM W PERSPEKTYWIE 2027 [MLD M<sup>3</sup>]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu „Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa” Forum energii, kwiecień 2019 oraz danych publikowanych przez GUS i innych informacji z domeny publicznej

Pod względem geograficznym aktualnie najwięcej gazu jest zużywane w województwach, gdzie od lat funkcjonowała i rozwijana była sieć gazowa, albo wybudowane zostały elektrociepłownie lub jednostki ciepłownicze wykorzystujące paliwo gazowe. W strukturze terytorialnej dominuje udział województwa mazowieckiego (ok. 26%), co wiąże się z dużym zapotrzebowaniem na gaz stolicy województwa, a także działalnością zakładów PKN Orlen we Włocławku. W 2017 r. odbiorcy sektora zużyli łącznie około 1,2 mld m<sup>3</sup> gazu (szacowana wielkość w 2018 r. to ok. 1,3 mld m<sup>3</sup> - dane wynikają z analiz własnych z uwagi na brak jeszcze danych z GUS w tym zakresie). W województwach lubuskim zużyto ok. 0,47 mld m<sup>3</sup> gazu w 2017 r. (ok. 22%), a w podkarpackim 0,3 mld m<sup>3</sup> (udział po ok. 14%). W grupie województw, w których zużycie gazu przekroczyło 10% udziału znajdowało się jeszcze województwo lubelskie z wielkością zużycia gazu ok. 0,47 mld m<sup>3</sup> (udział 10%). Najmniej gazu w sektorach energetyki i ciepłownictwa zużyto w województwach świętokrzyskim (0,2%), podlaskim (0,3%), warmińsko-mazurskim (0,4%) i zachodniopomorskim (0,5%). W perspektywie 2027 r. spodziewana jest kontynuacja dominującej pozycji województwa mazowieckiego, którego udział w całkowitym zapotrzebowaniu na gaz może wynieść ok. 20-25% (zużycie może wynieść ok. 1,8 mld m<sup>3</sup> w wyniku m.in. realizacji gazowych jednostek wytwórczych w Warszawie). Na drugim miejscu może być województwo zachodniopomorskie z udziałem nawet do ok. 20% (w przypadku wybudowania dwóch bloków 700 MW w ZEDO), natomiast na 3 miejscu może znaleźć województwo kujawsko-pomorskie z udziałem ok. 15%.

**WYKRES 75. ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE ELEKTROENERGETYKI I CIEPŁOWNICTWA W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM W PERSPEKTYWIE 2027 [MLD M<sup>3</sup>]**

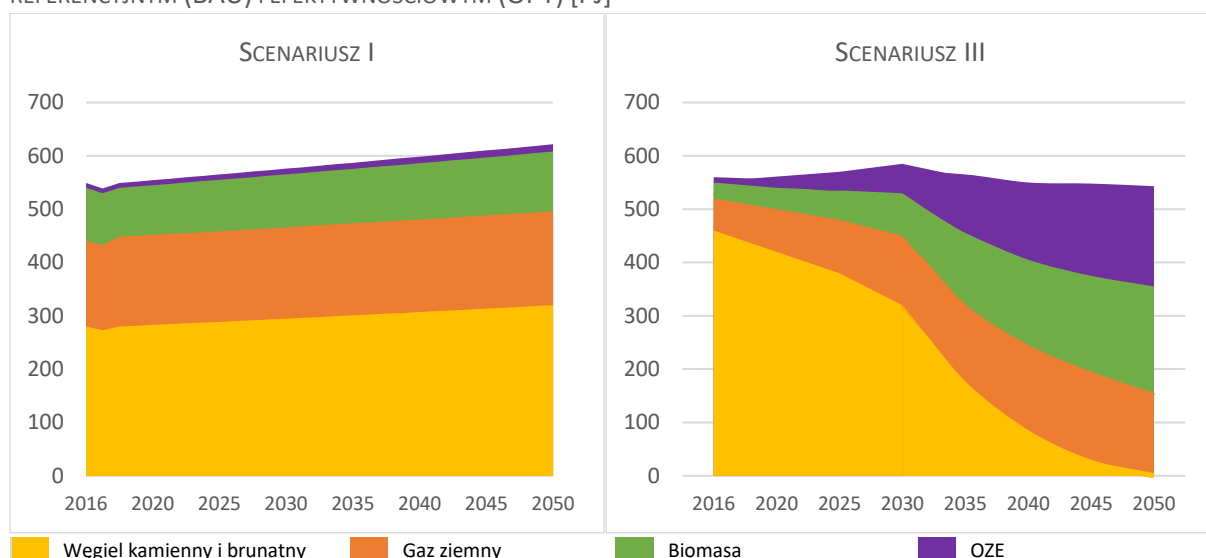


Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu „Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa” Forum energii, kwiecień 2019 oraz danych publikowanych przez GUS i innych informacji z domeny publicznej

## 5.2.4 GOSPODARSTWA DOMOWE

**Obszar gospodarstw domowych oraz innych drobnych odbiorców stanowi również perspektywiczny kierunek wymiany dotychczasowych źródeł ciepła funkcjonujących w oparciu o paliwo węglowe na źródła mniej emisyjne, w tym oparte o paliwo gazowe.** Jak wskazują eksperci Forum Energii, jest to zarazem obszar, w którym można uzyskać największe oszczędności w zużyciu energii poprzez modernizację istniejących zasobów mieszkaniowych. Zapotrzebowanie na ciepło u tych odbiorców kształtuje się obecnie na poziomie około 551 PJ (dane Forum Energii dla 2016 r.), przy czym w strukturze zużycia energii największy udział ma węgiel (około 50%), gaz ziemny (26%) oraz źródła biomasowe i inne OZE (ok. 20%). Wg danych GUS zużycie węgla w sektorze drobnych odbiorców wynosiło łącznie około 12,5 mln ton, co przekładało się na wytworzenie około 275 PJ energii cieplnej wykorzystywanej w tym sektorze. Podobnie jak w przypadku ciepła systemowego tu również zastosowanie mogą mieć opisane wcześniej scenariusze transformacji sektora w kierunku obniżenia emisyjności.

**WYKRES 76.** ZUŻYCIENIE NOŚNIKÓW ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH INDYWIDUALNIE W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM (BAU) I EFEKTYWNOŚCIOWYM (OPT) [PJ]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu „Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa” Forum energii, kwiecień 2019

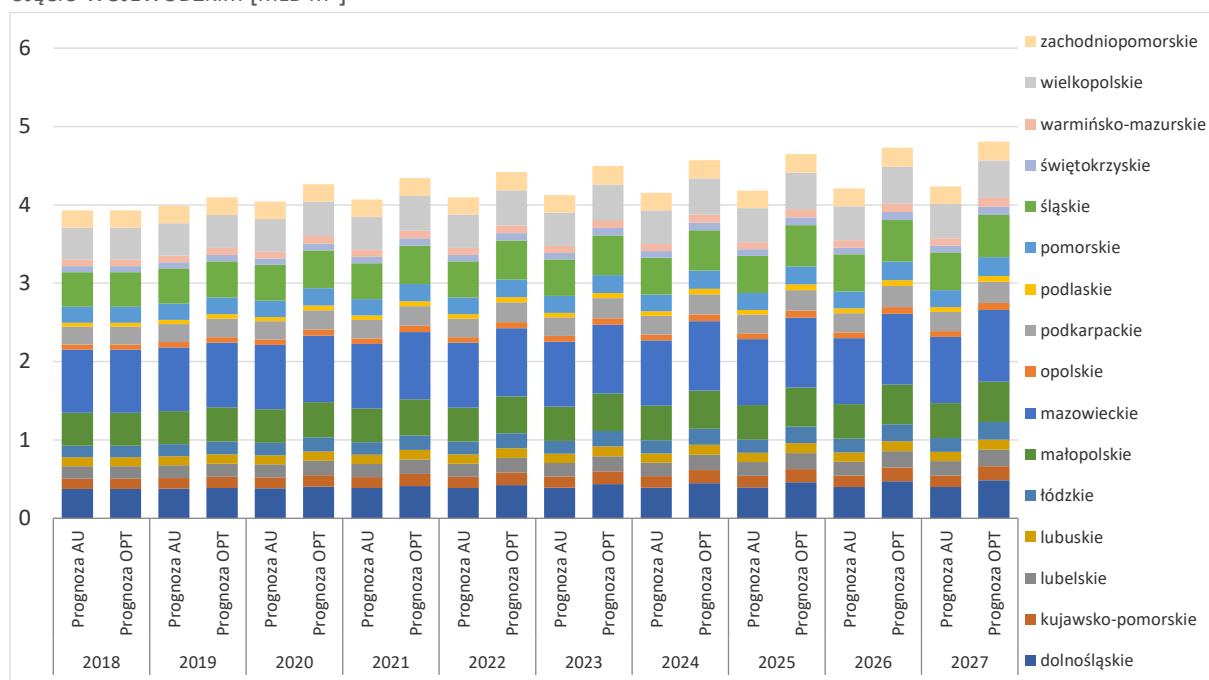
W przypadku scenariusza referencyjnego zapotrzebowanie na energię wzrasta w miarę powiększania się zasobów mieszkaniowych i zwiększania powierzchni ogrzewanej. Przy zachowanej strukturze paliwowej w obszarze ciepła pozasystemowego udział gazu pozostaje na poziomie około 26-28%, co przekładać się będzie na wzrost całkowitego zużycia gazu do poziomu około 4 mld m<sup>3</sup> (wzrost o około 0,5 mld m<sup>3</sup> w porównaniu z 2016 r.). Zakładając głębszy poziom transformacji w tym obszarze, przy jednoczesnym intensywnym procesie termomodernizacji budynków, przedstawiciele sektora ciepłowniczego w scenariuszu efektywnościowym szacują, że **w perspektywie 2030 r. udział gazu ziemnego w całkowitej strukturze indywidualnego wytwarzania ciepła mógłby wynosić nawet ok. 50% całkowitego wolumenu nośników energetycznych**. Przy całkowitym zapotrzebowaniu na energię do ogrzewania w obszarze ciepła pozasystemowego na poziomie około 375 PJ oznaczałoby to **wzrost zużycia gazu w tym obszarze do blisko 4,8 mld m<sup>3</sup>** (a więc o około 1,3 mld m<sup>3</sup> w porównaniu z 2016 r.). Ten scenariusz należy przyjąć jako wariant maksymalny dla sektora ciepłownictwa pozasystemowego w obszarze gospodarstw domowych i drobnych odbiorców.

**TABELA 30.** ZUŻYCIENIE NOŚNIKÓW ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH INDYWIDUALNIE W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM (BAU) I EFEKTYWNOŚCIOWYM (OPT) [PJ]

BAU		2016	2020	2025	2027	2030
	<b>Razem</b>	<b>551</b>	<b>565</b>	<b>576</b>	<b>580</b>	<b>587</b>
w tym	węgiel	275	277	282	284	288
	gaz	143	152	158	160	163
	pozostałe paliwa	133	136	136	136	136
OPT		2016	2020	2025	2027	2030
	<b>Razem</b>	<b>551</b>	<b>511</b>	<b>443</b>	<b>416</b>	<b>375</b>
w tym	węgiel	275	201	109	72	16
	gaz	143	169	182	187	195
	pozostałe paliwa	133	141	152	157	164

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu „Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa” Forum energii, kwiecień 2019 oraz danych publikowanych przez GUS

**WYKRES 77. ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE GOSPODARSTW DOMOWYCH W PERSPEKTYWIE 2027 R. W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM [MLD M<sup>3</sup>]**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Strategii dla ciepłownictwa 2030, danych GUS oraz danych z domeny publicznej

## 5.2.4 PRZEMYSŁ I BUDOWNICTWO

Przez ostatnie lata w polskiej gospodarce obserwowane było ożywienie, o czym świadczy między innymi jeden z podstawowych ekonomicznych mierników efektywności, tj. produkt krajowy brutto (PKB), za pomocą którego opisuje się wartość dóbr i usług wytworzonych w danym kraju w określonym czasie (najczęściej w skali roku kalendarzowego). Zmiany tego wskaźnika oraz ich dynamika stanowią miarę przyrostu gospodarczego danego państwa. W 2017 roku przyrost polskiego PKB wyniósł 4,6%, w 2018 roku – 5,1%. Według prognoz Komisji Europejskiej, które opublikowane zostały w maju 2019 roku, przyrost PKB zwolni – w 2019 roku wyniesie 4,2%, a w 2020 roku – już tylko 3,6%. Nie musi to być oznaką nadchodzącego kryzysu, tym niemniej przewidywane jest podjęcie działań, które pozwolą przedsiębiorcom przygotować się do zbliżającego się spowolnienia gospodarczego. Niektórzy analitycy rynków finansowych ostrzegają przed ryzykiem gwałtownego spowolnienia krajowej gospodarki, będącego między innymi skutkiem światowych konfliktów. Twierdzą oni, że Polska może wprawdzie pozostać „zieloną wyspą”, jednak – w przypadku urzeczywistnienia się złych prognoz – należy spodziewać się spadku wzrostu gospodarczego z 5% nawet do 1,5%.

Z drugiej strony w sektorze przemysłu i budownictwa podejmowanych jest szereg przedsięwzięć, które mogą złagodzić niekorzystne skutki spowolnienia gospodarczego. Branżą, która ma znaczący wpływ na całokształt funkcjonowania gospodarki krajowej, jest **sektor chemiczny**. Znaczenie sektora wynika nie tylko z wielkości produkcji sprzedanej, zatrudnienia czy udziału w PKB kraju, ale również z charakterystyki produkcji – wytwory zakładów chemicznych stanowią podstawę do dalszej obróbki i bez nich nie mogłyby rozwijać się między innymi takie gałęzie gospodarki jak rolnictwo, branża spożywcza, farmacja, budownictwo, energetyka. Najbardziej znaczący uczestnicy polskiego rynku przemysłu chemicznego sukcesywnie budują swoją konkurencyjność w oparciu o innowacyjność. Dobrym przykładem może być grupa kapitałowa Grupa Azoty, która planuje uruchomienie nowego

projektu Polimery Police, dla którego planowana wydajność instalacji PDH ma wynosić 429 tys. ton/rok propylenu czystości 99,6% obj., a instalacji PP – 437 tys. ton/rok polipropylenu. Projekt umożliwi istotną, strategiczną dywersyfikację biznesu o perspektywiczny i silnie rozwijający się rynek tworzyw sztucznych, zwłaszcza polipropylenu. Przewiduje się, że udział segmentu tworzyw sztucznych w ciągu kilku lat do ponad 30% skonsolidowanych przychodów całej grupy kapitałowej, wobec blisko 16% w 2018 roku.

Aktywność inwestycyjną planuje również ANWIL, którego potencjał produkcyjny w odniesieniu do nawozów sztucznych wynosi ok. 1 mln ton rocznie. Dzięki rozbudowie instalacji w tym obszarze planowany jest wzrost produkcji o 40%, czyli o kolejne 430 tys. ton. Przewidywany jest również wzrost asortymentu produkcji nawozów o 4 nowe produkty. Dzięki realizacji inwestycji, ANWIL znacząco wzmocni swoją pozycję na rynku nawozów, a także w obszarze PCW.

Przykładem dużej niepewności prognostycznej w zakresie planowania wielkości produkcji i zapotrzebowania na energię jest przemysł odlewniczy. Roczna produkcja odlewów na świecie faktycznie od lat miała tendencję wzrostową. Kilka lat temu przekoczono produkcję roczną na poziomie 100 milionów ton odlewów, jednak ostatnim czasie dały się zauważyć symptomy spowolnienia. Wprawdzie Polska, jako jeden z największych producentów odlewów w Europie, utrzymuje od lat produkcję na poziomie 1 mln ton odlewów, to już jednak dynamika wzrostu produkcji odlewów w Europie delikatnie wyhamowała.

Również dla budownictwa w ostatnich latach rzadko sprawdzały się prognozy długoterminowe. Koniunktura w budownictwie po ostatnim kryzysie przez wiele lat była niekorzystna, co miało ulec zmianie w 2015 r., a jeszcze do 2018 r. dynamika wzrostu daleka była od oczekiwań. Ocenia się, że jeśli wartość polskiego rynku budowlanego będzie rosła, to głównie dzięki przyspieszeniu realizacji kontraktów infrastrukturalnych (choć z danych GUNB wynika, że w pierwszym półroczu 2017 r. wydano mniej pozwoleń na budowę obiektów infrastruktury transportowej niż w porównywalnym okresie w 2016 r. – odpowiednio 1864 i 1996). Według oficjalnych informacji, w latach 2017-2023 na infrastrukturę drogową i kolejową w Polsce planuje się wydać ok. 175 mld zł. W segmencie budownictwa drogowego ożywienie spodziewane na lata 2017-2020 jest opóźnione, głównie z powodu opuszczenia placu budowy przez niektórych wykonawców z uwagi na niewspółmierny wzrost kosztów materiałów i usług budowlanych. Analitycy są zdania, że szczyt wydatków na drogi w Polsce przypadnie na lata 2018-2020. Z kolei w obszarze infrastruktury kolejowej zakłada się, że część funduszy z Krajowego Programu Kolejowego (KPK) na lata 2014-2023 może zostać utraconych lub przeniesionych do innych segmentów infrastruktury. Mimo to, analitycy prognozują znaczący wzrost wydatków ze strony PKP PLK, a zatem i produkcji w tym segmencie w perspektywie krótko i średnioterminowej. Przewiduje się, że szczyt powinien nastąpić w latach 2019-2021, a następnie, począwszy od 2022 r. - spadek.

W roku 2018 zanotowano spadek sprzedaży mieszkań. Według prognoz firmy REAS JLL Residential Advisory, w 2019 r. należy się spodziewać dalszego spadku sprzedaży (nawet o 14%), głównie ze względu na fakt, że deweloperzy zaczną mieć problemy z pozyskaniem atrakcyjnych gruntów pod nowe projekty, a dodatkowo oczekiwany jest dalszy spadek przedsprzedaży. Dla porównania na przestrzeni minionych pięciu lat sprzedaż rosła w tempie prawie 19% rocznie.

**W świetle wyżej opisanych uwarunkowań, dla sektora przemysłu zakładane jest utrzymanie dotychczasowej rosnącej tendencji zmian w zakresie zużycia gazu (BAU), tym niemniej - z uwagi na dużą niepewność co do dalszej koniunktury - w sektorze tym nie zakładano scenariusza OPT przewidującego dalsze pozytywne zmiany w sektorze i intensyfikację wykorzystania gazu.** Sektor ten co prawda już obecnie zużywa najwięcej gazu (ok. 50% krajowego zużycia), jednak gaz wydaje się być

atrakcyjny i zapotrzebowanie na to paliwo oraz surowiec może jeszcze wzrastać. Zmiana koniunktury, np. w sektorze budownictwa czy chemii, może wpłynąć jednak na wyhamowanie trendu rosnącego. **Przy założeniu utrzymania obecnej koniunktury i utrzymania trendu w zmianie wielkości zużycia gazu (BAU), wielkość zapotrzebowania na gaz w tym sektorze może zwiększyć się w dziesięcioleciu 2018 - 2027 z 7,7 mld m<sup>3</sup> do 12,1 mld m<sup>3</sup>, tj. o ponad 50%.** Zgodnie z przyjętym scenariuszem, roczne wzrosty zużycia gazu będą raczej równomierne i będą utrzymywały się w zakresie 300 – 500 mln m<sup>3</sup>.

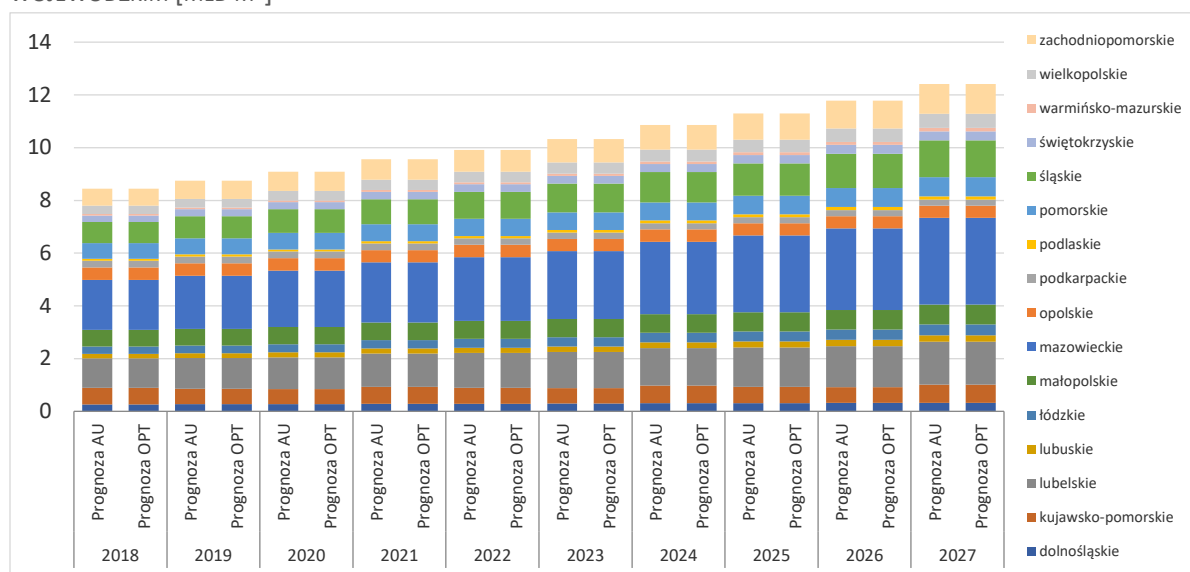
Przewiduje się, że wzrost zużycia w sektorze, zarówno względny jak i bezwzględny, będzie bardzo zróżnicowany wojewódzko. Najmniejszy udział w stosunku do całkowitego wzrostu zużycia w sektorze, tj. na poziomie ok. 1%, wystąpi w województwach podlaskim i warmińsko-mazurskim (odpowiednio od 64 do 124 mln m<sup>3</sup> w woj. podlaskim i od 53 do 121 mln m<sup>3</sup> w woj. warmińsko-mazurskim). Największy udział w stosunku do całkowitego wzrostu zużycia w sektorze, tj. ok. 26%, wystąpi w województwie mazowieckim (od 528 mln m<sup>3</sup> do 1 300 mln m<sup>3</sup>). Wynika to z faktu, że pod względem wartości realizowanych i planowanych inwestycji bezdyskusyjnym liderem pozostanie Mazowsze. Kluczowe inwestycje w regionie stołecznym to m.in. cztery duże bloki energetyczne (Kozienice i Płock wybudowane i Żerań w trakcie budowy), odcinki dróg A2, S2, S7, S8 i S17, modernizacja linii kolejowych nr 7 i 8 oraz E20 i E75, kolejne odcinki II linii metra, a także liczne obiekty komercyjne, np. Varso Tower, Mennica Legacy Tower, The Warsaw Hub, Warszawa Gdańska, Roma Tower, Galeria Młociny oraz dziesiątki znaczących budynków wielomieszkańczych.

Według oceny ekspertów, **do zmniejszenia dysproporcji w rozwoju gospodarczym regionów częściowo przyczyni się planowany pakiet inwestycyjny w ramach Europejskiego Funduszu na rzecz Inwestycji Strategicznych (EFIS)**, którego wartość wynieść może nawet kilkadziesiąt miliardów złotych. Na liście potencjalnych inwestycji dominują projekty grup Energa, Tauron, PKN Orlen i Lotos, inwestycje hydrotechniczne na terenie Dolnego i Górnego Śląska a także Pomorza i Wielkopolski, projekty szynowe w Małopolsce i Trójmieście oraz inwestycje energetyczne na Morzu Bałtyckim. Także w perspektywie długoterminowej wszystkie rozważane przez rząd wielomiliardowe inwestycje planowane są na obszarze rozwiniętych gospodarczo regionów. Dotyczy to takich inwestycji jak Centralny Port Lotniczy (woj. mazowieckie), Koleje Dużych Prędkości (linia Y, przebiegająca przez woj. mazowieckie, łódzkie, wielkopolskie i dolnośląskie), czy elektrownia jądrowa (woj. pomorskie).

Na terenie Polski Wschodniej jedynym wybijającym się regionem, zarówno pod względem inwestycji zagranicznych, jak i prognoz makroekonomicznych, jest Podkarpacie. Jest to rezultat wcześniejszych dużych inwestycji infrastrukturalnych (np. przyciągająca liczne inwestycje przemysłowe autostrada A4), stosunkowo dobrych prognoz demograficznych, a także postępującej specjalizacji regionu w wąskim obszarze gospodarki, jakim jest sektor lotniczy. Pewną szansą na szybszy rozwój województw o niższym poziomie rozwoju społeczno-gospodarczego, ale raczej dopiero po 2020 r., mogą być działania, mające na celu przeniesienie środka ciężkości inwestycji infrastrukturalnych na wschodnią część kraju. Początki takiej strategii dostrzegalne są już w segmencie drogowym oraz kolejowym. Znaczącym bodźcem rozwojowym dla województw ze ściany wschodniej mogłoby być ożywienie gospodarcze za wschodnią granicą Polski.



**WYKRES 78.** ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE PRZEMYSŁU I BUDOWNICTWA W PERSPEKTYWIE 2027 R. W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z domeny publicznej

**Reasumując, zakładany w sektorze przemysłu i budownictwa znaczny wzrost zużycia gazu w okresie 2018 – 2027 (o ok. 4 mld m<sup>3</sup>), będzie w dużej mierze zależał do utrzymującej się koniunktury gospodarczej, w tym w sektorach budownictwa i chemicznym. Trudno jest oszacować, jaka część tego wzrostu może być spowodowana potrzebami rozwojowymi, a jaka wymianą technologii (potrzeby grzewcze zostały już wcześniej uwzględnione w grupie elektrociepłowni przemysłowych).**

## 5.2.5 TRANSPORT

Dla potrzeb zaprognozowania udziału ilości gazu ziemnego zużywanego w sektorze transportu w całkowitym bilansie zużycia gazu ziemnego w Polsce wykorzystano opracowane w 2017 r. przez ekspertów Instytutu Transportu Samochodowego *Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego (w kontekście ustawy o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji)*. Ekspertyza została przygotowana na zamówienie Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa w kontekście prac nad realizacją obowiązku wynikającego z ustawy o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji dotyczącego opracowania przez ministra właściwego do spraw transportu prognoz zmian aktywności sektora transportu. Praca miała na celu opracowanie prognozy aktywności polskiego transportu drogowego określającej w efekcie zużycie paliw w następujących grupach i podgrupach pojazdów:

- samochody osobowe;
- pojazdy inne niż samochody osobowe o masie do 3,5 tony, w tym podgrupy:
  - ✓ samochody ciężarowe do 3,5 t dopuszczalnej masy całkowitej (dmc),
  - ✓ samochody specjalne do 3,5 t dmc,
  - ✓ autobusy do 3,5 t dmc;
- pojazdy o masie powyżej 3,5 tony, w tym:
  - ✓ samochody ciężarowe pow. 3,5 t dmc, w tym ciągniki siodłowe z naczepami,
  - ✓ autobusy pow. 3,5 t dmc (pozamiejskie, miejskie, turystyczne),
  - ✓ samochody specjalne pow. 3,5 t dmc (charakteryzujące się różnym zakresem eksploatacji).

Dla każdej z analizowanych podgrup eksperci ITS szacowali zużycie paliw w perspektywie 2035 r. w podziale na benzynę, olej napędowy, gaz ciekły (LPG), biodiesel, bioetanol, gaz ziemny (CNG, LNG), energię elektryczną oraz wodór. Prognozy były opracowane przy wykorzystaniu metodologii ITS, z uwzględnieniem stanu krajowego parku samochodowego na koniec 2015 r. podawanego GUS. W analizie podczas bilansowania paliw (benzyny, oleju napędowego i LPG) zużytych przez transport samochodowy w 2015 r. wykorzystano wielkości bilansowe sporządzone przez KOBiZE. Konsumpcja tych paliw dotyczyła parku samochodowego (samochodów osobowych, ciężarowych, autobusów, samochodów specjalnych) oraz motocykli i motorowerów, a także ciągników rolniczych zarejestrowanych w Polsce. Ekspertyza wskazuje, że w perspektywie 2035 r. dział samochodów osobowych w strukturze pracy przewozowej wykonywanej przy wykorzystaniu różnych rodzajów i gałęzi transportu osób będzie dominujący. Liczba ogółem zarejestrowanych samochodów osobowych w Polsce wzrośnie w 2030 r. do 25,7 mln szt., a w 2035 r. (zgodnie z prognozowaną tendencją spadkową) wyniesie około 24,9 mln szt. W ocenie ekspertów ITS dalszy wzrost liczby eksploatowanych samochodów w Polsce w perspektywie 2035 r. bazował będzie przede wszystkim na samochodach napędzanych silnikami spalinowymi. Oczekiwany udział poszczególnych grup pojazdów i typów napędów będzie kształtować się jak podano w tabelach poniżej.

**TABELA 31.** STRUKTURA UDZIAŁU WYKORZYSTYWANYCH NAPĘDÓW W POSZCZEGÓLNYCH GRUPACH SAMOCHODÓW W ROKU 2015, 2030 I 2035

RODZAJ NAPĘDU	LICZEBNOŚĆ [TYS. SZT.]			
	OSOBOWE	CIĘŻAROWE DO 3,5 T DMC	AUTOBUSY DO 3,5 T DMC	SPECJALNE DO 3,5 T DMC
<b>2015 r.</b>				
Silniki benzynowe	11900,8	639,9	4,3	25,5
Silniki na olej napędowy	6091	1629,6	3,8	5,7
Silniki zasilane LPG	2718	176,0	0,8	6,5
Silniki zasilane NG	5,4	2,1	0,0	0,0
Silniki elektryczne i hybrydowe	7,8	0	0,8	0,1
Ogniwa paliwowe (wodór)	0	1,5	-	-
Ogółem	20722	2448,0	8,9	37,8
<b>2030 r.</b>				
Silniki benzynowe	13200	433	2,6	18,2
Silniki na olej napędowy	8700	1696	3,5	7,6
Silniki zasilane LPG	2800	163	0,6	7,6
Silniki zasilane NG	400	102	1,1	4,6
Silniki elektryczne i hybrydowe	600	153	0,8	4,2
Ogniwa paliwowe (wodór)	15	1	-	-
Ogółem	25715	2548,1	8,5	42,3
<b>2035 r.</b>				
Silniki benzynowe	12000	351	1,9	14,7
Silniki na olej napędowy	8000	1370	3,3	4,6
Silniki zasilane LPG	2500	140	0,6	6,3
Silniki zasilane NG	1000	234	2,3	8,4
Silniki elektryczne i hybrydowe	1300	234	1,9	8,0
Ogniwa paliwowe (wodór)	100	10	-	-
Ogółem	9576	2339,0	10	42,1

Źródło: Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego w kontekście ustawy o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Instytut Transportu Samochodowego, 2017 r.)

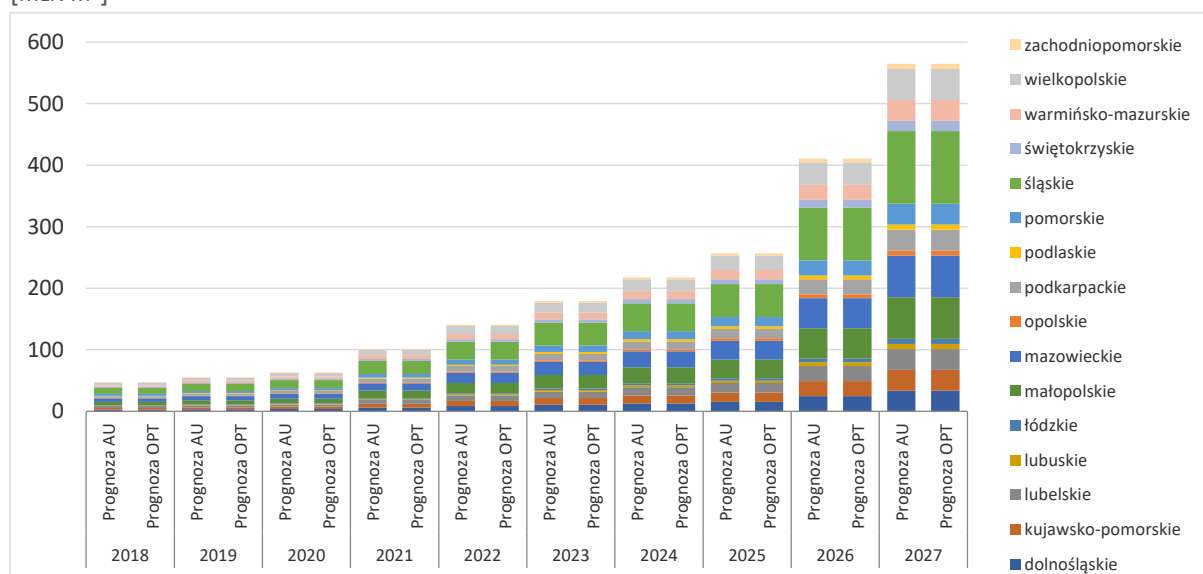
**Jak widać z przedstawionych danych, w kolejnych latach spodziewany jest stopniowy wzrost udziału wykorzystania gazu w transporcie samochodowym we wszystkich grupach pojazdów. Udział samochodów osobowych wyposażonych w silniki zasilane CNG (LNG) wśród ogółu samochodów**

osobowych zarejestrowanych w Polsce wyniesie około 1,6% w 2030 r., a w 2035 r. około 4% (w 2015 r. było to zaledwie około 0,03%). **Ponadto spodziewany rozwój sieci dystrybucji CNG (LNG) umożliwi wzrost wykorzystania tego paliwa w motoryzacji**, w tym w samochodach ciężarowych do 3,5 t dmc. Ekspertyza zakłada, że **w 2035 r. około 10% parku ciężarowego o tej dopuszczalnej masie całkowitej będzie zasilanych tym paliwem** (około 0,09% w 2015 r.). W przypadku samochodów ciężarowych powyżej 3,5 t dmc przewiduje się, że w okresie prognozy w Polsce będą to przede wszystkim samochody wyposażone w silniki zasilane olejem napędowym przy niewielkim udziale pojazdów z silnikami dostosowanymi do gazu ziemnego oraz silnikami elektrycznymi (2 – 3%). **W grupie autobusów ok. 23% pojazdów będą stanowić pojazdy z napędem gazowym**, co może wynikać z oczekiwanego wdrażania w poszczególnych miastach Polski programów walki ze smogiem i zwalczania niskich emisji, poprzez m.in. stosowanie gazu ziemnego do napędu taboru w transporcie publicznym. W grupie samochodów specjalnych do 3,5 t dmc, około 20% samochodów będą stanowić pojazdy z napędem gazowym, natomiast w przypadku pojazdów specjalnych powyżej 3,5 t dmc będzie to około 15% całego taboru.

Eksperti zauważają również, w najbliższych latach nie należy oczekiwać żywiołowego rozwoju ilościowego samochodów elektrycznych w Polsce. Zasadność promowania w Polsce rozwoju stosowania pojazdów elektrycznych zależy m.in. od źródeł energii elektrycznej, którą zasilane będą akumulatory tych pojazdów. Jak długo produkowana będzie ona głównie z paliw stałych (kopalnych), jak to ma miejsce w Polsce, ciągniona emisja gazów cieplarnianych z samochodów z napędem elektrycznym będzie wyższa, niż emisja generowana przez nowoczesne niskoemisyjne silniki spalinowe. Ponadto stwierdzają, że biorąc pod uwagę zainteresowanie rozwojem innowacyjnych technologii napędu w transporcie samochodowym, można spodziewać się w połowie trzeciej dekady XXI wieku w Polsce prób wykorzystania wodoru jako paliwa pojazdów elektrycznych z ogniwami paliwowymi w skali nieeksperymentalnej, co wynika m.in. z Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.

**W odniesieniu do sektora transportu prognoza zużycia gazu została opracowana jednowariantowo. Spodziewany jest znaczący wzrost zużycia gazu w tym sektorze z poziomu ok. 48 mln m<sup>3</sup> obecnie do około 614 mln m<sup>3</sup> w 2030 r.**, z dalszym perspektywnym dynamicznym wzrostem do poziomu około 1,1 mld m<sup>3</sup> w 2035 r. Najbardziej dynamiczny wzrost oczekiwany jest w grupie samochodów osobowych (ok. 960%), w której zużycie gazu może wzrosnąć z ok. 27 mln m<sup>3</sup> obecnie do blisko 259 mln m<sup>3</sup> w 2027 r. Duży wzrost zapotrzebowania spodziewany jest również w grupie samochodów ciężarowych do 3,5 t dmc, przewidywane zużycie może zwiększyć się z około 4,9 mln m<sup>3</sup> do 778,7 mln m<sup>3</sup>.

**WYKRES 79. ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE TRANSPORTU W PERSPEKTYWIE 2027 R. W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM [MLN M<sup>3</sup>]**

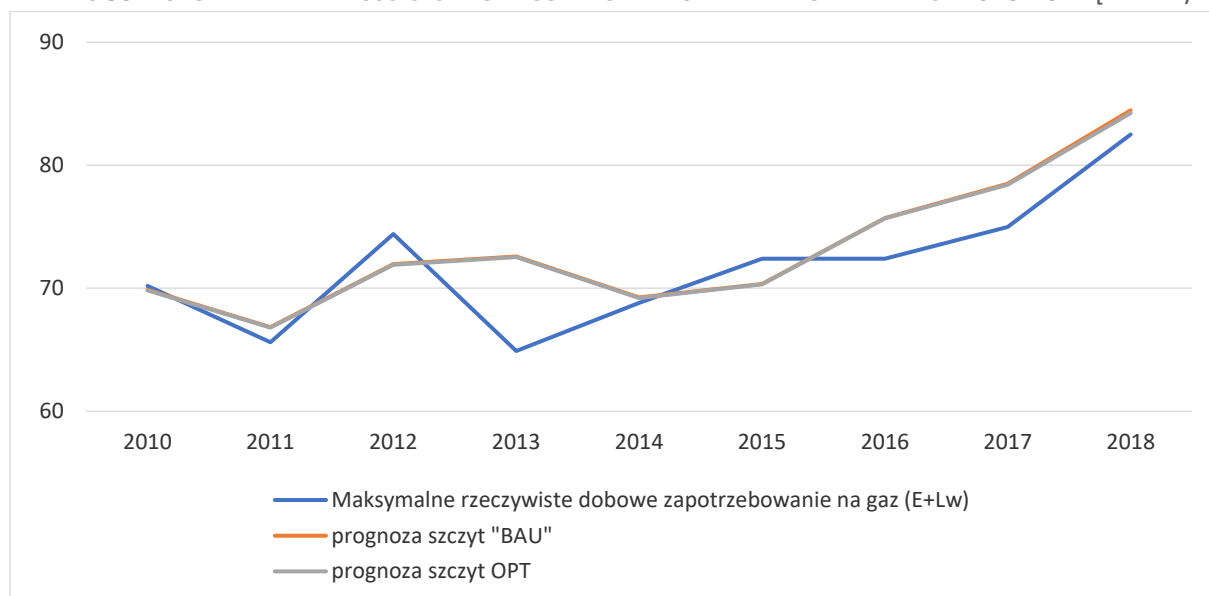


Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego w kontekście ustawy o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Instytut Transportu Samochodowego, 2017 r.)

## 5.2.6 ZMIANY WIELKOŚCI ZAPOTRZEBOWANIA DOBOWEGO

Dla potrzeb modelowania potencjału perspektywicznego zapotrzebowania dobowego na gaz w Polsce w odniesieniu do poszczególnych sektorów opracowany został pakiet analitycznych algorytmów relacyjnych pozwalający na ocenę wpływu i udziału poszczególnych sektorów w całkowitym dobowym zapotrzebowaniu na gaz. Dla wstępnie założonego schematu wskaźników przeprowadzone zostało badanie korelacji w celu zbadania dokładności oszacowania opartego na danych historycznych prezentowanych przez GUS i odniesionego do danych rzeczywistych prezentowanych przez Ministerstwo Energii w rocznych sprawozdaniach z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. W wyniku modelowania iteracyjnego opracowany został algorytm, który wykorzystano do prognozowania przyszłego szczytowego zapotrzebowania na gaz w Polsce. Dokładność oszacowania w całym okresie 2010-2017 jest względnie wysoka, średni błąd szacowania wynosi około 2%. W 2013 r. występuje duże odchylenie, zapotrzebowanie szczytowe jest ok. 11% niższe niż wynikające z modelu. Może to być spowodowane np. wyłączeniem części elektrociepłowni gazowych w tym dniu (np. Lublin Wrotków lub Nowa Sarzyna) lub obniżeniem produkcji jednego z zakładów przemysłowych (chemia lub petrochemii). W końcowym okresie obserwowane jest również rozchylenie krzywych, co może wynikać z różnic pomiędzy wartościami modelowymi i rzeczywistymi dobowego zapotrzebowania na gaz dla wybranych obiektów z sektora energetyki (w latach 2017 i 2018 do systemu włączone zostały nowe bloki gazowo-parowe we Włocławku i Płocku). Autorzy niniejszego raportu mają świadomość, że dokładność oszacowania może być kwestionowana, niemniej jednak dla potrzeb niniejszego raportu ewaluacyjnego, mającego na celu określenie potencjału rynkowego, dokładność oszacowania powinna być wystarczająca i umożliwiać podjęcie dalszych dyskusji dotyczących scenariuszy możliwego miksu energetycznego oraz ścieżki dochodzenia do osiągnięcia przez Polskę określonych krajowych celów wskaźnikowych.

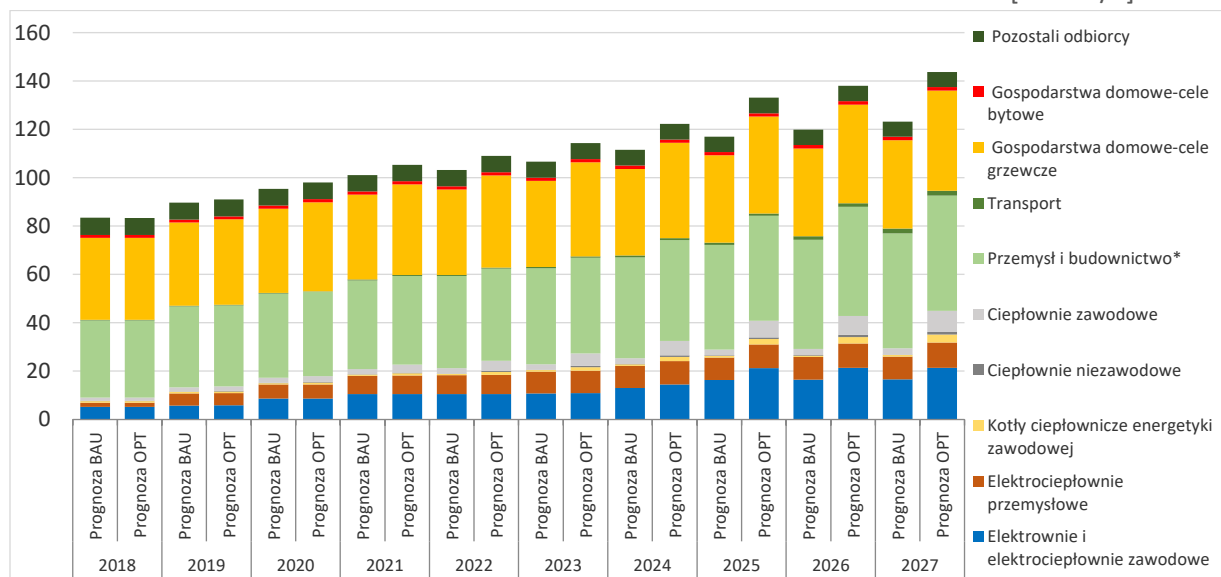
**WYKRES 80.** PORÓWNANIE WIELKOŚCI SZCZYTOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W LATACH 2010-2017 [MLN M<sup>3</sup>/D]



Źródło: Opracowanie własne z wykorzystaniem sprawozdań Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

Uwzględniając możliwy do osiągnięcia poziom dokładności prowadzonych analiz (ograniczony m.in. dostępnością szczegółowych danych), w ramach badania przeprowadzono analizy symulacyjne pozwalające na dokonanie oceny możliwych scenariuszy zapotrzebowania szczytowego, przy uwzględnieniu szczególnego wpływu rosnącej roli elektroenergetyki zawodowej oraz ciepłownictwa.

**WYKRES 81.** PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA DOBOWEGO NA GAZ ZIEMNY W LATACH 2018-2030 [MLN M<sup>3</sup>/D]



Źródło: Opracowanie własne

Wyniki analiz wskazują, że w konsekwencji spodziewanego zwiększania zużycia gazu w Polsce i szerszego zastosowania m.in. w sektorach elektroenergetyki i ciepłownictwa, zapotrzebowanie szczytowe będzie rosnąć i w 2027 r. w zależności od scenariusza może osiągnąć wielkość około 123 mln m<sup>3</sup>/d w scenariuszu BAU oraz ok. 144 mln m<sup>3</sup>/d w scenariuszu OPT. W porównaniu z 2018 r. wzrost wyniesie odpowiednio około 49% w scenariuszu BAU oraz około 74% w scenariuszu OPT. W wielkości zapotrzebowania dobowego spodziewane są znaczące zmiany strukturalne. W 2018 r. największy udział miały sektor przemysłu (39%) i gospodarstw domowych (41%). W perspektywie

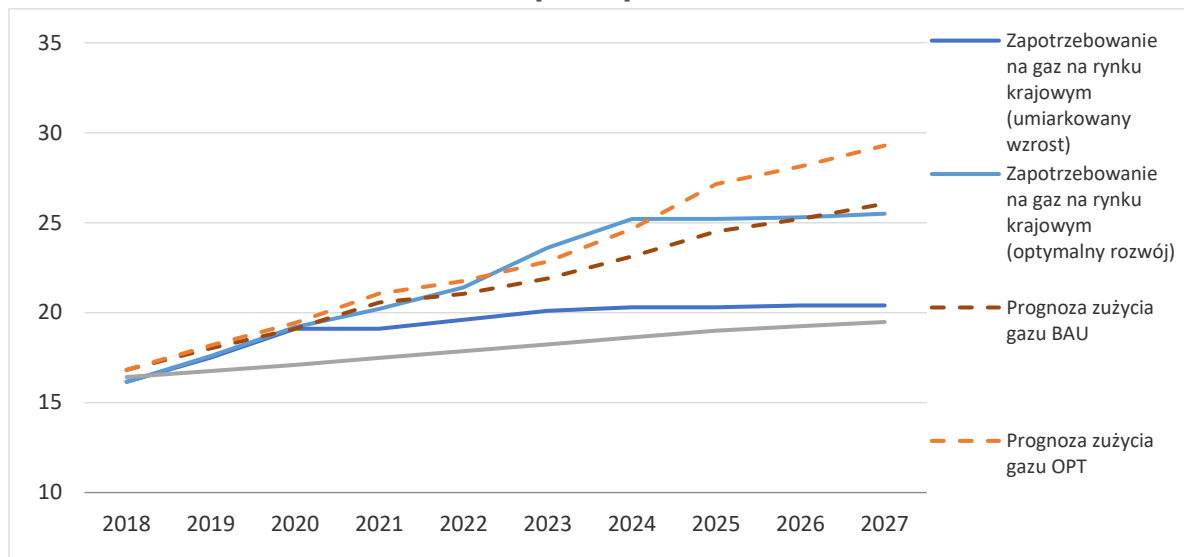
2027 r. wielkość zapotrzebowania szczytowego generowanego przez te sektory będzie rosnąć, co będzie konsekwencją wymiany części domowych i przemysłowych instalacji grzewczych z węglowych na gazowe, jednak ich udział w całkowitym zapotrzebowaniu dobowym obniży się do ok. 30% w przypadku gospodarstw domowych oraz 30-38% w przypadku przemysłu. W strukturze wystąpi zwiększony udział odbiorców z sektora energetyki i ciepłownictwa (w tym instalacji przemysłowych), który w 2027 r. wynieść może 24-31% (wzrost o 13-20% w porównaniu z 2018 r.). **Udział samego sektora elektroenergetyki w zapotrzebowaniu dobowym zmieni się z poziomu około 6% w 2018 na około 15%, a wielkość zużycia w dobie maksymalnej może wynieść ok. 18,3-23,1 mln m<sup>3</sup>.**

W analizie struktury szczytowego zapotrzebowania warto podkreślić rosnący udział zużycia gazu zależnego od warunków pogodowych (cele grzewcze), co będzie powodowało dużą zmienność strumieni gazu przesyłanych w sieci gazowej. **Tak duże zmiany wymagać będą zapewnienia odpowiednich przepustowości sieci przesyłowej i dystrybucyjnych, a także dostosowania zdolności odbioru gazu z podziemnych magazynów gazu.** Coraz większą rolę w pracy systemu będzie odgrywała też zdolność akumulacji gazu w systemie, która będzie wspomagać jego prace przy dynamicznych zmianach zapotrzebowania dobowego powodowanych m.in. zmianami temperatury powietrza.

### **5.3. BILANS ANALIZ DOTYCZĄCYCH ROZWOJU RYNKU GAZU**

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują, że w kontekście oczekiwanych zmian i dostosowania wszystkich polskich sektorów gospodarki do nowych wymagań środowiskowych, w najbliższych dziesięciu latach zmiany będą mogły być obserwowane również w sektorze gazownictwa. **Uruchomienie nowych połączeń z systemami krajów UE, budowa terminala LNG w Świnoujściu oraz zmiany w zakresie liberalizacji rynku gazu, w tym stopniowe uwalnianie cen gazu, spowodowały, że w Polsce zaistniały warunki dla zakupu tego paliwa po cenach konkurencyjnych, bez ryzyka przerw w dostawach w najbardziej newralgicznych momentach. Dało to podstawy do rozwoju rynku gazu i zwiększania użytkowania tego paliwa praktycznie we wszystkich sektorach gospodarki. Przeprowadzone w ramach niniejszego badania analizy sektorowe również potwierdzają, że rosnący trend w zużyciu gazu powinien się utrzymywać przez następne lata, a wielkość zapotrzebowania na gaz w 2027 r. w zależności od scenariusza rozwoju może osiągnąć poziom 26-29 mld m<sup>3</sup>.** Oznacza to, że przy spełnieniu pewnych uwarunkowań regulacyjnych oraz zapewnieniu odpowiedniej infrastruktury w Polsce istnieje potencjał rynkowy dla dużego wzrostu zastosowania gazu (**potencjalny średnioroczny wzrost może wynieść około 6% w scenariuszu BAU oraz 8% w scenariuszu OPT**). Wzrost powinien być obserwowany praktycznie we wszystkich sektorach, **największa dynamika zmian powinna wystąpić w zakresie transportu, gdzie zużycie gazu może zwiększyć się ponad dziesięciokrotnie (z obecnych ok. 50 mln m<sup>3</sup> do ok. 570 mln m<sup>3</sup> w 2027 r.)**. Pomimo możliwej dużej dynamiki wzrostu udział tego sektora w całkowitym zapotrzebowaniu na gaz nie przekroczy 2% (obecnie ok. 0,3%).

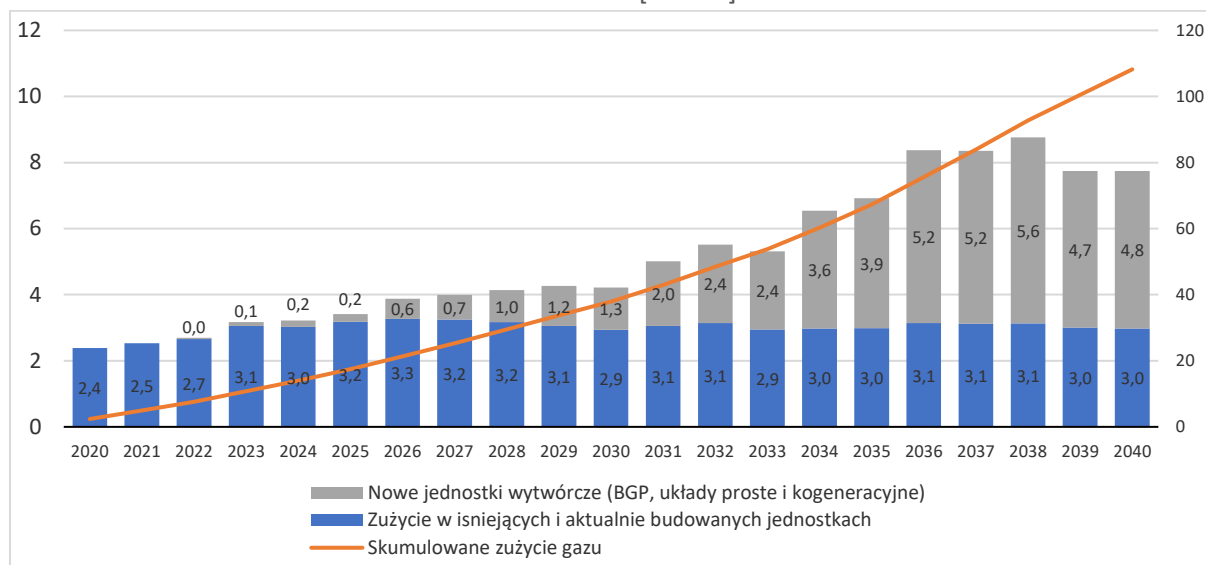
**WYKRES 82.** MOŻLIWE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT NA TLE RÓŻNYCH WARIANTÓW PROGNOZY W PERSPEKTYWIE 2027 R. [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP2030, PEP2050, KDRP2020-2029

**Duża dynamika zmian obserwowana powinna być również w obszarze zastosowania gazu do celów wytwarzania energii elektrycznej (średnioroczny wzrost wynosi ok. 19% w scenariuszu BAU oraz 27% w scenariuszu OPT).** W sektorze tym wzrost wydaje się jak najbardziej realny, gdyż część jednostek wytwórczych już działa w systemie, a kilka jest w trakcie budowy, a ich przyłączenie do sieci gazowej nie wymaga bardzo dużych inwestycji w sieci gazowej. Zwiększanie zużycia gazu jest również przewidywane w PEP 2040, a wprowadzony w kraju model rynku mocy w zakresie nowych instalacji wspierać będzie praktycznie jednostki kogeneracyjne gazowe (poprzez wprowadzenie ograniczenia dozwolonych wielkości emisji CO<sub>2</sub> do 550 kg/MWh). Zamieszczona w PEP2040 prognoza zużycia gazu w sektorze elektroenergetyki zakłada, że w kolejnych latach gaz będzie odgrywać coraz większą rolę w bilansie wytwarzania energii elektrycznej. Wielkość zużycia ma wynieść ok. 2,4 mld m<sup>3</sup> w 2020 r. oraz 3,9 mld m<sup>3</sup> w 2027 r. W pierwszym okresie gaz będzie wykorzystywany przez istniejące oraz obecnie budowane jednostki wytwórcze, natomiast od 2023 r. przewiduje się stopniowy wzrost zużycia gazu w nowych jednostkach, które obecnie znajdują się w fazie przygotowania. Maksymalna wielkość zużycia gazu przedstawiana w dokumencie osiąga poziom 8,7 mld m<sup>3</sup> w 2038 r., po czym przewidywane jest obniżanie zużycia gazu i zwiększanie roli innych paliw. Jak podaje projekt PEP 2040 łączne zużycie gazu w dla celów wytworzenia energii elektrycznej wyniesie ok. 110 mld m<sup>3</sup> w latach 2020-2040.

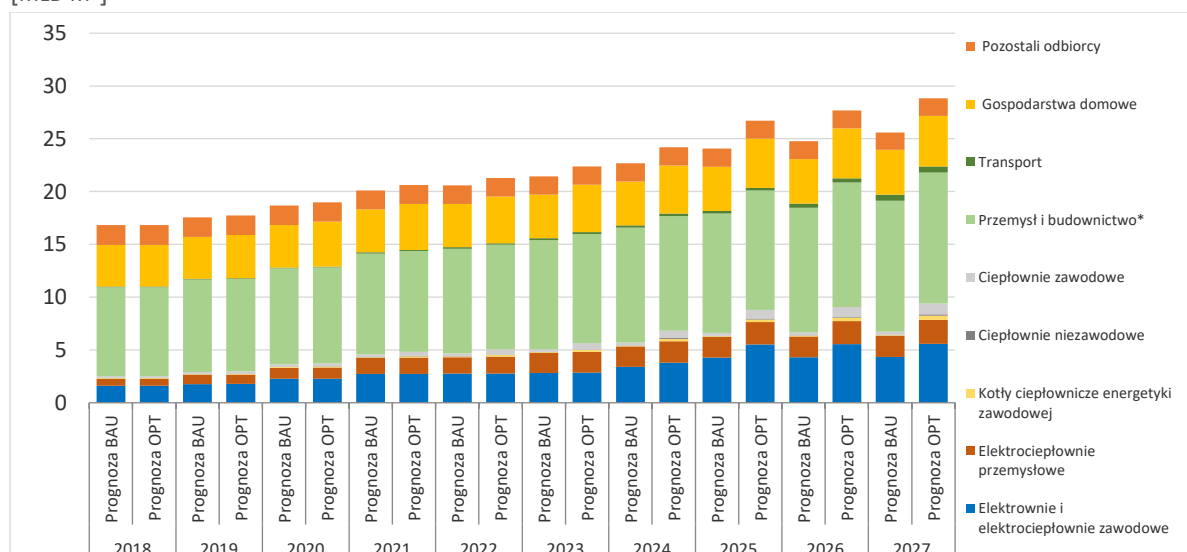
**WYKRES 83.** PROGNOZA ZUŻYCIA GAZU ZIEMNEGO W ELEKTROWNIACH I ELEKTROCIĘPŁOWNIACH W UJĘCIU ROCZNYM ORAZ SKUMULOWANE W LATACH 2020-2040 WG PEP 2040 [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: PEP2040

Sektor ciepłownictwa jest jednym z najbardziej pożądaných i zarazem perspektywicznych obszarów wzrostu zastosowania gazu. Obecnie w Polsce dla wytworzenia ciepła tym wykorzystywane jest ok. 24 mln ton węgla, po 12 mln ton w systemach ciepłowniczych i budynkach ogrzewanych indywidualnie, a źródła węglowe mają łączną moc 117 GW, co stanowi około 61% mocy wszystkich systemowych i indywidualnych źródeł ciepła w Polsce. Źródła gazowe stanowią około 19%. Z uwagi na większą efektywność procesu produkcji energii oraz o połowę mniejszą emisyjność oczekiwane jest zwiększenie zużycia gazu w tym sektorze. **Analizy wskazują, że przy przyjętych założeniach wzrost zużycia gazu w sektorze ciepłownictwa systemowego (z uwzględnieniem instalacji przemysłowych) w okresie 2018-2027 może wynieść w zależności od scenariusza około 1,9-3,4 mld m<sup>3</sup>, a więc o 2,1-3,8-krotny wzrost w odniesieniu do stanu obecnego.**

**WYKRES 84.** MOŻLIWE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT W UJĘCIU SEKTOROWYM [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne



**W sektorze gospodarstw domowych wzrost ten może wynieść 0,3-0,9 mld m<sup>3</sup>, a więc około 8-22% w zależności od realizowanego scenariusza.** Zwiększająca się zamożność społeczeństwa, coraz lepsza ekonomika i komfort użytkowania gazu w porównaniu z węglem, a także rosnąca świadomość ekologiczna ludności mogą wpływać pozytywnie na zmiany w dotychczasowym modelu wytwarzania ciepła w gospodarstwach domowych. **Realność zmian w sektorze ciepłownictwa będzie jednak w dużej mierze zależać od dostępności infrastruktury gazowniczej w rejonach lokalizacji potencjalnych nowych odbiorców gazu.** Przyjmując, że gospodarstwo domowe wykorzystujące gaz do celów grzewczych zużywa średnio około 2000 m<sup>3</sup> gazu rocznie, **prognozowany wzrost zapotrzebowania wymagać będzie przyłączenia około 150-450 tysięcy nowych gospodarstw domowych w tym czasie.**

W przypadku **sektora przemysłu** zakładane jest utrzymanie dotychczasowej rosnącej tendencji zmian w zakresie zużycia gazu, co może wiązać się z postępującym rozwojem gospodarczym kraju oraz wdrażaniem nowych technologii w przemyśle wypierających przestarzałe i nieefektywne źródła węglowe.

**W strukturze zużycia gazu** największy udział aktualnie ma sektor przemysłu i sytuacja ta raczej nie zmieni się w warunkach utrzymującej się koniunktury gospodarczej. Duże zmiany (ok. 10%) spodziewane są w grupie elektrowni i elektrociepłowni zawodowych oraz grupach związanych z wytwarzaniem ciepła. Gospodarstwa domowe z czasem będą zmniejszać udział w strukturze zapotrzebowania na gaz z ok. 23% w 2018 do ok. 16% w 2027 r.

**TABELA 32. MOŻLIWE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT W UJĘCIU SEKTOROWYM [MLD M<sup>3</sup>]**

WYSZCZEGÓLNIENIE		2015	2018	2020		2025		2027	
				BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT
<b>Zapotrzebowanie na gaz</b>		<b>13,62</b>	<b>16,82</b>	<b>19,11</b>	<b>19,43</b>	<b>24,51</b>	<b>27,15</b>	<b>26,05</b>	<b>29,29</b>
w tym	Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	1,06	1,62	2,26	2,26	4,27	5,53	4,33	5,59
	Elektrociepłownie przemysłowe	0,25	0,64	1,51	1,53	2,42	2,56	2,44	2,72
	Kotły ciepłownicze energetyki zawodowej	0,06	0,06	0,07	0,10	0,07	0,26	0,08	0,39
	Ciepłownie niezawodowe	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,08	0,02	0,12
	Ciepłownie zawodowe	0,13	0,16	0,24	0,28	0,29	0,81	0,30	1,03
	Przemysł i budownictwo*	6,99	8,44	9,09	9,09	11,30	11,30	12,41	12,41
	Transport	0,02	0,05	0,06	0,06	0,26	0,26	0,57	0,57
	Gospodarstwa domowe	3,35	3,93	4,04	4,26	4,18	4,65	4,24	4,81
	Pozostali odbiorcy	1,72	1,88	1,82	1,82	1,70	1,70	1,66	1,66

Źródło: Opracowanie własne

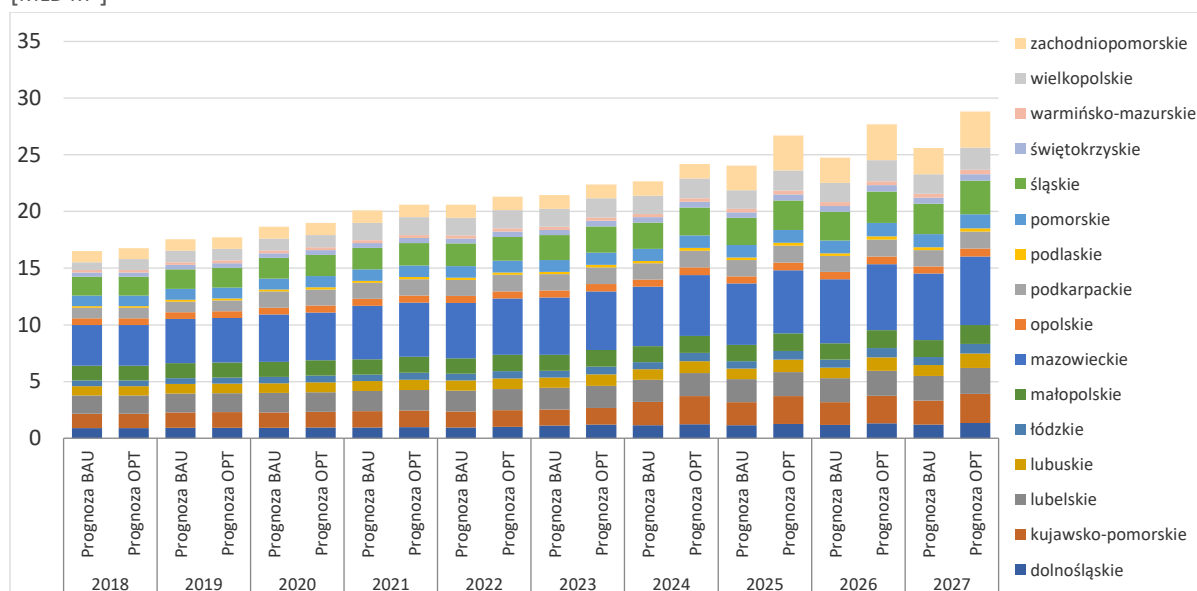
**TABELA 33.** MOŻLIWE ZMIANY W STRUKTURZE ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT W UJĘCIU SEKTOROWYM [%]

WYSZCZEGÓLNIENIE		2015	2018	2020		2025		2027	
				BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT
<b>Zapotrzebowanie na gaz</b>		<b>13,62</b>	<b>16,82</b>	<b>19,11</b>	<b>19,43</b>	<b>24,51</b>	<b>27,15</b>	<b>26,05</b>	<b>29,29</b>
w tym	Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	7,8%	9,7%	11,8%	11,6%	17,4%	20,4%	16,6%	19,1%
	Elektrociepłownie przemysłowe	1,9%	3,8%	7,9%	7,9%	9,9%	9,4%	9,4%	9,3%
	Kotły ciepłownicze energetyki zawodowej	0,4%	0,4%	0,3%	0,5%	0,3%	1,0%	0,3%	1,3%
	Ciepłownie niezawodowe	0,2%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,3%	0,1%	0,4%
	Ciepłownie zawodowe	1,0%	1,0%	1,3%	1,4%	1,2%	3,0%	1,2%	3,5%
	Przemysł i budownictwo*	51,3%	50,2%	47,5%	46,8%	46,1%	41,6%	47,6%	42,4%
	Transport	0,2%	0,3%	0,3%	0,3%	1,0%	0,9%	2,2%	1,9%
	Gospodarstwa domowe	24,6%	23,3%	21,1%	21,9%	17,1%	17,1%	16,3%	16,4%
	Pozostali odbiorcy	12,6%	11,2%	9,5%	9,4%	6,9%	6,3%	6,4%	5,7%

Źródło: Opracowanie własne

Pod względem geograficznym w perspektywie 2027 r. spodziewana jest kontynuacja dominującej pozycji województwa mazowieckiego, którego udział w całkowitym zapotrzebowaniu na gaz może zwiększyć się do ok. 22- 24% (w wyniku m.in. realizacji gazowych jednostek wytwórczych w Warszawie). Na drugim miejscu może być województwo śląskie z udziałem ok. 10%, natomiast na 3 miejscu może znaleźć województwo zachodniopomorskie z udziałem ok. 9-11% (w wyniku budowy jednostek wytwórczych w ZEDO).

**WYKRES 85.** MOŻLIWE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT W UJĘCIU WOJEWÓZKIM [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne

#### 5.4. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

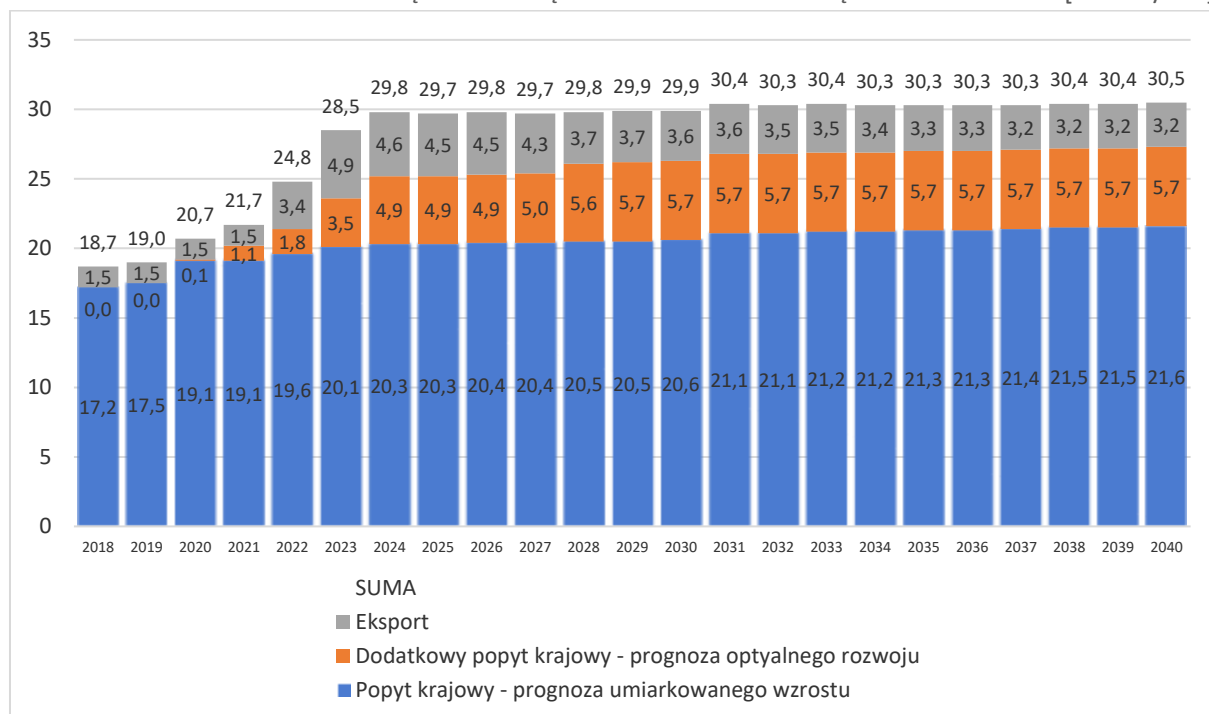
Zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2017 r. wyniosło 15,5 mld m<sup>3</sup> i wykazuje tendencję wzrostową (3% średniorocznie w latach 2010-2017). Dotychczas gaz ziemny zużywany był przede wszystkim w przemyśle (ok. 50% krajowego zużycia) oraz w sektorze komunalno-bytowym (ok. 25%). Szczytowe zapotrzebowanie na gaz zanotowało wzrost z poziomu około 70 mln m<sup>3</sup>/d w 2010 r. do około 82,5 mln m<sup>3</sup>/d w 2018 r. **Uruchomienie nowych połączeń z systemami krajów UE, budowa terminala LNG w Świnoujściu oraz zmiany w zakresie liberalizacji rynku gazu, w tym stopniowe uwalnianie cen gazu, spowodowały, że w Polsce zaistniały warunki dla zakupu tego paliwa po cenach konkurencyjnych, bez ryzyka przerw w dostawach.** Przeprowadzone analizy sektorowe wskazują, że w zależności od przyjętego scenariusza rozwoju, **wielkość zapotrzebowania na gaz w 2027 r. może osiągnąć poziom 26-29 mld m<sup>3</sup> (średnioroczny wzrost na poziomie 6 do 8%).** Wzrost zużycia gazu ziemnego powinien być obserwowany praktycznie we wszystkich sektorach, a największa dynamika zmian powinna wystąpić w sektorze **transportu** (z obecnych ok. 50 mln m<sup>3</sup> do ok. 570 mln m<sup>3</sup> w 2027 r.), nadal jednak udział tego sektora w całkowitym zapotrzebowaniu na gaz nie przekroczy 2% (obecnie ok. 0,3%). Bardzo duża dynamika zmian obserwowana będzie również w obszarze **elektroenergetyki** (średnioroczny wzrost od 19% do 27%). Wzrost zużycia gazu w **sektorze ciepłownictwa** (z uwzględnieniem instalacji przemysłowych) w okresie 2018-2027 może wynieść od 1,9 do 3,4 mld m<sup>3</sup>, a w sektorze **gospodarstw domowych** - od 0,3 do 0,9 mld m<sup>3</sup>, **przy czym wymagać on będzie przyłączenia około 150-450 tysięcy nowych gospodarstw domowych).** Realność zmian w sektorze **produkcji ciepła (zarówno systemowego, jak i przemysłowego oraz indywidualnego) będzie jednak w dużej mierze zależeć od dostępności infrastruktury gazowniczej w rejonach lokalizacji potencjalnych nowych odbiorców gazu.** Zarówno w sektorze elektroenergetyki, jak i ciepłownictwa, **wzrost zużycia gazu powinien być w większości traktowany jako efekt wymiany dotychczasowych źródeł ciepła opalanych paliwami stałymi na źródła wykorzystujące gaz ziemny.** W sektorze przemysłu i budownictwa, przy założeniu utrzymania obecnej koniunktury gospodarczej i utrzymania dotychczasowego trendu, wielkość zapotrzebowania na gaz ziemny może zwiększyć się o blisko 50%. Pod względem geograficznym w perspektywie 2027 r. spodziewana jest **kontynuacja dominującej pozycji województwa mazowieckiego**, którego udział w całkowitym krajowym zapotrzebowaniu na gaz może wzrosnąć do ok. 22- 24%, na drugim miejscu powinno znaleźć się województwo **śląskie** z udziałem ok. 10%, a na 3 miejscu - województwo **zachodniopomorskie** z udziałem ok. 9-11%.

## 6. POTRZEBY INWESTYCYJNE W SEKTORZE GAZOWYM NA LATA 2021-2027

Ze względu na wieloletnie duże uzależnienie krajowego rynku gazu od dostaw z jednego kierunku (dominującą rolę rosyjskiego dostawcy) oraz prognozowany wzrost popytu na gaz w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, w tym w Polsce, konieczna jest dodatkowa podaż surowca, którą mogą zapewnić realizowane projekty dywersyfikacyjne. Budowa i oddanie do eksploatacji gazociągu BalticPipe oraz zwiększonej zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG w 2022 r. są szczególnie istotne dla Polski, która od wielu już lat realizuje inwestycje umożliwiające dywersyfikację źródeł dostaw gazu. Priorytetem jest obecnie umożliwienie pełnego uniezależnienia się od dostaw gazu z Rosji poprzez budowę infrastruktury umożliwiającej fizyczne dostawy niezbędnych ilości gazu m.in. z Norwegii oraz innych kierunków (koncepcja bramy północnej: rozbudowa terminala LNG oraz budowa BalticPipe, planowane FSRU). Zaangażowanie w te projekty powinno rozszerzyć zakres dostępnych opcji i pozwolić na wzmocnienie pozycji negocjacyjnej w odniesieniu do przyszłych dostaw gazu ziemnego. Dostawy z nowych, innych niż dotychczasowe źródeł, będą odgrywały coraz większą rolę w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski, zwłaszcza, że zapotrzebowanie na to paliwo na rynku krajowym będzie wzrastać.

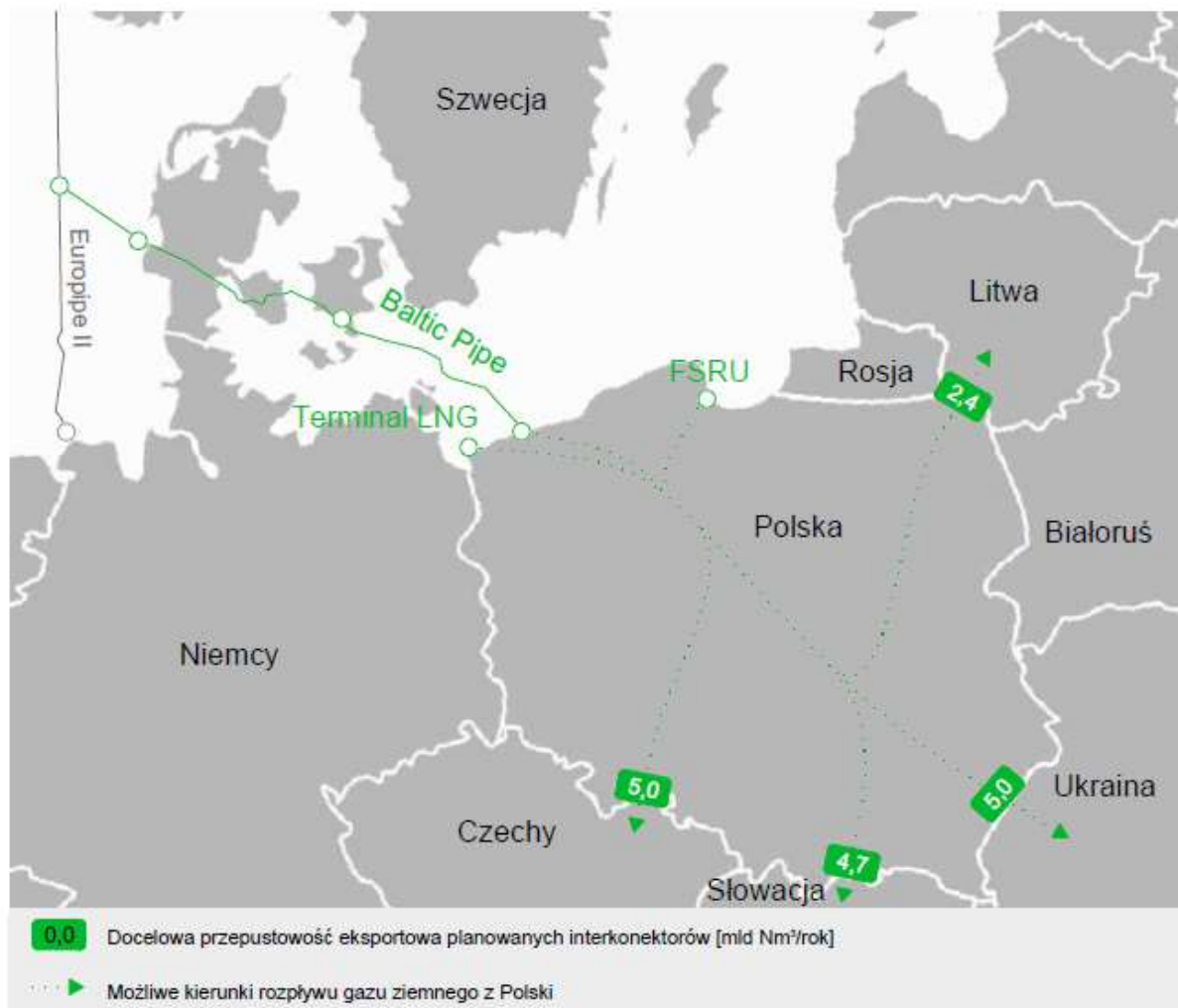
Importowany do Polski gaz będzie mógł być zagospodarowany na rynku krajowym oraz przesyłany do kolejnych państw regionu poprzez planowane połączenia międzysystemowe z Czechami, Słowacją, Ukrainą oraz Litwą. Łączna docelowa przepustowość eksportowa interkonektorów jest planowana na ok. 17 mld Nm<sup>3</sup> rocznie. Zgodnie z prognozami przedstawianymi przez Gaz-System, przesył gazu ziemnego przez terytorium Polski do krajów sąsiednich może wzrosnąć z poziomu 1,5 mld m<sup>3</sup> w 2018 r. do około 3,2 mld m<sup>3</sup> w 2040 r.

**WYKRES 86.** ROCZNY POPYT NA USŁUGĘ PRZESYŁOWĄ GAZ-SYSTEM S.A. Z UWZGLĘDNIENIEM EKSPORTU [MLD M<sup>3</sup>/ROK]



Źródło: KDPR 2020-2029

MAPA 13. ROZPŁYWY GAZU NORWESKIEGO PRZEZ POLSKĘ DO CEE



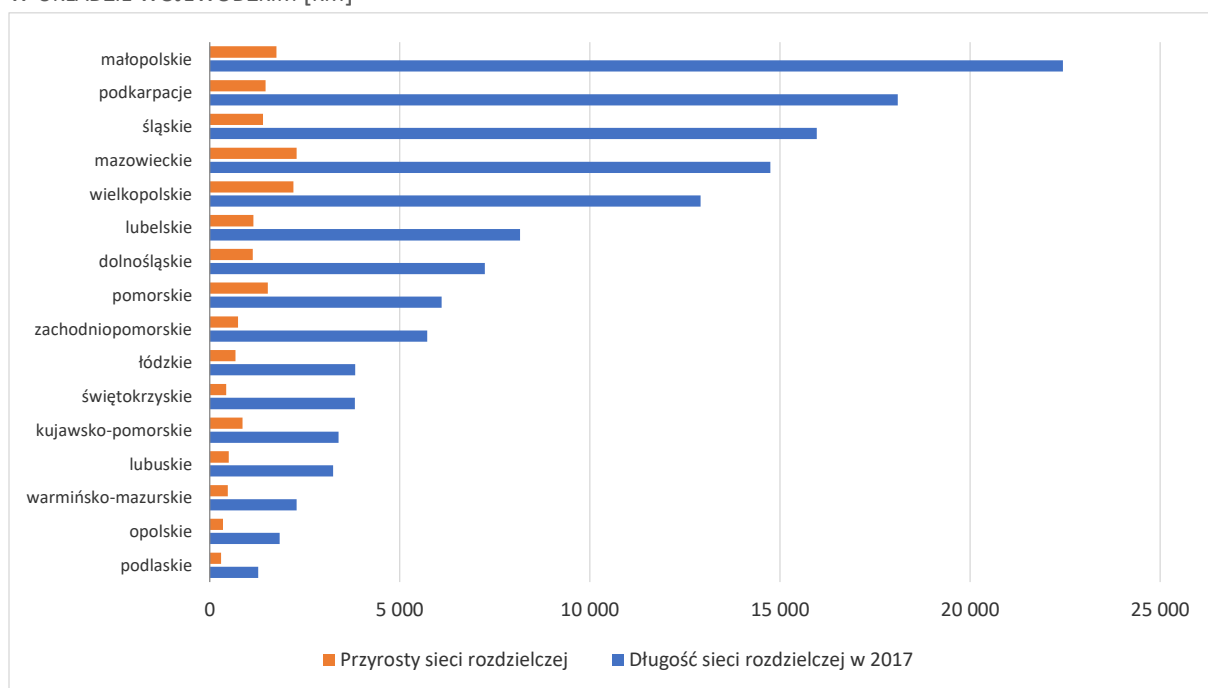
Źródło: Opracowanie własne na bazie danych ENTSOG

## 6.1. STAN OBECNY

Rozkład długości sieci rozdzielczej w poszczególnych województwach kształtuje się podobnie jak zużycie gazu, tj. najlepiej rozwinięta sieć gazociągów występuje na terenach, na których ich budowę rozpoczęto historycznie najwcześniej, tj. małopolskie (22,4 tys. km), podkarpackie (18 tys. km), śląskie (16 tys. km). Najgorzej rozwiniętą sieć posiadają województwa: podlaskie (1,3 tys. km), opolskie (1,8 tys. km), warmińsko-mazurskie (2,3 tys. km). Długość sieci gazowej jest ściśle powiązana ze zużyciem gazu oraz liczbą odbiorców.

W latach 2010-2017 największy przyrost długości sieci rozdzielczej zanotowano w województwach: podkarpackie (695 km), mazowieckim (548 km), oraz śląskim (330 km). Najmniejsze przyrosty sieci rozdzielczej miały miejsce na terenie województw: podlaskiego (15 km), lubuskiego (23 km), warmińsko-mazurskiego (51 km).

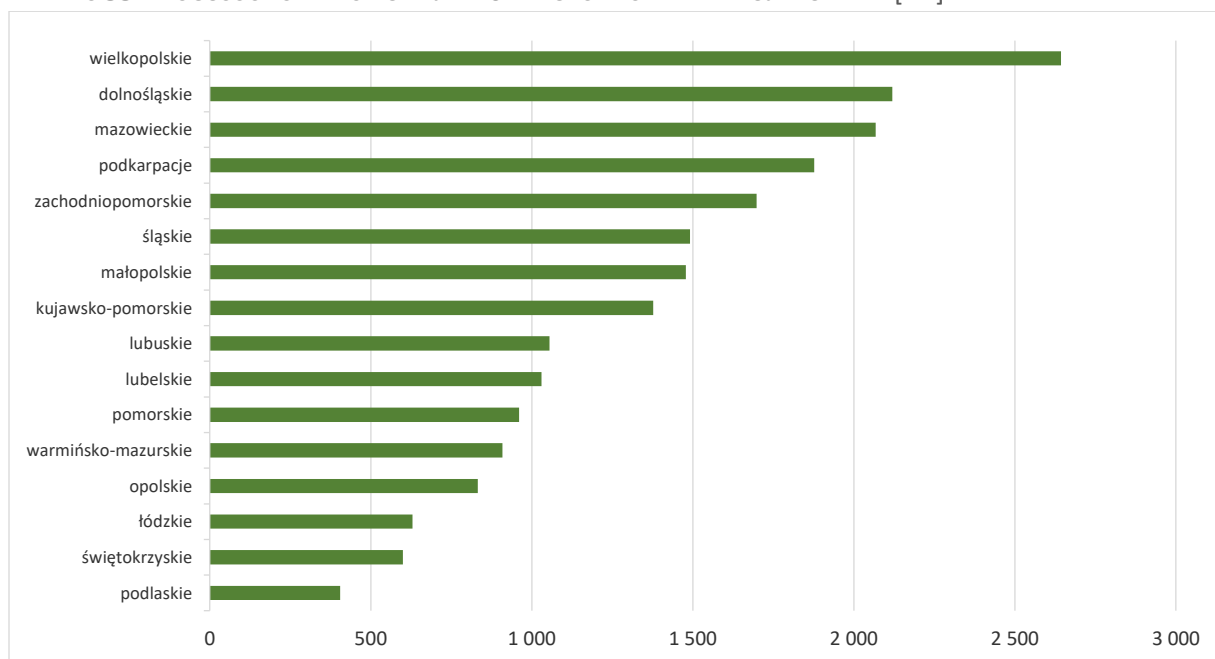
**WYKRES 87.** DŁUGOŚĆ SIECI ROZDZIELCZEJ W 2017 ROKU I PRZYROSTY SIECI ROZDZIELCZEJ W OKRESIE 2010 – 2017 W UKŁADZIE WOJEWÓDZKIM [KM]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Długość sieci przesyłowej skorelowana jest z lokalizacją obecnych i potencjalnych interkonektorów i Terminalu LNG, umożliwiających transgraniczny przesył gazu do/z Polski, umiejscowieniem podziemnych magazynów gazu, oraz gazociągami magistralnymi. Największą długość sieci przesyłowej w roku 2017 występuje na terenie województw: wielkopolskiego (2643 km), dolnośląskiego (2120 km), oraz mazowieckiego (2067 km). Najmniejszą długością sieci przesyłowej charakteryzują się również te województwa, które mają słabo rozwiniętą sieć rozdzielczą: podlaskie (405 km), świętokrzyskie (600 km), łódzkie (630 km).

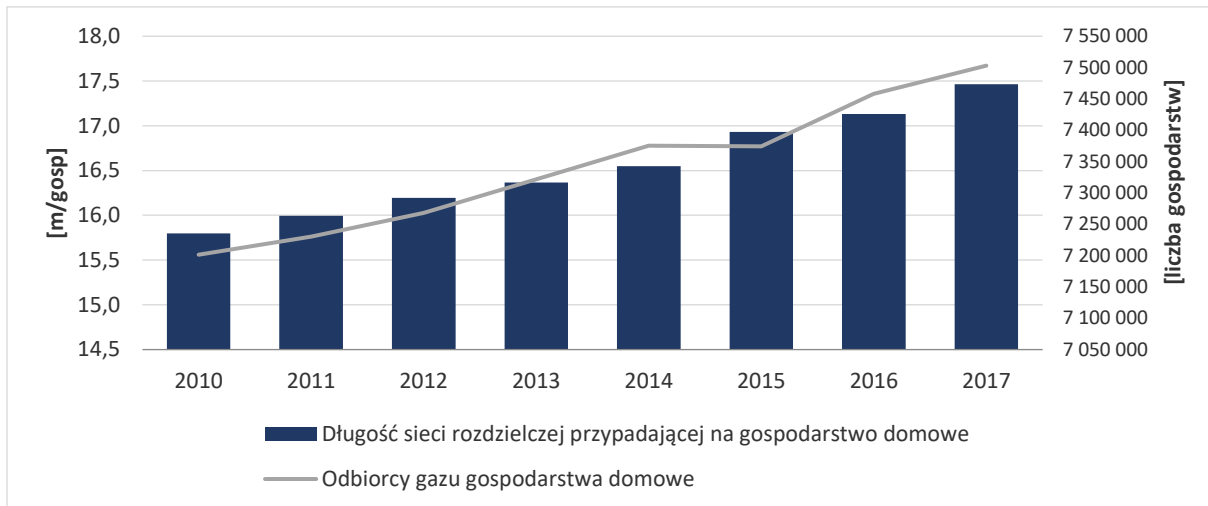
**WYKRES 88.** DŁUGOŚĆ SIECI PRZESYŁOWEJ W 2017 ROKU W UKŁADZIE WOJEWÓDZKIM [KM]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Długość sieci rozdzielczej przypadającej na odbiorcę komunalnego (gospodarstwo domowe) zwiększyła się w okresie od 2010 do 2017 roku. Świadczy to o tym, że sieć dystrybucyjna dociera do odbiorców zlokalizowanych na terenach coraz bardziej oddalonych od gazociągów zasilających i trudniej dostępnych.

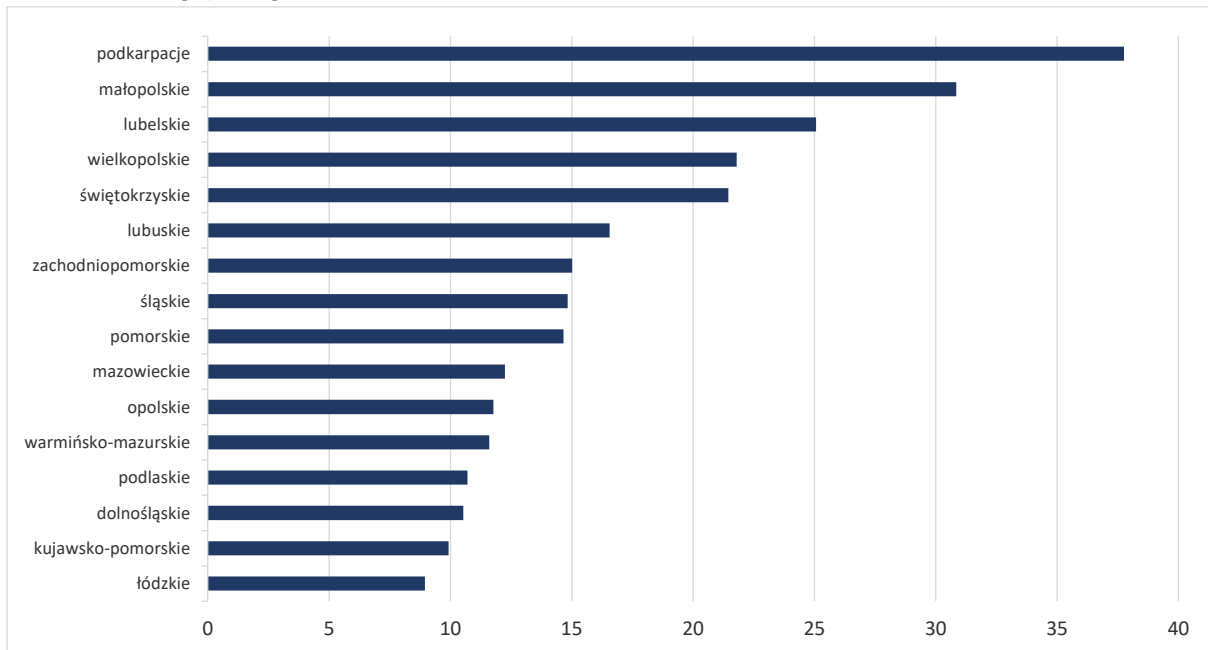
**WYKRES 89.** DŁUGOŚĆ SIECI ROZDZIELCZEJ W [M] PRZYPADAJĄCA NA GOSPODARSTWO DOMOWE W LATACH 2010 – 2017



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

Największe długości sieci przypadające na odbiorcę gazu występują w województwach podkarpackim (37 m/odb.) i małopolskim (31 m/odb.), czyli w województwach, w których występuje również najwyższy procent ludności z dostępem do sieci, co w konsekwencji wiąże się z koniecznością doprowadzenia gazociągów do nieruchomości w większej odległości od gazociągów zasilających.

**WYKRES 90.** DŁUGOŚĆ SIECI ROZDZIELCZEJ PRZYPADAJĄCA NA ODBIORCĘ W ROKU 2017 W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA [M/OdB.]

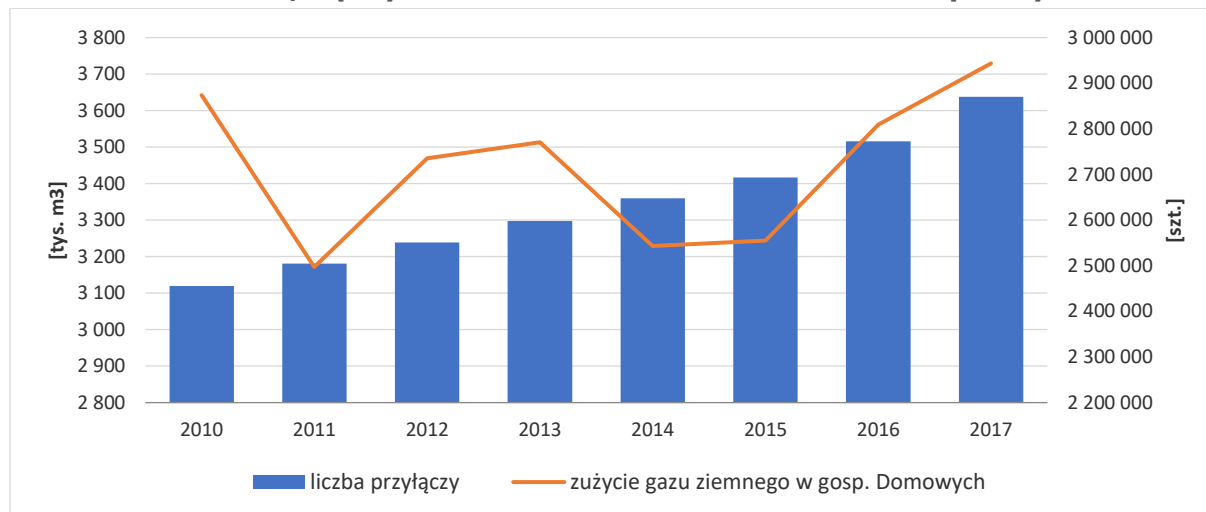


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

W latach 2010 - 2017 liczba czynnych przyłączy wzrosła odpowiednio z 2,455 mln szt. do 2,870 mln szt., a dynamika tego wzrostu zwiększa się szczególnie po 2015 roku. Generalnie zużycie gazu w

gospodarstwach domowych wzrasta wraz z liczbą czynnych przyłączy gazu. Wprawdzie w latach 2010, 2012 i 2013 wystąpiło relatywnie wysokie zużycie gazu w gospodarstwach domowych w stosunku do liczby przyłączy, ale wynikało ze zwiększonego zapotrzebowania na gaz u istniejących odbiorców, spowodowanego wyjątkowo wysokimi potrzebami grzewczymi. Od roku 2014 do roku 2017 trendy przyłączania nowych odbiorców (budowa nowych przyłączy) i wzrostu zużycia gazu w gospodarstwach domowych wyrównały się.

**WYKRES 91.** LICZBA PRZYŁĄCZY [SZT.] VS. ZUŻYCIE GAZU W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH [TYS. M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS

## 6.2. POTRZEBY INWESTYCYJNE W KRAJOWYM SYSTEMIE PRZESYŁOWYM

Zakres inwestycji planowanych i niezbędnych do realizacji w perspektywie 2020-2029 został wskazany przez operatora systemu przesyłowego Gaz-System S.A. w opublikowanym w styczniu 2019 projekcie Krajowego dziesięcioletniego planu rozwoju na lata 2020-2029 (wyciąg do konsultacji). Analiza projektu planu pozwala stwierdzić, że w kolejnej perspektywie finansowej działania inwestycyjne w systemie przesyłowym nakierowane będą na realizację priorytetów określonych w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku (PEP 2030) oraz projekcie Polityki energetycznej Polski do 2040 roku (PEP 2040) w zakresie m.in. **zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, liberalizacji polskiego rynku gazu, integracji z rynkami państw ościennych oraz podniesienia konkurencyjności i zapewnienia warunków dla intensywnego rozwoju krajowej gospodarki oraz funkcjonujących w niej przedsiębiorstw.** W szczególności zadania ujęte w projekcie KDPR 2020-2029 obejmują:

- Inwestycje związane z **zapewnieniem alternatywnych kierunków dostaw gazu do Polski**, w tym:
  - ✓ inwestycje realizowane w ramach obecnej perspektywy finansowej i planowane do zakończenia w terminie do 2023 r., tj. BalticPipe, rozbudowa zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG, połączenia międzysystemowe z Litwą, Słowacją, Ukrainą i Czechami;
  - ✓ inwestycje nowe planowane do realizacji po 2023 r., tj. terminal FSRU w rejonie Gdańska;
- **Rozbudowa KSP**, w tym zadania związane z rozbudową magistral przesyłowych o przepustowościach umożliwiających dostawy gazu z dowolnego kierunku i udrażniających przepływ w zidentyfikowanych tzw. „wąskich gardłach” w systemie przesyłowym, obejmujące łącznie około 3 000 km gazociągów w zakresie średnic DN500-DN1000, z czego 2 123 km realizowane w czasie obecnej perspektywy finansowej i planowane do zakończenia w terminie do 2023 r. oraz 877 km planowane do realizacji po 2023 r. W ramach tej grupy zadań przewidzianych do 2023 r. planowana jest również realizacja 6 tłocznii gazu, w tym 3 zadania związane z budową



nowych tłoczni (Kędzierzyn, Strachocina, Gustorzyn) oraz 3 zadania związane z rozbudową istniejących obiektów (Odolanów, Hołowczyce, Goleniów). Po 2023 r. planowane są dalsze działania inwestycyjne związane z rozbudową jednej tłoczni (Strachocina) oraz budową nowej tłoczni (Lwówek)

- **Inwestycje związane z przyłączeniem nowych odbiorców, podziemnego magazynu gazu w Damasławku oraz pływającego terminala regazyfikacyjnego LNG w rejonie zatoki Gdańskiej.** Na podstawie informacji zawartych w KDPR 2020-2029 oraz analizy informacji rynkowych można stwierdzić, że w najbliższych latach niezbędne będzie wybudowanie gazociągów związanych z przyłączeniem nowych bloków gazowych, gazociągu DN1000 związanego z przyłączeniem terminala FSRU oraz gazociągu DN1200 Damasławek-Mogilno, którego celem będzie podłączenie do KSP planowanego w dalszej perspektywie podziemnego magazynu gazu w Damasławku. Jak podaje Gaz-System w projekcie KDPR 2020-2029, w ostatnich dwóch latach spółka podpisała 5 umów o przyłączenie z odbiorcami sektora elektroenergetyki, a dodatkowo wydane zostały warunki przyłączenia oraz informacje o możliwości przyłączenia dla kolejnych 8 zainteresowanych podmiotów z tego obszaru. W przypadku inwestycji związanych z podłączaniem nowych bloków gazowych w perspektywie do 2023 r., KDPR wyszczególnia przyłączenie bloków gazowych PGNiG Termika w EC Żerań oraz EC Kawęczyn, natomiast w dalszej perspektywie wskazywane są nowe inwestycje związane z przyłączeniem EC Siekierki w Warszawie oraz EC Wybrzeże i Lotos w rejonie Kolnika. Biorąc pod uwagę informacje zawarte w KDPR 2020-2029 oraz plany inwestycje spółek energetycznych dotyczące budowy w najbliższych latach nowych bloków gazowych wydaje się, że w najbliższych latach wybudowane zostaną gazociągi przyłączeniowe do obiektów energetycznych (co najmniej ok. 170 km), gazociągu przyłączeniowego DN1000 do terminala FSRU o długości ok. 40 km oraz gazociągu DN1200 Damasławek-Mogilno o długości ok. 50 km. Łączna długość gazociągów przyłączeniowych może wynieść ok. 260 km, w tym ok. 108 do wybudowania w perspektywie 2023 r. oraz 143 km w perspektywie 2029 r.
- **Zadania inwestycyjne związane z modernizacją i przebudową sieci przesyłowej,** w ramach których planowane jest zmodernizowanie lub przebudowa ok. 329 km do 2023 r. oraz 362 km po 2023 r.

**TABELA 34. INWESTYCJE W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W PERSPEKTYWIE 2023 R.**

NAZWA INWESTYCJI		ŚREDNICA [MM]	DŁUGOŚĆ [KM]	NAKŁADY INWESTYCYJNE [MLN PLN] <small>JEŻELI NIE OKREŚLONO INACZEJ</small>	FINANSO -WANIE
Inwestycje w systemie przesyłowym w perspektywie 2023			2 481	15 mld PLN	
Inwestycje POIiŚ 2014-2020			780	4,53 mld PLN	
w tym:	1 Gazociąg Lwówek-Odolanów	1000	168	641	POIiŚ
	2 Gazociąg Czeszów-Wierzchowice	1000	15	85	POIiŚ
	3 Gazociąg Hermanowice-Strachocina	700	72	268	POIiŚ
	4 Gazociąg Zdzeszowice-Wrocław	1000	130	608	POIiŚ
	5 Gazociąg Czeszów-Kietczów	1000	33	130	POIiŚ
	6 Gazociąg Tworóg-Kędzierzyn	1000	43	209	POIiŚ
	7 Gazociąg Strachocina-Pogórska Wola	1000	97	455	POIiŚ
	8 Gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń	1000	168	930	POIiŚ
	9 Gazociąg Tworóg-Tworzeń	1000	55	332	POIiŚ

	10	Dolny Śląsk	-	-	68	POIiŚ	
	11	Terminal LNG	-	-	806	POIiŚ	
<b>Pozostałe inwestycje</b>				<b>1 701</b>	<b>10,43 mld PLN</b>		
<b>Gazociągi systemowe magistralne</b>				<b>1 343</b>	<b>8,99 mld PLN</b>		
w tym:	12	BalticPipe	900	273	1 884	CEF	
	13	Niechorze- Płoty	1000	40	282	GS	
	14	Goleniów - Płoty	700	41	219	GS	
	15	Goleniów - Lwówek	1000	188	1 324	GS	
	16	Zdzieszowice - Kędzierzyn	1000	19	134	GS	
	17	Kędzierzyn - granica RP (Polska - Czechy)	1000	55	387	GS	
	18	Strachocina - granica RP (Polska - Słowacja)	1000	58	653	CEF	
	19	Hermanowice - granica RP (Polska- Ukraina)	1000	2	11	GS	
	20	Gustorzyn - Wronów, w tym gazociągi: Gustorzyn - Leśniewice Leśniewice - Rawa Mazowiecka Rawa Mazowiecka - Wronów	1000	316	2 225	GS	
	21	Hołowczyce - granica RP (Polska- Litwa)	700	343	1 831	CEF	
	22	Wiczlino - Reszki	700	8	43	GS	
w tym:	<b>Gazociągi systemowe pozostałe</b>			<b>233</b>	<b>0,62 mld PLN</b>		
	w tym:	23	Lewin Brzeski - Brzeski (Nysa)	300	38	69	GS
		24	Rembelszczyzna - Mory	700	28	149	GS
		25	Skoczów - Komorowice - Oświęcim	500	53	138	GS
		26	Oświęcim - Tworzeń	700	50	267	GS
		27	Inne gazociągi	150/700	63,5		GS
<b>Przyłączenia</b>				<b>126</b>	<b>0,64 mld PLN</b>		
w tym:	28	EC Żerań	500	10	26	GS	
	29	EC Czechnica	500	2	5	GS	
	30	OPEC Grudziądz	700	7	35	GS	
	31	El. Pomorzany (ZEDO)	700	63	336	GS	
	32	El. PAK	700	33	173	GS	
	33	EC Kawęczyn	700	12	64	GS	
<b>Modernizacje</b>				<b>96</b>	<b>0,17 mld PLN</b>		
w tym:	34	Stalowa Wola - Zbydniów	300	13	24	GS	
	35	Sandomierz - Zaleszany	250	12	18	GS	
	36	Kopki - Stalowa Wola	300	30	55	GS	
	37	Jadachy - Sandomierz	300	21	38	GS	
	38	Radlin - Racibórz	300	21	38	GS	

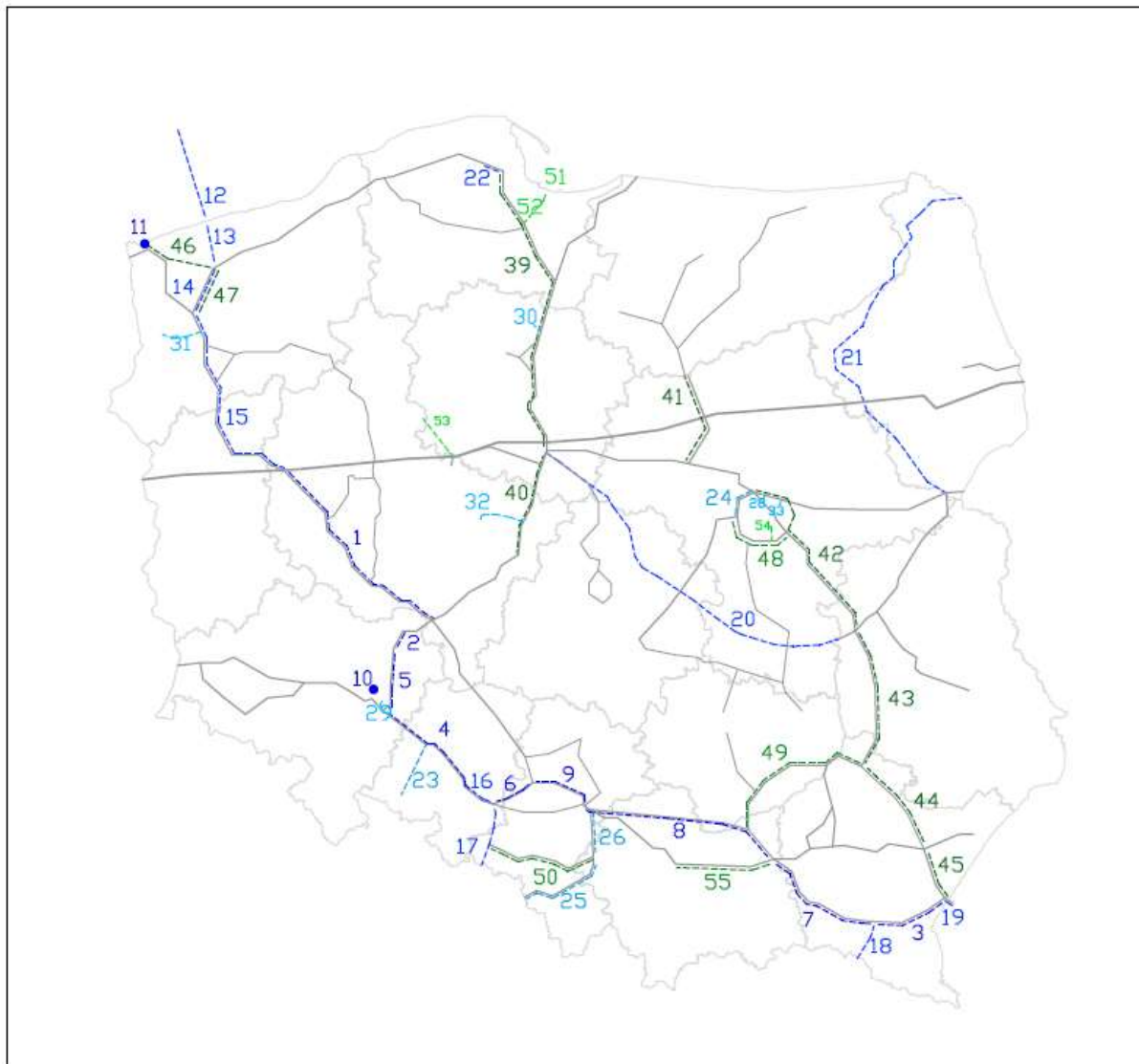
Źródło: Opracowanie własne na bazie danych KDPR2020-2029 i innych

**TABELA 35. INWESTYCJE W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W PERSPEKTYWIE 2029 R.**

NAZWA INWESTYCJI		ŚREDNICA [MM]	DŁUGOŚĆ [KM]	NAKŁADY INWESTYCYJNE [MLN PLN] <small>JEŻELI NIE OKREŚLONO INACZEJ</small>	FINANSO -WANIE	
Inwestycje w systemie przesyłowym w perspektywie 2029			1 382	8,4 mld PLN		
<b>Gazociągi systemowe magistralne</b>			<b>877</b>	<b>5,57 mld PLN</b>		
w tym:	39	Reszki - Gustorzyn	1 760	250	1 760	UE/Inne
	40	Adamów - Gustorzyn	438	82	438	UE/Inne
	41	Płońsk - Uniszki Zawadzkie	384	72	384	UE/Inne
	42	Warszawa Północ - Wronów (Rembelszczyzna-Wola Karczewska-Wronów)	1 162	165	1 162	UE/Inne
	43	Rozwadów - Końskowola - Wronów	550	103	550	UE/Inne
	44	Jarosław - Rozwadów	320	60	320	UE/Inne
	45	Hermanowice - Jarosław	208	39	208	UE/Inne
	46	Terminal LNG - Płoty	458	65	458	UE/Inne
	47	Goleniów - Płoty	289	41	289	UE/Inne
<b>Gazociągi systemowe pozostałe</b>			<b>300</b>	<b>1,59 mld PLN</b>		
w tym:	48	Mory - Wola Karczewska	700	80	427	UE/Inne
	49	Swarzów - Zborów - Rozwadów	700	130	694	UE/Inne
	50	Racibórz - Oświęcim	700	90	480	UE/Inne
<b>Przyłączenia</b>			<b>143</b>	<b>1,04 mld PLN</b>		
w tym:	51	Gdańsk Kolnik (FSRU)	1000	30	211	UE/Inne
	52	EC Wybrzeże	1000	42,5	299	UE/Inne
	53	Damaśławek - Mogilno	1200	50	422	UE/Inne
	54	EC Siekierki	700	20	109	UE/Inne
<b>Modernizacje</b>			<b>62</b>	<b>0,16 mld PLN</b>		
w tym:	55	Tarnów Zach. - Łukanowice - Śledziejowice	500	62	161	UE/Inne

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych KDPR2020-2029 i innych

MAPA 14. ISTNIEJĄCE I PLANOWANE INWESTYCJE W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

Analiza planów rozwojowych w zakresie przesyłu wskazuje, że w kolejnej perspektywie operator systemu przesyłowego zamierza realizować **zadania inwestycyjne zlokalizowane we wschodniej części Polski, stanowiące domknięcie zdefiniowanej w latach ubiegłych koncepcji korytarza północ-południe w ramach nitki wschodniej**. Projekty te mają szczególnie istotne znaczenie z punktu widzenia rozwoju rynku gazu na obszarze Polski wschodniej i południowo-wschodniej, gdzie zlokalizowane są duże zakłady przemysłowe oraz obiekty energetyki zawodowej wykorzystujące paliwo gazowe. Inwestycje te będą również stanowiły korytarz transportowy gazu, z którego będą mogły korzystać pozostałe kraje regionu CEE oraz państwa nadbałtyckie. W planach przewidziana jest także realizacja **nowych gazociągów w północnej części kraju**, które będą miały za zadanie umożliwienie przesyłania od 2025 r. gazu z planowanego terminala FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej do pozostałych części Polski, a także innych krajów regionu. Planowany gazociąg z rejonu Gustorzyna do Wronowa stanowić będzie uzupełniające źródło dla wschodniej części Polski, która w scenariuszu realizacji dostaw wyłącznie z kierunków alternatywnych będzie wymagać dosyłania dużych strumieni gazu z zachodniej części kraju. Należy wziąć pod uwagę, że dostawy poprzez część systemu przesyłowego zlokalizowanego na trasie Gustorzyn-Rembelszczyzna-Wronów prawdopodobnie będą sukcesywnie ograniczane z uwagi na możliwe przyłączenia kolejnych obiektów sektora energetyki w rejonie Warszawy i konieczność

zapewnienia przez operatora odpowiednich parametrów dostawy (odpowiednia wartość ciśnienia). W przypadku przerw w dostawach realizowanych systemem SGT poprzez węzeł Gustorzyn (np. na skutek awarii lub niewłaściwych parametrów gazu), przy uwzględnieniu możliwego wzrostu zapotrzebowania na gaz we wschodniej Polsce, wskazane jest przeanalizowanie, czy dotychczas planowane projekty inwestycyjne (magistrala południowa oraz gazociąg Gustorzyn-Wronów) będą wystarczające dla pokrycia potrzeb odbiorców. Być może warto również rozważyć w przyszłości budowę gazociągu pomiędzy węzłami Odolanów i Rawą Mazowiecką (część tzw. gazociągu Wronów-Odolanów)<sup>71</sup>.

W grupie inwestycji przyłączeniowych zidentyfikowane zostało kilka zadań związanych z przyłączeniem nowych odbiorców gazu z sektora energetyki, a także przyłączenie planowanego magazynu gazu w Damasławku. Na chwilę obecną nie wiadomo jednak w jakim zakresie będą one zrealizowane, gdyż brak jest obecnie informacji o ewentualnych decyzjach inwestycyjnych. Należy się spodziewać, że - w miarę pojawiania się bardziej aktualnych i pewnych informacji co do nowych obiektów z sektora elektroenergetyki i ciepłownictwa - grupa inwestycji przyłączeniowych będzie się powiększać (co przewidziano w projekcie nowelizacji Specustawy terminalowej)<sup>72</sup>.

### 6.3. POTRZEBY INWESTYCYJNE W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH

**Przewidywana zwiększona dynamika przyrostu zużycia gazu w okresie najbliższego dziesięciolecia wymaga również podwyższonej intensywności realizacji inwestycji w zakresie sieci dystrybucyjnych i przyłączania nowych odbiorców gazu. Należy podkreślić, że w planach inwestycyjnych spółek dystrybucyjnych działających na terenie Polski faktycznie daje się zauważyć znacznie zwiększony zakres planowanych przedsięwzięć i nakładów inwestycyjnych w nadchodzących latach.** Najważniejszą rolę w tym obszarze, z uwagi na największą liczbę zasilanych odbiorców i długość obsługiwanych sieci, będzie odgrywała Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., która w ramach działalności Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. przyjęła na siebie następujące zadania:

- realizowanie polityki energetycznej Rządu RP,
- porządkowanie systemu gazowniczego,
- rozwijanie infrastruktury dystrybucji gazu,
- współuczestniczenie w planowaniu zagospodarowania przestrzennego,
- wyrównywanie różnic cywilizacyjnych,
- współpraca z administracją rządową i samorządową,
- pobudzanie koniunktury gospodarczej,
- współpraca ze służbami ratunkowymi na poziomie centralnym i lokalnym.

Roczna wartość Planu Inwestycyjnego Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. od lat przekracza 1 mld zł. Około 40% tej kwoty inwestowane jest w rozbudowę sieci gazowej, a pozostała część w modernizację sieci oraz zapewnienie zasobów sprzętowych i informatycznych niezbędnych do prowadzenia eksploatacji sieci gazowej. Roczna wartość Planu Inwestycyjnego PSG w 2018 r. wynosi ponad 1,8 mld zł.

<sup>71</sup> Art. 38, pkt.2, lit. t Specustawy terminalowej

<sup>72</sup> Druk nr 3623, Art. 1 ust. 2 pkt. 5

## Zakres rzeczowy i finansowy

W roku 2017 łączny wolumen gazu rozprowadzanego przez spółki dystrybucyjne wyniósł ok. 12 mld m<sup>3</sup>/rok, co stanowi blisko 80% całkowitego krajowego zużycia gazu. Przy założeniu, że podobna struktura transportu gazu w zakresie przesyłu i dystrybucji utrzyma się w przyszłości, szacuje się, że w roku 2027 sieć dystrybucyjna będzie transportować od 16 – 20 mld m<sup>3</sup> (zależnie od wariantu zapotrzebowania). Dla zabezpieczenia przepustowości sieci dystrybucyjnych, wymaganych dla przesłania ww. ilości gazu, w PSG przyjęto do realizacji tzw. *Plan przyspieszonej gazyfikacji*, obejmujący obok gazociągów rozdzielczych średniego i niskiego ciśnienia, również gazociągi wzmacniające podsystemy przesyłowo-rozdzielcze **wysokiego ciśnienia**, operatorem których jest (lub będzie) Narodowy Operator Systemu Dystrybucyjnego Gazu.

**TABELA 36.** INWESTYCJE W SYSTEMIE DYSTRYBUCYJNYM W PERSPEKTYWIE 2023 R.

NAZWA INWESTYCJI		ŚREDNICA [MM]	DŁUGOŚĆ [KM]	NAKŁADY INWESTYCYJNE [MLN PLN] <small>JEŻELI NIE OKREŚLONO INACZEJ</small>	FINANSOWANIE
Inwestycje w systemie dystrybucyjnym w perspektywie 2023			145	0,3 mld PLN	
1	Lewin Brzeski - Paczków (Hanuszów - Otmuchów)	150	14	12	PSG
2	Sandomierz - Ostrowiec Świętokrzyski	500	57	118	PSG
3	Lubienia - Masłów / Mójcza - Kielce	100/500	64	106	PSG
4	Dąbrowa Górnicza - Szopienice	300/500	10	19	PSG

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSG

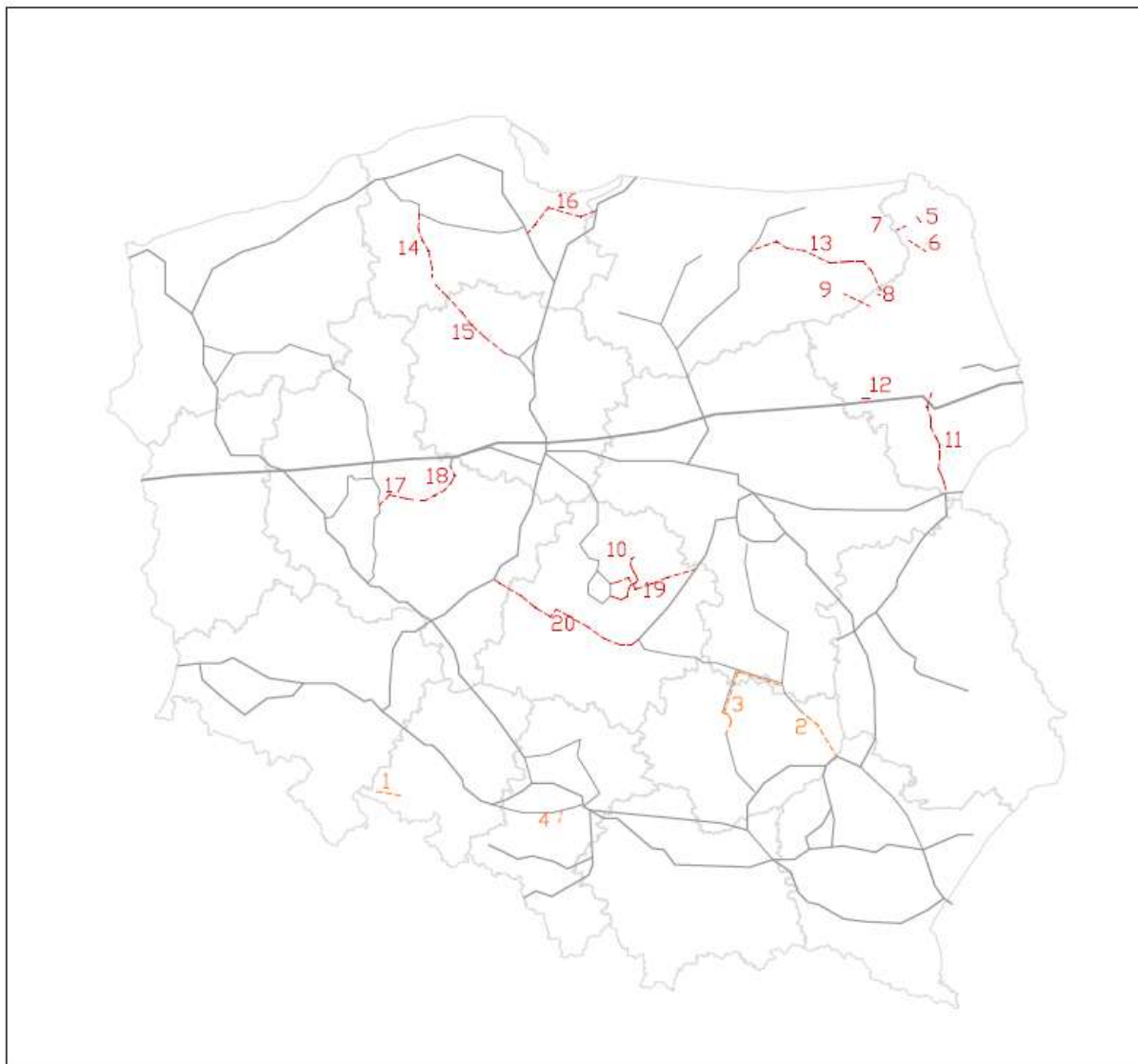
**TABELA 37.** INWESTYCJE W SYSTEMIE DYSTRYBUCYJNYM W PERSPEKTYWIE 2029 R.

NAZWA INWESTYCJI		ŚREDNICA [MM]	DŁUGOŚĆ [KM]	NAKŁADY INWESTYCYJNE [MLN PLN] <small>JEŻELI NIE OKREŚLONO INACZEJ</small>	FINANSOWANIE
Inwestycje w systemie dystrybucyjnym w perspektywie 2029			817	1,8 mld PLN	
5	Przyłączenie w Suwałkach	250	7	11	PSG
6	Przyłączenie w Augustowie	300	26	47	PSG
7	Przyłączenie w Olecku	250	13	22	PSG
8	Przyłączenie w Grajewie	250	5	9	PSG
9	Przyłączenie w Pieszku	300	29	52	PSG
10	Łódź - Łyszkowice	500	66	172	PSG
11	Mielnik - Wyszki - Łapy	500	94	244	PSG
12	Przyłączenie w Zambrowie	250	2	3	PSG
13	Konopki - Ełk - Mrągowo	400	94	220	PSG
14	Bytów - Chojnice	200	61	95	PSG
15	Dworzysko - Chojnice	300	69	125	PSG
16	Kolnik - Elbląg	700/300	63	233	PSG
17	Tulce - Nekla	250	28	48	PSG
18	Witkowo - Września	200	29	46	PSG

19	Rawa Mazowiecka - Koluszki - Brzeziny - Łódź	500	67	174	PSG
20	Kalisz - Sieradz - Meszcze	500	165	339	PSG

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSG

**MAPA 15. ISTNIEJĄCE I PLANOWANE INWESTYCJE W SYSTEMIE DYSTRYBUCYJNYM**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSG

Poza informacjami przedstawianymi przez największego operatora systemu dystrybucyjnego, Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. (która definiuje bardzo szczegółowy plan do 2023 roku), plany inwestycyjne spółek dystrybucyjnych dla kolejnej perspektywy nie są szeroko prezentowane. Pozostali operatorzy koncentrują się na budowie lokalnych sieci dystrybucyjnych i nie przedstawiają tak szeroko zarysowanych planów strategicznych. Efektywny rozptył gazu ziemnego pochodzącego z nowych źródeł (m.in. terminal LNG, BalticPipe) oraz jego dostawa do odbiorców przy jednoczesnym zapewnieniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa i niezawodności zależy nie tylko od sieci przesyłowych, ale również od dobrze zaprojektowanych i elastycznych sieci dystrybucyjnych. To właśnie sieć dystrybucyjna stanowi element bezpośredniego połączenia pomiędzy odbiorcą końcowym gazu ziemnego a terminalem LNG. **Planowane przez PSG inwestycje przyczynią się do stworzenia funkcjonalnego systemu dystrybucyjnego gazowego w pełni zintegrowanego z systemem przesyłowym. Wskazane w tabeli powyżej odcinki systemu dystrybucyjnego o parametrach**

wysokiego ciśnienia, ze względu na swoją lokalizację oraz parametry techniczne, stanowią uzupełnienie kluczowych korytarzy dostaw paliw gazowych w Polsce. Ze względu na swoje znaczenie inwestycje te ujęte zostały w rządowym *Programie Przyspieszenia Inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2022*, ogłoszonym w dniu 11 października 2018 r. Gazociągi mają być realizowane praktycznie w całej Polsce i realizować cele związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw gazu do poszczególnych regionów, jak również tworzeniem warunków do rozwoju gazyfikacji nowych obszarów i zwiększania stopnia gazyfikacji obszarów już obecnie zaopatrywanych w gaz. Charakterystyka głównych celów realizowanych przez poszczególne gazociągi przedstawiona została w tabeli poniżej.

**TABELA 38.** CHARAKTERYSTYKA GŁÓWNYCH CELÓW REALIZOWANYCH PRZEZ POSZCZEGÓLNE GAZOCIĄGI DYSTRYBUCYJNE

GAZOCIĄG	REALIZOWANE FUNKCJE I CELE
<b>Konopki – Ełk – Mrągowo</b>	Inwestycja ma na celu likwidację ograniczeń systemowych istniejącego pierścienia sieci gazowej wysokiego ciśnienia na terenie województwa warmińsko-mazurskiego i zapewnienie większych dostaw do odbiorców w takich miejscowościach jak Olsztyn, Stawiguda, Brodnica, Biskupiec czy Ostróda, w tym również odbiorców przemysłowych. Gazociąg będzie stanowił istotne wzmocnienie istniejących zdolności przesyłowych punktów wyjścia z sieci przesyłowej: Uniszki Zawadzkie oraz Lisewo, tym samym zwiększając możliwości zdolności regionalnej infrastruktury gazowej. Wybudowanie gazociągu stworzy realną możliwość rozwoju systemu dystrybucyjnego na terenie województwa warmińsko-mazurskiego i zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw do regionu, szczególnie w okresie szczytowego poboru paliw gazowych.
<b>Bytów – Chojnice</b>	Realizacja inwestycji związana jest z planami zapewnienia możliwości technicznych gazyfikacji regionu Chojnic oraz południowo-zachodniej części województwa kujawsko-pomorskiego. Planowana inwestycja ma na celu likwidację regionalnych ograniczeń systemowych, ponadto umożliwi dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do systemu dystrybucyjnego w okolicach miejscowości Zalesie, Mogilno, Kruszwica, Żeliszewki, a także gazyfikację obszarów gmin: Brusy, Czarna Woda, Karsin i Kaliska.
<b>Kolnik – Elbląg</b>	Przedsięwzięcie to jest elementem szerszej kluczowej inwestycji, polegającej na budowie gazociągu Kolnik – Elbląg wraz z towarzyszącymi sieciami gazowymi. Wybudowanie gazociągu stworzy realną szansę na rozwój systemu dystrybucyjnego w regionie Pomorza w kierunku wschodnim oraz zapewni dywersyfikację dostaw do województwa warmińsko-mazurskiego. Powstanie tej inwestycji umożliwi również gazyfikację obszarów gmin: Tolkmicko, Frombork i Braniewo.
<b>Tulce – Nekla</b>	Inwestycja ta ma na celu zapewnienie zwiększenia zdolności systemowej oraz bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do istniejących i przyszłych odbiorców przemysłowych oraz dla odbiorców z obszarów gmin Nekla, Kostrzyn, Swarzędz i Kleszczewo. Przedsięwzięcie to jest elementem szerszej kluczowej inwestycji, polegającej na budowie gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Nekla – Września, Tulce – Nekla, Witkowo – Września wraz z towarzyszącymi sieciami gazowymi na terenie województwa wielkopolskiego.
<b>Witkowo – Września</b>	Inwestycja ta ma na celu umożliwić dywersyfikację, zapewnienie bezpieczeństwa i niezawodności oraz zwiększenie dostaw gazu do dynamicznie rozwijającego się rynku w zlokalizowanej we Wrześni strefie przemysłowej. Ponadto inwestycja ta zapewni zwiększenie zdolności systemowej oraz bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do istniejących i przyszłych odbiorców z obszarów gmin Czarniejewo, Witkowo, Trzemeszno, Września. Projekt ten jest komplementarny z gazociągiem Tulce-Nekla.
<b>Łyszkowice – Koluszki – Brzeziny – Łódź</b>	Realizacja inwestycji umożliwi dostarczenie znacznych ilości paliwa gazowego do tzw. „pierścienia łódzkiego”, który w większości jest zasilany z jednego kierunku (węzła Gustorzyn) poprzez stację Dąbrówka. Jako rozwiązanie alternatywne dla zwiększenia przepustowości w „pierścieniu łódzkim” z punktu wejścia Dąbrówka gazociąg zapewni możliwości dostaw większych ilości gazu do regionu oraz zwiększy poziom bezpieczeństwa i niezawodności funkcjonowania rynku gazu, a także pozwoli na stopniową likwidację tzw. białych plam. Przedsięwzięcie to jest elementem szerszej kluczowej inwestycji, polegającej na budowie gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Łyszkowice – Koluszki – Brzeziny – Łódź wraz z towarzyszącymi sieciami gazowymi na terenie województwa łódzkiego.
<b>Kalisz – Sieradz – Mieszcze</b>	Z uwagi na ograniczenia systemu gazowego, region województw łódzkiego i wielkopolskiego charakteryzuje się wysokim odsetkiem odmów przyłączeniowych, co prowadzi do powstawania enklaw bez dostępu do gazu ziemnego. Realizacja inwestycji pozwoli zwiększyć przepustowość



GAZOCIĄG	REALIZOWANE FUNKCJE I CELE
	sieci dystrybucyjnej wysokiego ciśnienia oraz możliwości rozwojowe związane z przyłączaniem nowych odbiorców z aglomeracji łódzkiej, a także pośrednio z Warszawy i Radomia. Przedsięwzięcie to jest elementem szerszej kluczowej inwestycji, polegającej na budowie gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Kalisz-Sieradz-Meszcze wraz z towarzyszącymi sieciami gazowymi na terenie województwa łódzkiego i wielkopolskiego.
<b>Przyłączenie do systemu przesyłowego w Zambrowie</b>	Realizacja inwestycji stworzy szansę na gazyfikację regionu podlaskiego oraz w sposób trwały zabezpieczy dostęp do paliwa gazowego zainteresowanym odbiorcom końcowym, w szczególności odbiorcom przemysłowym skupionym w aglomeracji białostockiej. Pozwoli też na wyeliminowanie ryzyka przerw w dostawach gazu w przypadku zaniku dostaw z kierunku Białorusi (poprzez punkty Tietierowka i Grabówka). Dzięki budowie nowego punktu zasilania regionu dostawy zostaną zdywersyfikowane i zapewnione zostaną zupełnie nowe możliwości rozwoju systemu dystrybucyjnego, który w województwie podlaskim od lat boryka się z ograniczeniami przepustowości i problemami z zaspokojeniem zapotrzebowania na paliwa gazowe (obecnie z powodu niewystarczającej przepustowości systemu dystrybucyjnego wydawane są odmowy w zakresie przyłączenia do systemu dystrybucyjnego, a dla wielu odbiorców usługi dystrybucji paliw gazowych realizowane są na warunkach przerywanych). Przedsięwzięcie to jest elementem szerszej kluczowej inwestycji, polegającej na przyłączeniu sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej (interkonektor Polska – Litwa) w punktach wyjścia: Kuków, Czyżew, Konopki.
<b>Przyłączenia miast Ełk, Suwałki, Grajewo, Olecko, Pisz</b>	Projekty, ściśle powiązane z realizacją w systemie przesyłowym międzystanowego gazociągu łączącego systemy gazownicze Polski i Litwy (GIPL), mają na celu doprowadzenie gazu sieciowego do obszarów, gdzie dotychczas gazyfikacja oparta jest w głównej mierze na modelu wyspowym. Dzięki połączeniu z nowym gazociągiem przesyłowym o dużej przepustowości zaistnieją warunki do intensywnego rozwoju gazyfikacji w regionach, które dotychczas nie mogły w pełni korzystać z komfortu oferowanego przez technologie wykorzystujące gaz. Tym samym możliwe będzie zmniejszanie zasięgu tzw. białych plam w sieci gazowej.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSG

Jak podaje PSG, realizacja inwestycji objętych tzw. programem przyspieszonej gazyfikacji zapewni możliwości dostaw gazu do nowych 300 gmin, na obszarach których żyje łącznie około 2,1 mln mieszkańców. **Tym samym dostępem do gazu sieciowego objętych zostanie aż 90% wszystkich mieszkańców Polski - tj. około 34,4 mln osób.** Na chwilę obecną wydaje się, że co najmniej dwie z ww. inwestycji powinny mieć najwyższy priorytet realizacji, a mianowicie: zapewnienie możliwości realizacji dostaw do rejonu Białegostoku (przyłączenie w punkcie Zambrów) oraz doprowadzenie nowej infrastruktury dostarczającej gaz do aglomeracji łódzkiej. W przypadku pierwszej inwestycji po zaprzestaniu realizacji dostaw do Polski w ramach wieloletniego kontraktu zawartego z dostawcą rosyjskim, kontynuacja dostaw do odbiorców będzie wymagała nowego punktu wejścia, który stanowić może połączenie rejonu Białegostoku z gazociągiem GIPL, alternatywnie wybudowanie nowego gazociągu zasilającego od strony południowej (rejon miejscowości Mielnik). W przypadku drugiej inwestycji (w szczególności gazociągu Kalisz-Piotrków), jej realizacja jest niezbędna dla zapewnienia dalszego rozwoju gazyfikacji na obszarze województwa łódzkiego (eliminowanie białych plam), a jednocześnie pozwala odciążać funkcjonujący na granicy przepustowości system gazowniczy w rejonie Warszawy i częściowo Radomia.

W zakresie budowy lub modernizacji **gazociągów rozdzielczych niskiego i średniego ciśnienia** również wymagane jest przyspieszenie realizacji przedsięwzięć przewidywanych na dalszy horyzont czasowy. Ocenia się, że w roku 2027 długość sieci rozdzielczych w wariantcie BAU powinna osiągnąć łączną długość blisko 162,0 tys. km, co w stosunku do stanu 131 tys. km w roku 2017 daje przyrost 31,0 tys. km w ciągu 10 lat (średnio 3,1 tys. km/rok, co stanowi w przybliżeniu 25% wzrost w odniesieniu do dzisiejszego tempa, tj. ok. 2,47 tys.km/rok). **Przy założeniu scenariusza zapotrzebowania na gaz wg wariantu OPT, szacowana długość sieci rozdzielczej w 2027 roku wyniosłaby już 170,5 tys. km, tj. 39,5 tys. km wzrost w stosunku do 2017 roku (średnio 3,95 tys. km/rok, co stanowi ok. 60% wzrost w odniesieniu do dzisiejszego tempa budowy gazociągów dystrybucyjnych).**

TABELA 39. PROGNOZA DŁUGOŚCI SIECI W DYSTRYBUCJI [KM]

OBSZAR	DŁUGOŚĆ SIECI W DYSTRYBUCJI [KM]						
	2017	2020		2025		2027	
		BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT
Kraj	152 217	161 237	162 709	178 293	184 259	185 889	194 818
sieć rozdzielcza	131 045	139 234	140 621	154 965	160 610	162 006	170 463
sieć przesyłowa	21 173	22 003	22 087	23 327	23 649	23 883	24 356

Źródło: Opracowanie własne

Realizacja wyżej wymienionych przedsięwzięć inwestycyjnych wiąże się z zaangażowaniem stosownych nakładów inwestycyjnych, których wysokość dla całego okresu 2018 – 2027, odpowiednio dla poszczególnych wariantów, szacuje się na poziomie:

- BAU - 8,9 mld PLN (w tym: 5,1 mld PLN na sieć rozdzielczą i 3,8 mld PLN na sieć przesyłową);
- OPT - 11,0 mld PLN (w tym 6,6 mld PLN na sieć rozdzielczą i 4,5 mld PLN na sieć przesyłową).

TABELA 40. NAKŁADY INWESTYCYJNE NA ROZWÓJ SIECI DYSTRYBUCYJNYCH [MLD PLN]

OBSZAR	NAKŁADY INWESTYCYJNE [MLD PLN]							
	2018-20		2021-25		2026-27		RAZEM	
	BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT
Kraj	2,0	2,3	5,7	5,9	1,1	2,8	8,9	11,1
sieć rozdzielcza	1,0	1,2	3,4	3,6	0,7	1,8	5,1	6,6
sieć przesyłowa	1,0	1,1	2,4	2,3	0,5	1,1	3,8	4,5

Źródło: Opracowanie własne

Realizacja wyżej wymienionych przedsięwzięć umożliwi dostawy gazu do nowych obszarów oraz stworzy warunki dla zwiększonych dostaw do rejonów, które zasilane są już gazem ziemnym, ale przepustowość istniejących gazociągów jest niewystarczająca dla wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej dla potencjalnych odbiorców. W 2018 roku spółki dystrybucyjne wydały ok. 12,5 tysiąca odmów wydania warunków przyłączenia, co na ogólną liczbę złożonych wniosków ok. 111,75 tysięcy stanowi ok. 11%. Ocenia się, że przyczyną ok. 60% odmów był brak możliwości technicznych doprowadzenia gazu a ok. 40% niewystarczający rynek, nie dający możliwości uzyskania opłacalności ekonomicznej operatorowi.

Wg danych publikowanych przez PSG, w nadchodzących latach priorytetowymi obszarami z punktu widzenia potrzeb przyspieszenia rozwoju gazyfikacji będą województwa łódzkie, pomorskie i mazowieckie, w których łącznie planowana jest gazyfikacja aż 104 gmin (aktualny poziom gazyfikacji w tych województwach wynosi łącznie 52%, a więc poniżej średniej krajowej). Najmniej gmin planowanych jest do gazyfikacji w województwach opolskim, lubuskim i podkarpackim – łącznie 19 gmin (aktualny poziom gazyfikacji w tych województwach wynosi łącznie 79%, a więc poniżej średniej krajowej). Planowana gazyfikacja 300 gmin pozwoli na zwiększenie poziomu gazyfikacji o około 12 punktów procentowych. W tabeli poniżej uszeregowano województwa z punktu widzenia aktualnego poziomu gazyfikacji (od najmniej do najbardziej zgazyfikowanych) oraz zestawiono te dane z informacjami nt. liczby gmin planowanych do przyspieszonej gazyfikacji przez PSG. Generalnie widoczna jest tendencja do wyrównywania poziomu gazyfikacji w regionach - przyrost poziomu

gazyfikacji w województwach słabiej zgazyfikowanych wyniesie 16%, a w województwach lepiej zgazyfikowanych – 10%<sup>73</sup>.

**TABELA 41.** POZIOM GAZYFIKACJI ORAZ LICZBA GMIN PLANOWANYCH DO PRZYSPIESZONEJ GAZYFIKACJI WG WOJEWÓDZTW

WOJEWÓDZTWO	LICZBA GMIN OGÓŁEM	LICZBA GMIN Z SIECIĄ GAZOWĄ ROZDZIELCZĄ W 2017 R.	UDZIAŁ GMIN Z SIECIĄ GAZOWĄ ROZDZIELCZĄ W 2017 R.	LICZBA GMIN PLANOWANYCH DO GAZYFIKACJI PRZEZ PSG	UDZIAŁ GMIN Z SIECIĄ GAZOWĄ ROZDZIELCZĄ PO ZREALIZOWANIU PLANÓW PSG	PRZYRÓST POZIOMU GAZYFIKACJI PO ZREALIZOWANIU PLANÓW PSG [PUNKTY PROCENTOWE]
podlaskie	118	30	25%	26	47%	22 p.p.
łódzkie	177	82	46%	44	71%	25 p.p.
kujawsko-pomorskie	144	68	47%	16	58%	11 p.p.
warmińsko-mazurskie	116	57	49%	16	63%	14 p.p.
pomorskie	123	65	53%	30	77%	24 p.p.
lubelskie	213	121	57%	18	65%	8 p.p.
mazowieckie	314	182	58%	30	68%	10 p.p.
świętokrzyskie	102	62	61%	12	73%	12 p.p.
opolskie	71	45	63%	9	76%	13 p.p.
wielkopolskie	226	167	74%	18	82%	8 p.p.
dolnośląskie	169	126	75%	22	88%	13 p.p.
lubuskie	82	64	78%	6	85%	7 p.p.
zachodniopomorskie	114	90	79%	16	93%	14 p.p.
śląskie	167	132	79%	16	89%	10 p.p.
małopolskie	182	159	87%	17	97%	9 p.p.
podkarpackie	160	151	94%	4	97%	3 p.p.
<b>Polska</b>	<b>2478</b>	<b>1601</b>	<b>65%</b>	<b>300</b>	<b>77%</b>	<b>12 p.p.</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i PSG

### Obszary priorytetowe z punktu widzenia poprawy jakości powietrza

**Określenie priorytetów likwidacji „białych plam” w gazyfikacji kraju z punktu widzenia potrzeby ograniczenia emisji takich zanieczyszczeń, jak pyły PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>, benzo/a/pirenu, SO<sub>x</sub> nie jest możliwe z powodu ograniczonego zasobu danych GIOŚ nt. jakości powietrza.** W latach 2015-2017 pomiary dla pyłu PM<sub>10</sub> były prowadzone jedynie w około 190 gminach (**8% wszystkich gmin w kraju**), dla pozostałych zanieczyszczeń pomiary obejmowały jeszcze mniejszą liczbę jednostek. **W zdecydowanej większości gminy, w których znajdowały się punktu pomiarowe, były zgazyfikowane.** Nawet w hipotetycznej sytuacji, w której liczba gmin objętych monitoringiem jakości powietrza byłaby większa (np. dochodziła do 90% gmin w kraju), na podstawie tego rodzaju niepełnych danych przygotowanie priorytetyzacji potrzeb nie byłoby poprawne metodologicznie, gdyż powodowałoby wykluczenie gmin, w których nie prowadzono pomiarów.

Z analizy danych publikowanych przez GIOŚ wynika, że uśrednione wartości parametrów dotyczących jakości powietrza dla punktów pomiarowych zlokalizowanych w poszczególnych województwach są dość zróżnicowane. W związku z tym, **w oparciu o dane dot. średnich rocznych stężeń PM<sub>10</sub> ora z liczby dni z przekroczeniami dopuszczalnego dobowego stężenia pyłu PM<sub>10</sub>, w tabeli poniżej dokonano ramowej priorytetyzacji województw pod względem skali potrzeb związanych z poprawą jakości**

<sup>73</sup> Podział województw na 2 równoliczne grupy słabiej i lepiej zgazyfikowanych wg mediany wynoszącej 62%

powietrza<sup>74</sup>. Największe stężenia i najczęstsze przekroczenia wartości normatywnych dla pyłu PM<sub>10</sub> notowane są w województwach: śląskim, małopolskim, łódzkim i opolskim. Najmniejsze - w województwach pomorskim, warmińsko-mazurskim, podlaskim, zachodniopomorskim. W tabeli poniżej zestawiono wyniki analizy dla danych z lat 2015-2017 dla wszystkich województw<sup>75</sup>.

**TABELA 42.** KLASYFIKACJA WOJEWÓDZTW W OPARCIU O POZIOM ZANIECZYSZCZENIA PM<sub>10</sub> W LATACH 2015-2017 W PUNKTACH POMIAROWYCH ZLOKALIZOWANYCH NA ICH TERENIE

OBSZAR	ŚREDNIE ROCZNE STĘŻENIE PM <sub>10</sub> Z LAT 2015-2017 [µG/M <sup>3</sup> ]	ŚREDNIE ROCZNE STĘŻENIE PM <sub>10</sub> Z LAT 2015-2017 (POLSKA=100)	ŚREDNIA LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PM <sub>10</sub> Z LAT 2015-2017	ŚREDNIA LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PM <sub>10</sub> Z LAT 2015-2017 (POLSKA=100)	LICZBA ZMIENNYCH <sup>76</sup> , NA PODSTAWIE KTÓRYCH WYLICZONO WARTOŚCI ŚREDNIE
<b>POLSKA</b>	<b>32,0</b>	<b>100%</b>	<b>50,2</b>	<b>100%</b>	
śląskie	40,0	125%	75,6	151%	93
małopolskie	39,5	124%	77,1	154%	77
łódzkie	37,0	116%	70,3	140%	69
opolskie	33,6	105%	56,7	113%	28
mazowieckie	31,7	99%	45,2	90%	61
dolnośląskie	31,3	98%	48,9	97%	72
świętokrzyskie	30,9	96%	46,1	92%	28
wielkopolskie	30,7	96%	46,8	93%	46
lubelskie	30,5	95%	42,2	84%	25
podkarpackie	30,5	95%	43,8	87%	45
kujawsko-pomorskie	30,1	94%	46,1	92%	54
lubuskie	26,8	84%	32,4	64%	33
warmińsko-mazurskie	24,1	75%	20,7	41%	29
podlaskie	24,1	75%	20,4	41%	11
zachodniopomorskie	23,6	74%	21,3	43%	35
pomorskie	21,9	69%	19,5	39%	60

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GIOŚ

Należy jednak mieć na uwadze, że w części województw pomiary są prowadzone dla relatywnie niewielkiej liczby punktów - np. w województwie podlaskim w latach 2015-2016 pomiary dla PM<sub>10</sub> były prowadzone w 4 ośrodkach miejskich (Białystok, Hajnówka, Łomża, Suwałki), natomiast w roku 2017 – zaledwie w trzech ośrodkach. **Dlatego reprezentatywność uśrednionych wyników dla obszaru całego województwa, należy ocenić jako ograniczoną** (co wynika, jak wcześniej wspomniano, z ograniczonego zasobu danych).

Analiza danych z monitoringu powietrza GIOŚ prowadzi do wniosku, że generalnie **znaczące problemy z jakością powietrza występują w gminach o relatywnie dużej liczbie mieszkańców** (w których liczba mieszkańców przekracza 10 tys.), a co za tym idzie - dużej koncentracji zabudowy.

<sup>74</sup> Wybór PM<sub>10</sub> wynika z największej liczebności punktów pomiarowych dla tego typu zanieczyszczenia

<sup>75</sup> Z analizy wykluczono punkty, w których pomiary były prowadzone przez mniej niż 75% dni (w przypadku pomiarów 24-godzinnych) /godzin (w przypadku pomiarów godzinnych) w skali roku. Z analizy wykluczono również punkty, w których proporcja pomiarów prowadzonych w okresie lato/zima była mniejsza od 0,9 lub większa od 1,1.

<sup>76</sup> Pojedyncza zmienna obejmuje wartości średnioroczne uzyskane w punkcie pomiarowym w danym roku

**TABELA 43.** ŚREDNIE WARTOŚCI PARAMETRÓW JAKOŚCI POWIETRZA W ZAKRESIE PYŁU PM<sub>10</sub> DLA GMIN, W KTÓRYCH WSKAŹNIK UDZIAŁU MIESZKAŃCÓW WYKORZYSTUJĄCYCH GAZ DO OGRZEWANIA MIESZKAŃ JEST RELATYWNIE NISKI (PONIŻEJ 12,5%)

LICZBA MIESZKAŃCÓW W GMINIE	ŚREDNIE ROCZNE STĘŻENIE PYŁU PM <sub>10</sub>	ŚREDNIA LICZBA DNI Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM <sub>10</sub>	LICZBA POMIARÓW ROCZNYCH, NA PODSTAWIE KTÓRYCH WYLICZONO ŚREDNIĄ
poniżej 5 tys.	18,8	11	31
5-10 tys.	27,0	33	56
10-20 tys.	34,4	57	104
20-50 tys.	37,1	68	276
50-100 tys.	32,6	52	141
powyżej 100 tys.	37,9	70	165

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GIOŚ i GUS

Mając na uwadze powyższe dane należy wskazać, że z punktu widzenia konieczności przeciwdziałania emisji pyłów nisko zawieszonych oraz zawartego w nich benzo/a/pirenu z sektora komunalno-bytowego, w pierwszej kolejności wskazana jest gazyfikacja gmin o relatywnie wysokiej liczbie ludności. W tabeli poniżej przedstawiono listę gmin niezgazyfikowanych o liczbie mieszkańców powyżej 10 tys., dodatkowo jako kluczowe wyróżniono gminy zlokalizowane w województwach, w których poziom zanieczyszczenia PM<sub>10</sub> rejestrowany w punktach pomiarowych w latach 2015-2017 jest relatywnie najwyższy (województwa: śląskie, małopolskie, łódzkie, opolskie, mazowieckie, dolnośląskie, świętokrzyskie, wielkopolskie)

**TABELA 44.** LISTA GMIN OCENIONYCH JAKO PRIORYTETOWE DO GAZYFIKACJI

WOJEWÓDZTWO	GMINA	LICZBA LUDNOŚCI W 2017 R.	PRIORYTET
dolnośląskie	Bierutów	10058	kluczowa
dolnośląskie	Ścinawa	10081	kluczowa
dolnośląskie	Nowa Ruda	11755	kluczowa
dolnośląskie	Bogatynia	23462	kluczowa
łódzkie	Drzewica	10559	kluczowa
łódzkie	Żychlin	12084	kluczowa
łódzkie	Rozprza	12306	kluczowa
łódzkie	Brzeziny	12534	kluczowa
łódzkie	Warta	12784	kluczowa
łódzkie	Głowno	14422	kluczowa
łódzkie	Błaszki	14658	kluczowa
małopolskie	Piwniczna-Zdrój	10676	kluczowa
małopolskie	Szaflary	11000	kluczowa
małopolskie	Stryszawa	11843	kluczowa
małopolskie	Podegrodzie	13057	kluczowa
małopolskie	Bukowina Tatrzańska	13290	kluczowa
małopolskie	Jabłonka	18570	kluczowa
mazowieckie	Chorzele	10207	kluczowa
mazowieckie	Myszyniec	10471	kluczowa
mazowieckie	Lipsko	11213	kluczowa
mazowieckie	Żuromin	14511	kluczowa
mazowieckie	Przasnysz	17223	kluczowa

WOJEWÓDZTWO	GMINA	LICZBA LUDNOŚCI W 2017 R.	PRIORYTET
mazowieckie	Łochów	17922	kluczowa
opolskie	Biała	10647	kluczowa
śląskie	Milówka	10051	kluczowa
śląskie	Kuźnia Raciborska	11894	kluczowa
śląskie	Istebna	12111	kluczowa
śląskie	Jeleśnia	13353	kluczowa
śląskie	Węgierska Górka	15164	kluczowa
śląskie	Wręczyca Wielka	17786	kluczowa
świętokrzyskie	Bieliny	10268	kluczowa
świętokrzyskie	Strawczyn	10674	kluczowa
świętokrzyskie	Bodzentyn	11632	kluczowa
świętokrzyskie	Sędziszów	12599	kluczowa
świętokrzyskie	Górno	14292	kluczowa
świętokrzyskie	Kazimierza Wielka	16290	kluczowa
świętokrzyskie	Piekoszów	16449	kluczowa
wielkopolskie	Sompolno	10414	kluczowa
wielkopolskie	Tuliszków	10654	kluczowa
wielkopolskie	Kłodawa	13005	kluczowa
wielkopolskie	Przemęt	14081	kluczowa
kujawsko-pomorskie	bardzo istotne	10030	istotna
kujawsko-pomorskie	Lipno	11914	istotna
kujawsko-pomorskie	Aleksandrów Kujawski	12270	istotna
kujawsko-pomorskie	Więcbork	13395	istotna
kujawsko-pomorskie	Lipno	14592	istotna
podlaskie	Kolno	10372	istotna
podlaskie	Dąbrowa Białostocka	11659	istotna
podlaskie	Mońki	15015	istotna
podlaskie	Hajnówka	20919	istotna
podlaskie	Bielsk Podlaski	25611	istotna
podlaskie	Sokółka	25765	istotna
pomorskie	Stężycza	10360	istotna
pomorskie	Zblewo	11618	istotna
pomorskie	Brusy	14494	istotna
pomorskie	Skarszewy	14808	istotna
pomorskie	Sierakowice	19593	istotna
warmińsko-mazurskie	Ełk	11495	istotna
warmińsko-mazurskie	Biała Piska	11827	istotna
warmińsko-mazurskie	Orneta	12178	istotna
warmińsko-mazurskie	Braniewo	17074	istotna
warmińsko-mazurskie	Paślęk	19502	istotna
warmińsko-mazurskie	Gołdap	20290	istotna

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GIOŚ i GUS

## Rozwój gazyfikacji wyspowej

W ostatnich latach obserwuje się zwiększone zainteresowanie dostawami gazu ziemnego w postaci płynnej (LNG). **Skokowy wzrost ilości budowanych przez operatorów satelitarnych stacji regazyfikacji LNG oraz sieci zasilanych z tych stacji umożliwił dynamiczny rozwój technologii LNG, co pozwoliło na znaczące obniżenie cen instalacji kriogenicznych jak również cen samego gazu. Jednak największy wpływ na stworzenie możliwości dostaw LNG, praktycznie zaspokajających popyt na to paliwo, miało oddanie do eksploatacji Terminalu LNG w Świnoujściu oraz rozwinięcie w Stanach Zjednoczonych technologii wydobywania gazu ziemnego z łupków, umożliwiającej uzyskanie efektywności ekonomicznej.** Zwiększona podaż LNG na rynkach światowych spowodowała istotny spadek cen tego paliwa oraz usług związanych jego dostawami.

Popularyzacja dostaw LNG do odbiorców umożliwi realizację celów strategicznych operatorów dystrybucyjnych oraz założeń Polityki Energetycznej Polski w następujących obszarach:

- likwidacja tzw. białych plam na mapie polskiego systemu dystrybucyjnego,
- wyrównywanie różnic cywilizacyjnych,
- zasilenie gazem ziemnym odbiorców (obszarów), którzy nie mają szans na dostęp do gazu „przewodowego”,
- zwiększenie bezpieczeństwa i pewności dostaw gazu do odbiorców, dzięki wykorzystaniu instalacji LNG do minimalizacji skutków awaryjnych przerw w dostawach gazu i pokrywania krótkotrwałych szczytów poborów,
- zwiększenie efektywności zadań inwestycyjnych o charakterze rozwojowym i przyspieszenie gazyfikacji nowych obszarów (poprzez pregazyfikację wyprzedzającą budowę gazociągów zasilających).

Ponadto rozszerzenie możliwości zagospodarowania skroplonego gazu ziemnego wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju, poprzez zwiększenie importu gazu w postaci skroplonej. Zakupy LNG od różnych dostawców przyczynią się do spełnienia wymagań UE w zakresie parytetów dostaw gazu z różnych kierunków. Zwiększenie wykorzystania LNG przyczyni się do rozwoju stosowanych w Polsce technologii i w konsekwencji spowoduje spadek cen i wzrost konkurencyjności tego paliwa.

**Wg danych PSG, w ramach programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową w latach 2018-2022 mają powstać 72 stacje LNG w całej Polsce.**

## Ograniczenia związane z przebiegiem procesu inwestycyjnego

**Intensywny rozwój sieci dystrybucyjnej**, którego celem jest zwiększanie zasięgu gazyfikacji oraz intensyfikacja zastosowania gazu w ciepłownictwie, jako realizujący nadrzędne cele strategiczne i społeczne, **wymaga wsparcia regulacyjnego dla inwestorów w postaci odpowiednich przepisów usprawniających proces planowania i przygotowania zadań inwestycyjnych.** Jak pokazują doświadczenia lat ubiegłych, od momentu rozpoczęcia fazy planowania inwestycji do uzyskania wszystkich niezbędnych zgód i pozwoleń może upłynąć wiele miesięcy, a nawet lat. W przypadku inwestycji liniowych, zwłaszcza gazociągów dystrybucyjnych wysokiego ciśnienia (zbliżonych charakterem i zakresem do gazociągów przesyłowych), **podstawową trudnością, warunkującą długotrwałość procesu przygotowania inwestycji, było uzyskanie prawa dostępu do nieruchomości (lokalizacja inwestycji).** Pierwsze problemy zaczynają się już na etapie wprowadzania inwestycji do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego lub studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego przez gminy, na których terenie ma być zlokalizowana inwestycja. Trudności związane wynikają ze złożoności procesów administracyjnych i braku możliwości pozyskania przychylności wszystkich jednostek administracyjnych oraz zgód wszystkich właścicieli gruntów.

Elementem mającym wpływ na wydłużenie okresu przygotowania inwestycji jest **także czas uzyskania decyzji środowiskowej, wynoszący nawet do 1,5 roku**. Pewną uciążliwością był także nieadekwatny poziom szczegółowości dokumentacji (np. konieczność wykonywania pełnej inwentaryzacji przyrodniczej) czy zawartych w decyzjach środowiskowych zaleceń związanych z ochroną przyrody (np. ograniczenia terminów wykonywania prac budowlanych czy stosowanie środków ochronnych dla wybranych gatunków). Poszczególne etapy projektowania stwarzają bariery także z uwagi na często zmieniające się prawo, konieczność uzyskiwania szeregu poprzedzających decyzji administracyjnych, wymagania co do przedstawiania projektów na aktualnych podkładach mapowych (nie starszych niż 6 miesięcy). Zmiana rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 7 grudnia 2012 r. w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu, dodająca gazociągi pod dozór Urzędu Dozoru Technicznego, wpływa na konieczność realizacji dodatkowych procedur, które wydłużają czas inwestycji i generują dodatkowe opłaty podwyższające koszty budowy i modernizacji sieci gazowych. Opisana sytuacja prowadzi wielokrotnie do sytuacji, w których prace planistyczne lub projektowe musiały być powtarzane, a całość etapu przygotowawczego mogła trwać nawet kilkanaście lat. Przykładem może być inwestycja realizowana w systemie przesyłowym, gazociąg Włocławek-Gdynia, dla którego prace projektowe rozpoczęto już na początku lat 90-tych w związku z planowaną budową Żarnowieckiej Elektrowni Gazowej i dopiero objęcie tego projektu przepisami Specustawy terminalowej, w związku z jego planowaną rolą w przesyłaniu gazu importowanego przez terminal LNG w Świnoujściu, pozwoliło na dokończenie inwestycji na początku obecnej dekady. Innym projektem, w ramach którego wystąpiły istotne opóźnienia na etapie przygotowania inwestycji, był gazociąg Polkowice-Żary. Nie był od początku włączony do reżimu Specustawy terminalowej, przez co napotkał na wszystkie bariery charakterystyczne dla inwestycji realizowanych w normalnym reżimie prawa budowlanego. Z uwagi na przesunięcie terminów zakończenia, projekt ostatecznie nie mógł uzyskać dofinansowania w ramach POIiŚ 2007-2013. Jego zakończenie planowane jest obecnie na 2018 r., a więc ok. 3 lata po zakończeniu perspektywy finansowej, w ramach której miał być zrealizowany, oraz po ponad 8 latach od rozpoczęcia prac nad projektem. W przypadku większości projektów przesyłowych z sektora gazowego Specustawa terminalowa pozwoliła w znacznym stopniu przyspieszyć i ułatwić etap lokalizacji i w efekcie zakończyć je w wymaganym terminie. Wprowadziła ona skrócenie terminów wydawania decyzji administracyjnych, scentralizowanie procesu wydawania pozwoleń oraz mechanizm umożliwiający pozyskiwanie przez inwestora prawa do użytkowania nieruchomości dla celów budowy i eksploatacji gazociągu z pominięciem długotrwałego etapu negocjacji z właścicielami gruntów. Jednocześnie ustawa pozwoliła na ujednoczenie zasad ustalania wielkości odszkodowania należnego właścicielom (na podstawie decyzji wojewody opartej na wycenie przeprowadzonej przez niezależnego rzeczoznawcę majątkowego) i zapewnienie z jednej strony właścicielom gruntów poczucia sprawiedliwego ustalenia wielkości rekompensaty przez organ państwowy, a z drugiej racjonalnego poziomu kosztów odszkodowań ponoszonych przez inwestora (co z kolei jest istotne, gdyż ostatecznie koszty inwestycji, w tym odszkodowań, przenoszone są na wszystkich odbiorców gazu ziemnego w kraju). W najtrudniejszych przypadkach, gdy napotymano na odmowę wydania nieruchomości prowadzono z właścicielami mediacje za pośrednictwem właściwych urzędów wojewódzkich.

Obecnie katalog inwestycji towarzyszących (określony w rozdziale 7 Specustawy terminalowej) zawiera projekty realizowane przez OGP Gaz-System S.A., Polskie LNG S.A. oraz PGNiG S.A. Wskazane byłoby jednak rozszerzenie tego katalogu o kolejne projekty, w tym również z obszaru dystrybucji, co powinno urealnić możliwość osiągnięcia zakładanych celów. **Brak ułatwień inwestycyjnych na poziomie ustawowym w odniesieniu do grupy gazociągów dystrybucyjnych wysokiego ciśnienia może doprowadzić do ograniczenia zakresu, zaniechania lub odłożenia w czasie decyzji w zakresie ich**



**budowy.** W przypadku gazociągów dystrybucyjnych oczekiwane efekty takich rozwiązań będą szczególnie znaczące, np. skrócenie szacowanego czasu uzyskiwania niezbędnych decyzji z ponad 70 do 12 miesięcy (dla gazociągu o dł. 100 km) czy z 7 miesięcy nawet do 45 dni.

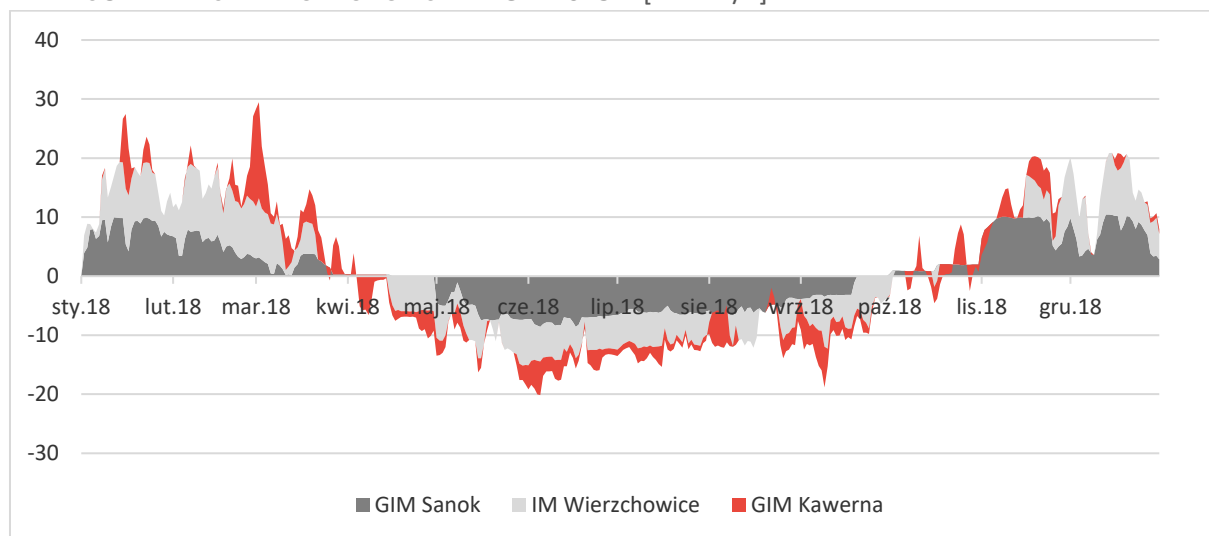
## 6.4. PODZIEMNE MAGAZYNY GAZU (PMG)

### 6.4.1 PRACA PMG W SYSTEMIE GAZOWNICZYM

Z systemem przesyłowym gazu E (o oddziaływaniu ogólnokrajowym) współpracuje 7 podziemnych magazynów gazu, które pełnią istotną rolę w pokrywaniu nierównomierności sezonowej i dobowej zapotrzebowania na gaz. 6 magazynów zgrupowane jest w dwie grupy instalacji magazynowych (GIM), a PMG Wierzchowice stanowi odrębną instalację magazynową. Magazyny gazu mają za zadanie wspieranie pracy systemu przesyłowego w warunkach szczytowego zapotrzebowania na gaz (bilansowanie krótkotrwałe) i zapewnienie możliwości kontraktowania gazu z zewnętrznymi (import, przywóz z zagranicy) lub wewnętrznymi (wydobycie krajowe) źródeł bez konieczności zapewnienia dużego zakresu elastyczności (zwykle jest to zakres kilkunastoprocentowy). Możliwe jest dzięki temu obniżenie ceny zakupywanego gazu jak również ograniczanie nadmiernych potrzeb w zakresie rozbudowy przepustowości systemu przesyłowego dla dostosowania do ewentualnego dużego zakresu zmiennych strumieni gazu otrzymywanego m.in. przez zagraniczne punkty wejścia. Łączna pojemność czynna funkcjonujących w Polsce podziemnych magazynów gazu wynosi aktualnie ok. 3075 mln m<sup>3</sup>, łączna moc odbioru 48,7 mln m<sup>3</sup>/dobę, a zatłaczania 27,3 mln m<sup>3</sup>/dobę. **Aktualna pojemność magazynów odpowiada ok 17% krajowego zapotrzebowania na gaz, co jest znacznie poniżej średniej europejskiej (około 32%).** W 2018 r. do podziemnych magazynów gazu zatłoczono 2,13 mld m<sup>3</sup> gazu i odebrano 2,24 mld m<sup>3</sup>. Saldo magazynów było ujemne i wyniosło -0,11 mld m<sup>3</sup>, co oznacza, że z magazynów odebrano więcej gazu niż zatłoczono dla pokrycia potrzeb odbiorców. Rok wcześniej sytuacja wyglądała odwrotnie, do magazynów zatłoczono o około ok. 120 mln m<sup>3</sup> gazu niż odebrano, gaz nie był wykorzystany na potrzeby rynkowe (ze względów handlowych lub z powodu obowiązku tworzenia zapasów gazu wynikającego z obowiązujących regulacji). W 2018 r. magazyny pracowały aż do kwietnia, odbiór gazu rozpoczął się w listopadzie, natomiast napełnianie realizowane było w okresie kwiecień-wrzesień.



**WYKRES 92. ZATŁĄCZANIE I ODBIÓR GAZU Z PMG W 2018 R. [MLN M<sup>3</sup>/D]**



Źródło: Gaz System S.A.

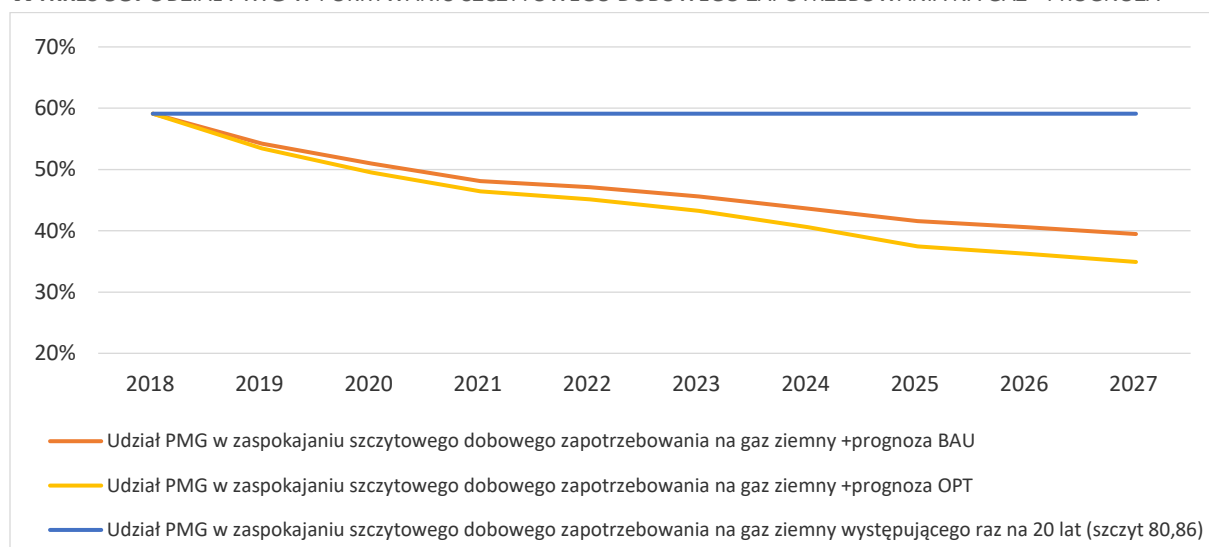
#### 6.4.2 MOC ODBIORU I UDZIAŁ PMG W POKRYWANIU SZCZYTOWEGO DOBOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ

Podziemne magazyny gazu stanowią istotny element systemu bezpieczeństwa energetycznego kraju i odgrywają szczególnie istotną rolę w bilansowaniu dostaw gazu w okresie zimowym. W zależności od roli jaką pełnią w systemie, ich oddziaływanie może być sezonowe jak i dobowe. Łączna maksymalna moc odbioru gazu z magazynów w 2010 r. wynosiła 31,7 mln m<sup>3</sup>/dobę, natomiast w 2018 r. 48,7 mln m<sup>3</sup>/dobę. Przyrost mocy odbioru w całym okresie wyniósł 17 mln m<sup>3</sup>/dobę, co stanowi 54% wielkości początkowej.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa bieżącej pracy systemu istotne jest, w jakim stopniu magazynu gazu mogą pokryć dobowe zapotrzebowanie na gaz, które wystąpi w szczytowym zimowym okresie. Dane historyczne wskazują, że przez wiele lat szczytowe zapotrzebowanie na gaz wynosiło około 70 mln m<sup>3</sup>/d, a największe zapotrzebowanie wystąpiło w 2012 r. i wyniosło 72 mln m<sup>3</sup>/d. Zwiększenie zużycia gazu związane było z wystąpieniem niskich temperatur w okresie zimowym. Przy szerszym spojrzeniu można zauważyć, że pomimo okresowych zmian wynikających z temperatur zimowych w systemie przesyłowym można obserwować trwałą tendencję wzrostową szczytowego zapotrzebowania co wynika z systematycznego zwiększania ilości odbiorców, a w szczególności obiektów energetyki zawodowej. Zapotrzebowanie maksymalne w 2017 r. wyniosło ok. 75 mln m<sup>3</sup>, a w 2018 ok. 83 mln m<sup>3</sup> (łącznie w systemach gazu E i Lw). Przy utrzymującym się dalszym wzroście zapotrzebowania (intensyfikacja gazyfikacji kraju, budowa nowych bloków gazowo-parowych, wymiana węgla w ciepłownictwie na paliwo gazowe) zapotrzebowanie szczytowe będzie dalej rosnąć, przy czym im większy będzie udział zastosowania gazu do celów grzewczych tym bardziej intensywny wzrost zapotrzebowania szczytowego będzie obserwowany. Biorąc pod uwagę potencjał rynku oszacowany w prognozach BAU i OPT wielkość tego zapotrzebowania w 2027 r. może wynieść odpowiednio 121-138 mln m<sup>3</sup>/d. Wyniki analizy możliwości pokrycia zapotrzebowania dobowego przez podziemne magazyny gazu, przy założeniu braku ich rozbudowy wskazują, że w okresie 2019-2030 nastąpi pogorszenie stanu bezpieczeństwa mierzonego możliwym udziałem podziemnych magazynów gazu w pokrywaniu szczytowego zapotrzebowania na gaz. Największa dynamika zmian wystąpi w okresie 2020-2025 r., gdy do systemu gazowniczego przyłączane będą nowe bloki gazowo-parowe oraz będzie następowała

przestawianie ciepłownictwa ( w tym jednostek powyżej 5 MW w związku z wymaganiami Dyrektywy MCP) na paliwo gazowe. W założonych wariantach prognoz udział mocy odbioru gazu z podziemnych magazynów gazu w pokrywaniu szczytowego zapotrzebowania obniży się z obecnych ok. 59% do poziomu 35-38%. Intensywność obniżania wartości wskaźnika wynosić będzie w tym okresie 2,5 %/rok. Należy zastrzec, że w przeprowadzonej analizie przyjęto pewne uproszczenie zakładając, że magazyny gazu mogą pracować z największą mocą odbioru w dniu występowania szczytowego zapotrzebowania na gaz. W rzeczywistości zdolność odbioru gazu z magazynów zmienia się w czasie i zależy od stopnia wypełnienia magazynów gazem. Utrzymanie wartości wskaźnika na obecnym poziomie wymagałoby zapewnienia dodatkowych mocy odbioru z magazynów na poziomie około 24,2-33,7 mln m<sup>3</sup>/d.

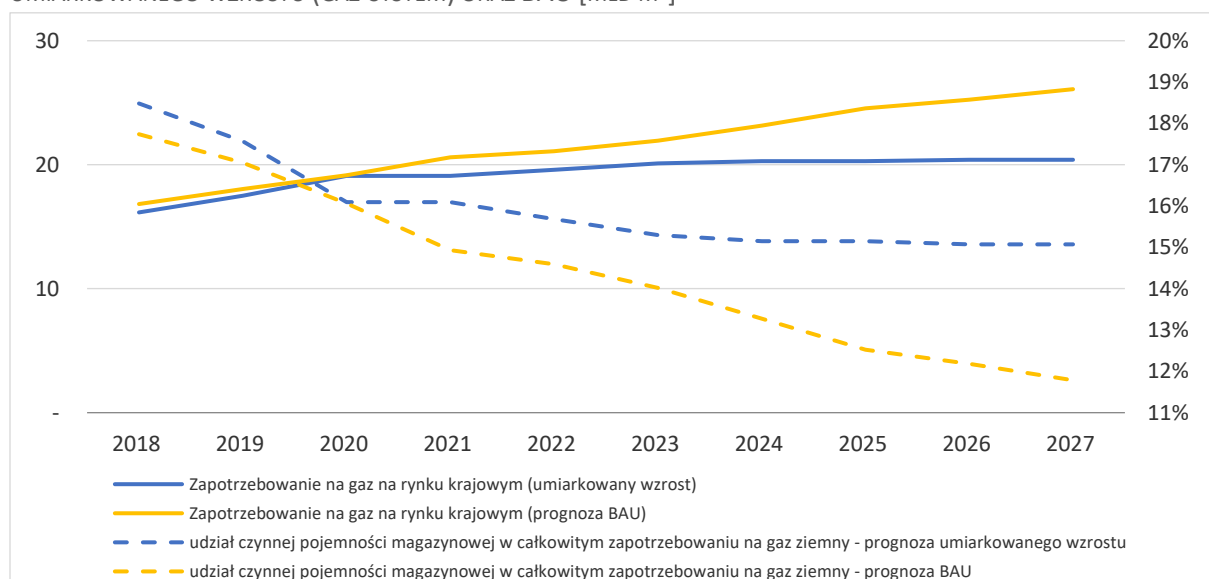
**WYKRES 93. UDZIAŁ PMG W POKRYWANIU SZCZYTOWEGO DOBOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ - PROGNOZA**



Źródło: Opracowanie własne

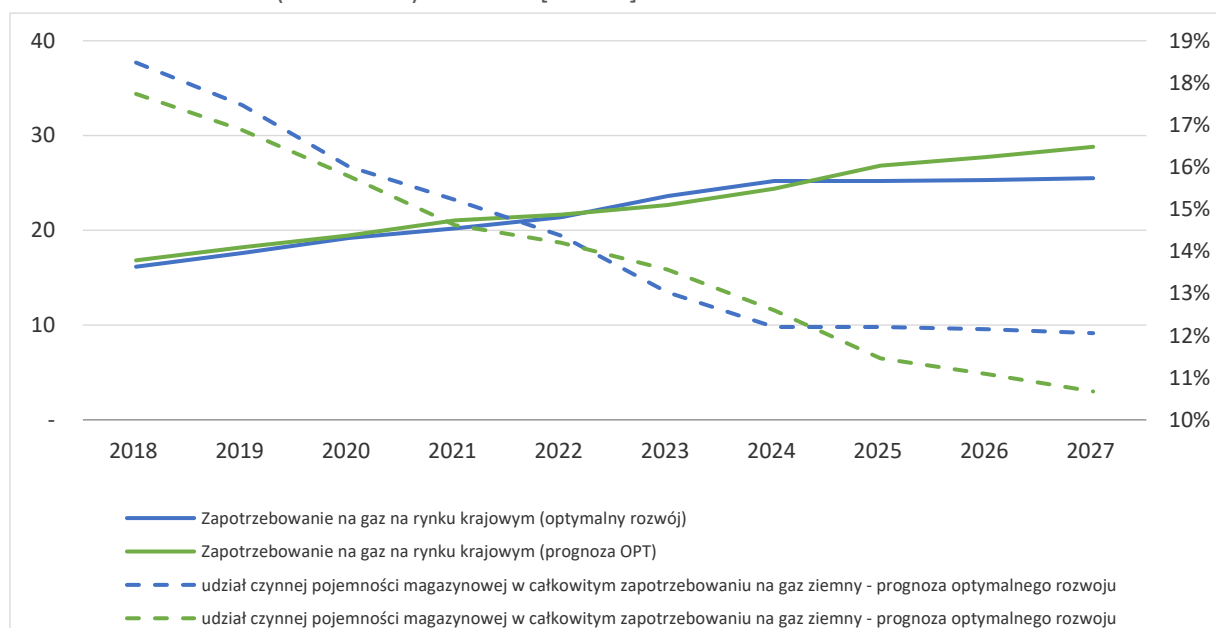
Zwiększenie mocy odbioru z magazynów oraz wzrost zapotrzebowania na gaz będzie również pociągać za sobą konieczność rozbudowania pojemności magazynowych. W przypadku braku rozbudowy całkowita pojemność będzie wystarczająca do zmagazynowania gazu w ilości odpowiadającej zaledwie 10-15% rocznego zapotrzebowania. Dla utrzymania obecnego poziomu bezpieczeństwa, tj. zapewnienia pojemności czynnej magazynów odpowiadającej ok. 20% całkowitego zapotrzebowania na gaz wymagać będzie ich rozbudowy w perspektywie 2027 r. do wielkości 5,2-5,8 mld m<sup>3</sup> (zwiększenie pojemności czynnej o około 2,2-2,8 mld m<sup>3</sup>).

**WYKRES 94.** POJEMNOŚĆ CZYNNNA PMG W ODNIESIENIU DO CAŁKOWITEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W WARIANTACH UMIARKOWANEGO WZROSTU (GAZ-SYSTEM) ORAZ BAU [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne

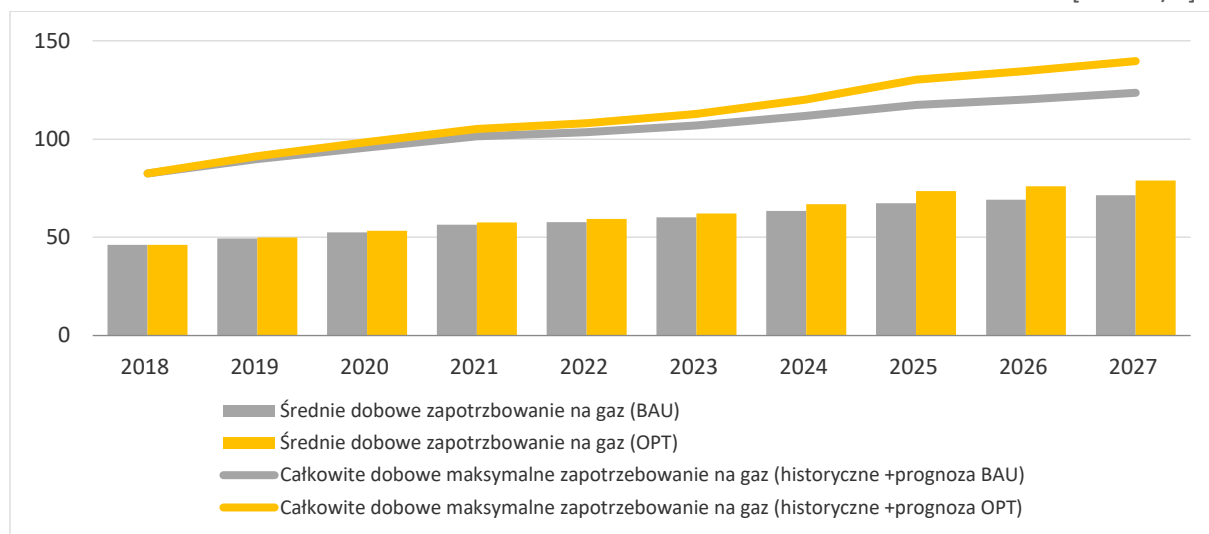
**WYKRES 95.** POJEMNOŚĆ CZYNNNA PMG W ODNIESIENIU DO CAŁKOWITEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W WARIANTACH OPTIMALNEGO WZROSTU (GAZ-SYSTEM) ORAZ OPT [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne

Napełnienie magazynów gazu w ilości odpowiadającej 100% pojemności czynnej (z uwzględnieniem części pojemności obecnie wykorzystywanej dla potrzeb utrzymywania zapasów obowiązkowych) w 2027 r. będzie wystarczało na pokrycie około 39-43 dni średniego zapotrzebowania na gaz w systemie przesyłowym w ciągu roku oraz 22-25 dni szczytowego zapotrzebowania na gaz. Dla porównania w 2018 r. liczby te wynosiły 65 dni średniego zapotrzebowania na gaz w systemie przesyłowym w ciągu roku oraz 36 dni szczytowego zapotrzebowania na gaz. Obniżenie poziomu bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego oraz dostaw gazu będzie więc odczuwalne, jeżeli pojemność czynna magazynów gazu pozostanie na obecnym poziomie nawet w przypadku uwzględnienia pojemności obecnie zarezerwowanej do utrzymywania zapasów obowiązkowych.

WYKRES 96. ŚREDNIE ORAZ MAKSYMALNE DOBOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W LATACH 2018-2027 [MLN M<sup>3</sup>/D]



Źródło: Opracowanie własne

Warto podkreślić, że w systemie przesyłowym występuje duże zróżnicowanie pomiędzy wielkością zapotrzebowania na gaz w szczycie a średnią dobową wielkością zapotrzebowania w ciągu roku. Obecnie (2018 r.) zapotrzebowanie w szczycie osiąga poziom ok. 1,8 średniego zapotrzebowania dobowego, co jest spowodowane okresowym zwiększaniem zużycia gazu dla pokrywania potrzeb grzewczych. W przyszłości relacja ta będzie utrzymywać się mniej więcej na zbliżonym poziomie, gdyż z jednej strony prognozowane jest zwiększenie wykorzystywania gazu do celów grzewczych w sektorach ciepłownictwa i gospodarstw domowych, a z drugiej - znaczące wzrosty odnotowywane będą w sektorach elektroenergetyki oraz przemysłu, które charakteryzuje w miarę równomierny rozkład zapotrzebowania na przestrzeni roku. **Występujące duże zróżnicowanie zapotrzebowania na przestrzeni roku oraz szybkość zmian w okresie zimowym, będąca pochodną zmian temperatury powietrza w ciągu doby, wymagają odpowiednio przygotowanych kawernowych instalacji magazynowych, charakteryzujących się dużą elastycznością parametrów pracy.**

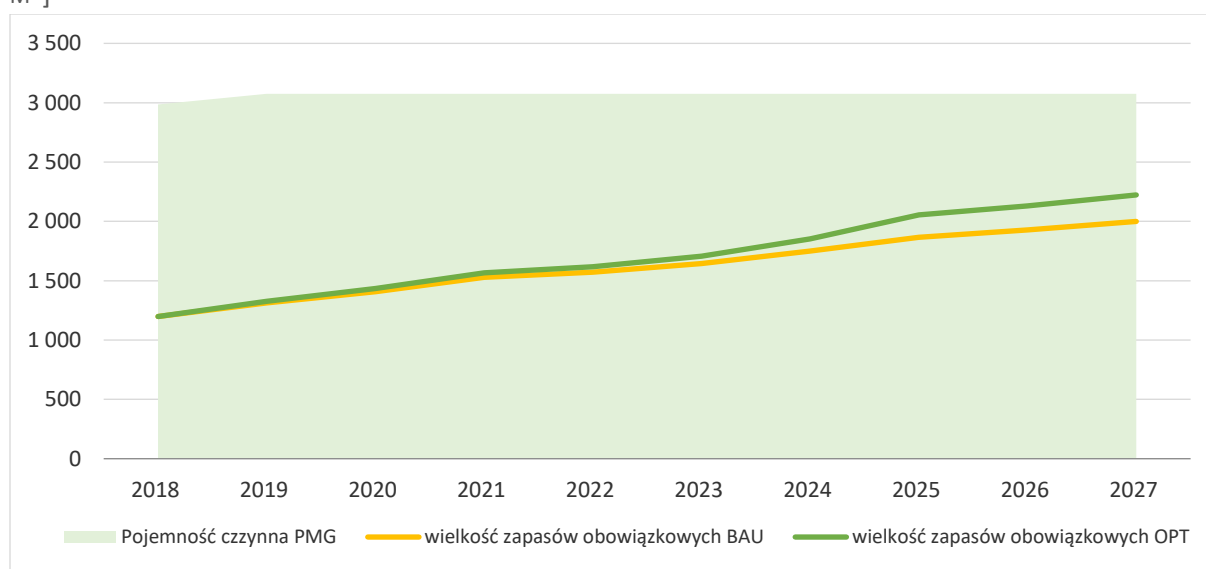
Podsumowując można stwierdzić, że funkcjonujące w Polsce podziemne magazyny gazu stanowią istotną rolę w bieżącym funkcjonowaniu systemu przesyłowego, a moce odbioru zapewniają możliwość reagowania na bieżące zmiany zapotrzebowania w systemie przesyłowym wynikające ze zmian temperatur lub potrzeb odbiorców. Wpływ rozbudowy PMG w poprzednich latach zrealizowanej przy wsparciu POIiŚ 2007-2013 na poprawę stanu bezpieczeństwa mierzonego możliwym udziałem podziemnych magazynów gazu w pokrywaniu szczytowego zapotrzebowania na gaz był kluczowy. **W kontekście zwiększania zastosowania gazu w sektorze energetycznym i ciepłownictwie (systemowym jak i indywidualnym) i potencjału gazu do ograniczania wpływu na środowisko obecnej struktury paliwowej, konieczne wydaje się zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa i zdolności instalacji krajowych do zmagazynowania odpowiedniej ilości gazu dla wspomaganie pracy systemu gazowniczego w okresie szczytowego zapotrzebowania na gaz.**

#### 6.4.3 ZDOLNOŚĆ PMG DO UTWORZENIA ZAPASÓW OBOWIĄZKOWYCH NA TERENIE KRAJU

Zdolność podziemnych magazynów gazu do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego wymaga, poza dużymi mocami odbioru, odpowiednio dużych pojemności niezbędnych do zgromadzenia gazu, który będzie mógł być dostarczany w przypadku zakłóceń w dostawach dłuższych

niż incydentalne spowodowane np. awariami w źródłach czy gazociągów. Z uwagi na doświadczenia z lat wcześniejszych, wskazujące na realność wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu z zagranicy, w Polsce uregulowano kwestie bezpieczeństwa poprzez wprowadzenie obowiązku utrzymywania zapasów gazu w magazynach przez podmioty sprowadzające gaz z zagranicy (Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym). Zgodnie z zapisami ustawy, podmioty sprowadzające do Polski gaz z zagranicy powinny utrzymywać zapasy obowiązkowe w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu. Należy podkreślić, że zapasy stanowią nierynkowy środek reagowania w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej, do ich użycia wymagana jest zgoda ministra właściwego ds. energii. Konieczność utrzymywania zapasów tym samym wyłącza możliwość wykorzystywania części pojemności magazynowych do bilansowania bieżącego zapotrzebowania, co w konsekwencji wymaga zapewnienia odpowiednio dużych pojemności magazynów dla funkcjonowania systemu gazowego.

**WYKRES 97.** POJEMNOŚCI PODZIEMNYCH MAGAZYNÓW GAZU I WIELKOŚCI ZAPASÓW OBOWIĄZKOWYCH [MLN M<sup>3</sup>]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów i sprawozdań Ministra Gospodarki, Ministra Energii oraz publikacji branżowych

W całym okresie 2018-2027 magazyny mają wystarczającą pojemność, aby pomieścić zapasy obowiązkowe. Obecnie pojemność magazynów jest około 2,3 razy większa od poziomu zapasów obowiązkowych. Potencjalne zwiększenie zapotrzebowania na gaz oraz spadająca wielkość wydobycia ze złóż krajowych spowodują, że przy utrzymaniu obecnego systemu bezpieczeństwa (przepisy dotyczące zapasów obowiązkowych nie ulegną zmianom, a pojemności czynne zostaną na obecnym poziomie) wielkość zapasów obowiązkowych wzrośnie do poziomu ok. 2-2,2 mld m<sup>3</sup> (1,5-1,7 krotnie). Wielkość zapasów będzie odpowiadać ok. 70% całkowitej pojemności magazynów pozostawiając niewiele dla potrzeb magazynowania gazu do celów handlowych. **Oznacza to, że bez rozbudowy może nastąpić znaczące ograniczenie funkcjonowania krajowych podmiotów.** Na podstawie analizy zmian sytuacji można stwierdzić, że obecnie istnieją zdecydowanie lepsze warunki funkcjonowania systemu przesyłowego oraz uczestników rynku niż na początku tego okresu, a kluczowy udział w poprawie sytuacji miały projekty zrealizowane w ramach POIiŚ 2007-2013.

**W kontekście zwiększenia znaczenia gazu w sektorze wytwarzania energii elektrycznej wskazane wydaje się przeprowadzenie dyskusji dotyczącej potrzeb zapewnienia odpowiedniej wielkości rezerw gazu dla zapewnienia ciągłości dostaw** energii elektrycznej do odbiorców w przypadku przerw w dostawach gazu spowodowanych np. awarią wybranych elementów krajowego systemu przesyłowego lub z przyczyn leżących poza nim, np. złych warunków pogodowych uniemożliwiających dołptnięcie dostawy LNG lub awarią i przerwą w produkcji na morskiej platformie wydobywczej. Jak wskazano wcześniej, istniejące i planowane do przyłączenia bloki gazowe będą zwiększały potencjał do wytwarzania energii zarówno w ciągu roku jak i w szczycie zapotrzebowania. Ewentualne przerwy w dostawach gazu, a w konsekwencji możliwe ograniczenia w produkcji energii.

#### 6.4.4 PODSUMOWANIE W ZAKRESIE PMG

Potrzeby w zakresie rozbudowy pojemności czynnej krajowych magazynów gazu w 2027 r. oszacowano na poziomie ok. 2,2-2,8 mld m<sup>3</sup>. Nie jest obecnie przesądzone czy, gdzie i w jaki sposób magazyny mogłyby być rozbudowane i który model mógłby być optymalny. Obecnie na terytorium Polski funkcjonują magazyny zbudowane na szcerpanych złożach gazu ziemnego (2,25 mld m<sup>3</sup>) oraz w kawernach solnych (0,83 mld m<sup>3</sup>). Magazyny te w sposób wystarczający zapewniają realizację wszystkich celów dla nich określonych, tj. pokrywania dobowych i sezonowych nierównomierności zapotrzebowania na gaz, jak również do gromadzenia zapasów obowiązkowych w ilościach wynikających z obowiązujących przepisów. W ostatnich latach nie było żadnych poważnych zdarzeń wpływających na obniżenie poziomu niezawodności dostaw spowodowanych nieodpowiednimi parametrami infrastruktury przesyłowej i magazynowej. Tym samym można sądzić, że utrzymanie obecnej struktury w zakresie technologii budowy magazynów (szcerpane złoża gazu i kawerny solne) może być wystarczające. W dużej mierze będzie to zależało od przyszłej roli magazynów gazu (współpraca z jednostkami wytwórczymi energii elektrycznej wymagająca dużej dynamiki odbioru gazu lub też bardziej przeznaczenie do utrzymywania określonego poziomu rezerw gazu np. dla potrzeb odbiorców chronionych). Niezależnie od wybranego modelu i struktury rozbudowa pojemności magazynowych będzie wymagała ponoszenia znacznych nakładów inwestycyjnych, których wielkość zależeć będzie od przyjętej technologii oraz tego czy dodatkowa pojemność będzie uzyskiwana w drodze rozbudowy istniejącego magazynu czy też będzie to zupełnie nowa instalacja. Ostatnie duże inwestycje w rozbudowę magazynów gazu były prowadzone w perspektywie 2007-2013, w której budowany był PMG Kosakowo oraz rozbudowywane były magazyny gazu Husów, Strachocina i Wierzchowice. Bazując na kosztach budowy magazynów gazu w tamtym okresie (nie ma obecnie bardziej aktualnych danych o kosztach) dokonano oszacowania budowy nowych pojemności magazynów gazu, przy czym założono, że częściowo będą to magazyny w nowych lokalizacjach, a częściowo rozbudowywane będą istniejące instalacje magazynowe. W wyniku analiz oceniono, że w zależności od wariantu prognozy zapotrzebowania na gaz inwestycje zapewniające dodatkowe wymagane pojemności magazynowe mogą wiązać się z ponoszeniem nakładów inwestycyjnych rzędu 4,2-5,3 mld PLN.

#### 6.5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

**Prognozowany wzrost zużycia gazu ziemnego, a także planowana zmiana struktury kierunków dostaw gazu ziemnego (zastąpienie dotychczas dominującego kierunku wschodniego) wymagają znaczących inwestycji w rozbudowę i modernizację systemów przesyłowego i dystrybucyjnego w perspektywie 2027 r. Łączna wartość inwestycji w sieci przesyłowej, planowanych do 2023 r., wynosi 15 mld PLN (w tym 4,5 mld PLN – inwestycje dofinansowane w POIiŚ 2014-2020) oraz 8,4 mld PLN w perspektywie 2029 r. Szacowana wartość niezbędnych inwestycji w systemie dystrybucyjnym w**

perspektywie 2027 r. wynosi od 8,9 do 11,0 mld PLN, a inwestycje zapewniające dodatkowe wymagane pojemności magazynowe mogą wiązać się z poniesieniem nakładów inwestycyjnych rzędu 4,2-5,3 mld PLN.

**Znaczące przyspieszenie i zwiększenie skali inwestycji w nadchodzących latach** niezbędne jest w szczególności **w obszarze sieci dystrybucyjnych**, zwłaszcza w kontekście **pilnej potrzeby poprawy jakości powietrza** (kluczowymi sektorami są tu gospodarstwa domowe i sektor wytwarzania ciepła, wykorzystujące głównie wysokoemisyjne paliwa stałe, takie jak węgiel i koks, które stanowią istotne źródła emisji pyłów i benzo/a/pirenu – patrz rozdział 7.2). Jak pokazują wyniki przeprowadzonych analiz, w tym badań terenowych<sup>77</sup>, **wiele z projektów rozwoju sieci dystrybucyjnej nie jest realizowanych ze względu na brak opłacalności**<sup>78</sup>. W perspektywach finansowych 2007-2013 oraz 2014-2020 **czynnikiem stymulującym inwestycje w rozwój sieci tam, gdzie nie są one finansowo opłacalne, były środki UE oferowane w POIiŚ** - pokryły ono lukę finansową, wynoszącą od 32 do 85% wartości kosztów kwalifikowalnych projektów (rozdział 2.4.1). **W kontekście istotnego realnego i potencjalnego przyszłego wpływu gazyfikacji na poprawę jakości powietrza i ochronę klimatu (rozdziały 2.4.2, 4.2, 7.3) należy stwierdzić, że rozwój sieci dystrybucyjnych pożądanym jest nie tylko tam, gdzie jest on finansowo opłacalny.** Z tego względu, **wskazane jest objęcie wsparciem ze środków publicznych w perspektywie finansowej 2021-2027 uzasadnionych względami środowiskowymi i technicznymi, nierentownych inwestycji z zakresu rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnych.** Ponadto w związku z faktem, że podstawową trudnością przy realizacji projektów z zakresu rozwoju sieci dystrybucyjnej jest długotrwałość postępowań administracyjnych związanych z lokalizacją inwestycji i uzyskaniem pozwolenia na budowę, **dla umożliwienia przyspieszenia procesu inwestycyjnego w obszarze dystrybucji pożądanym byłoby także skrócenie czasu i centralizacja postępowań administracyjnych, ujednoczenie procedur, a także ew. rozwiązania specjalne związane z dostępnością terenu.** W tym celu wskazane byłoby rozszerzenie zakresu oddziaływania Specustawy terminalowej przynajmniej o kluczowe gazociągi dystrybucyjne mające charakter przesyłowy lub bezpośrednio współpracujące z sieciami przesyłowymi.

**Mając na uwadze znaczną skalę niezbędnych inwestycji w systemie przesyłowym i magazynowym oraz fakt, że środki UE odegrały w perspektywach finansowych 2007-2013 (POIiŚ, EEPR, TEN-E)<sup>79</sup> oraz 2014-2020 (POIiŚ, CEF) kluczową rolę w finansowaniu krajowej infrastruktury gazu ziemnego, ograniczając wpływ szerokiego programu inwestycyjnego na wysokość taryfy przesyłowej<sup>80</sup> (co jest istotne dla konkurencyjności polskiej gospodarki, szczególnie biorąc pod uwagę fakt, że polskie stawki przesyłowe należą do najwyższych w Europie), wydaje się uzasadnione objęcie dofinansowaniem ze środków UE kluczowych inwestycji w sektorze przesyłu gazu ziemnego także w perspektywie finansowej 2021-2027.**

<sup>77</sup> Patrz m.in. rozdział 4.3 – wyniki ankiety CAWI z gminami wskazują, że większość gmin, w których nie jest planowana gazyfikacja, podejmowała o nią starania, jednak bez efektu, co wynika z braku opłacalności ekonomicznej takiego przedsięwzięcia z punktu widzenia OSD, na co składa się zbyt rozproszona zabudowa, zbyt mały potencjalny wolumen odbieranego gazu, zbyt wysokie koszty rozbudowy infrastruktury sieciowej, zbyt duża odległość do istniejącego gazociągu. Informacje te znajdują także potwierdzenie w wynikach ankiety CAWI z OSD.

<sup>78</sup> Patrz rozdział 3 - uwarunkowania finansowe realizacji projektów oraz zawodności rynku.

<sup>79</sup> Na podstawie raportu z badania ewaluacyjnego pn. *Badanie wpływu projektów energetycznych realizowanych w ramach działania 10.1 POIiŚ 2007-2013 na stan infrastruktury i bezpieczeństwa energetycznego w Polsce* (Fundeko, Korbel, Krok-Baściuk sp. j., Warszawa 2017 r.)

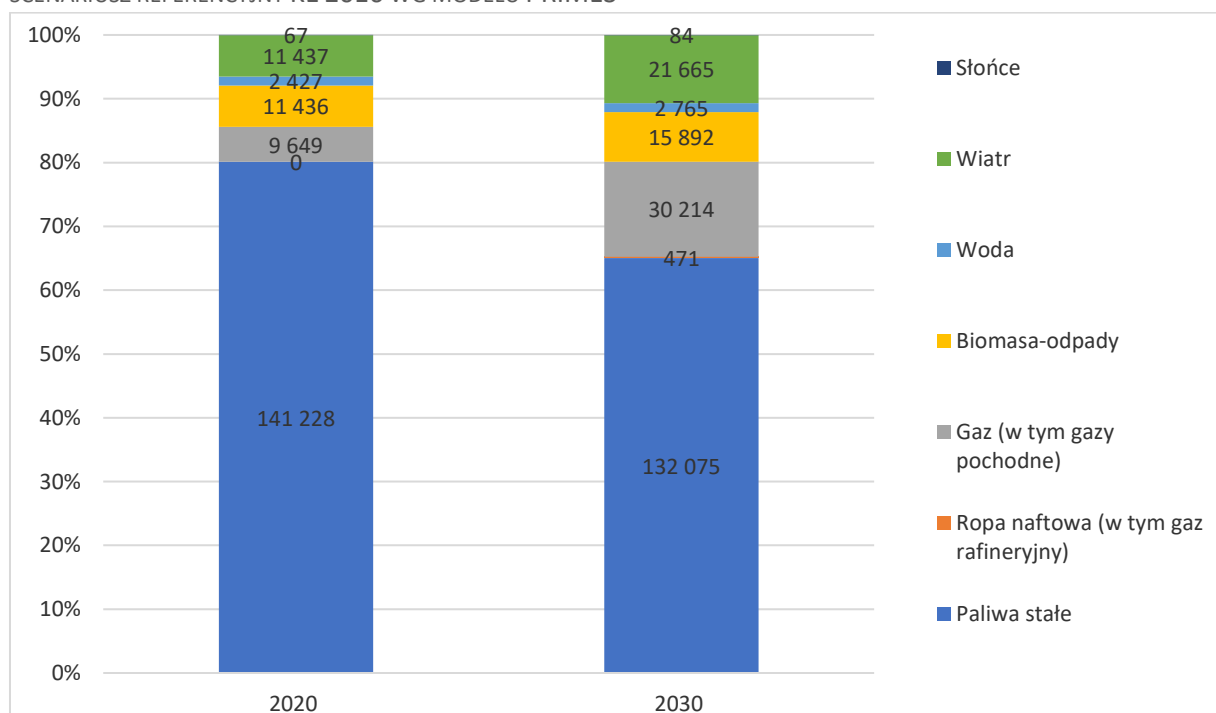
<sup>80</sup> Ibidem



## 7. PODSUMOWANIE ROLI GAZU ZIEMNEGO W BUDOWANIU GOSPODARKI NISKOEMISYJNEJ

Wyniki przeprowadzanych analiz (rozdział 5) wskazują na to, że w perspektywie roku 2030 nastąpi w Polsce znaczne przyspieszenie wzrostu zużycia gazu ziemnego - praktycznie we wszystkich sektorach, przy czym największy wolumen wzrostu dotyczyć będzie sektora elektroenergetyki. Prognozy te znajdują potwierdzenie w scenariuszu referencyjnym Komisji Europejskiej z 2016 r.<sup>81</sup>, sporządzonym na bazie modelu PRIMES, który przewiduje, że między 2020 a 2030 r. średnioroczny wzrost produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego wyniesie 12,1% - z 9 649 GWh<sub>e</sub> w 2020 r. do 30 214 GWh<sub>e</sub> w 2030 r. (w 2030 r. w Polsce produkowane będzie ponad trzykrotnie więcej energii elektrycznej z gazu ziemnego niż w 2020 r.), a udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej wzrośnie z 5,5% do 11%. Równolegle wzrastać będzie udział OZE, przede wszystkim wiatru (z 6,5% w 2020 r. do 10,7% w 2030 r.). **Wzrostowi udziału gazu ziemnego i OZE towarzyszyć będzie spadek zużycia paliw stałych (węgla kamiennego i brunatnego) z 80% w 2020 r. do ok. 65% w 2030 r.** (przy czym cel krajowy, zawarty w projekcie KPEiK 2021-2030, zakłada zmniejszenie udziału węgla w produkcji energii elektrycznej nawet do 60% w 2030 r.)

**WYKRES 98.** GENERACJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ BRUTTO W POLSCE WG ŹRÓDEŁ W 2020 I 2030 R. [GWh<sub>e</sub>] - SCENARIUSZ REFERENCYJNY KE 2016 WG MODELU PRIMES



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o dane EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050.

Jak wykazano we wcześniejszych rozdziałach, inwestycje zrealizowane i będące w realizacji w latach 2010-2023 mają znaczący wpływ na zwiększenie możliwości dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski oraz w sposób istotny wpłynęły na zwiększenie bezpieczeństwa jego dostaw. Prognozowany wzrost zużycia gazu ziemnego w perspektywie 2030 r. pociąga za sobą jednak **konieczność przeprowadzenia dalszych inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną** (rozdział 5). Skala finansowa i rzeczowa tych inwestycji jest ogromna, a zidentyfikowane zawodności rynku (rozdział 6)

<sup>81</sup> EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050, Publications Office of the European Union, Luksemburg 2016

implikują potrzebę wsparcia procesów inwestycyjnych ze środków publicznych, w tym środków UE. W tym kontekście należy podkreślić, że **kluczowymi determinantami prognozowanego wzrostu zużycia gazu ziemnego w Polsce**, poza czynnikami społeczno-ekonomicznymi<sup>82</sup>, są **uregulowania UE w zakresie ochrony klimatu i ochrony powietrza**, a także wynikające w nich **bodźce rynkowe, do których należy przede wszystkim odnotowany w ostatnich 2 latach znaczący wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>** (z 5 EUR w 2017 r. do 25-28 EUR w 2019 r.).

Poniżej omówiono, w jaki sposób prognozowane zwiększenie zużycia gazu ziemnego może wpłynąć na realizację celów polityki energetyczno-klimatycznej UE oraz polityki ochrony powietrza UE.

## 7.1. OCHRONA KLIMATU

W zakresie polityki energetyczno-klimatycznej, jako czynniki determinujące wzrost wykorzystania gazu ziemnego, należy wskazać przede wszystkim uregulowania objęte pakietem zimowym, definiujące cele UE na 2030 r., tj.:

- 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych (w tym 43% w ETS i 30% w non-ETS);
- wzrost udziału OZE do 27% i efektywności energetycznej do 30% w 2030 r.;
- limit emisji dla źródeł wytwórczych mogących korzystać z rynku mocy (pomoc publiczna) <550 kg/MWh (aktualna średnia dla en. el. w PL - 814 kg/MWh);
- stopniowe zmniejszanie puli darmowych uprawnień do emisji w systemie ETS od 2025 r.

Przełożone na grunt krajowy cele unijne na 2030 r. obejmują (wg projektu KPEiK 2021-2030) m.in.:

- zmniejszenie udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do 60% w 2030 r. (z obecnych 80%);
- 21% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (w tym 27% dla energii elektrycznej wobec aktualnych 14%);
- redukcję emisji CO<sub>2</sub> w sektorze non-ETS o 7% w odniesieniu do 2005 r.;
- redukcję emisji CO<sub>2</sub> w samochodach osobowych i lekkich samochodach dostawczych o 30% w odniesieniu do roku 2021;
- poprawę efektywności energetycznej o 23% w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej w 2007 r wg PRIMES.

### 7.1.1 REDUKCJA EMISJI CO<sub>2</sub>

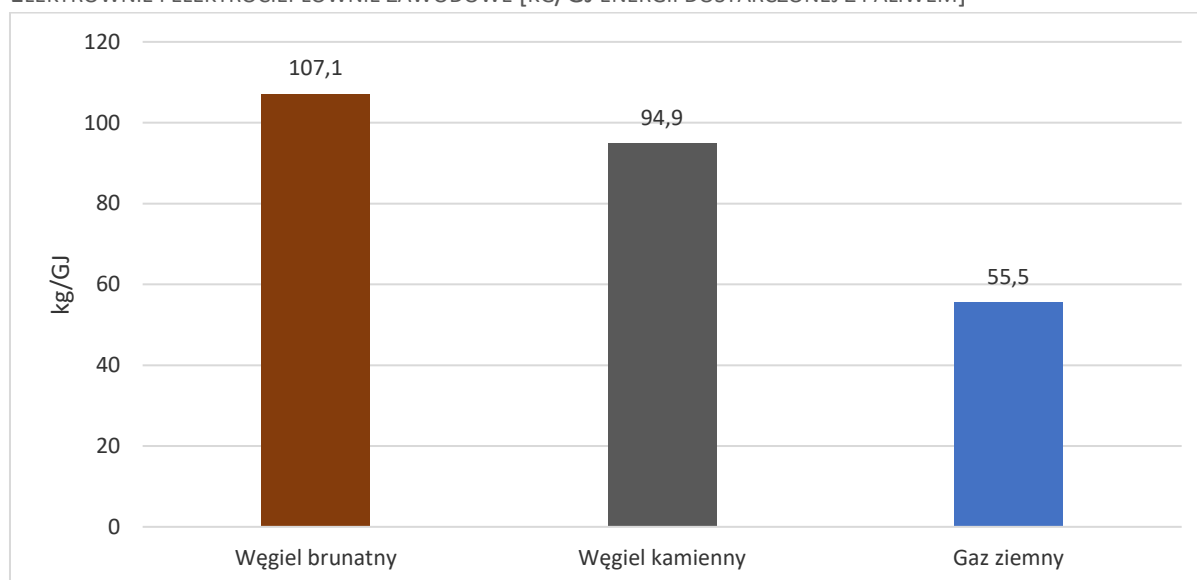
**Gaz ziemny charakteryzuje się znacznie niższą emisyjnością CO<sub>2</sub> niż węgiel kamienny.** Wg danych KOBIZE dla sektora EU ETS na 2019 r.<sup>83</sup>, opartych o realną wartość opałową paliw stosowanych w poszczególnych branżach gospodarki w 2016 r. można stwierdzić, iż **wskaźniki emisji dla gazu ziemnego są o ok. 40% niższe niż wskaźniki dla węgla kamiennego i ok. 48% niższe niż dla węgla brunatnego.** Na pierwszym z poniższych wykresów przedstawiono tę relację w sektorze elektrowni i elektrociepłowni zawodowych, natomiast dla innych sektorów, takich jak ciepłownie, instytucje handel i usługi, relacja ta jest bardzo zbliżona. Należy jednak podkreślić, że **wskaźniki emisji dla poszczególnych paliw odnoszą się do ich wartości opałowej, a więc do ilości energii dostarczonej wraz z paliwem do danej instalacji spalania, nie uwzględniają natomiast sprawności źródeł**

<sup>82</sup> Czynniki ekonomiczne uwzględniają wysokie koszty zewnętrzne stosowania paliw stałych, w tym przede wszystkim koszty zdrowotne (związane z emisjami szkodliwych substancji do atmosfery), a także koszty środowiskowe (związane ze szkodami górnictwem) oraz koszty związane z subsydiowaniem sektora wydobywania węgla w Polsce np. w postaci kontraktów długoterminowych czy świadczeń socjalnych dla górników.

<sup>83</sup> *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2016 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2019*, KOBIZE, Warszawa, grudzień 2018 r.

**wytwórczych**, które są zasadniczo niższe w źródłach węglowych (nawet w nowoczesnych) niż w jednostkach zasilanych gazem ziemnym, w szczególności kogeneracyjnych: w przypadku elektrowni gazowych sprawność wytwarzania może osiągnąć poziom 60%, zaś w przypadku elektrowni węglowych – około 45%<sup>84</sup>. Oznacza to, że przestawienie produkcji energii z węgla na gaz wiąże się także z oszczędnością energii pierwotnej. Przy uwzględnieniu tych uśrednionych sprawności źródeł wytwórczych, **redukcja emisji CO<sub>2</sub>** przy produkcji tego samego wolumenu energii elektrycznej, **wynikająca z zastąpienia jednostek węglowych jednostkami gazowymi, wynosi ok. 55% w przypadku zastąpienia źródeł zasilanych węglem kamiennym i 61% w przypadku zastąpienia źródeł zasilanych węglem brunatnym**. Potwierdzenie tych tez znajduje się w licznych opracowaniach naukowych i branżowych<sup>85</sup>. Z doświadczeń z wdrażania projektów dofinansowanych w działaniu 1.6.1 POiŚ 2014-2020 wynika także, że **zastosowanie wysokosprawnej kogeneracji gazowej w miejsce starego kotła ciepłowniczego zasilanego paliwem stałym (węgiel, koks, miał węglowy) prowadzi do redukcji emisji CO<sub>2</sub> średnio o ok. 65%**.

**WYKRES 99.** WSKAŹNIKI EMISJI CO<sub>2</sub> DLA POSZCZEGÓLNYCH PALIW W SYSTEMIE EU ETS NA 2019 R. (KOBIZE) - ELEKTROWNIE I ELEKTROCIĘPŁOWNIE ZAWODOWE [KG/GJ ENERGII DOSTARCZONEJ Z PALIWEM]

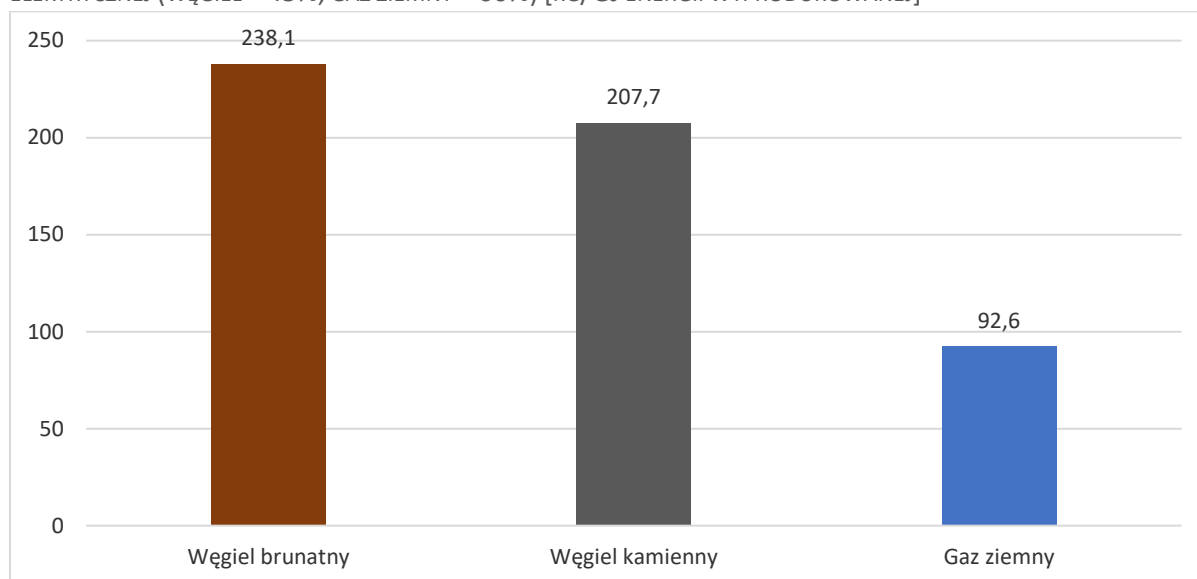


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE

<sup>84</sup> W oparciu o dane zawarte w: *Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, Agencja Rynku Energii, Warszawa, wrzesień 2011

<sup>85</sup> Między innymi: Salovaara J., *Coal to Natural Gas Fuel Switching and CO<sub>2</sub> Emissions Reduction*, Harvard College 2011; *CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion*, International Energy Agency (IEA) 2018; Lattanzio R.K., *Life-Cycle Greenhouse Gas Assessment of Coal and Natural Gas in the Power Sector*, Congressional Research Service 2015; *Mapping the oil and gas industry to the Sustainable Development Goals: An Atlas*, IPIECA/UNDP/IFC 2017

**WYKRES 100.** WSKAŹNIKI EMISYJNOŚCI CO<sub>2</sub> UWZGLĘDNIAJĄCE MAKSYMALNĄ SPRAWNOŚĆ INSTALACJI DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (WĘGIEL – 45%, GAZ ZIEMNY – 60%) [KG/GJ ENERGII WYPRODUKOWANEJ]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE i ARE<sup>86</sup>

W oparciu o sektorowe prognozy wzrostu zużycia gazu ziemnego w perspektywie 2027 r. (rozdział 5) dokonano ramowego oszacowania potencjału redukcji emisji CO<sub>2</sub>, wynikającego z zastępowania gazem ziemnym węgla kamiennego w sektorach elektroenergetyki, ciepłownictwa i gospodarstw domowych<sup>87</sup>. Wyniki analiz wskazują na bardzo wysoki potencjał wkładu gazu ziemnego w realizację celów UE i krajowych związanych z ochroną klimatu – prognozowany w perspektywie 2027 r. wzrost zużycia gazu ziemnego powinien skutkować redukcją od 3,5 do 5,9% krajowych emisji CO<sub>2</sub> z 2017 r.

**TABELA 45.** POTENCJAŁ REDUKCJI CO<sub>2</sub> W PERSPEKTYWIE 2027 R. W WYNIKU PROGNOZOWANEGO WZROSTU ZUŻYCIA GAZU W SCENARIUSZACH BAU I OPT

SEKTOR	PROGNOZOWANY WZROST ZUŻYCIA GAZU DO 2027 R. [MLD M <sup>3</sup> ]		POTENCJAŁ UNIKNIĘTEJ EMISJI W 2027 R. WSKUTEK ZASTĄPIENIA GAZEM WĘGLA [T CO <sub>2</sub> /ROK]	
	BAU	OPT	BAU	OPT
ELEKTROENERGETYKA	2,71	3,97	6 854 851	10 041 978
CIEPŁOWNICTWO, W TYM PRZEMYSŁOWE <sup>88</sup>	1,96	3,38	3 629 630	6 259 259
GOSPODARSTWA DOMOWE	0,31	0,88	1 292 561	3 669 207
<b>SUMA</b>	<b>4,98</b>	<b>8,23</b>	<b>11 777 043</b>	<b>19 970 444</b>
EMISJE KRAJOWE 2017 R. (EUROSTAT) <sup>89</sup>	n.d.		336 556 770	
% EMISJI KRAJOWYCH W 2017 R.	n.d.		3,5%	5,9%

Źródło: Opracowanie własne

<sup>86</sup> Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, Agencja Rynku Energii, Warszawa, wrzesień 2011

<sup>87</sup> Szczegółowy model obliczeniowy stanowi załącznik do Raportu

<sup>88</sup> Kategoria obejmuje następujące grupy: elektrociepłownie przemysłowe, kotły ciepłownicze energetyki zawodowej, ciepłownie niezawodowe, ciepłownie zawodowe

<sup>89</sup> All secotrs excluding LULUCF and memo items - Poland, 2017 r.

## 7.1.2 BILANSOWANIE OZE

Jednostki gazowe charakteryzują się znacznie większą elastycznością niż tradycyjne węglowe jednostki wytwórcze. Poniżej przedstawiono dane nt. elastyczności różnych typów jednostek wytwórczych.

TABELA 46. PODSTAWOWE PARAMETRY JEDNOSTEK WĘGLOWYCH ORAZ GAZOWYCH WPŁYWAJĄCE NA ELASTYCZNOŚĆ PRACY

PARAMETR	JEDNOSTKA	WĘGIEL KAMIENNY	WĘGIEL BRUNATNY	TURBINY GAZOWE	BLOKI PAROWO-GAZOWE
<b>Sprawność</b>	%	<b>33,5-46%</b>	<b>33,5-44%</b>	<b>33-41,5%</b>	<b>46-60,5%</b>
<b>Gradient zmiany mocy:</b>					
Jednostki istniejące	% Pn/min.	2-3%	1%	8%	2%
Jednostki nowe		3-6%	4%	20%	4-9%
<b>Uruchomienie ze stanu zimnego:</b>					
Jednostki istniejące	h	10	10	0,1	4
Jednostki nowe i zmodernizowane		4	6	0,1	2
<b>Koszty uruchomienia ze stanu zimnego</b>	zł/kW	350-450		100	250
<b>Minimum techniczne</b>	% Pn	40-50%	40-60%	20-50%	15-50%

Źródło: *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania* (Forum Energii, Warszawa 2019)

Wyższa niż w przypadku jednostek węglowych elastyczność jednostek gazowych, w szczególności turbin gazowych, oznacza, że możliwe jest szybkie reagowanie tych jednostek na wahania popytu i podaży na energię, co pozwala na zmniejszenie strat energii (a więc poprawę efektywności energetycznej), a także umożliwia bilansowanie w krajowym systemie elektroenergetycznym zmiennych, pogodozależnych źródeł wytwórczych, takich jak elektrownie wiatrowe i słoneczne. Jest to szczególnie istotne w kontekście prognozowanej struktury źródeł wytwórczych opartych o OZE - projekt PEP 2040 zakłada, kluczową rolę w osiągnięciu celu udziału energii z OZE w elektroenergetyce będzie mieć rozwój fotowoltaiki oraz morskich farm wiatrowych: w prognozowanej w ramach PEP 2040 strukturze mocy zainstalowanej netto w 2030 r. elektrownie wiatrowe lądowe i morskie mają mieć udział aż 18,4% (10,6 GW), elektrownie fotowoltaiczne – 17,7% (10,2 GW) – łącznie oba te źródła – 36% mocy (20,8 GW). Udział energii elektrycznej generowanej w elektrowniach wiatrowych wyniesie 15,4% (30,8 TWh), w elektrowniach fotowoltaicznych – 4,8 % (9,6 TWh), łącznie 20,2% (40,4 TWh).

Jak wskazano w opracowaniu *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania* (Forum Energii, Warszawa, luty 2019), **aktualnie KSE nie jest wystarczająco elastyczny, by mógł zintegrować planowany w perspektywie 2030 r. wzrost udziału OZE, wynikający z celów wyznaczonych na poziomie UE**. Elastyczność systemu elektroenergetycznego oznacza jego zdolność do utrzymania ciągłej pracy w warunkach szybkich i dużych wahań generacji i poboru energii elektrycznej. Jest to warunek konieczny do zapewnienia bezpieczeństwa, niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej. Aktualnie elektrownie węglowe dają blisko 70% mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Ograniczenia techniczne większości bloków wymuszają pracę z minimum technicznym na poziomie ok. 55% mocy nominalnej, przy nie więcej niż 50-ciu uruchomieniach na rok, a w perspektywie wieloletniej pogarsza się dyspozycyjność wyeksploatowanych jednostek konwencjonalnych i rośnie liczba nieplanowanych wyłączeń, co stwarza

problemy ze zbilansowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza gdy odstawiane są awaryjnie duże jednostki o mocy ponad 500 MW. Rosnący udział OZE wpływa na zmianę charakteru pracy bloków konwencjonalnych - dotychczas pracujące w podstawie krzywej obciążenia, będą one zastępowane przez OZE jako źródła podszczytowe – zarówno pod względem współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej (czas pracy ok. 1500–4500 godz./rok), jak i liczby uruchomień w roku. Dlatego bezpieczeństwo pracy krajowego systemu elektroenergetycznego mogą zapewnić jednostki wytwórcze charakteryzujące się dużą elastycznością pracy, tj.:

- zdolnością do częstego odstawiania i uruchamiania bloku, np. w cyklu dobowym;
- zdolnością do nieregularnej pracy (z przerwami kilkudniowymi),
- niskim minimum obciążenia w stosunku do mocy osiągalnej bloku.

Warunki te spełniają jednostki wytwórcze zasilane gazem ziemnym, jednak należy jednak pamiętać, że w Polsce istniejące i planowane bloki gazowo-parowe to przede wszystkim elektrociepłownie, w których produkcja energii elektrycznej jest uzależniona od zmienności zapotrzebowania na ciepło, w związku z tym mogą one mieć ograniczoną dyspozycyjność pracy. W ramach certyfikacji ogólnej do rynku mocy zgłoszono jako jednostki planowane gazowe źródła o mocy zainstalowanej 4,37 GW<sup>90</sup> - część z nich to proste turbiny gazowe o otwartym cyklu (Open Cycle Gas Turbine, OCGT) produkujące wyłącznie energię elektryczną, charakteryzujące się dużą elastycznością ruchową i krótkim czasem osiągnięcia pełnej mocy znamionowej (ok. 10-20 min.) co oznacza, że ich przyłączenie poprawi elastyczność systemu energetycznego.

Autorzy przytoczonego wcześniej opracowania wskazują, że także integracja obszarów rynków ciepłowniczego z elektroenergetycznym pozwoli zwiększyć elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego, a kluczowe w tym zakresie będzie wykorzystanie możliwości kogeneracji poprzez:

- zwiększenie generacji w okresie letnim wynikające m.in. z efektu generacji energii elektrycznej w pseudokondensacji i wykorzystania ciepłej wody użytkowej,
- użycie ciepła sieciowego do produkcji chłodu,
- magazynowanie nadwyżek energii w postaci ciepła.

Aktualny dodatkowy potencjał jednostek kogeneracyjnych do wykorzystania w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie letnim szacuje się na ok. 1,7 GW<sub>e</sub>. Zastąpienie wycofywanych jednostek węglowych blokami parowo-gazowymi pozwoli na zwiększenie mocy zainstalowanej do ok 3,5 GW<sub>e</sub>. Modernizacja przeprowadzona w małych systemach ciepłowniczych zasilanych obecnie przez kotły węglowe zwiększyłaby moc zainstalowaną w elastycznych, z punktu widzenia krajowego systemu elektroenergetycznego, blokach parowo-gazowych o kolejne ok. 4 GW<sub>e</sub>.

Jak wskazano w PEP 2040, poza energetyką gazową, bilansowaniu OZE służyć będzie także rozwój magazynów energii, jednak na obecnym etapie prognozuje się, że ambitnym celem będzie już nawet zapewnienie magazynów gromadzących moc odpowiadającą 10% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych. Do poprawy możliwości wykorzystania energii z OZE ma przyczynić się także rozwój inteligentnych systemów zarządzania energią oraz tworzenie zachęt do poprawy elastyczności cenowej popytu na energię (DSR).

---

<sup>90</sup> Rynek mocy w liczbach, [www.pse.pl](http://www.pse.pl), certyfikacja ogólna 2018

## 7.2. OCHRONA POWIETRZA

Jak wynika z danych publikowanych przez Europejską Agencję Środowiska (EEA), **Polska należy do krajów o najwyższym poziomie zanieczyszczeń powietrza w UE, w szczególności w odniesieniu do takich zanieczyszczeń jak PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub> i benzo/a/piren.** Także raport WHO z 2018 r. wskazał, że 36 spośród 50 najbardziej zanieczyszczonych PM<sub>2,5</sub> miast Unii Europejskiej leży w Polsce<sup>91</sup>.

**MAPA 16.** ŚREDNIE ROCZNE STĘŻENIA WYBRANYCH ZANIECZYSZCZEŃ W POWIETRZU W 2017 R.

### A. BEZNO/A/PIREN



### B. PM<sub>10</sub>



<sup>91</sup> <https://www.who.int/airpollution/data/cities/en/>

## C. PM<sub>2,5</sub>



Źródło: EEA - Key air quality statistics for the main air pollutants (<https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/air-quality-statistics>)

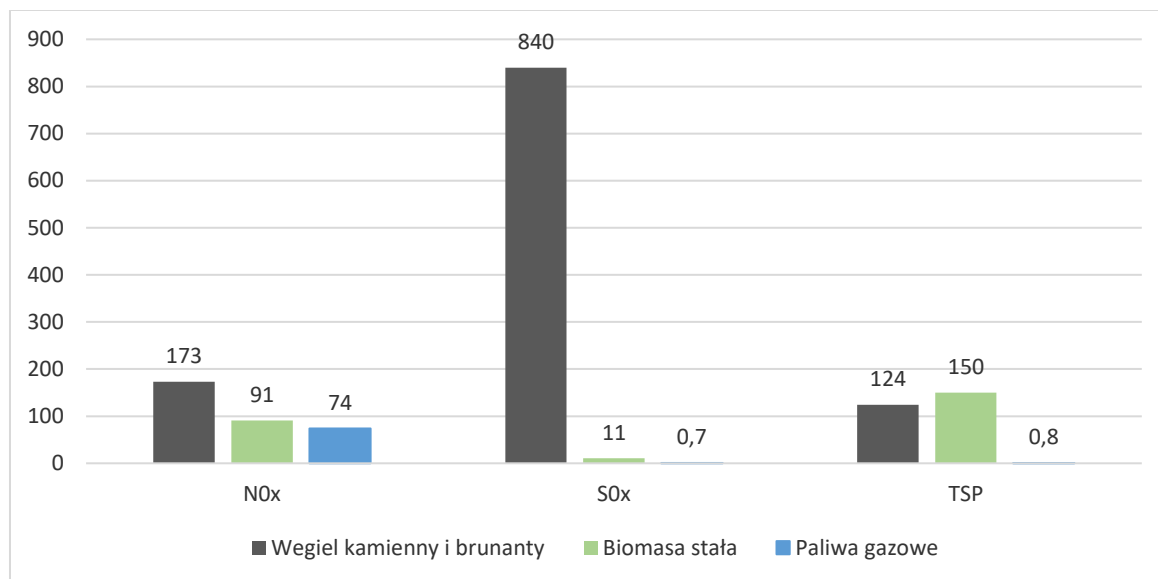
Wg danych GIOŚ w 2017 r. w 43 z 46 stref oceny jakości powietrza, wyznaczonych pod kątem ochrony zdrowia, odnotowano przekroczenie wartości normatywnych stężeń benzo/a/pirenu, w 34 (74% stref) – pyłu PM<sub>10</sub>, a w 19 (41% stref) – także pyłu PM<sub>2,5</sub>. **Przyczyną obserwowanych przekroczeń jest przede wszystkim emisja z indywidualnych instalacji ogrzewania mieszkań i domów jednorodzinnych, związana z użytkowaniem pieców na paliwa stałe, często złej jakości, charakteryzujących się niską efektywnością energetyczną i dużą emisją zanieczyszczeń, w tym pyłu i benzo/a/pirenu.** W przypadku pyłu PM<sub>10</sub>, stosunkowo duży udział w powstawaniu przekroczeń ma również emisja pochodzenia komunikacyjnego, zwłaszcza w rejonach centralnych aglomeracji i większych miast.

Jak dowiedziono w rozdziale 3.2, **zastępowanie starych nieefektywnych kotłów na paliwa stałe nowoczesnymi jednostkami zasilanymi gazem ziemnym może mieć wpływ na poprawę jakości powietrza.** Wynika to z różnic w emisyjności węgla i gazu ziemnego ze źródeł spalania paliw. Na wykresach poniżej przedstawiono rekomendowane przez Europejską Agencję Środowiska (EEA) domyślne wskaźniki emisji zanieczyszczeń z małych źródeł spalania w sektorze *non-residential* (źródła poniżej 50 MW<sub>t</sub> w sektorze publicznym, przemyśle, rolnictwie) oraz w sektorze gospodarstw domowych. **Dane te pokazują, że zastąpienie węgla paliwem gazowym prowadzi do praktycznie wyeliminowanie emisji SO<sub>x</sub> i pyłów (w tym zawartego w nich benzo/a/pirenu), a także do znacznej redukcji emisji NO<sub>x</sub>.** Analizy szczegółowe przeprowadzone na podstawie danych z projektów kogeneracji gazowej, dofinansowanych w poddziałaniach 1.6.1 i 1.7.3 POIiŚ 2014-2020, pokazały, że zastąpienie starych, nieefektywnych źródeł węglowych nowoczesnymi jednostkami kogeneracji gazowej prowadzi do redukcji emisji NO<sub>x</sub> o 69%, CO o 97%, SO<sub>x</sub> o 100%, TSP o 99%, PM<sub>10</sub> o 99%, PM<sub>2,5</sub> o 99% i benzo/a/pirenu o 100% (patrz rozdział 2.3.2).

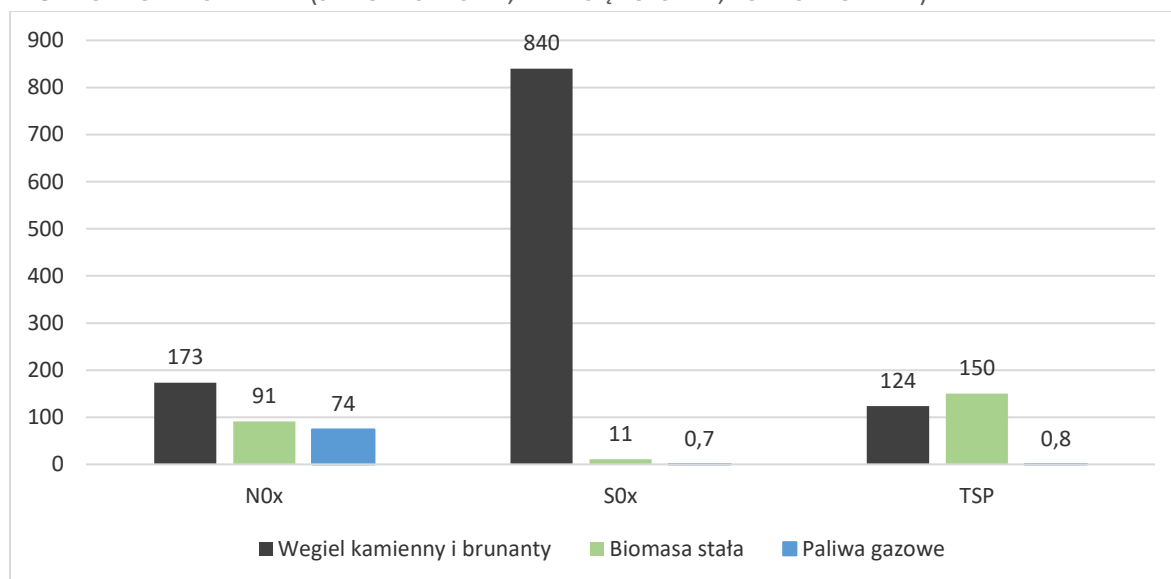


**WYKRES 101.** DOMYŚLNE WSKAŹNIKI EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ ZE SPALANIA PALIW W MAŁYCH (<50MW) ŹRÓDŁACH SPALANIA WG EEA [G/GJ]

A. GOSPODARSTWA DOMOWE



B. SEKTOR *NON-RESIDENTIAL* (SEKTOR PUBLICZNY, PRZEDSIĘBIORSTWA, ROLNICTWO I INNE)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie „EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016. Technical guidance to prepare national emission inventories -Part B, 1.A.4 Small combustion” (European Environment Agency, 2016)

Do kluczowych uregowań UE w zakresie ochrony powietrza należą:

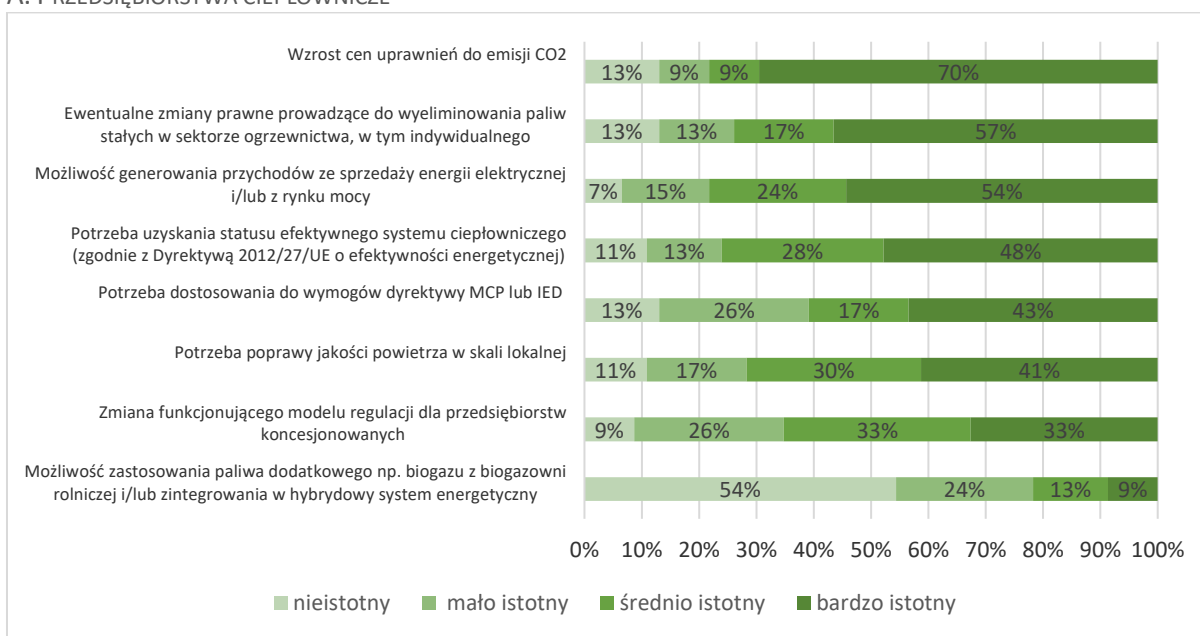
- **Dyrektywa MCP**, określająca standardy emisyjne dla SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i cząstek stałych (pyłów) dla obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 1–50 MW<sub>t</sub>
  - ✓ nowe obiekty - od 20.XII.2018 r.
  - ✓ źródła istniejące > 5 MW<sub>t</sub> – od 2025 r.
  - ✓ źródła istniejące 1–5 MW<sub>t</sub> – od 2030 r.
- **Dyrektywa IED i konkluzje BAT**, określające wymogi w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń z dużych obiektów spalania (>50 MW);

- **Dyrektywa CAFE**, określająca metodykę pomiarów i oraz dopuszczalne poziomy zanieczyszczeń powietrza dla: pyłów zawieszonych PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>2</sub> i benzenu.

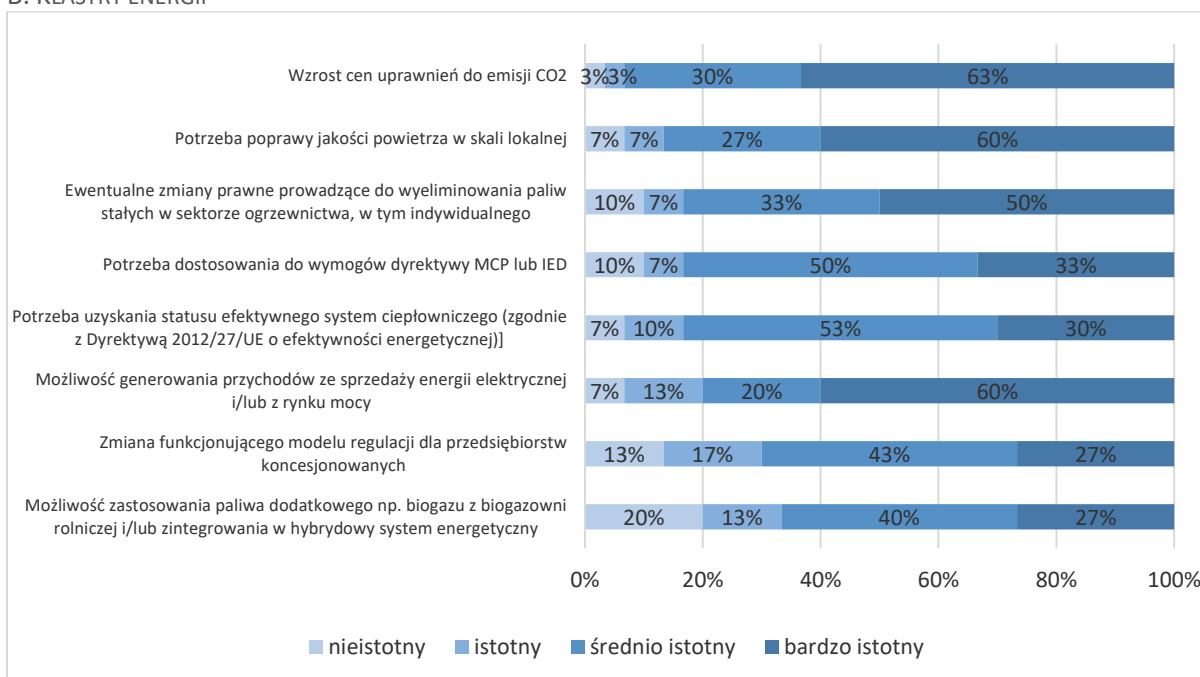
**Przeprowadzone badania terenowe (w szczególności ankieta CAWI z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, klastrami energii oraz z gminami) wskazują wyraźnie, że uregulowania UE, określające standardy emisji oraz dopuszczalne poziomy zanieczyszczeń, stanowią istotny czynnik determinujący wzrost wykorzystania gazu ziemnego do celów grzewczych.**

**WYKRES 102.** ROZKŁAD ODPOWIEDZI RESPONDENTÓW ANKIETY CAWI NA PYTANIE: KTÓRE Z WYMIENIONYCH NIŻEJ CZYNNIKÓW STANOWIĆ MOGĄ PRZESŁANKĘ DO ZMIANY OBECNEGO SPOSOBU ZAOPATRYWANIA W ENERGIĘ POPRZECZ ZASTOSOWANIE KOGENERACJI GAZOWEJ?

#### A. PRZEDSIĘBIORSTWA CIEPŁOWNICZE



#### B. KLASTRY ENERGII



Źródło: Ankieta CAWI (n=46 przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz n=30 klastrów energii)

Jak podano w rozdziale 3.3, **75% gmin zgazyfikowanych oraz 86% gmin niezgazyfikowanych, które wzięły udział w ankiecie CAWI (n=888) za najbardziej istotną korzyść z gazyfikacji uznaje poprawę jakości powietrza.**

W oparciu o sektorowe prognozy wzrostu zużycia gazu ziemnego w perspektywie 2027 r. dokonano ramowego oszacowania potencjału redukcji emisji poszczególnych zanieczyszczeń, wynikającego z zastępowania gazem ziemnym węgla kamiennego w sektorach elektroenergetyki, ciepłownictwa i gospodarstw domowych<sup>92</sup>. **Wyniki oszacowań wskazują na bardzo wysoki potencjał wkładu gazu ziemnego w zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, a w efekcie – w poprawę jakości powietrza. Oszacowane potencjalne wielkości unikniętej emisji zanieczyszczeń powietrza, jaka wynikać może z prognozowanego wzrostu zużycia gazu ziemnego w scenariuszach BAU i OPT, są znaczące: w odniesieniu do krajowego bilansu emisji za 2017 r. wynoszą: od 3,8 do 6,2% NO<sub>x</sub>, od 33,1 do 55,8% SO<sub>x</sub>, od 4,8 do 12% PM<sub>10</sub> oraz od 7,3 do 18,7% PM<sub>2,5</sub>.**

**TABELA 47. POTENCJAŁ REDUKCJI ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA W PERSPEKTYWIE 2027 R. W WYNIKU PROGNOZOWANEGO WZROSTU ZUŻYCIA GAZU W SCENARIUSZACH BAU I OPT**

SEKTOR	PROGNOZOWANY WZROST ZUŻYCIA GAZU DO 2027 R. [MLD M <sup>3</sup> ]		POTENCJAŁ UNIKNIĘTEJ EMISJI W 2027 R. WSKUTEK ZASTĄPIENIA GAZEM WĘGLA [T/ROK]									
			NO <sub>x</sub>		SO <sub>x</sub>		PM <sub>10</sub>		PM <sub>2,5</sub>		BAP	
	BAU	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT	OPT	BAU	OPT	BAU	OPT	BAU
ELEKTROENERGETYKA	2,71	3,97	18 823	27 574	108 475	158 909	931	1 363	362	530	0,00	0,00
CIEPŁOWNICTWO, W TYM PRZEMYSŁOWE <sup>93</sup>	1,96	3,38	1 669	4 737	18 387	52 196	8 242	23 396	8 119	23 048	4,70	13,34
GOSPODARSTWA DOMOWE	0,31	0,88	9 925	17 116	66 154	114 082	2 748	4 739	2 309	3 981	0,90	1,56
<b>SUMA</b>	<b>4,98</b>	<b>8,23</b>	<b>30 416</b>	<b>49 427</b>	<b>193 016</b>	<b>325 187</b>	<b>11 920</b>	<b>29 497</b>	<b>10 789</b>	<b>27 559</b>	<b>6</b>	<b>15</b>
EMISJE KRAJOWE W 2017 R. (KOBIZE)	n.d.		803 661		582 656		246 310		147 281		b.d.	
% EMISJI KRAJOWYCH W 2017 R.	n.d.		3,8%	6,2%	33,1%	55,8%	4,8%	12,0%	7,3%	18,7%	b.d.	b.d.

Źródło: Opracowanie własne

Jak wskazano wcześniej w rozdziale 3.2, zastąpienia kotła węglowego, pieca olejowego, czy kotła na biomasę kotłem gazowym przyczynia się do znacznego ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza, co wynika to ze specyfiki przemian fizyko-chemicznych zachodzących w procesie spalania. Wpływ ten w mikroskali jest bezsprzeczny, a **przeprowadzone analizy kontrfaktyczne na poziomie gmin prowadzą do wniosku, że gazyfikacja oraz intensyfikacja wykorzystania gazu do ogrzewania mieszkań przekłada się w sposób bezpośredni na wyraźną poprawę jakości powietrza w skali ośrodka miejskiego lub gminy.** Wyniki tych analiz prowadzą także jednak do generalnego wniosku, że sama gazyfikacja, nawet dość intensywna, w polskich warunkach może nie być wystarczająca do rozwiązania problemu wysokiej koncentracji zanieczyszczeń w powietrzu ze względu na wpływ takich uwarunkowań, jak: ukształtowanie terenu, warunki mikroklimatyczne, w tym przede wszystkim lokalna cyrkulacja powietrza, presja transportu oraz dostęp do ciepła sieciowego. Kluczowymi czynnikami są także: sposób zaopatrzenia w ciepło pozostałych gospodarstw domowych oraz budynków użyteczności publicznej (czyli tzw. „lokalny miks energetyczny”) oraz dynamika podejmowanych lokalnie działań ukierunkowanych na ograniczenie niskiej emisji. Jednak biorąc pod uwagę uwarunkowania techniczne

<sup>92</sup> Szczegółowy model obliczeniowy stanowi załącznik do Raportu

<sup>93</sup> Kategoria obejmuje następujące grupy: elektrociepłownie przemysłowe, kotły ciepłownicze energetyki zawodowej, ciepłownie niezawodowe, ciepłownie zawodowe

i ekonomiczne, **bez dalszej gazyfikacji oraz zwiększenia znaczenia gazu w sektorze indywidualnego ogrzewania budynków mieszkalnych i budynków użyteczności publicznej, trudno sobie wyobrazić szybki postęp w zakresie poprawy jakości powietrza.**

### 7.3. PERSPEKTYWA FINANSOWA 2021-2027

Analizując działania inwestycyjne wspierane ze środków UE w sektorze gazu ziemnego można wskazać na ciągłość logiki interwencji, która w kolejnych perspektywach finansowych UE budowana była na podstawowych elementach bezpieczeństwa energetycznego gospodarki. Zgodnie z definicją przyjętą w prawie energetycznym<sup>94</sup>, bezpieczeństwo energetyczne to stan gospodarki umożliwiający pokrycie perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Uwzględniając tę specyfikę, poszczególne perspektywy finansowe można scharakteryzować w następujący sposób:

- POIiŚ 2007-2013 – „**Bezpieczeństwo i dywersyfikacja**”, to okres intensywnych inwestycji mających na celu uzyskanie efektów w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski i osłabienia pozycji konkurencyjnej dotychczasowego dominującego dostawcy rosyjskiego. Dofinansowane inwestycje przyczyniły się w znacznym stopniu do modernizacji systemu przesyłowego, który z uwagi na stan techniczny nie mógł już być dłużej eksploatowany.
- POIiŚ 2014-2020 – „**Konkurencyjność i nowoczesność**”, to okres kontynuacji inwestowania w sferze nowoczesnych sieci przesyłowych gazu ziemnego, z sukcesywnym zwiększaniem skali inwestycji w obszarze dystrybucji gazu. Koniec obecnej perspektywy finansowej w gazownictwie polskim jest skorelowany z dobiegającym końca w 2022 r. wieloletnim kontraktem na dostawy gazu z Rosji. Zakończenie pozyskiwania gazu na dotychczasowych niekonkurencyjnych zasadach i wprowadzenie na rynek krajowy dużych ilości gazu z nowych, prorynkowych źródeł i kierunków dostaw, wymagać będzie jednak zapewnienia środków technicznych – odpowiedniej wydajności infrastruktury, która umożliwi pełne pokrycie prognozowanego zapotrzebowania na gaz z innych niż dotychczasowe kierunki. Działania inwestycyjne, realizowane przy wsparciu POIiŚ 2014-2020, zapewniają konkurencyjność dostaw gazu w makroskali odpowiadającej całemu krajowi, a także umożliwią rozszerzenie efektów na region, w tym w szczególności na Ukrainę, kraje bałtyckie oraz pozostałe kraje CEE należące do UE. Nowe sieci przesyłowe i dystrybucyjne to również nowoczesna, inteligentna infrastruktura wychodząca naprzeciw trendom w zakresie elastyczności i wszechstronności zastosowania oraz pełnionych funkcjonalności.
- POIiŚ 2021-2027 – „**Środowisko i zrównoważony rozwój**”, to okres, w którym prognozowany jest intensywny wzrost zużycia gazu ziemnego w Polsce w ramach zastępowania dominujących dotąd stałych paliw kopalnych (węgla kamiennego i węgla brunatnego), w szczególności w obszarach elektroenergetyki i ciepłownictwa, rozwijanie gazyfikacji na nowych obszarach geograficznych (tzw. białych plamach) oraz stopniowe zwiększanie roli systemu gazowniczego jako elementu zintegrowanego inteligentnego systemu energetycznego. Inwestowanie w rozwój infrastruktury, w zależności od planowanego stopnia penetracji sektorów energetyki i ciepłownictwa, powinno być nakierowane na rozwój lokalnych sieci dystrybucji i sieci rozdzielczych oraz gazyfikacji wyspowej w oparciu o LNG, budowę jednostek kogeneracyjnych o zróżnicowanej mocy, współpracujących z systemem elektroenergetycznym i ciepłowniczym, budowę magazynów gazu (dla zabezpieczenia potrzeb w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną), ewentualnie

<sup>94</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, tekst jednolity: Dz.U. 2019 poz. 755

także rozwijanie nowoczesnej infrastruktury z obszaru Power2Gas, a także zapewnienie zdolności przesyłowych systemu gazowego adekwatnych do rosnących potrzeb i oczekiwań rynkowych.

## 8. LISTA ZAŁĄCZNIKÓW

---

1. Tabela wniosków i rekomendacji
2. Wybrane elementy szczegółowej charakterystyki interwencji
3. Oszacowanie redukcji emisji wynikającej z prognozowanego wzrostu zużycia gazu ziemnego
4. Narzędzia badawcze
5. Studia przypadku

## SPIS TABEL

---

<b>TABELA 1.</b> OSZACOWANIE UNIKNIĘTEJ EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ ATMOSFERY, WYNIKAJĄCEJ Z ZASTOSOWANIA GAZU ZIEMNEGO DO PRODUKCJI ENERGII CIEPLNEJ I ELEKTRYCZNEJ W JEDNOSTKACH KOGENERACYJNYCH DOFINANSOWANYCH W PODDZIAŁANIACH 1.6.1 I 1.7.3.....	27
<b>TABELA 2.</b> PORÓWNANIE NAKŁADÓW CAŁKOWITYCH ORAZ NAKŁADÓW ŚRODKÓW UE NA JEDNOSTKĘ WSKAŹNIKÓW TYPU OUTPUT W PODDZIAŁANIU 1.6.1 DLA JEDNOSTEK KOGENERACYJNYCH ZASILANYCH GAZEM ZIEMNYM I OZE .....	29
<b>TABELA 3.</b> PORÓWNANIE WARIANTÓW PALIWOWYCH JEDNOSTKI KOGENERACYJNEJ.....	30
<b>TABELA 4.</b> WIELKOŚCI EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ W WYNIKU SPALANIA PALIW BUNKROWYCH [G/KWH] .....	44
<b>TABELA 5.</b> OSZACOWANIE UNIKNIĘTEJ EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ ATMOSFERY WYNIKAJĄCEJ Z ZASTĄPIENIA WĘGLA GAZEM ZIEMNYM W EFEKCIE REALIZACJI PROJEKTÓW DYSTRYBUCYJNYCH DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1.....	46
<b>TABELA 6.</b> SZACUNKOWE WPŁYWY Z PODATKÓW LOKALNYCH PO REALIZACJI PROJEKTÓW W SIECI PRZESYŁOWEJ DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014-2020 [MLN PLN/ROK].....	49
<b>TABELA 7.</b> SZACUNKOWE WPŁYWY Z PODATKÓW LOKALNYCH PO REALIZACJI PROJEKTÓW W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014-2020 [MLN PLN/ROK].....	49
<b>TABELA 8.</b> FUNKCJONALNOŚCI „SMART” REALIZOWANE PRZEZ PROJEKTY DOFINANSOWANE W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014-2020 .....	52
<b>TABELA 9.</b> ROLA PROJEKTÓW DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020 W RELACJI DO PLANOWANYCH POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH.....	58
<b>Tabela 10.</b> Zmiany strumieni gazu przesyłanego z zagranicy do Polski .....	70
<b>TABELA 11.</b> WKŁAD POIiŚ 2014-2020 W REALIZACJĘ KORYTARZA PÓŁNOC POŁUDNIE .....	74
<b>TABELA 12.</b> ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%) A STĘŻENIE PM <sub>10</sub> ORAZ BENZO/A/PIRENU W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (PORÓWNANIE ŚREDNICH DLA GRUPY PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ).....	102
<b>TABELA 13.</b> ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ PER CAPITA (M <sup>3</sup> /OSOBĘ/ROK) A STĘŻENIE PYŁU PM <sub>10</sub> ORAZ BENZO/A/PIRENU W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (PORÓWNANIE ŚREDNICH DLA GRUPY PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ).....	103
<b>TABELA 14.</b> ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%) A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM <sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (PORÓWNANIE ŚREDNICH DLA GRUPY PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ ORAZ ŚREDNICH DLA POSZCZEGÓLNYCH KLAS) .....	105
<b>TABELA 15.</b> ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ (M <sup>3</sup> /OSOBĘ/ROK) W PRZELICZENIU NA JEDNEGO MIESZKAŃCA A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM <sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ .....	106
<b>TABELA 16.</b> ZMIANA WYKORZYSTANIA GAZU DO CELÓW OGRZEWANIA MIESZKAŃ A ZMIANA WYBRANYCH PARAMETRÓW JAKOŚCI POWIETRZA W LATACH 2005-2007 ORAZ 2014-2016 W GMINACH OBJĘTYCH STUDIAMI PRZYPADKU .....	108
<b>TABELA 17.</b> ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM <sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ZRÓŻNICOWANIE ZMIENNYCH W GRUPIE PODSTAWOWEJ I KONTROLNEJ) .....	109

<b>TABELA 18.</b> WYBRANE WSKAŹNIKI DOTYCZĄCE ROZWOJU INFRASTRUKTURY I ZUŻYCIA GAZU ZIEMNEGO W WOJEWÓDZTWACH LEPIEJ I SŁABIEJ ROZWINIĘTYCH W 2017 R. ....	118
<b>TABELA 19.</b> LICZBA ODBIORCÓW GAZU W MIASTACH I GMINACH .....	142
<b>TABELA 20.</b> ZUŻYCIE WĘGLA W SEKTORZE GOSPODARSTW DOMOWYCH W LATACH 2013-2017 [TYS. TON] .....	143
<b>TABELA 21.</b> ZUŻYCIE WĘGLA W SEKTORZE GOSPODARSTW DOMOWYCH W LATACH 2013-2017 [%].....	143
<b>TABELA 22.</b> PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ NETTO [TWH] .....	151
<b>TABELA 23.</b> PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC NETTO W SZCZYCIE [GW] .....	152
<b>TABELA 24.</b> PROGNOZA MOCY ZAINSTALOWANEJ I WYTWARZANIA ENERGII W JEDNOSTKACH GAZOWYCH [GW] .....	153
<b>TABELA 25.</b> ISTNIEJĄCE I NOWE BLOKI GAZOWO-PAROWE W PERSPEKTYWIE 2027 R. W PROGNOZIE BAU I OPT .....	154
<b>TABELA 26.</b> ZUŻYCIE NOŚNIKÓW ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH CIEPŁEM SYSTEMOWYM W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM (BAU) I EFEKTYWNOŚCIOWYM (OPT) [PJ] .....	159
<b>TABELA 27.</b> LICZBA KOTŁOWNI 1-50MW W PRZEMYSŁE (WĘGIEL, CIĘŻKI I LEKKI OLEJ OPAŁOWY, PROPAN) [SZT.]....	160
<b>TABELA 28.</b> MOCE ZAINSTALOWANE KOTŁOWNI 1-50MW W PRZEMYSŁE (WĘGIEL, CIĘŻKI I LEKKI OLEJ OPAŁOWY, PROPAN) [MW] .....	161
<b>TABELA 29.</b> PROGNOZA ZUŻYCIA GAZU W KOTŁOWNIACH PRZEMYSŁOWYCH 1-50 MW [TJ].....	161
<b>TABELA 30.</b> ZUŻYCIE NOŚNIKÓW ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH INDYWIDUALNIE W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM (BAU) I EFEKTYWNOŚCIOWYM (OPT) [PJ] .....	165
<b>TABELA 31.</b> STRUKTURA UDZIAŁU WYKORZYSTYWANYCH NAPĘDÓW W POSZCZEGÓLNYCH GRUPACH SAMOCHODÓW W ROKU 2015, 2030 I 2035 .....	170
<b>TABELA 32.</b> MOŻLIWE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT W UJĘCIU SEKTOROWYM [MLD M <sup>3</sup> ] .....	177
<b>TABELA 33.</b> MOŻLIWE ZMIANY W STRUKTURZE ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT W UJĘCIU SEKTOROWYM [%].....	178
<b>TABELA 34.</b> INWESTYCJE W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W PERSPEKTYWIE 2023 R.....	185
<b>TABELA 35.</b> INWESTYCJE W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W PERSPEKTYWIE 2029 R.....	187
<b>TABELA 36.</b> INWESTYCJE W SYSTEMIE DYSTRYBUCYJNYM W PERSPEKTYWIE 2023 R. ....	190
<b>TABELA 37.</b> INWESTYCJE W SYSTEMIE DYSTRYBUCYJNYM W PERSPEKTYWIE 2029 R. ....	190
<b>TABELA 38.</b> CHARAKTERYSTYKA GŁÓWNYCH CELÓW REALIZOWANYCH PRZEZ POSZCZEGÓLNE GAZOCIĄGI DYSTRYBUCYJNE .....	192
<b>TABELA 39.</b> PROGNOZA DŁUGOŚCI SIECI W DYSTRYBUCJI [KM].....	194
<b>TABELA 40.</b> NAKŁADY INWESTYCYJNE NA ROZWÓJ SIECI DYSTRYBUCYJNYCH [MLD PLN].....	194
<b>TABELA 41.</b> POZIOM GAZYFIKACJI ORAZ LICZBA GMIN PLANOWANYCH DO PRZYSPIESZONEJ GAZYFIKACJI WG WOJEWÓDZTW .....	195
<b>TABELA 42.</b> KLASYFIKACJA WOJEWÓDZTW W OPARCIU O POZIOM ZANIECZYSZCZENIA PM <sub>10</sub> W LATACH 2015-2017 W PUNKTACH POMIAROWYCH ZLOKALIZOWANYCH NA ICH TERENIE .....	196
<b>TABELA 43.</b> ŚREDNIE WARTOŚCI PARAMETRÓW JAKOŚCI POWIETRZA W ZAKRESIE PYŁU PM <sub>10</sub> DLA GMIN, W KTÓRYCH WSKAŹNIK UDZIAŁU MIESZKAŃCÓW WYKORZYSTUJĄCYCH GAZ DO OGRZEWANIA MIESZKAŃ JEST RELATYWNIE NISKI (PONIŻEJ 12,5%).....	197
<b>TABELA 44.</b> LISTA GMIN OCENIONYCH JAKO PRIORYTETOWE DO GAZYFIKACJI .....	197
<b>TABELA 45.</b> POTENCJAŁ REDUKCJI CO <sub>2</sub> W PERSPEKTYWIE 2027 R. W WYNIKU PROGNOZOWANEGO WZROSTU ZUŻYCIA GAZU W SCENARIUSZACH BAU I OPT .....	212
<b>TABELA 46.</b> PODSTAWOWE PARAMETRY JEDNOSTEK WĘGLOWYCH ORAZ GAZOWYCH WPŁYWAJĄCE NA ELASTYCZNOŚĆ PRACY .....	213
<b>TABELA 47.</b> POTENCJAŁ REDUKCJI ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA W PERSPEKTYWIE 2027 R. W WYNIKU PROGNOZOWANEGO WZROSTU ZUŻYCIA GAZU W SCENARIUSZACH BAU I OPT .....	219

## SPIS WYKRESÓW

<b>WYKRES 1.</b> WARTOŚĆ DOFINANSOWANIA UE DLA PROJEKTÓW GAZOWYCH W POIiŚ 2014-2020 WG STANU NA 30 KWIETNIA 2019 R. [MLN PLN].....	20
<b>WYKRES 2.</b> LICZBA UMÓW DLA PROJEKTÓW GAZOWYCH W POIiŚ 2014-2020 WG STANU NA KONIEC KWIETNIA 2019 R. [SZT.].....	21
<b>WYKRES 3.</b> DOFINANSOWANIE UE W I OSI PRIORYTETOWEJ POIiŚ 2014-2020 DLA JEDNOSTEK WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI W PODZIALE NA TYPY PALIWA [MLN PLN] .....	22
<b>WYKRES 4.</b> PRZEWIDYWANE EFEKTY RZECZOWE PROJEKTÓW DOFINANSOWANYCH W PODDZIAŁANIACH 1.6.1 I 1.7.3 POIiŚ 2014-2020 .....	23
<b>WYKRES 5.</b> PRZEWIDYWANE EFEKTY EKOLOGICZNE PROJEKTÓW DOFINANSOWANYCH W PODDZIAŁANIACH 1.6.1 I 1.7.3 POIiŚ 2014-2020 - STAN NA 30 KWIETNIA 2019 R.....	25
<b>WYKRES 6.</b> ŚREDNI NAKŁAD ŚRODKÓW UE NA TONĘ REDUKCJI EMISJI EKWIWALENTU CO <sub>2</sub> NA ROK W POSZCZEGÓLNYCH DZIAŁANIACH I PODDZIAŁANIACH I OSI PRIORYTETOWEJ POIiŚ 2014-2020 [zł/T CO <sub>2</sub> EQ/ROK].....	30
<b>WYKRES 7.</b> UDZIAŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRODUKOWANEJ W SKOJARZENIU W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ OGÓŁEM [%] – TREND OD 2007 R. ....	32
<b>WYKRES 8.</b> ZUŻYCIE ENERGII PIERWOTNEJ [MTOE].....	33
<b>WYKRES 9.</b> UDZIAŁ GAZOCIĄGÓW BUDOWANYCH PRZY WSPARCIU POIiŚ 2014-2020 W CAŁKOWITEJ DŁUGOŚCI KLUCZOWYCH GAZOCIĄGÓW PRZESYŁOWYCH PLANOWANYCH DO BUDOWY DO 2023.....	37
<b>WYKRES 10.</b> UDZIAŁ WARTOŚCI PROJEKTÓW W SIECI PRZESYŁOWEJ, DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020 ORAZ W CEF, W CAŁKOWITEJ WARTOŚCI KLUCZOWYCH GAZOCIĄGÓW PRZESYŁOWYCH PLANOWANYCH DO BUDOWY DO 2023 R. [MLN PLN] .....	38
<b>WYKRES 11.</b> WSKAŹNIK ZDOLNOŚCI IMPORTOWYCH DLA POKRYCIA ZAPOTRZEBOWANIA W LATACH 2015-2023 .....	60
<b>WYKRES 12.</b> STANDARD W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA INFRASTRUKTURY N-1 W LATACH 2016-2023.....	61
<b>WYKRES 13.</b> STOPIEŃ ZASTĄPIENIA DOTYCHCZASOWYCH KIERUNKÓW DOSTAW GAZU [MLN M <sup>3</sup> ].....	63
<b>WYKRES 14.</b> ZDOLNOŚĆ POZYSKANIA GAZU Z ALTERNATYWNYCH KIERUNKÓW W CAŁKOWITEJ ZDOLNOŚCI POZYSKANIA GAZU Z ZAGRANICY [MLN M <sup>3</sup> ].....	65
<b>WYKRES 15.</b> UDZIAŁ ZDOLNOŚCI POZYSKANIA GAZU Z ALTERNATYWNYCH KIERUNKÓW W CAŁKOWITYM ZAPOTRZEBOWANIU NA GAZ (GAZ WYSOKOMETANOWY WG SCENARIUSZA UMIARKOWANEGO WZROSTU)[MLN M <sup>3</sup> ] ...	66
<b>WYKRES 16.</b> UDZIAŁ ZDOLNOŚCI POZYSKANIA GAZU Z ALTERNATYWNYCH KIERUNKÓW W CAŁKOWITYM ZAPOTRZEBOWANIU NA GAZ (GAZ WYSOKOMETANOWY WG SCENARIUSZA OPTIMALNEGO ROZWOJU) [MLN M <sup>3</sup> ] .....	67
<b>WYKRES 17.</b> ZMIANA STOPNIA KONCENTRACJI ŹRÓDEŁ POZYSKANIA GAZU Z POSZCZEGÓLNYCH KIERUNKÓW (HHI-D) W LATACH 2015-2023 .....	68
<b>WYKRES 18.</b> ZMIANA STRUKTURY WSKAŹNIKA HHI-D W LATACH 2015-2023 .....	68
<b>WYKRES 19.</b> ZMIANY STRUMIENI GAZU PRZESYŁANEGO Z ZAGRANICY DO POLSKI [MLN M <sup>3</sup> ].....	71
<b>WYKRES 20.</b> UDZIAŁ PONOSZONYCH NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH W LATACH W PROJEKTACH Z ZAKRESU ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GAZU ZIEMNEGO, DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020 [%] .....	81
<b>WYKRES 21.</b> DYNAMIKA WZROSTU SPRZEDAŻY USŁUGI PRZESYŁOWEJ W PROJEKTACH Z ZAKRESU ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GAZU ZIEMNEGO, DOFINANSOWANYCH W POIiŚ 2014-2020 .....	81
<b>WYKRES 22.</b> PORÓWNIANIE JEDNOSTKOWYCH KOSZTÓW ZEWNĘTRZNYCH DLA ROKU 2017 W PODZIALE NA SUBSTANCJE SZKODLIWE DLA RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ CIEPŁA [zł/GJ] .....	84
<b>WYKRES 23.</b> KOSZT CAŁKOWITY WYTWARZANIA CIEPŁA Z RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ BEZ UWZGLĘDNIANIA KOSZTU ZEWNĘTRZNEGO I Z KOSZTEM ZEWNĘTRZNYM [zł/GJ].....	85
<b>WYKRES 24.</b> ROZKŁAD ODPOWIEDZI PRZEDSTAWICIELI SEKTORA CIEPŁOWNICZEGO, KTÓRZY WZIĘLI UDZIAŁ W ANKIECIE CAWI, NA PYTANIE: JAKIE SĄ WG PAŃSTWA GŁÓWNE BARIERY DLA SZERSZEGO WYKORZYSTANIA GAZU ZIEMNEGO W CIEPŁOWNICTWIE? .....	90



<b>WYKRES 25.</b> ROZKŁAD ODPOWIEDZI PRZEDSTAWICIELI KLASTRÓW ENERGII, KTÓRZY WZIĘLI UDZIAŁ W ANKIECIE CAWI, NA PYTANIE: JAKIE SĄ WG PAŃSTWA GŁÓWNE BARIERY DLA SZERSZEGO WYKORZYSTANIA GAZU ZIEMNEGO W KLASTRACH ENERGII? .....	91
<b>WYKRES 26.</b> ZMIANA LICZBY LUDNOŚCI W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017 .....	95
<b>WYKRES 27.</b> ZMIANA LICZBY PODMIOTÓW PROWADZĄCYCH DZIAŁALNOŚĆ GOSPODARCZĄ W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017 .....	96
<b>WYKRES 28.</b> ZMIANA UDZIAŁU ZAREJESTROWANYCH OSÓB BEZROBOTNYCH W GRUPIE OSÓB W WIEKU PRODUKCYJNYM W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017 .....	97
<b>WYKRES 29.</b> ZMIANA LICZBY MIESZKAŃ W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017 .....	98
<b>WYKRES 30.</b> ZMIANA POZIOMU DOCHODÓW WŁASNYCH GMIN W GMINACH OBJĘTYCH ANALIZĄ W LATACH 2004-2017 .....	99
<b>WYKRES 31.</b> ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM (%) A STĘŻENIE PYŁU PM <sub>10</sub> ORAZ BENZO/A/PIRENU W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ROZKŁAD ZMIENNYCH ORAZ TREND DLA CAŁEGO ZBIORU DANYCH).....	102
<b>WYKRES 32.</b> ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ PER CAPITA (M <sup>3</sup> /OSOBĘ/ROK) A STĘŻENIE PYŁU PM <sub>10</sub> ORAZ BENZO/A/PIRENU W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ROZKŁAD ZMIENNYCH ORAZ TREND DLA CAŁEGO ZBIORU DANYCH) .....	104
<b>WYKRES 33.</b> ODSETEK GOSPODARSTW DOMOWYCH OGRZEWAJĄCYCH MIESZKANIA GAZEM A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM <sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ROZKŁAD ZMIENNYCH ORAZ TREND DLA CAŁEGO ZBIORU DANYCH) .....	106
<b>WYKRES 34.</b> ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ (M <sup>3</sup> /OSOBĘ/ROK) W PRZELICZENIU NA JEDNEGO MIESZKAŃCA A LICZBA DNI W ROKU Z PRZEKROCZENIEM DOPUSZCZALNEGO DOBOWEGO STĘŻENIA PYŁU PM <sub>10</sub> W POWIETRZU W ZBIORZE DANYCH Z PUNKTÓW POMIAROWYCH MONITORINGU JAKOŚCI POWIETRZA GIOŚ OBJĘTYCH ANALIZĄ (ROZKŁAD ZMIENNYCH ORAZ TREND DLA CAŁEGO ZBIORU DANYCH) .....	107
<b>WYKRES 35.</b> ROZKŁAD GRUP RESPONDENTÓW W RAMACH ANKIETY CAWI Z GMINAMI.....	111
<b>WYKRES 36.</b> OPINIE PRZEDSTAWICIELI GMIN ZGAZYFIKOWANYCH NT. GŁÓWNYCH KORZYŚCI, KTÓRE WIĄŻĄ SIĘ Z GAZYFIKACJĄ GMINY .....	112
<b>WYKRES 37.</b> ROZKŁAD ODPOWIEDZI RESPONDENTÓW Z GMIN ZGAZYFIKOWANYCH NA PYTANIE: „CZY W PAŃSTWA OCENIE ZAPOTRZEBOWANIE MIESZKAŃCÓW GMINY I LOKALNYCH PRZEDSIĘBIORCÓW NA GAZ ZIEMNY BĘDZIE W NADCHODZĄCYCH LATACH WZRASTAĆ?” .....	113
<b>WYKRES 38.</b> OPINIE PRZEDSTAWICIELI GMIN NIEZGAZYFIKOWANYCH NT. POWODÓW, DLA KTÓRYCH UWAŻAJĄ GAZYFIKACJĘ GMINY ZA POŻĄDANĄ .....	113
<b>WYKRES 39.</b> ROZKŁAD ODPOWIEDZI RESPONDENTÓW Z GMIN NIEZGAZYFIKOWANYCH NA PYTANIE: „CZY BRAK SIECI GAZOWEJ STANOWI OGRANICZENIE LUB BARIERĘ DLA ROZWOJU SPOŁECZNO-GOSPODARCZEGO GMINY?” .....	114
<b>WYKRES 40.</b> ROZKŁAD OPINII PRZEDSTAWICIELI GMIN ZGAZYFIKOWANYCH I NIEZGAZYFIKOWANYCH NT. BARIER DLA WIĘKSZEGO WYKORZYSTANIA GAZU ZIEMNEGO NA CELE OGRZEWANIA BUDYNKÓW I WODY .....	115
<b>WYKRES 41.</b> ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO PER CAPITA W POSZCZEGÓLNYCH KRAJACH UE W 2009 R. I 2017 R. [M <sup>3</sup> /OS.] .....	122
<b>WYKRES 42.</b> ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO PER CAPITA W POLSCE I UE W LATACH 2009 - 2017 - POLSKA NA TLE ŚREDNIEJ UE [M <sup>3</sup> /OS.].....	123
<b>WYKRES 43.</b> ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO PER CAPITA W LATACH 2009-2017 - POLSKA NA TLE WYBRANYCH KRAJÓW EUROPY ZACHODNIEJ [M <sup>3</sup> /OS.].....	123
<b>WYKRES 44.</b> ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO PER CAPITA W LATACH 2009-2017 - POLSKA NA TLE WYBRANYCH KRAJÓW EUROPY CENTRALNEJ [M <sup>3</sup> /OS.].....	124
<b>WYKRES 45.</b> STRUKTURA ZUŻYCIA NOŚNIKÓW ENERGII W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH WG. NOŚNIKÓW ENERGII W 2017 R. ....	125
<b>WYKRES 46.</b> BILANS NOŚNIKÓW ENERGII PIERWOTNEJ W 2000 R. I 2017 R. ....	129

<b>WYKRES 47.</b> ZUŻYCIE GAZU W POSZCZEGÓLNYCH WOJEWÓDZTWACH W LATACH 2010-2018 [MLD M <sup>3</sup> ] .....	130
<b>WYKRES 48.</b> ZUŻYCIE GAZU W POSZCZEGÓLNYCH SEKTORACH GOSPODARKI W LATACH 2010-2017 [MLD M <sup>3</sup> ].....	131
<b>WYKRES 49.</b> ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ ZIEMNY W PRZEMYŚLE I BUDOWNICTWIE W LATACH 2010-2017 W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA [MLD M <sup>3</sup> ] .....	132
<b>WYKRES 50.</b> ZUŻYCIE GAZU W SEKTORACH ELEKTROENERGETYKI I CIEPŁOWNICTWA W LATACH 2010-2017 [MLD M <sup>3</sup> ] .....	133
<b>WYKRES 51.</b> ZUŻYCIE PALIW DO PRODUKCJI CIEPŁA W KONCESJONOWANYCH PRZEDSIĘBIORSTWACH CIEPŁOWNICZYCH W 2017 R. [%] .....	134
<b>WYKRES 52.</b> WOLUMEN I UDZIAŁ PALIW GAZOWYCH W PRODUKCJI CIEPŁA PRZEZ KONCESJONOWANE PRZEDSIĘBIORSTWA CIEPŁOWNICZE W LATACH 2010-2017 [MLD M <sup>3</sup> , %] .....	134
<b>WYKRES 53.</b> STRUKTURA ZUŻYCIA CIEPŁA W POLSCE W 2017 R. ....	135
<b>WYKRES 54.</b> STRUKTURA ZUŻYCIA ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH INDYWIDUALNIE I CIEPŁEM SYSTEMOWYM W 2016 R. ....	136
<b>WYKRES 55.</b> INTENSYWNOŚĆ EMISJI CO <sub>2</sub> , SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> I PYŁÓW W LATACH 2010-2017 W SEKTORZE CIEPŁOWNICTWA KONCESJONOWANEGO [T/TJ] .....	136
<b>WYKRES 56.</b> ZUŻYCIE GAZU W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH ORAZ ŚREDNIA NAJNIŻSZA TEMPERATURA W LATACH 2010-2017 [MLD M <sup>3</sup> ] .....	137
<b>WYKRES 57.</b> ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE MIESZKAŃ W LATACH 2010-2017 [MLD M <sup>3</sup> ] .....	137
<b>WYKRES 58.</b> DOSTĘP LUDNOŚCI DO SIECI GAZOWEJ W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA .....	138
<b>WYKRES 59.</b> ZUŻYCIE GAZU NA ODBIORCĘ (GOSPODARSTWO DOMOWE) W 2010 I 2017 R. W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA [M <sup>3</sup> ] .....	140
<b>WYKRES 60.</b> ZUŻYCIE GAZU NA OGRZEWANIE POMIESZCZEŃ W 2010 I 2017 R. W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA [MLN M <sup>3</sup> ].....	141
<b>WYKRES 61.</b> PRZYRÓST LICZBY ODBIORCÓW GAZU (GOSPODARSTWA DOMOWE) W LATACH 2010-2017.....	141
<b>WYKRES 62.</b> STRUKTURA ZUŻYCIA ENERGII W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH W UE I POLSCE W 2016 R. ....	142
<b>WYKRES 63.</b> SZCZYTOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W UJĘCIU SEKTOROWYM W LATACH 2010-2017 [MLN M <sup>3</sup> /D].....	145
<b>WYKRES 64.</b> SZCZYTOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W UJĘCIU TERYTORIALNYM W LATACH 2010-2017 [%] .....	146
<b>WYKRES 65.</b> SZCZYTOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM W UJĘCIU SEKTOROWYM W LATACH 2017-2018 [MLN M <sup>3</sup> ] .....	146
<b>WYKRES 66.</b> PROGNOZA POPYTU NA GAZ ZIEMNY W KRAJACH BAŁTYCKICH I CEE [MLD M <sup>3</sup> ].....	147
<b>WYKRES 67.</b> WARIANTY PROGNOZ POPYTU NA GAZ ZIEMNY W POLSCE W PERSPEKTYWIE 2027 R. [MLD M <sup>3</sup> ].....	148
<b>WYKRES 68.</b> WARIANTY PROGNOZ ROCZNEGO KRAJOWEGO POPYTU NA USŁUGĘ PRZESYŁOWĄ GAZ-SYSTEM S.A. [MLD M <sup>3</sup> /ROK] .....	148
<b>WYKRES 69.</b> PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ NETTO [TWh].....	151
<b>WYKRES 70.</b> PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC NETTO W SZCZYCIE [GW] .....	152
<b>WYKRES 71.</b> ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ ISTNIEJĄCYCH I NOWYCH GAZOWYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W PERSPEKTYWIE 2027 [MLD M <sup>3</sup> ].....	155
<b>WYKRES 72.</b> CHARAKTERYSTYKA ŚREDNICH ŹRÓDEŁ SPALANIA PALIW (MCP) W 2018 R.....	157
<b>WYKRES 73.</b> ZUŻYCIE NOŚNIKÓW ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH CIEPŁEM SYSTEMOWYM W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM (BAU) I EFEKTYWNOŚCIOWYM (OPT) [PJ] .....	159
<b>WYKRES 74.</b> ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE ELEKTROENERGETYKI I CIEPŁOWNICTWA W UJĘCIU SEKTOROWYM W PERSPEKTYWIE 2027 [MLD M <sup>3</sup> ] .....	163
<b>WYKRES 75.</b> ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE ELEKTROENERGETYKI I CIEPŁOWNICTWA W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM W PERSPEKTYWIE 2027 [MLD M <sup>3</sup> ] .....	164
<b>WYKRES 76.</b> ZUŻYCIE NOŚNIKÓW ENERGII W BUDYNKACH OGRZEWANYCH INDYWIDUALNIE W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM (BAU) I EFEKTYWNOŚCIOWYM (OPT) [PJ] .....	165

<b>WYKRES 77.</b> ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE GOSPODARSTW DOMOWYCH W PERSPEKTYWIE 2027 R. W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM [MLD M <sup>3</sup> ]	166
<b>WYKRES 78.</b> ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE PRZEMYSŁU I BUDOWNICTWA W PERSPEKTYWIE 2027 R. W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM [MLD M <sup>3</sup> ]	169
<b>WYKRES 79.</b> ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W SEKTORZE TRANSPORTU W PERSPEKTYWIE 2027 R. W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM [MLN M <sup>3</sup> ]	172
<b>WYKRES 80.</b> PORÓWNANIE WIELKOŚCI SZCZYTOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W LATACH 2010-2017 [MLN M <sup>3</sup> /D]	173
<b>WYKRES 81.</b> PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA DOBOWEGO NA GAZ ZIEMNY W LATACH 2018-2030 [MLN M <sup>3</sup> /D] ....	173
<b>WYKRES 82.</b> MOŻLIWE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT NA TLE RÓŻNYCH WARIANTÓW PROGNOZY W PERSPEKTYWIE 2027 R. [MLD M <sup>3</sup> ]	175
<b>WYKRES 83.</b> PROGNOZA ZUŻYCIA GAZU ZIEMNEGO W ELEKTROWNIACH I ELEKTROCIĘPŁOWNIACH W UJĘCIU ROCZNYM ORAZ SKUMULOWANE W LATACH 2020-2040 WG PEP 2040 [MLD M <sup>3</sup> ]	176
<b>WYKRES 84.</b> MOŻLIWE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT W UJĘCIU SEKTOROWYM [MLD M <sup>3</sup> ]	176
<b>WYKRES 85.</b> MOŻLIWE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W SCENARIUSZACH BAU I OPT W UJĘCIU WOJEWÓDZKIM [MLD M <sup>3</sup> ]	178
<b>WYKRES 86.</b> ROCZNY POPYT NA USŁUGĘ PRZESYŁOWĄ GAZ-SYSTEM S.A. Z UWZGLĘDNIENIEM EKSPORTU [MLD M <sup>3</sup> /ROK]	180
<b>WYKRES 87.</b> DŁUGOŚĆ SIECI ROZDZIELCZEJ W 2017 ROKU I PRZYROSTY SIECI ROZDZIELCZEJ W OKRESIE 2010 – 2017 W UKŁADZIE WOJEWÓDZKIM [KM]	182
<b>WYKRES 88.</b> DŁUGOŚĆ SIECI PRZESYŁOWEJ W 2017 ROKU W UKŁADZIE WOJEWÓDZKIM [KM]	182
<b>WYKRES 89.</b> DŁUGOŚĆ SIECI ROZDZIELCZEJ W [M] PRZYPADAJĄCA NA GOSPODARSTWO DOMOWE W LATACH 2010 – 2017	183
<b>WYKRES 90.</b> DŁUGOŚĆ SIECI ROZDZIELCZEJ PRZYPADAJĄCA NA ODBIORCĘ W ROKU 2017 W PODZIALE NA WOJEWÓDZTWA [M/ODB.]	183
<b>WYKRES 91.</b> LICZBA PRZYŁĄCZY [SZT.] VS. ZUŻYCIE GAZU W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH [TYS. M <sup>3</sup> ]	184
<b>WYKRES 92.</b> ZATŁACZANIE I ODBIÓR GAZU Z PMG W 2018 R. [MLN M <sup>3</sup> /D]	202
<b>WYKRES 93.</b> UDZIAŁ PMG W POKRYWANIU SZCZYTOWEGO DOBOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ - PROGNOZA.	203
<b>WYKRES 94.</b> POJEMNOŚĆ CZYNNA PMG W ODNIESIENIU DO CAŁKOWITEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W WARIANTACH UMIARKOWANEGO WZROSTU (GAZ-SYSTEM) ORAZ BAU [MLD M <sup>3</sup> ]	204
<b>WYKRES 95.</b> POJEMNOŚĆ CZYNNA PMG W ODNIESIENIU DO CAŁKOWITEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ W WARIANTACH OPTIMALNEGO WZROSTU (GAZ-SYSTEM) ORAZ OPT [MLD M <sup>3</sup> ]	204
<b>WYKRES 96.</b> ŚREDNIE ORAZ MAKSYMALNE DOBOWE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W LATACH 2018-2027 [MLN M <sup>3</sup> /D]	205
<b>WYKRES 97.</b> POJEMNOŚCI PODZIEMNYCH MAGAZYNÓW GAZU I WIELKOŚCI ZAPASÓW OBOWIĄZKOWYCH [MLN M <sup>3</sup> ]	206
<b>WYKRES 98.</b> GENERACJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ BRUTTO W POLSCE WG ŹRÓDEŁ W 2020 I 2030 R. [GWH <sub>e</sub> ] - SCENARIUSZ REFERENCYJNY KE 2016 WG MODELU PRIMES	209
<b>WYKRES 99.</b> WSKAŹNIKI EMISJI CO <sub>2</sub> DLA POSZCZEGÓLNYCH PALIW W SYSTEMIE EU ETS NA 2019 R. (KOBIZE) - ELEKTROWNIE I ELEKTROCIĘPŁOWNIE ZAWODOWE [KG/GJ ENERGII DOSTARCZONEJ Z PALIWEM]	211
<b>WYKRES 100.</b> WSKAŹNIKI EMISYJNOŚCI CO <sub>2</sub> UWZGLĘDNIAJĄCE MAKSYMALNĄ SPRAWNOŚĆ INSTALACJI DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (WĘGIEL – 45%, GAZ ZIEMNY – 60%) [KG/GJ ENERGII WYPRODUKOWANEJ]	212
<b>WYKRES 101.</b> DOMYŚLNE WSKAŹNIKI EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ ZE SPALANIA PALIW W MAŁYCH (<50MW) ŹRÓDŁACH SPALANIA WG EEA [G/GJ]	217
<b>WYKRES 102.</b> ROZKŁAD ODPOWIEDZI RESPONDENTÓW ANKIETY CAWI NA PYTANIE: KTÓRE Z WYMIENIONYCH NIŻEJ CZYNNIKÓW STANOWIĆ MOGĄ PRZEŚLANKĘ DO ZMIANY OBECNEGO SPOSOBU ZAOPATRYWANIA W ENERGIĘ POPRZEC ZASTOSOWANIE KOGENERACJI GAZOWEJ?	218

## SPIS MAP

---

<b>MAPA 1.</b> LOKALIZACJA INWESTYCJI DOFINANSOWANYCH W PODDZIAŁANIACH 1.6.1 I 17.3 POIiŚ 2014–2020 .....	24
<b>MAPA 2.</b> LOKALIZACJA INWESTYCJI DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014–2020 – SIEĆ PRZESYŁOWA GAZU ZIEMNEGO I TERMINAL LNG.....	36
<b>MAPA 3.</b> LOKALIZACJA INWESTYCJI DOFINANSOWANYCH W DZIAŁANIU 7.1 POIiŚ 2014–2020 – SIEĆ DYSTRYBUCYJNA GAZU ZIEMNEGO .....	39
<b>MAPA 4.</b> DŁUGOŚĆ SIECI GAZOWEJ PRZYPADAJĄCA NA 100 KM <sup>2</sup> [KM/100 KM <sup>2</sup> ] W 2017 R.....	40
<b>MAPA 5.</b> ŹRÓDŁA DOSTAW GAZU DO POŁUDNIOWO-WSCHODNIEJ CZĘŚCI POLSKI.....	72
<b>MAPA 6.</b> GAZOCIĄGI ZREALIZOWANE I PLANOWANE DO REALIZACJI DO 2020 R. W RAMACH KORYTARZA PÓŁNOC – POŁUDNIE NA TERENIE POLSKI .....	75
<b>MAPA 7.</b> PKB PER CAPITA WYRAŻONE W SILE NABYWCZEJ JAKO % ŚREDNIEJ UE-28 (UE-28 = 100) W 2017 R. ....	117
<b>MAPA 8.</b> DŁUGOŚĆ SIECI GAZOWEJ NA 100 KM <sup>2</sup> W 2017 R. W UKŁADZIE WOJEWÓDZKIM [KM] .....	119
<b>MAPA 9.</b> DŁUGOŚĆ SIECI ROZDZIELCZEJ GAZOWEJ W GMINACH [KM].....	120
<b>MAPA 10.</b> ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH PER CAPITA W 2017 R. W UKŁADZIE WOJEWÓDZKIM [GJ/OSOBĘ].....	121
<b>MAPA 11.</b> ZUŻYCIE GAZU W POSZCZEGÓLNYCH WOJEWÓDZTWACH W 2017 R. ....	131
<b>MAPA 12.</b> UDZIAŁ % LUDNOŚCI KORZYSTAJĄCEJ Z SIECI GAZOWEJ W GMINACH W 2017 R.....	139
<b>MAPA 13.</b> ROZPŁYWY GAZU NORWESKIEGO PRZEZ POLSKĘ DO CEE .....	181
<b>MAPA 14.</b> ISTNIEJĄCE I PLANOWANE INWESTYCJE W SYSTEMIE PRZESYŁOWYM .....	188
<b>MAPA 15.</b> ISTNIEJĄCE I PLANOWANE INWESTYCJE W SYSTEMIE DYSTRYBUCYJNYM .....	191
<b>MAPA 16.</b> ŚREDNIE ROCZNE STĘŻENIA WYBRANYCH ZANIECZYSZCZEŃ W POWIETRZU W 2017 R.....	215