



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

DZIEDZINA NAUK INŻYNIERYJNO - TECHNICZNYCH

DYSCYPLINA: Inżynieria Środowiska, Górnictwo i Energetyka

ROZPRAWA DOKTORSKA

Dynamiczna kontrola ciśnienia w modelowaniu pracy
sieci gazowych z wykorzystaniem modeli sieci
neuronowych w celu optymalizacji działań
inwestycyjnych wspierających redukcję smogu i niskiej
emisji

Autor: mgr inż. Piotr Narloch

Promotor rozprawy: prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy

Praca wykonano w Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazownictwa

Kraków, 2024



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

FIELD OF SCIENCE ENGINEERING AND TECHNOLOGY

SCIENTIFIC DISCIPLINE: Environmental Engineering, Mining & Energy

DOCTORAL DISSERTATION

Dynamic pressure control in modeling the operation of
gas networks using neural network models to optimize
investment measures supporting smog and low
emission reduction

Author: Piotr Narloch, MSc

First supervisor: Prof. Stanisław Nagy, PhD., DSc., P.E

Completed at AGH University of Science and Technology in Krakow,
Faculty of Drilling, Oil and Gas, Department of Gas Engineering

Kraków, 2024

*Bardzo dziękuję Panu Profesorowi Stanisławowi Nagy, Panu Andrzejowi Żero,
Panu Krzysztofowi Kogutowi za pomoc przy realizacji niniejszej pracy doktorskiej.*

*Panu Profesorowi Stanisławowi Nagy szczególne podziękowania za opiekę merytoryczną,
wrozumiałość, cenne uwagi i sugestie.*

*Serdeczne podziękowania dla Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa,
Dyrekcji Zakładu Gazowniczego w Krakowie oraz kierownika Szczepana Kurczaba
za wsparcie i nieocenioną pomoc.*

Spis treści

Streszczenie	8
Summary	10
1. Wprowadzenie	12
2. Teza i cel pracy	15
3. Znaczenie gazów w transformacji energetycznej	17
3.1. Odnawialne źródła energii (OZE)	20
3.2. Efektywność energetyczna istniejących układów	21
3.3. Bezpieczeństwo energetyczne i dywersyfikacja dostaw gazu	24
3.4. Zapotrzebowanie na energię i niepewność strategii energetycznej Polski w perspektywie do roku 2040 i uwarunkowania związane z rozwojem sieci gazowej 26	
3.5. Inwestycje i prognozowanie zapotrzebowania na gaz ziemny w kontekście przyjętych strategii	30
3.6. Ograniczenia istniejącej infrastruktury gazowniczej wpływające na poziom niskiej emisji	33
3.6.1. Analiza zmian jakości powietrza i korzyści dla wybranych obszarów o zwiększonym stopniu gazyfikacji	35
4. Proces dekarbonizacji sieci gazowej	43
4.1. Neutralność klimatyczna	47
4.2. Zielony wodór	48
4.3. Biogaz	51
4.4. Biometan	52
4.5. Oczyszczenie biogazu	59
4.6. Oddziaływanie stref zasilania biometanem (chłonność strefy)	61
5. Wykorzystania biogazu i biometanu w przemyśle gazowniczym	64
5.1. Energetyczne wykorzystanie biogazu w silnikach z kogeneracją	65
5.2. Oczyszczenie biogazu i wtłaczanie do sieci gazowej	66
5.3. Wykorzystanie biogazu na stacjach w transporcie drogowym i morskim jako element transformacji energetycznej	69
5.4. Systemy skraplania biometanu (bioLNG)	70
6. Obniżanie emisyjności dystrybucyjnych sieci gazowych poprzez dozowanie wodoru	73
7. Kryteria zamienności paliw gazowych	79
7.1. Niestabilność jakości gazu w sieciach gazowych	80
7.2. Wpływ zmienności składników gazu ziemnego na parametry przesyłu	83
7.3. Używane kryteria wymienności paliw gazowych w transporcie	85

7.3.1.	Metoda Delbourga	86
7.3.2.	Metoda Weavera.....	87
7.3.3.	Kryteria wymienności gazów dla odbiorców przemysłowych.....	90
8.	Sztuczna inteligencja w transporcie i dystrybucji gazu	91
9.	Przygotowanie danych do obliczeń.....	97
9.1.	Dodawanie wodoru do gazu ziemnego	102
9.2.	Dodawanie biogazu do gazu ziemnego	104
10.	Sztuczne sieci neuronowe (SSN)	108
10.1.	Neurony	111
10.2.	Podział sztucznych sieci neuronowych.....	111
10.3.	Regresja liniowa	112
11.	Dynamiczna kontrola ciśnienia i modelowanie przepływu gazu z wykorzystaniem SSN.....	114
11.1.	Wstęp.....	114
11.1.1.	Założenia przyjęte do obliczeń.....	115
11.2.	Wyznaczanie parametrów składu gazu	118
11.2.1.	Ciepło spalania i wartość opałowa	118
11.2.2.	Gęstość gazu.....	121
11.2.3.	Liczba Wobbego	123
11.2.4.	Współczynnik ściśliwości.....	125
11.3.	Skład gazu.....	128
11.3.1.	Skład i parametry próbek mierzonych.....	128
11.3.2.	Skład i parametry gazu obliczanego analitycznie	129
11.4.	Wpływ parametrów gazu na zawartość dwutlenku węgla	133
11.4.1.	Pomiary.....	133
11.5.	Prognozowanie parametrów gazu i jego składu.....	136
11.5.1.	Scenariusz pierwszy – prognoza dla danych pomiarowych	136
11.5.2.	Scenariusz drugi – prognoza dla danych pomiarowych i danych analitycznych.....	139
11.6.	Prognoza zużycia gazu dla wybranych zgazyfikowanych obszarów	142
11.6.1.	Przypadek 1.....	142
11.6.2.	Przypadek 2.....	146
11.6.3.	Przypadek 3.....	150
11.7.	Wpływ dodawania wodoru na ilość zużywanego gazu.....	153
12.	Symulacyjne modele roztworów paliw gazowych.....	156
12.1.	Symulacje sieci gazowych	157
12.2.	Hydrauliczna analiza mieszania się gazów za pomocą symulacji sieci gazowej....	161

12.3.	Program SimNet SSGas	163
12.3.1.	Rozliczanie gazu w jednostkach energii	165
12.4.	Symulacyjna analiza możliwości zapewnienia wymaganego składu gazu dla odbiorcy	166
12.5.	Model obliczeniowy mieszania się gazów o różnych ciepłach spalania w sieci dystrybucyjnej.....	169
13.	Analiza rzeczywistych i prognozowanych przepływów na stacjach gazowych z uwzględnieniem roztworu gazu ziemnego i wodoru.....	175
13.1.	Analiza przepływów na stacjach pod kątem rozpyłów gazu.....	175
13.2.	Analiza rzeczywistych przepływów na stacji z danymi prognozowanymi	179
13.2.1.	Stacja X.....	179
13.2.2.	Stacja Y	182
13.2.3.	Stacja V	184
13.2.4.	Stacja Z	185
13.3.	Analiza symulacyjna rzeczywistych przepływów na stacji z danymi prognozowanymi	186
13.3.1.	Stacja X.....	187
13.3.2.	Stacja Y	189
14.	Symulacja pracy sieci gazowej dla wytypowanego układu obliczeniowego	192
14.1.	Symulacja zmian ciśnienia dla rzeczywistych obciążeń (obciążenia dobowe, średniogodzinowe).....	194
14.2.	Symulacja zmian ciśnienia dla prognozowanych obciążeń	195
14.3.	Symulacja zmian ciśnienia dla roztworu gazu ziemnego z wodorem	197
14.4.	Symulacja zmian ciśnienia dla prognozowanych obciążeń dla gazu ziemnego z wodorem	198
14.5.	Analiza zmian poboru gazu i ciśnienia w układzie.....	200
14.5.1.	Porównanie wyników symulacji dla gazu ziemnego – wielkości rzeczywiste i prognozowane	200
14.5.2.	Porównanie wyników symulacji dla gazu ziemnego z zawartością 5% wodoru – wielkości rzeczywiste i prognozowane	201
14.6.	Symulacje dla maksymalnych dobowych obciążeń układu sieciowego	203
14.7.	Analiza przepływów dobowych dla wybranych węzłów sieci	204
14.7.1.	Dane rzeczywiste, obliczeniowe i prognozowane dla węzła (1-3).....	205
14.7.2.	Dane rzeczywiste, obliczeniowe i prognozowane dla węzła (43-45).....	208
15.	Analiza przepływów roztworu gazowego w sieci i wyliczanie emisji dwutlenku węgla	211
15.1.	Wyznaczanie emisji dwutlenku węgla na podstawie składu gazu ziemnego oraz gazu z zawartością wodoru	211

15.2. Ograniczenie emisji dwutlenku węgla dla wytypowanej sieci gazowej	213
15.3. Proces szacowania emisji dwutlenku węgla z roztworu gazu ziemnego z wodorem o zmiennym strumieniu	216
16. Podsumowanie i wnioski	221
16.1. Osiągnięcia pracy i weryfikacja przyjętej tezy rozprawy doktorskiej	222
16.2. Kierunek dalszych badań i wdrożeń	222
Oznaczenia	224
Bibliografia	225
Spis rysunków.....	237
Spis tabel.....	243
Załącznik 1 - Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami, a gęstością gazu	246
Załącznik 2 - Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami, a Liczbą Wobbego	250
Załącznik 3 - Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami, a współczynnikiem ściśliwości gazu.....	253

Streszczenie

Praca pokazuje potencjalne wykorzystanie gazu ziemnego, jako paliwa przejściowego w drodze do neutralności klimatycznej. Gaz ziemny, w porównaniu do węgla, emituje o połowę mniej dwutlenku węgla. W przyszłości, paliwa gazowe będą przesyłane i dystrybuowane, jako roztwór gazu ziemnego i gazów odnawialnych, takich jak biometan i wodór. Zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) jest kluczowe dla zrównoważonego rozwoju, bezpieczeństwa energetycznego państwa i ochrony środowiska. Praca omawia różne aspekty włączenia „nowych dekarbonizowanych gazów” do sieci i dekarbonizacji takiej „niskoemisyjnej” sieci gazowych, w tym:

- **zielony wodór**: jako kluczowy element transformacji energetycznej, jego wytwarzanie i szerokie zastosowanie w sieciach gazowych,

- **biogaz i biometan**: procesy oczyszczania biogazu oraz jego integracja z sieciami gazowymi,

- **analiza emisji dwutlenku węgla**: wyliczanie emisji dwutlenku węgla na podstawie składu gazu ziemnego i roztworów z wodorem, co umożliwi ocenę ekologicznych korzyści wynikających z wprowadzania nowych technologii do gazownictwa.

Poniższa rozprawa koncentruje się na badaniach związanych z dynamiczną kontrolą ciśnienia w sieciach gazowych. Odnosi się do technik i algorytmów stosowanych w celu utrzymania stabilnego i optymalnego ciśnienia w sieci gazowej w czasie rzeczywistym oraz w przyszłości, biorąc pod uwagę zmienne warunki operacyjne. Ostatnie lata pokazują potencjał wykorzystywania nowych metod prognozowania matematycznego w oparciu o zastosowania sztucznych sieci neuronowych (SSN) w gazownictwie, głównie w celu genezy, analizy i rozwiązywania problemów związanych z niską emisją, zastosowaniem innowacyjnych metod informatycznych w celach inwestycyjnych oraz optymalizacji procesów gazowniczych.

Celem rozprawy jest także optymalizacja działań inwestycyjnych, mających na celu redukcję niskiej emisji, ze szczególnym uwzględnieniem emisji dwutlenku węgla.

W rozprawie zaproponowano metodykę obliczeniową wykorzystującą techniki sztucznej inteligencji (AI) oparte na SSN (sztuczne sieci neuronowe) i oprogramowaniu symulacji sieci gazowych wykorzystujące dane telemetryczne, infrastrukturę sieciową w celu podejmowania optymalnych decyzji w zakresie bezpieczeństwa transportu gazu, gazyfikacji i rozwoju sieci gazowych.

Jednym z głównych wniosków pracy jest ocena potencjalnego wykorzystania wodoru jako dodatku do gazu ziemnego w sieciach średnioprężnych. Praca analizuje różne scenariusze mieszania wodoru z gazem ziemnym oraz ich wpływ na parametry techniczne sieci gazowych: zmienność ciśnienia (dynamiczna kontrola ciśnienia) i przepływ. Możliwość wykorzystania dynamicznej kontroli ciśnienia w procesach ‘szybkiego’ modelowania przepływów ‘dekarbonizowanego’ gazu z wykorzystaniem algorytmów neuronowych jest osiągnięciem autora niniejszej pracy.

Ponadto, badania wskazują na możliwość znaczącej redukcji emisji dwutlenku węgla tj. ograniczeniu emisji dwutlenku węgla powstałego w procesie spalania gazu, poprzez załaczanie wodoru do sieci gazowej. Rozwój i implementacja modeli sieci neuronowych zastosowanych do zarządzania sieciami gazowymi oraz szerokie zastosowanie symulacji mogą znacząco przyczynić się do optymalizacji działań inwestycyjnych, wspierając redukcję smogu i niskiej emisji.

Wyniki pracy te mogą również pomóc w lepszym prognozowaniu zapotrzebowania na gaz i zarządzaniu roztworami gazowymi, co jest kluczowe dla przyszłości energetycznej Polski i ochrony środowiska.

Summary

The dissertation shows the potential use of natural gas as a transition fuel on the way to climate neutrality. Natural gas, compared to coal, emits half as much carbon dioxide. In the future, gaseous fuels will be transmitted and distributed as a solution of natural gas and renewable gases, such as biomethane and hydrogen. Increasing the share of renewable energy sources (RES) is crucial for sustainable development, national energy security and environmental protection.

The doctoral dissertation discusses various aspects of integrating 'new decarbonised gases' into the network and decarbonising such 'low emission' gas networks, including

The doctoral dissertation presents various aspects of the decarbonisation of gas networks, including:

- green hydrogen: as a key element of energy transformation, its production and wide application in gas networks,
- biogas and biomethane: biogas purification processes and its integration with gas networks,
- carbon dioxide emission analysis: calculation of carbon dioxide emissions based on the composition of natural gas and hydrogen solutions, which will enable the assessment of ecological benefits resulting from the introduction of new technologies to the gas industry.

The following dissertation focuses on research related to dynamic pressure control in gas networks. It refers to techniques and algorithms used to maintain a stable and optimal pressure in the gas network in real time and in the future, taking into account changing operating conditions. Recent years have shown the potential for the use of new mathematical forecasting methods based on the application of artificial neural networks (ANNs) in the gas industry, mainly for the genesis, analysis and solution of problems related to low emissions, the application of innovative IT methods for investment purposes and the optimisation of gas processes.

The aim of dissertation is also optimize investment measures to reduce low emissions, with a particular focus on carbon dioxide emissions.

The dissertation proposes a computational methodology using artificial intelligence (AI) techniques based on ANN and gas network simulation software using telemetry data, network infrastructure to make optimal decisions in field of gas transport security, gasification and gas network development.

One of the main conclusions is the assessment the potential use of hydrogen as an additive to natural gas in medium-pressure networks. The work analyses different scenarios of mixing hydrogen with natural gas and their impact on the technical parameters of gas networks: pressure variability (dynamic pressure control) and flow. The possibility of using dynamic pressure control in 'fast' modelling processes for 'decarbonised' gas flows using neural algorithms is an achievement of the author of this work.

In addition, research indicates that possibility of a significant reduction in carbon dioxide emissions, i.e. limiting carbon dioxide emissions generated in the gas combustion process, by injecting hydrogen into the gas network. The development and implementation of neural network models applied to the management of gas networks and the wide use of simulation can significantly contribute to the optimisation of investment activities, supporting the reduction of smog and low emissions.

The results can also help to better forecast gas demand and manage gas solutions, which is crucial for Poland's energy future and environmental protection.

1. Wprowadzenie

W obliczu współczesnych wyzwań energetycznych, związanych z ograniczaniem emisji gazów cieplarnianych oraz dekarbonizacją sektorów energetycznych, rozwój efektywnych metod zarządzania sieciami gazowymi staje się jednym z priorytetów naukowych i inżynierskich. Transformacja energetyczna, której celem jest ograniczenie emisji dwutlenku węgla, wymaga opracowania nowych rozwiązań technologicznych, które umożliwią bardziej zrównoważone i efektywne wykorzystanie paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego oraz wdrażanie gazów odnawialnych, takich jak biometan czy wodór. Dynamiczna kontrola ciśnienia w sieciach gazowych, oparta na zastosowaniu modeli sztucznych sieci neuronowych (SSN), otwiera nowe perspektywy w optymalizacji pracy sieci gazowych, poprawie efektywności energetycznej oraz redukcji niskiej emisji.

Gaz ziemny odgrywa kluczową rolę w transformacji energetycznej, będąc paliwem przejściowym w drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Jego relatywnie niski poziom emisji dwutlenku węgla w porównaniu do innych paliw kopalnych, zwłaszcza węgla, czyni go preferowanym rozwiązaniem w procesie dekarbonizacji gospodarki. Ponadto, wdrażanie odnawialnych źródeł energii, takich jak biometan i wodór, stawia przed inżynierią gazową nowe wyzwania w zakresie integracji tych paliw z istniejącymi sieciami gazowymi. Z tego względu, rozwój technologii, które pozwolą na optymalne mieszanie i dystrybucję gazów o różnym składzie, jest niezbędny dla zapewnienia stabilności i efektywności dostaw energetycznych.

Wprowadzenie dynamicznej kontroli ciśnienia w sieciach gazowych przy użyciu modeli SSN stanowi innowacyjne podejście, które może znacząco poprawić zarządzanie sieciami dystrybucyjnymi. Modele SSN, charakteryzujące się zdolnością do analizy i adaptacji w czasie rzeczywistym, umożliwiają prognozowanie zapotrzebowania na gaz oraz optymalizację przepływu gazu w sieci. Pozwala to na minimalizowanie strat energetycznych, ograniczanie ryzyka awarii oraz lepsze wykorzystanie istniejących zasobów infrastrukturalnych. Dzięki wykorzystaniu zaawansowanych algorytmów uczenia maszynowego, możliwe jest nie tylko lepsze zarządzanie gazem ziemnym, ale także efektywne mieszanie go z biometanem lub wodorem, co wspiera redukcję emisji dwutlenku węgla.

Celem niniejszej rozprawy doktorskiej jest opracowanie metod i algorytmów, które umożliwią dynamiczną kontrolę ciśnienia w sieciach gazowych, z uwzględnieniem

zmiennych warunków operacyjnych oraz prognozowanego zapotrzebowania na paliwo. Istotnym elementem badań jest także analiza wpływu roztworów gazowych¹, w tym wodoru, na parametry techniczne sieci gazowej, takie jak ciśnienie, przepływy oraz emisje dwutlenku węgla. Przedstawiona praca ma na celu nie tylko zoptymalizowanie działań inwestycyjnych związanych z rozwojem infrastruktury gazowniczej, ale także wspieranie inicjatyw na rzecz poprawy jakości powietrza, poprzez zmniejszenie emisji szkodliwych substancji.

W związku z dynamicznie rosnącymi wymaganiami w zakresie efektywności energetycznej oraz rozwoju technologii odnawialnych, konieczne jest wdrażanie nowoczesnych narzędzi symulacyjnych, które pozwolą na lepsze zrozumienie procesów zachodzących w sieciach gazowych. Zastosowanie sztucznych sieci neuronowych do modelowania pracy sieci gazowych, jak również do predykcji zużycia gazu, otwiera nowe możliwości w zakresie zarządzania tymi sieciami oraz optymalizacji przepływów gazu, co jest kluczowe dla przyszłości energetycznej Polski oraz modernizacji Polskiej Spółki Gazownictwa.

Jednym z głównych elementów niniejszej pracy jest zastosowanie symulacji sieci gazowych, które pozwalają na kompleksową analizę działania systemów dystrybucyjnych. W symulacjach tych uwzględniono różnorodne scenariusze, takie jak zmienne przepływy gazu, różne proporcje mieszania się gazu ziemnego z wodorem oraz dynamiczne zmiany ciśnienia w sieciach o zróżnicowanej strukturze. Tego typu symulacje stanowią nieocenione narzędzie wspierające optymalizację pracy sieci, ponieważ pozwalają na testowanie różnych rozwiązań technologicznych bez konieczności przeprowadzania kosztownych prób w rzeczywistych warunkach operacyjnych.

W rozprawie szczególną uwagę poświęcono modelowaniu dynamicznych przepływów gazu, co umożliwi przewidywanie zachowania sieci w sytuacjach krytycznych, takich jak nagłe skoki zapotrzebowania, awarie lub wprowadzenie nowych składników, takich jak biometan czy wodór. Modele symulacyjne pozwalają na dokładne odwzorowanie rzeczywistych warunków pracy sieci, uwzględniając zmienne takie jak skład gazu, ciepło spalania, gęstość czy liczba Wobbego, co jest kluczowe dla efektywnego planowania i zarządzania siecią.

Dodatkowo, przeprowadzono symulacje wpływu mieszania wodoru z gazem ziemnym na parametry pracy sieci. W wyniku tych analiz stwierdzono, że dodanie wodoru do gazu ziemnego wpływa na wzrost dynamiki przepływu, co może wymagać m.in. adaptacji istniejących systemów kontroli ciśnienia. Ponadto, symulacje te dostarczyły cennych danych na temat możliwości redukcji emisji dwutlenku węgla w wyniku wprowadzenia wodoru, co wpisuje się w globalne cele redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Wprowadzenie modeli sztucznych sieci neuronowych do zarządzania sieciami gazowymi nie tylko wspiera optymalizację inwestycji, ale także pozwala na lepsze zarządzanie ryzykiem i prognozowanie przyszłych potrzeb. SSN, w połączeniu z symulacjami sieci, stanowią

¹ W rozprawie doktorant stosuje określenie „roztwór gazowy”, będące bardziej adekwatne od często spotykanego w literaturze nazewnictwa „mieszanina” czy „mieszanka”. Roztwory gazowe uzyskuje się w wyniku zmieszania dwóch gazów w dowolnych proporcjach.

potężne narzędzie, które może znacząco poprawić zarówno efektywność pracy sieci, jak i jej zdolność do adaptacji w kontekście rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii. Modele te pozwalają także na symulowanie różnorodnych scenariuszy przyszłościowych, w tym maksymalnego obciążenia sieci, co jest kluczowe dla zapewnienia stabilności dostaw gazu w długoterminowej perspektywie.

W związku z powyższym, praca ta stanowi istotny wkład w rozwój nowoczesnych technologii optymalizacji pracy sieci gazowych, przyczyniając się do poprawy jakości powietrza i redukcji emisji dwutlenku węgla, a także stanowiąc cenny punkt odniesienia dla przyszłych badań nad wdrażaniem gazów odnawialnych w istniejących systemach energetycznych.

2. Teza i cel pracy

Główne cele pracy obejmują:

1. **Opracowanie metodyki prognozowania ciśnienia, z uwzględnieniem składu i ciepła spalania:** Stworzenie narzędzi i metod do prognozowania i szacowania wpływu dodatku wodoru i biometanu na pracę sieci dystrybucyjnych z wykorzystaniem modeli sieci neuronowych w celu optymalizacji sieci gazowych ze dynamiczną zmiennością ciśnień w wybranych obszarach zasilania.
2. **Analiza możliwości zmniejszenia emisyjności dwutlenku węgla poprzez wykorzystanie i użycie gazów powodujących niższą netto emisję:** Określenie metody oraz ocena wpływu mieszania gazu ziemnego z wodorem na redukcję emisji dwutlenku węgla.

Tezą pracy jest:

Możliwość wykorzystania dynamicznej kontroli ciśnienia w procesach 'szybkiego' modelowania przepływów 'dekarbonizowanego' gazu z wykorzystaniem algorytmów neuronowych.

Autor stawia następujące tezy:

1. **Metodyka prognozowania zużycia gazu:** Możliwe jest opracowanie efektywnej metodyki prognozowania zużycia gazu dla różnych odbiorców i stacji zasilających system dystrybucji za pomocą SSN dla różnych warunków zasilania wynikających m.in. ze zmienności zapotrzebowania i niedoskonałej struktury sieci gazowej.
2. **Kontrola mieszania się paliw gazowych:** Możliwe jest wypracowanie metodyki ustalającej stopień i możliwości mieszania się wodoru z gazem ziemnym, kontrola przepływów i ciśnień w wybranych punktach sieci.
3. **Wyznaczanie entalpii spalania (ciepła spalania):** Możliwe jest opracowanie i zaimplementowanie modelu obliczeniowego, umożliwiające dynamiczne wyznaczanie wartości entalpii (ciepła) spalania w poszczególnych punktach sieci przy pomocy programów symulacyjnych.
4. **Wpływ wodoru na kaloryczność gazu:** Możliwe jest ustalenie wpływu udziału wodoru w roztworze z gazem ziemnym na kaloryczność gazu i wyznaczenie zmiany emisji

ekwiwalentu dwutlenku węgla. Dodawanie wodoru do sieci gazowej wpływa na wielkość zużycia gazu w sieci oraz na pracę samej sieci (ciśnienie, prędkości przepływu itd.)

3. Znaczenie gazów w transformacji energetycznej

Gaz ziemny jest paliwem powszechnie dostępnym, stanowi także najbardziej przyjazne środowisku paliwo kopalne. Pozyskanie energii z gazu generuje relatywnie niewielkie zanieczyszczenie powietrza. Przyszłością energetyki są paliwa gazowe będące roztworem gazu ziemnego i gazów odnawialnych, a w dalszej przyszłości samych gazów odnawialnych. Obecnie ilość energii dostępna ze źródeł OZE (odnawialnych źródeł energii) w Polsce jest niewystarczająca, dlatego do zbilansowania systemu energetycznego należy sukcesywnie wprowadzać niskoemisyjne paliwa gazowe takie jak biometan czy wodór (Tokarski, 2024, Rabacka 2023).

Zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii powinny podlegać rozstrzygnięciom nie tylko na poziomie krajowym. Obecnie na poziomie Unii Europejskiej trwają prace nad konsolidacją systemów gazowniczych oraz dążenie do skoordynowania działań i wzmocnienia integracji OZE z krajowymi rynkami energii oraz optymalnego wykorzystania istniejących systemów przesyłu i dystrybucji gazu.

Rola Polskiej Spółki Gazownictwa jest kluczowa dla transformacji energetycznej kraju. Podjęto decyzje i planowane są inwestycje, które umożliwią wprowadzenie gazu wzbogaconego do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Uruchomiono programy (np. *Gotowi na Biometan*), których celem jest wsparcie rozwijającego się sektora OZE i wprowadzenie do sieci „zazielenionego” gazu. Aby jednak osiągnąć sukces, niezbędne jest zagwarantowanie odpowiednich środków finansowych na inwestycje, szczególnie w kontekście przyłączania biometanowni. Lokalizacja i wydajność instalacji wytwórczych (biogazowni) w stosunku do lokalizacji i dostępności sieci gazowych jest głównym czynnikiem determinującym skalę „zazielenienia” sieci gazowych (Grządzielski, 2022, 2023). Nadrzędnym celem PSG jest bezpieczeństwo energetyczne w rozumieniu nieprzerwanych i bezpiecznych dostaw paliwa gazowego, przy zagwarantowaniu bezpieczeństwa ekologicznego. Priorytetem nadrzędnym jest jednak bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz odbiorców. Wykorzystanie „niebieskiego” paliwa stanowi rozsądną ekologiczną alternatywę dla paliw konwencjonalnych, umożliwiającą spełnienie norm zanieczyszczeń narzuconych przez politykę Unii Europejskiej. Aby skutecznie przeprowadzić transformację energetyczną rynku gazu, konieczna jest zmiana sposobu planowania rozwoju sieci gazowej.

Efektom spalania gazu ziemnego jest zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o ponad połowę w porównaniu do węgla kamiennego i o około 30% w odniesieniu do oleju opałowego. Ograniczenie emisji tlenków azotu sięga około 60% względem węgla kamiennego oraz eliminuje zagrożenie emisji związków siarki do atmosfery (Krzemiński, 2023).

Aby odpowiedzieć na oczekiwania w związku z niskoemisyjną transformacją energetyczną, firmy naftowe i gazowe muszą uznać rolę, jaką ich przemysł będzie odgrywał we wzroście globalnego zapotrzebowania na energię, i połączyć ją z potrzebami i oczekiwaniami systemu niskoemisyjnego w toku jego powstawania. Następnie będzie musiał zachęcić swoich partnerów biznesowych do podjęcia podobnych kroków, współpracując z zainteresowanymi stronami z sektora ropy i gazu.

Spółeczeństwo polskie oczekuje sprawiedliwej transformacji, czyli takiej, która w żaden sposób nie ograniczy wolności osobistej², a zarazem umożliwi korzystanie z taniej i powszechnie dostępnej „zielonej energii”. Źródła niskoemisyjne wymuszają zastosowanie mechanizmów, których głównym celem będzie bilansowanie rynku energetycznego. W przeciwieństwie do produkcji energii elektrycznej w blokach jądrowych, energia produkowana w oparciu o OZE, jest uzależniona od warunków atmosferycznych oraz pory dnia. Są to źródła niesterowalne, wrażliwe na zmienność podaży energii i jej magazynowanie. Dlatego słusznym rozwiązaniem jest stosowanie bloków energetycznych opartych na gazie ziemnym. Bloki gazowe charakteryzują się niskim poziomem emisji dwutlenku węgla w porównaniu do innych konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Wydaje się być korzystnym i logicznym wykorzystanie energetyki gazowej, jako źródła uzupełniającego i wspierającego OZE, co jest z sukcesem stosowane np. na rynku niemieckim. Gwarantuje niezawodność, stabilność i efektywność systemu energetycznego przy równoczesnym ograniczeniu emisji dwutlenku węgla zgodnie z zaleceniami UE.

Transformacja energetyczna obejmuje aspekty związane z produkcją, magazynowaniem, przesyłaniem oraz wykorzystywaniem energii. Ponieważ system energetyczny odpowiada za emisje dwutlenku węgla, w polityce energetycznej słychać głosy o tzw. dekarbonizacji gospodarki oraz promocji czystej energii, ochrony środowiska i czystego powietrza. Pierwszoplanowym celem transformacji energetycznej powinna być zmiana paliwa w ciepłownictwie, z węgla na gaz ziemny (Mielczarski, 2021, IGG, 2020). Oczywiście wiąże to się ze zwiększeniem importu gazu (szacunkowo ok 10mld m³ rocznie) oraz rozbudową sieci ciepłowniczych i dystrybucyjnych sieci gazowych. Jest to również szansą dla gazownictwa, aby na szerszą skalę wdrażać tzw. *inteligentne sieci gazowe* (Grządzielski, et al., 2021), których eksploatacja i nadzór będą bazowały na nowoczesnych rozwiązaniach informatycznych, takich jak sztuczne sieci neuronowe czy symulacje sieci gazowych, które umożliwią dynamiczną kontrolę ciśnienia gazu w sieci.

Redukcja emisji metanu oraz utrzymanie roli gazu ziemnego jako paliwa przejściowego będzie stanowiło nie lada wyzwanie (Ostasz-Babicz et al., 2024, Mielczarski, 2021). Warto mieć jednak na uwadze, że obecne próby obniżenia produkcji dwutlenku węgla w Europie, będzie

² np. zakaz rejestracji samochodów spalinowych po roku 2035 jest odbierane jako takie ograniczanie

skutkowało podniesieniem emisji w innych częściach świata. W ujęciu globalnym wysiłki UE w celu ograniczenia emisji będą znikome, ograniczenie emisji dwutlenku węgla w Unii na poziomie 10% skutkuje obniżeniem światowym na poziomie 0,8%. W 2020 r. światowa emisja dwutlenku węgla wynosiła 34 807 259 099 ton, z czego UE – 2 598 575 251 ton., a ambicją Unii jest także wykorzystanie transformacji energetycznej w celu wybiecia się na pozycję światowego lidera w produkcji technologii wytwarzających OZE (obecnie przegrywa ten wyścig z Chinami) oraz walki z niekorzystnymi zmianami klimatu.

Wprowadzone unijne rozporządzenie metanowe³ wymusi ograniczenie emisji w sektorze energetycznym. Polityka UE zmotywuje przemysłowych konsumentów do jeszcze większej troski o szczelność instalacji. Dyrektywa znacząco zredukuje tzw. ucieczki metanu, tym samym dalsza narracja, że wykorzystanie gazu jest wysoce emisyjne nie będzie miała dalszego uzasadnienia. Główni dostawcy gazu do Polski znajdują się poza Unią Europejską⁴, więc w żaden sposób nie obejmują ich zapisy dyrektywy.

Przeprowadzenie transformacji energetycznej w takiej postaci, jaką obecnie proponuje UE będzie trudne do zrealizowania. Technologicznie ludzkość nie jest przygotowana na rezygnację z paliw kopalnych na rzecz OZE, choć UE dąży do ograniczenia roli gazu ziemnego (Mielczarski, 2021). Zauważalny jest wzrost odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym, i jest to pozytywny trend. Bardziej niepokojącą i naiwną postawą jest pokładanie w OZE zbytnej ufności, że w perspektywie najbliższych lat będzie w stanie nie tylko zapewnić wymagane ilości energii, ale także bezpieczeństwo energetyczne, szczególnie w okresach o wzmożonym zapotrzebowaniu na energię, występowania niekorzystnych warunków geopolitycznych lub uniemożliwiających jej wytwarzanie. Zwiększenie udziału OZE możliwe będzie w przypadku ogromnych nakładów finansowych na modernizację unijnej energetyki oraz rozwoju technologii, przy jednoczesnym gwałtownym spadku zapotrzebowania na energię (World Energy Outlook – Analysis, IEA, 2019).

Koszty transformacji energetycznej będą ogromne i będą wpływać na zmniejszenie dynamiki wzrostu PKB w krajach członkowskich. Szacuje się, że koszty transformacji samego ciepłownictwa (wynikającego z wdrożenia zapisów *Fit for 55*) mogą wynieść około 420 mld zł (Jakóbiak, 2023). Obecnie ograniczenie emisji związanej ze zmniejszeniem udziału paliw kopalnych w energetyce musi wiązać się ze ograniczeniem zużycia energii elektrycznej. Czy rozwijające się rynki azjatyckie są gotowe przystąpić do proponowanej przez UE rozwiązań? Ambitne plany zostaną zrewidowane przez rzeczywistość, kryzys w branży energetycznej, wyhamowanie gospodarcze spowodowane pandemią, wojną w Ukrainie, czy innymi czynnikami (Sienkiewicz, 2023). Emisja dwutlenku węgla na skutek sytuacji gospodarczej (nadchodzącego kryzysu) ulegnie zmniejszeniu, i to bez żadnych dodatkowych nakładów inwestycyjnych.

Kierunek zmian jest również zauważalny w krajowych spółkach energetycznych, m.in. w Polskiej Spółce Gazownictwa. W 2019 r. po raz pierwszy w historii moc bloków gazowych

³ Z dnia 15 lipca 2024: <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzienniki-UE/rozporzadzenie-2024-1787-w-sprawie-redukcji-emisji-metanu-w-sektorze-72359499>

⁴ Przede wszystkim Stany Zjednoczone i Katar

zadeklarowanych przez spółki energetyczne przekroczył moc bloków węglowych (Krzemiński, 2023). Pomimo zmian w aktualizacji PEP 2040⁵ można zastanawiać się nad rolą gazu ziemnego, jako paliwa „pomostowego” czy „przejściowego”. Wg DISE⁶, w raporcie przedstawiono wnioski z których wynika, że w perspektywie średnioterminowej, zużycie gazu ziemnego w Polsce będzie rosło, i paliwo to utrzyma status paliwa „przejściowego” przez najbliższe 10 lat (Stachura, 2023). W praktyce gaz ziemny miał zastąpić węgiel, ale wszystko wskazuje na to, że rola i udział gazu ziemnego w polskiej energetyce w dużej mierze będzie zależać od kosztów emisji dwutlenku węgla. Strategia UE jest prosta, szybka dekarbonizacja energetyki do roku 2030, następnie dekarbonizacja gazowa. Rolę PMG mają przejąć magazyny energii oparte na magazynach bateryjnych oraz wytwarzanie wodoru. Wodór po roku 2030 powinien być wodorem „zielonym”, czyli wytwarzanym w elektrolizerach zasilanych zieloną energią z OZE (z założenia z dedykowanych farm wiatrowych i fotowoltaicznych). Jest to obraz w obecnej rzeczywistości nierealny i w mojej ocenie niemożliwy do realizacji w perspektywie najbliższych kilkunastu lat. Wodór wytworzony w procesie elektrolizy (ze źródeł odnawialnych) może być w przyszłości efektywnym sposobem magazynowania energii. Należy jednak podkreślić stosunkowo niską sprawność tego procesu. Potencjał magazynowania energii elektrycznej w krajowym systemie energetycznym jest niewystarczający i nie należy się spodziewać istotnych zmian do roku 2030.

Jednym z głównych powodów stojących za przyspieszeniem transformacji jest starzenie się istniejącej infrastruktury węglowej. W Polsce, wg stanu na 2024 r., średni wiek elektroenergetycznego bloku węglowego wynosi 42 lata, zgodnie z rządowymi planami aż 55 procent istniejących mocy będzie musiała zostać wyłączona do 2035 roku⁷. Aby tego dokonać przy zagwarantowaniu wystarczającej ilości energii dla odbiorców końcowych, potrzebne będą inwestycje w nowe źródła energii, a także zapewnienie stabilności funkcjonowania systemu energetycznego. Istniejący system przesyłowy może nie sprostać rosnącej liczbie nowych instalacji energetycznych, w szczególności zwiększającej się niestabilnej produkcji energii z OZE. W 2022 roku aż 51 GW⁸ potencjalnych nowych mocy produkcyjnych otrzymało odmowę przyłączenia do sieci, co pokazuje skalę ograniczeń istniejącej infrastruktury. Inwestycje w modernizację i rozbudowę sieci są konieczne, aby umożliwić transformację sektora energetycznego.

3.1. Odnawialne źródła energii (OZE)

Odnawialne źródła energii (OZE) definiuje się jako źródła pierwotne, dostępne w środowisku naturalnym, których niewątpliwym atutem jest niewyczerpalność (Kucharska,

⁵ Polityki Energetycznej Polski do roku 2040, <https://www.gov.pl/web/ia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-pep2040>

⁶ Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych

⁷ Green horizons: Poland on the path to a sustainable future, KARNEY, 2024

⁸ Ibidem

2022). Można je pozyskiwać z energii słonecznej, z wiatru, wody, fal, geotermii czy biomasy, biopaliw i odpadów. Udział OZE w produkcji energii sukcesywnie rośnie od wielu lat. Według Eurostatu udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2016 r. wyniósł 16% i był o 2,4% wyższy niż w 2015 r. (Kucharska, 2022). Według najnowszego raportu Ember⁹, rok 2023 był przełomowy dla globalnej energetyki odnawialnej, która osiągnęła rekordowy udział wynoszący 30% w światowej produkcji energii elektrycznej.

Strategie rozwoju OZE opierane są na prognoście przyszłego popytu, co determinuje opracowanie strategii dla przyszłych inwestycji i ich finansowania. Uwzględnienie wszystkich zmiennych i czynników wpływających na przyszłe pobory jest niezwykle trudne. A stopień komplikacji rośnie wraz z poziomem zaawansowania systemu energetycznego. Niedośzacowania lub przeszacowania prowadzą do błędnych decyzji inwestycyjnych, które mogą mocno uderzyć w utrzymywanie i dalszy rozwój infrastruktury energetycznej. Brak jednolitych reguł dotyczących produkcji energii w państwach Unii oraz harmonizacji systemu wsparcia OZE prowadzi do zaburzeń na rynkach lokalnych, co przeszkadza w budowaniu wspólnego rynku energii. Tym bardziej, że wysokie koszty wdrażania technologii czystej energii są niekonkurencyjne cenowo względem tradycyjnych nośników energii. Stopniowe wycofywanie finansowania dla inwestycji związanych z eksploatacją paliw kopalnych oraz dodatkowe opodatkowanie emisji przyczyni się do odchodzenia od tradycyjnych paliw z konieczności uniknięcia wysokich opłat dodatkowych i kar. Jednak technologie odnawialne w społeczeństwie Unii Europejskiej, które systematycznie ubożeje z roku na rok, będą musiały dążyć do podnoszenia atrakcyjności na rynku za pomocą innych instrumentów niż niekonkurencyjna cena. Trzeba mieć na uwadze, że nieprawdziwy jest argument, że technologie produkcji OZE są bezemisyjne i nieszkodliwe dla środowiska. Problemy związane z procesem produkcji jak i utylizacji urządzeń do wytwarzania OZE jest podobny do elektrowni konwencjonalnych (Guillaume, 2020).

Nie bez znaczenia ma rozproszony charakter produkcji OZE, który determinuje konieczność rozbudowy infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Wymaga to stworzenia elastycznego systemu zarządzania całą infrastrukturą energetyczną umożliwiające optymalne sterowanie bilansowania popytu i podaży, i to nie tylko w granicach danego państwa, ale także całej Unii Europejskiej (Grządzielski, 2024). Z uwagi na nieregularny charakter wytwarzania energii przez źródła OZE, wskazane są kolejne inwestycje w magazyny energii. Tym samym potrzeba budowy równoległego systemu, w którym konwencjonalne źródła (np. kopalne czy atom), będą służyły, jako rezerwa.

3.2. Efektywność energetyczna istniejących układów

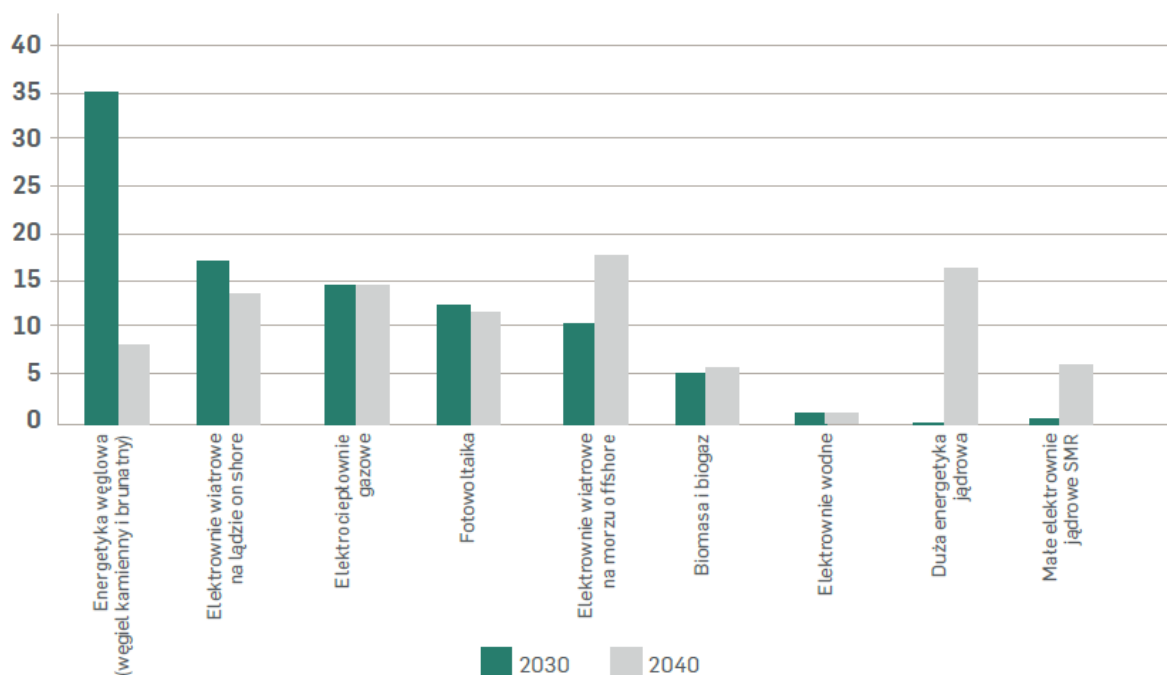
Różnice między *oszczędzaniem energii* a *efektywnością energetyczną* są zasadnicze. To pierwsze oznacza ograniczenie użycia energii poprzez działania eliminujące jej nadmierne i marnotrawne wykorzystanie, zaś efektywność energetyczna prowadzi do zmniejszenia

⁹ <https://ember-climate.org/pl/raporty/>

zapotrzebowania na energię, jednak pod warunkiem zachowania wysokiej wydajności (Kucharska, 2022). W przemyśle nie jest możliwe osiągnięcie korzystnej efektywności energetycznej bez unowocześnienia technologii, dzięki której przy mniejszym poborze energii efekt finalny będzie jakościowo równy temu, który miałby miejsce przy zastosowaniu bardziej energochłonnych rozwiązań technologicznych. Idea efektywności energetycznej przemysłu właśnie polega na utrzymaniu lub wzroście wydajności przy dążeniu do zmniejszenia kosztów wykorzystania energii. Aby osiągnąć wysoką efektywność energetyczną niezbędne są skuteczne mechanizmy jej finansowania oraz dostępność do transparentnej informacji na temat kosztów oraz planowanych korzyści z wdrożenia technologii. W 2023 r. Rada UE i Parlament Europejski osiągnęły wstępne porozumienie w sprawie reformy i wzmocnienia dyrektywy UE w sprawie efektywności energetycznej. Porozumienie ustanawia cel UE w zakresie efektywności energetycznej na poziomie 11,7% do 2030 r., przekraczając pierwotny wniosek Komisji *Fit for 55*. Zobowiązuje ono państwa członkowskie UE do wspólnego zapewnienia dodatkowego zmniejszenia zużycia energii końcowej i pierwotnej w porównaniu z prognozami zużycia energii sporządzonymi w 2020 r.¹⁰ Pakiet *Fit for 55* przewiduje redukcję emisji gazów cieplarnianych w obszarze Unii Europejskiej o 55% do roku 2030 porównaniu z poziomem w 1990 roku. Sektory już objęte systemem mają do 2030 roku obniżyć poziom emisji gazów cieplarnianych o 62% w porównaniu z poziomem w roku 2005. Europarlament przegłosował przepisy rozszerzające unijny system handlu emisjami (ETS) na budynki mieszkalne i transport, tymczasem 75% budynków w Europie nie spełnia aktualnych wymogów efektywności energetycznej (Starościk, 2023). Na mocy zmienionej dyrektywy przedsiębiorstwa będą zachęcane, aby stać się bardziej energooszczędne. Systemy zarządzania energią staną się domyślnym obowiązkiem dla dużych odbiorców energii.

W ramach uzgodnionych zasad kraje UE będą musiały również promować lokalne plany ogrzewania i chłodzenia w dużych gminach liczących powyżej 45 tys. mieszkańców. Ponadto, wraz ze zmienioną definicją efektywnego ogrzewania i chłodzenia komunalnego, stopniowo zmieniane będą minimalne wymogi, aby zapewnić w pełni zdekarbonizowane dostawy ciepła i chłodu komunalnego do 2050 r. Wsparcie dla nowych wysokosprawnych jednostek kogeneracji wykorzystujących gaz ziemny i podłączonych do sieci ciepłowniczej w efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych będzie możliwe tylko do 2030 r., natomiast wszelkie inne paliwa kopalne będą zakazane w przypadku nowych mocy wytwórczych w takich systemach. Mimo tego, szacuje się, że procentowy udział wytwórczy elektrociepłowni gazowych i biogazu w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 i 2040 r. będzie do siebie zbliżony, i w przypadku elektrowni gazowych będzie wynosił około 14,8% (rys. 3.1).

¹⁰ Parlament Europejski: Parliament and Council negotiators agree on new rules to boost energy savings. www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20230309IPR77212/parliament-and-council-negotiators-agree-on-new-rules-to-boost-energy-savings (data dostępu: 10.03.2023).
Komisja Europejska: European Green Deal: EU agrees stronger rules to boost energy efficiency. www.ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1581 (data dostępu: 10.03.2023).



Rysunek. 3.1. Procentowy udział poszczególnych źródeł wytwórczych w wytwarzaniu energii elektrycznej w roku 2030 oraz 2040 (źródło: Global Compact Poland¹¹, czerwiec 2024)

Porozumienie dodatkowo wzmacnia przepisy dotyczące finansowania efektywności energetycznej, aby ułatwić prowadzenie inwestycji. Zgodnie z nowymi przepisami kraje UE będą zobowiązane do promowania innowacyjnych systemów finansowania i ekologicznych produktów pożyczkowych na rzecz efektywności energetycznej poprzez zapewnienie im szerokiej i niedyskryminacyjnej oferty przez instytucje finansowe. Porozumienie zawiera także pierwszą w historii UE definicję *ubóstwa energetycznego*¹² (Chrzanowski et al., 2022). Państwa członkowskie będą teraz musiały wdrażać środki poprawy efektywności energetycznej w pierwszej kolejności wśród osób dotkniętych ubóstwem energetycznym, odbiorców wrażliwych, gospodarstw domowych o niskich dochodach¹³. Wg Eustostatu w 2022 r. aż 9,3% gospodarstw domowych nie było w stanie zapewnić sobie odpowiedniego ogrzewania (w 2021 – 6,9%, 2020 – 8%)¹⁴. W Polsce od 16 do 30% gospodarstw domowych deklaruje ubóstwo opałowe, a 65% deklaruje ograniczenie zużycie energii w ciągu ostatnich 12 miesięcy z uwagi na wzrost kosztów energii. Najlepszym rozwiązaniem minimalizującym to zjawisko jest m.in. przechodzenie z ogrzewania bazującego na paliwach stałych na gaz ziemny (IGG, 2020).

¹¹ <https://ungc.org.pl/raport-transformacja-energetyczna-w-polsce/>

¹² <https://wise-europa.eu/wp-content/uploads/2023/03/UBOSTWO-ENERGETYCZNE.pdf>

¹³ Komisja Europejska: State aid: Commission amends General Block Exemption rules to further facilitate and speed up green and digital transition. www.ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1523

¹⁴ Transformacja energetyczna w Polsce – Global Compact Network Poland <https://ungc.org.pl/raport-transformacja-energetyczna-w-polsce/>

Badania naukowe z obszaru efektywności energetycznej mają służyć budowie międzynarodowej pozycji Unii Europejskiej, konkurencyjności jej technologii OZE, powiązanych z nimi inteligentnych systemów zarządzania, bazujących na sztucznej inteligencji oraz realizacji ambicji globalnego przewodnictwa w tym zakresie.

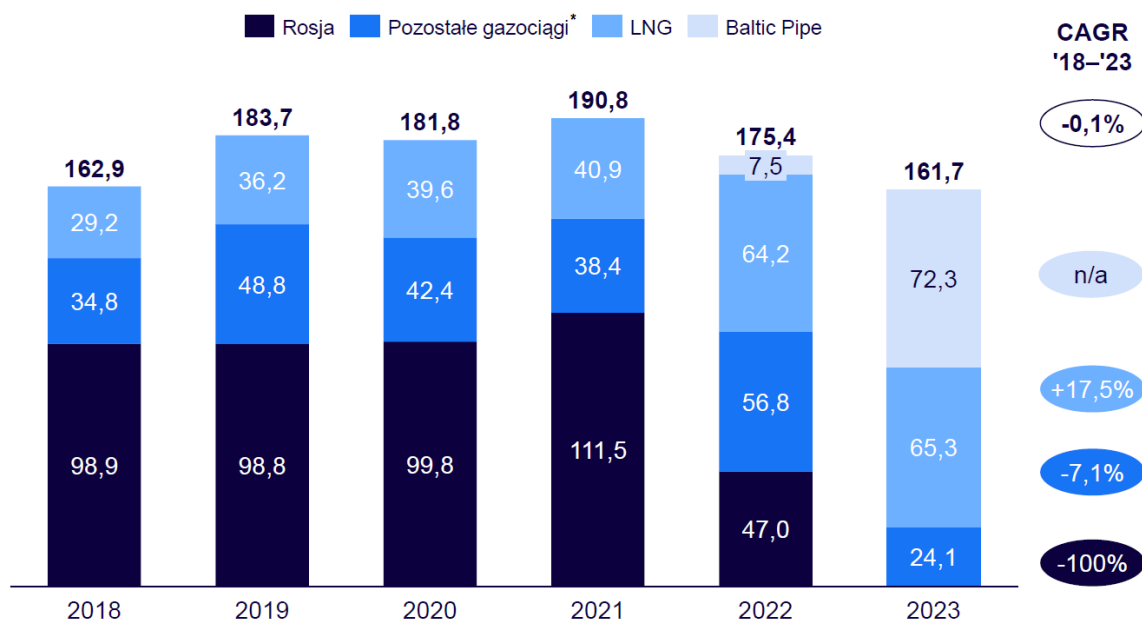
3.3. Bezpieczeństwo energetyczne i dywersyfikacja dostaw gazu

Bezpieczeństwo energetyczne jest najważniejszym celem wspólnej polityki energetycznej państwa i Unii Europejskiej. Różnice między interesariuszami w odmiennym postrzeganiu bezpieczeństwa energetycznego wynikają z prowadzonej polityki i rozbieżnych interesów narodowych. Relacje te szczególnie uwidoczniły się w relacjach z Rosją, która przed wojną eksportowała około 60% wydobywanej ropy naftowej i około 50% gazu ziemnego do UE (Barczyński, 2021). Jeżeli Unia Europejska zamierza gwarantować bezpieczeństwo dostaw, musi zadbać o rozwój stabilnego i konkurencyjnego rynku energii wewnątrz Wspólnoty, który przyczyni się do obniżenia cen energii oraz równomiernego rozwoju europejskiej gospodarki. W tym celu konieczna jest rozbudowa połączeń międzysystemowych, które będą wspierały i współpracowały z energetyką rozproszoną bazującą na OZE i systemami magazynowania energii (Grządzielski, 2022).

Sektor energetyczny stanowi zbiór powiązanych elementów wykorzystywanych do wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji energii. Przyszły europejski system zarządzania energią ma być oparty na zwiększonych wzajemnych połączeniach, opartych na nowoczesnych technologiach i interoperacyjności. Ma również wzrosnąć rola systemów sterujących optymalizacją utrzymania systemu gazowniczego i dostosowania się do potrzeb rynkowych.

Rok 2022 był przełomowy dla polskiego sektora gazu ziemnego. Zmieniły się nie tylko źródła importu, cena, wielkość konsumpcji, ale przede wszystkim kierunki przepływu. W 2021r. rosyjski gaz stanowił około 87% gazu importowanego do Polski, wliczając w to również przesył do Niemiec gazociągiem jamalskim. W 2022 r. tylko 20% importu gazu pochodziło z Rosji, a w I kwartale 2023 r. Polska w ogóle nie importowała rosyjskiego gazu¹⁵. Dążenia do dywersyfikacji oraz stopniowe odchodzenie od rosyjskich dostaw pomimo kryzysu umożliwiły utrzymanie bezpieczeństwa dostaw w sektorze gazowym. Import LNG i gazu przez Baltic Pipe stanowił 85% importu w I kwartale 2023 r. Gdyby nie Baltic Pipe, Polska mogłaby być zmuszona do ograniczenia swojego zużycia gazu nawet o 44% (rys. 3.2).

¹⁵ POLSKI INSTYTUT EKONOMICZNY, Polska w porę zdywersyfikowała źródła dostaw gazu, Tygodnik Gospodarczy, 13/2023.



Rysunek 3.2. Import gazu ziemnego w Polsce, 2018–2023, TWh
(źródło: Arthur D. Little, URE, GK ORLEN, ENTSOG)

* - gazociągi łączące Polskę z Niemcami, Czechami, Słowacją, Ukrainą i Litwą

Przed rosyjską inwazją gaz w Polsce płynął ze wschodu na zachód. Obecnie zaś płynie z zachodu na wschód i z północy na południe. W 2022 r. rozpoczęły pracę trzy nowe interkonektory: Baltic Pipe, Polska-Litwa i Polska-Słowacja. W ujęciu średniodobowym w I kwartale 2023 r. przełożyło się to na ponad trzykrotny wzrost importu gazu z kierunku północnego (LNG, Baltic Pipe, Litwa) w porównaniu do roku 2021. Niemcy z importera stali się eksporterem gazu (także z Polski). Kolejnym krokiem będzie budowa interkonektora Stork II, który ponad dwukrotnie zwiększy możliwości przesyłu gazu pomiędzy Polską i Czechami oraz budowa terminalu FSUR w Gdańsku.

Aktualna sytuacja międzynarodowa wpływa na wiele aspektów związanych z polityką energetyczną i powoduje konieczność zmiany podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności. Zaktualizowana polityka energetyczna musi uwzględniać suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych oraz pochodnych.

Polska Spółka Gazownictwa stawia na bezpieczeństwo dostaw z poszanowaniem środowiska naturalnego. Celem nadrzędnym jest niezawodne dostarczenie paliwa gazowego o ustalonych jakościowo parametrach, ale także zabezpieczenie i poprawne działanie całego systemu gazowniczego. Rośnie trend związany ze wzrostem roli układów pomiarowych i sterujących, co przeciwdziała zagrożeniom pochodzącego z cyberprzestrzeni dla całego systemu gazowniczego.

Kluczowym czynnikiem bezpieczeństwa energetycznego jest gwarancja zapotrzebowania na energię w okresie szczytowym (szczególnie zimą, w okresie grzewczym). Ten parametr ma

największe znaczenie przy planowaniu rozwoju sieci gazowej oraz prognozowaniu zużycia gazu, szczególnie przy uwzględnieniu produkcji ciepła i energii elektrycznej. System przesyłowy i dystrybucyjny musi być elastyczny i gwarantować stabilne i ciągłe dostawy (Grządzielski, 2024). Zmienność poborów gazu w cyklu dobowym stanowi wyzwanie dla projektantów sieci, a problemy mogą się pogłębić w przypadku, kiedy rozwój energetyki będzie opierał się na niepewnych źródłach OZE.

3.4. Zapotrzebowanie na energię i niepewność strategii energetycznej Polski w perspektywie do roku 2040 i uwarunkowania związane z rozwojem sieci gazowej

Według danych Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) zapotrzebowanie na gaz w Unii Europejskiej spadło w roku 2022 o rekordową wielkość 55 mld m³ (13%)¹⁶. Największe spadki miały miejsce w krajach Europy Północnej (w szczególności w Finlandii, na Litwie i w Szwecji). Najwięcej, bo około 20% w sektorze budowlanym (zarówno gospodarstw domowych, budynków komercyjnych i użyteczności publicznej). Spadki były efektem cieplejszej zimy, w konsekwencji mniejszego zapotrzebowania gazu na cele grzewcze. Spadek konsumpcji był także związany z wysokimi cenami i zmianą zachowania konsumentów, promowanym ograniczaniem ogrzewania i przestawianiem się na inne paliwa, jak i wzrostem skali ubóstwa energetycznego.

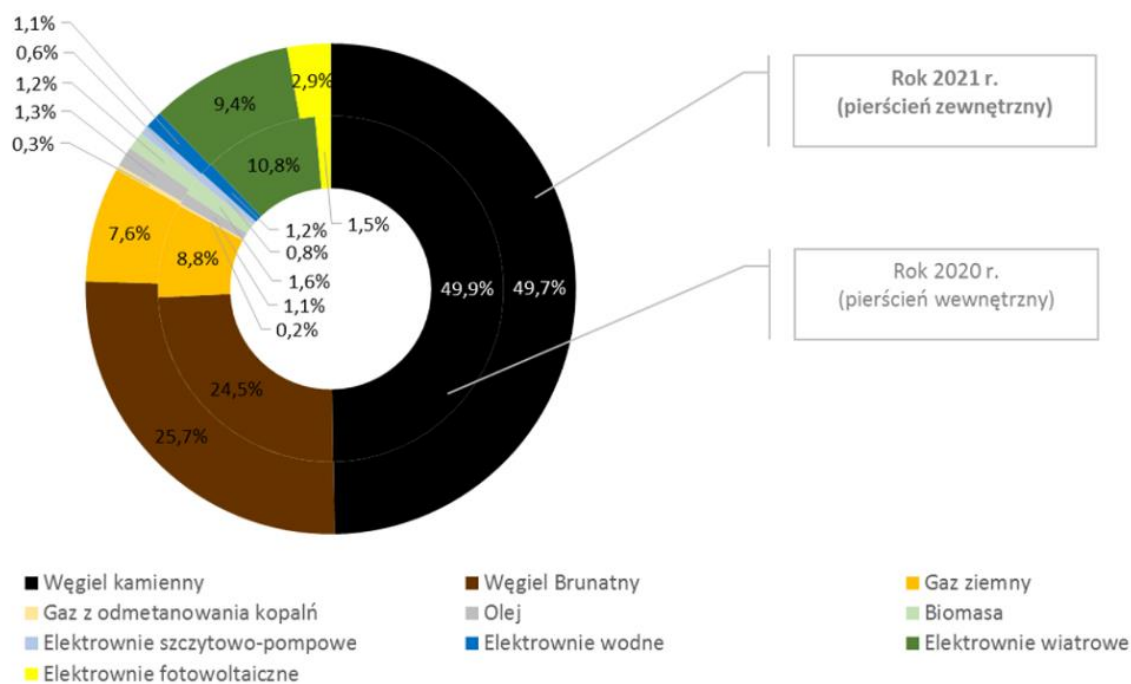
Duży spadek zużycia gazu odnotowano również w unijnym sektorze przemysłowym – o blisko 25 mld m³, czyli aż o 25% w porównaniu z rokiem 2021. Było to w głównej mierze wywołane reakcją na duże wzrosty cen gazu i wynikające z tego ograniczenia, a nawet wstrzymaniem produkcji i systematycznym przestawieniem się na import gazochłonnych produktów spoza UE (np. nawozów sztucznych).

Jedynym sektorem, w którym zużycie gazu w 2022 r. wzrosło w Unii Europejskiej w porównaniu z rokiem wcześniejszym był sektor elektroenergetyczny. Pomimo spadku konsumpcji energii (o 3%) oraz wzrostu zainstalowanych mocy farm fotowoltaicznych i wiatrowych, zwiększenie wykorzystania gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej było powiązane z dużymi spadkami produkcji energii z elektrowni jądrowych (głównie francuskich) oraz hydroelektrowni.

Na podstawie zakładanych celów w Polityce Energetycznej Polski do 2040 (PEP 2040) nie przewiduje się wykorzystania gazu ziemnego, jako paliwa do produkcji energii elektrycznej. Jedynie w przypadku braku produkcji energii ze źródeł OZE rozważa się skorzystanie z bloków gazowych. Mimo tego, prognozy wskazują wzrost udziału gazu ziemnego jako nośnika energii w miksie energetycznym. Przewiduje się, że do roku 2040 około 78% mocy zainstalowanych w jednostkach gazowych będą stanowiły elektrownie (wzrost z 16,9 TWh/1,54 mld m³ z roku 2020 do 66,6 TWh/6,06 mld m³ w roku 2040) (Ciborski, Osiadacz,

¹⁶ Ośrodek Studiów Wschodnich, Analiza: UE: rekordowy spadek popytu na gaz w 2022 roku, UE: rekordowy spadek popytu na gaz w 2022 roku (osw.waw.pl)

2019). Jednak nowe założenia aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku mają uwzględniać utrzymanie energetyki węglowej do czasu rozwoju energetyki jądrowej. Węgiel odpowiada obecnie za 75% produkcji energii w Polsce¹⁷ (Rys. 3.3). W roku 2040 jego udział ma zmaleć do 8% udziału w rynku, a udział OZE wzrosnąć do 50,8%, energetyka jądrowa ma odpowiadać za 22,6% miks energetyczny (Jakóbik, 2023).



Rysunek 3.3. Struktura produkcji energii elektrycznej w roku 2020 i 2021 (źródło: CIRE)

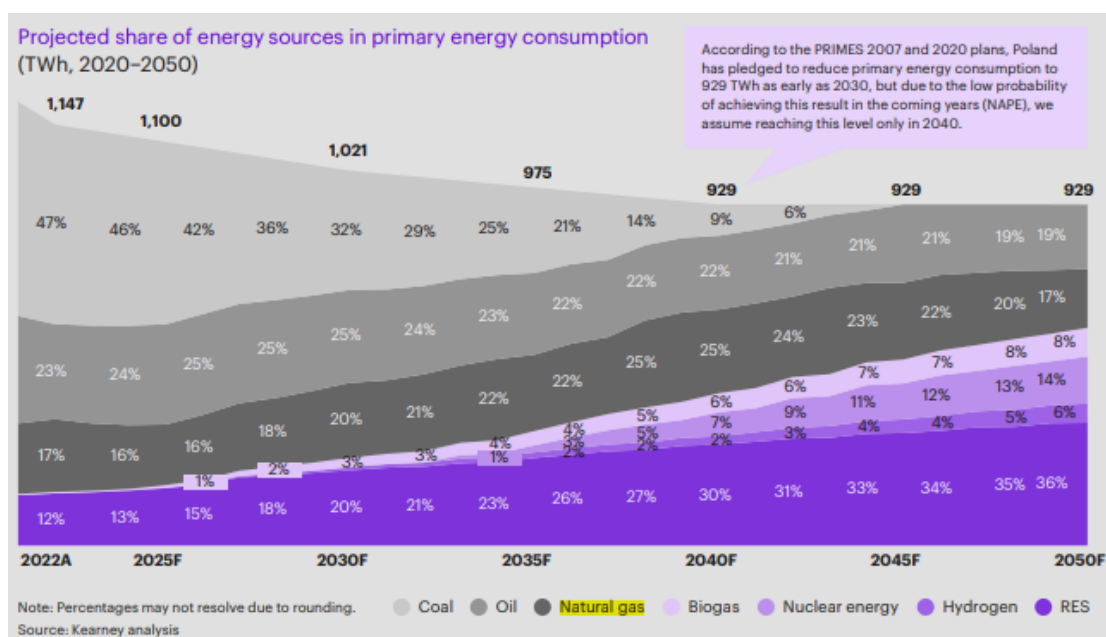
Zgodnie z projektem, OZE mają zapewniać 47% mocy wytwórczych w roku 2030. Próby powrotu do węgla mają zostać zablokowane. Polska utrzyma w miksie energetycznym węgiel, ale nowe elektrownie mają być jądrowe. Pomimo wzrostu udziału OZE oraz roli energetyki jądrowej, prognozy są dla gazu optymistyczne, PEP 2040 przewiduje wzrost jego zużycia w Polsce¹⁸.

Według raportu Karneya¹⁹ do roku 2050 udział gazu ziemnego w miksie energetycznym będzie utrzymywał się na stałym poziomie, i będzie wynosił od 16 do 25%. Według raportu krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie maleć, choć udział gazu ziemnego będzie większy niż obecnie (około 16% w 2024) – rysunek 3.4.

¹⁷ Produkcja energii elektrycznej z OZE - podsumowanie roku 2021, styczeń 2022, Produkcja energii elektrycznej z OZE - podsumowanie roku 2021 - OPINIE (cire.pl)

¹⁸ O 7,5 GW przewiduje się wzrost mocy wytwórczych gazu ziemnego, które mają zostać uruchomione do 2030 r. (źródło: Arthur D. Little)

¹⁹ Green horizons: Poland on the path to a sustainable future, KARNEY, 2024

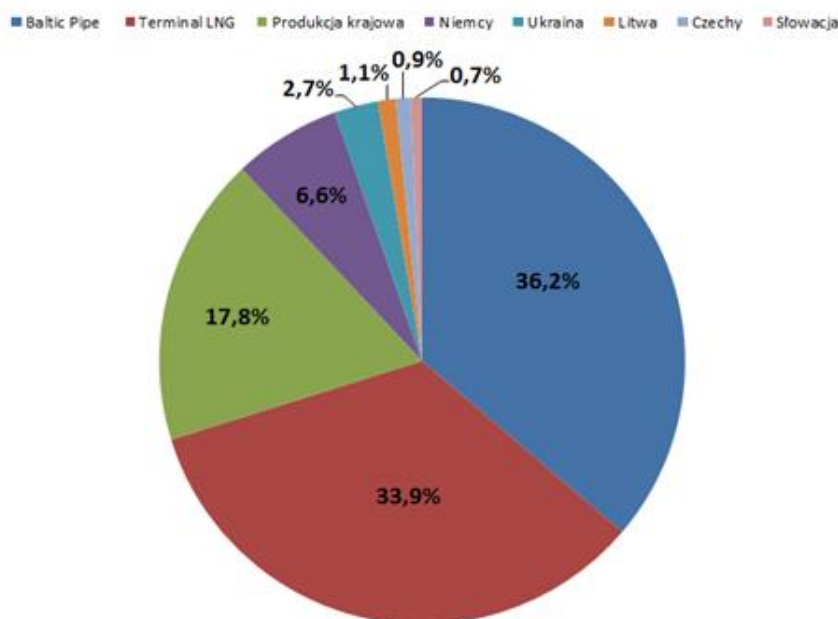


Rysunek 3.4. Prognozowany udział źródeł energii w zużyciu energii pierwotnej (źródło: Kearney)

Ponieważ Polska czeka na OZE oraz energetykę jądrową, następne lata mogą upłynąć na walce węgla z gazem ziemnym o prymat w energetyce. PEP 2040 roku obniża prognozę zużycia gazu, podobnie jak Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System (Chrulski, 2024). Wysokie i niestabilne ceny gazy podnoszą koszty produkcji energii w źródłach gazowych zwiększając atrakcyjność węgla, co było widoczne w trakcie kryzysu energetycznego w 2021 r. Te drugie zaś zwiększają atrakcyjność źródeł niskoemisyjnych, m.in. gaz ziemny. Jednak wszystkie warianty zakładają wzrost zapotrzebowania na gaz do 2025 roku. W roku 2025 szacuje się zapotrzebowanie na poziomie 21,8–26 mld m³ rocznie. Niższy pułap będzie osiągany przy zrównoważonych cenach uprawnień do emisji dwutlenku węgla, wyższy w razie jego dalszego wzrostu.

Te założenia nie są zbieżne z Krajowym Dziesięcioletnim Planem Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2024–33 przedłożonym do konsultacji w lutym 2022 roku (Jakóbiak, 2023). Gaz-System zakłada zapotrzebowanie Polski na gaz w 2023 roku w wysokości 16,6 mld m³, a w 2024 roku 16–19,4 mld m³ rocznie. Tymczasem aktualizacja PEP2040 zakłada już większe zapotrzebowanie w 2025 roku o 5,2–9,4 mld m³, zużycie gazu w 2030 roku na poziomie 22,8–27,6 mld m³, a w 2035 – 24,8–30,3 mld m³ (Jakóbiak, 2023).

W ciągu dwóch lat, struktura kierunku dostaw gazu ziemnego do Polski zmieniła się diametralnie. Obecnie aż 70% gazu ziemnego sprowadzana jest przez Baltic Pipe i Terminal LNG (rys. 3.5), i tendencja wzrostów transportu gazu z tego kierunku zostanie podtrzymana.



Rysunek 3.5. Struktura dostaw gazu ziemnego do Polski w 2023 r.
(źródło: ENTSOG, AGH)

Wyższe zapotrzebowanie z prognozy zawartej w aktualizacji PEP2040 roku w 2025 roku może zostać pokryte dzięki planowanej i istniejącej infrastrukturze. W 2025 r. gazoport ma osiągnąć przepustowość 10 mld m³ rocznie. W tym czasie w Zatoce Gdańskiej ma zacząć działać tzw. pływający gazoport FSRU o projektowanej przepustowości 6,1 mld m³ z możliwością powiększenia o 4,5 mld m³ rocznie. Gazociąg Baltic Pipe będzie działał z pełną mocą przesyłową o sumarycznej przepustowości 10 mld m³ rocznie. Poza tym w kraju wydobywany jest wolumen w wysokości 4 mld m³ rocznie. Planowane jest utrzymanie poziomu wydobycia. Sumarycznie, wielkości te dają około 30–34,5 mld m³ rocznie.

Jednakże zależność Polski od wahań cen gazu może mieć znaczenie dla konkurencyjności gospodarki, nawet w przypadku zachowania bezpieczeństwa dostaw. Aktualizacja Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku zakłada jedynie pomocniczą rolę importu energii oraz pokrywanie większości zapotrzebowania z elektrowni krajowych. Zapotrzebowanie na węgiel (kamienny) w energetyce ma być wyższe w przypadku niższych cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz drogiego gazu i wynieść 21 mln ton w 2030 roku (Jakóbik, 2023). Gdzie prognoza zapotrzebowania na gaz jest niższa, rośnie zużycie węgla brunatnego. Jeżeli ceny gazu będą wysokie, a ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla akceptowalne, gaz będzie odgrywał rolę drugoplanową na korzyść węgla, szczególnie brunatnego. Z kolei niższe ceny gazu i wyższe ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla będą promować gaz ziemny. Warunkiem technicznym skutecznej transformacji jest intensyfikacja rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz zapewnienie stabilnych mocy rezerwowych gwarantujących bezpieczeństwo i stabilność systemu (Moskwa, 2023). W momencie pojawienia się pierwszego reaktora jądrowego, konsekwentnie będą wygaszane źródła węglowe (Stachura 2023). Do roku 2030 planowane są inwestycje rzędu około 320 mld

zł, z czego około 120 mld zł przeznaczone zostanie m.in. na inwestycje w biogaz, biometan oraz zielony wodór (Moskwa, 2023).

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki z 2021 roku zapotrzebowanie ciepłownictwa na gaz sięgało 3 mld m³ rocznie. Zużycie gazu w sektorze ciepłowniczym w Polsce ma spaść do około 2 mld m³ rocznie w 2028 roku i około 1 mld m³ od 2035 roku, do zera w 2041 roku w scenariuszu minimalnym. Scenariusz maksymalny oznacza zużycie 12 mld m³ rocznie w 2028 roku, 10 mld m³ rocznie od 2035 roku i około 1 mld m³ od 2041 roku (Jakóbiak, 2023)²⁰. Nadal jednak gaz ziemny będzie postrzegany jako źródło sprawdzone i najlepiej dostępne dla przemysłu i dedykowane dużym systemom ciepłowniczym (Mielczarski, 2021, Grządzielski, 2024).

Uwzględniając nowe kalkulacje i perspektywy rozwoju, należy mieć na uwadze, że energetyka gazowa będzie jednym z głównych segmentów mających wpływ na wzrost zużycia gazu ziemnego w kraju. Tym samym, należy przygotowywać plany rozbudowy istniejącej i nowej sieci gazowej. Kwestią fundamentalną jest oszacowanie realnych przepustowości i rezerw istniejącej infrastruktury gazowej oraz oszacowanie maksymalnych poborów gazu w punktach wejścia/wyjścia systemu gazowniczego. Klienci powinni mieć zagwarantowane moce przesyłowe na zasadach ciągłych, co w przypadku wysokiego zapotrzebowania na gaz, może stanowić wyzwanie dla rozwoju sieci gazownicznych. O ile maksymalne roczne zapotrzebowanie energetyki gazowej jest kwestią dyskusyjną, o tyle parametry sieci gazowych i stacji zasilających muszą odpowiadać szczytowemu zapotrzebowaniu. Wymusza to potrzebę przewymiarowania infrastruktury gazowej względem odnotowanych, codziennych parametrów pracy systemu, co pociąga za sobą zwiększenie kosztów inwestycyjnych. Dlatego podejmowanie decyzji inwestycyjnych powinno uwzględniać długoterminowe plany rozwoju sieci i współpracy pomiędzy spółkami energetycznymi czy biogazowniami. A optymalizacja pracy sieci zapewni lepsze planowanie jak i wykorzystanie środków unijnych.

3.5. Inwestycje i prognozowanie zapotrzebowania na gaz ziemny w kontekście przyjętych strategii

W dobie transformacji energetycznej i dalszych prób dekarbonizacji sieci, bardzo ważne jest przygotowanie prognoz zużycia gazu dla różnych kategorii odbiorców. Dobór odpowiedniej metody prognostycznej będzie miał wpływ na planowanie rozwoju infrastruktury z uwzględnieniem potencjalnego, przyszłego rozwoju rynku, dzięki czemu możliwe będzie zoptymalizowanie wydatków inwestycyjnych. Zapewnienie rentowności infrastruktury gazownicznej będzie uwarunkowane od technicznych możliwości pracy sieci na roztworach gazowych zawierających dużą zawartość gazów zdekarbonizowanych, takich jak biometan i wodór (Tchorek, 2023).

²⁰ Raport Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu *Fit for 55* na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, maj 2023

Krótki lub średni horyzont czasowy w prognozie zużycia (do 10 lat) charakteryzuje się dużą zmiennością otoczenia rynku i wiążącą się z tym niepewnością, co do jakości i trafności prognoz (Ciborski, Osiadacz, 2019). Prognozy i ich regularne aktualizacje ograniczają ryzyko biznesowe, jednak nie zawsze mogą uwzględniać prawidłowy trend rozwoju rynku, a tym samym zapotrzebowanie na paliwo gazowe. Sukces strategii rozwoju zależy od wielu czynników. Kluczowym działaniem jest badanie obecnego potencjału rynkowego i prognoza wzrostu dla obszarów planowanych gazyfikacji (Wielgus, 2019). Planując inwestycje w sieć dystrybucyjną trzeba mieć na uwadze, że ich użyteczność i efektywność wyceniana jest na 40 lat. W konsekwencji czego, bardzo ważna jest poprawna estymacja przyszłych poborów aby projektowanej sieci nie przeszacować lub nie doszacować. Należy unikać sytuacji, aby zrealizowana inwestycja nie uwzględniała przyszłych potrzeb rynkowych i w niedalekiej przyszłości po jej zakończeniu niezbędna była jej rozbudowa lub dosilenie z dodatkowych kierunków (np. przy pomocy stacji LNG). Dlatego wszelkie działania na etapie koncepcyjnym i projektowym wpływające na koszty inwestycyjne, powinny być przeprowadzone na podstawie analiz hydraulicznych.

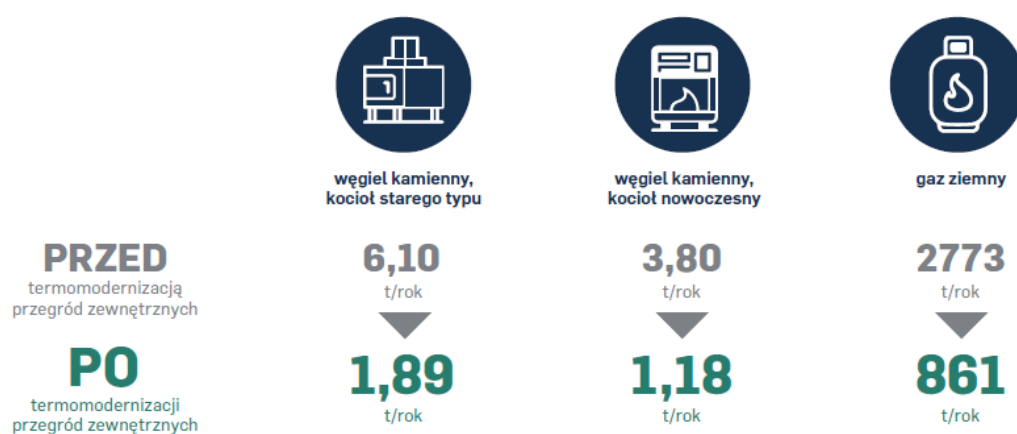
Każda grupa odbiorców posiada inne determinanty zapotrzebowania na gaz ziemny. Poza nimi na potrzeby sporządzania prognoz długoterminowych należy uwzględnić czynniki makroekonomiczne, takie jak np. zmiana PKB. Biorąc pod uwagę dominującą rolę PSG w krajowym systemie gazowniczym (97% udziału w krajowej sieci dystrybucyjnej), można założyć, że tempo gazyfikacji w skali Polski będzie uzależnione od działań inwestycyjnych Spółki. Odbiorcy przemysłowi są grupą klientów o największym wolumenie odbioru gazu. Jest to grupa wewnętrznie niejednorodna i bardzo rozdrobniona. Ich prognozy należy oszacowywać indywidualnie, biorąc pod uwagę przemysłowy charakter wykorzystania gazu (Chrulski, 2024).

Wszystkie prognozy zużycia gazu ziemnego przez przemysł czy odbiorców komunalnych są przedmiotem analiz zamierzeń inwestycyjnych w Polskiej Spółce Gazownictwa oraz Gaz-Systemie. Coroczne prognozy godzinowego zapotrzebowania na gaz opierają się na analizach przepływów strumieni gazu, wydatkach na stacjach zasilających oraz zmian popytu wynikającego z zapotrzebowania obecnych i przyszłych klientów, przy uwzględnieniu przede wszystkim historycznych minimalnych temperatur (Wielgus, 2019). Rozwój gospodarki jest determinantem wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny. Poprawa energochłonności przemysłu będzie wpływała na zmniejszenie użycia paliwa gazowego. Podobnie jak zmiany regulacyjne (unijne i krajowe) odnoszące się do emisji dwutlenku węgla oraz rosnących cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Ciepłownictwo jest zainteresowane przejściem na gaz ziemny (także z mocnym akcentem na biometan), jako alternatywy dotychczasowo stosowanych paliw. Szacuje się, że do roku 2040, udział gazu ziemnego w ciepłownictwie wzrośnie o 72% (Ciborski, Osiadacz, 2019). PSG ocenia potencjał wzrostu na gaz ziemny przez średnie źródła spalania (tj. do 50 MW) na poziomie około 4,5 mld m³.

W przypadku gospodarstw domowych, zauważalny jest spadek ilości przyłączanych odbiorców taryfy W1 i W2, często przyłączanych do lokalnych sieci ciepłowniczych. Nadal

jednak można zaobserwować wzrost odbiorców taryfy W3 (czyli odbiorców wykorzystujących gaz także do celów grzewczych). W 2019 r. w związku z intensywnym procesem gazyfikacji przyjęto, że Spółka będzie przyłączać do sieci około 84 tys. odbiorców indywidualnych rocznie, i był to poziom wyższy niż średni zaplanowany w strategii PSG na lata 2006–2022. Utrzymanie tak ambitnego celu wymagało nie tylko dużej determinacji, ale także zaangażowania znacznych środków inwestycyjnych przy zachowaniu konkurencyjnych cen paliwa gazowego, wzroście siły nabywczej społeczeństwa i zwiększania świadomości ekologicznej.

Czynnikiem, który zmniejsza zużycie gazu przez odbiorców komunalnych jest poprawa energochłonności bloków mieszkalnych i domów w wyniku przeprowadzonych prac termoizolacyjnych oraz stosowanie pieców o wysokiej sprawności konwersji. Szacowane są znaczące korzyści z zastosowania termomodernizacji domów jednorodzinnych (rys. 3.6) sięgających nawet kilkuset procent.



Rysunek 3.6. Zużycie wybranych rodzajów paliw dla domu jednorodzinnego przed i po termomodernizacji (źródło: 6paliwo.pl)

PSG szacuje, że w 2040r. ilość gospodarstw domowych przyłączonych do sieci gazowych będzie wynosiła około 9,4 mln, czyli blisko ⅓ wszystkich gospodarstw domowych oraz 73% gospodarstw posiadających dostęp do sieci gazowej w Polsce (Ciborski, Osiadacz, 2019). Jednak należy mieć na uwadze, że w dobie transformacji energetycznej i planowanej aktualizacji PEP 2040 całkiem możliwe, że zamierzone cele zostaną zmniejszone. W przypadku odbiorców komercyjnych (usługi i handel), ich obecne zużycie sięga około 10% całkowitego wolumenu gazu (około 1,6 mld m³/rok). W perspektywie 2040 szacuje się wzrost popytu na gaz ziemny do poziomu około 2,5 mld m³.

Rynek gazu ziemnego w Polsce nie jest nasycony, bez ingerencji czynników zewnętrznych, regulujących rynek energii w Polsce, należałoby oczekiwać dalszego, naturalnego wzrostu zużycia gazu w perspektywie najbliższych lat. Montaż nowych instalacji gazowych umożliwiających transport gazów zdekarbonizowanych zagwarantuje spełnienie wymogów ograniczenia emisji zakładanych w regulacjach unijnych i coraz bardziej restrykcyjnych norm (im bardziej restrykcyjne, tym wyższy finalny koszt). Łączne szacowane

zapotrzebowanie na gaz ziemny w roku 2040 wyliczono na 30,1 mld m³, co może być trudne do zrealizowania.

Sporządzenie pogłębionej analizy zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych regionach kraju wymaga opracowanie modelu prognostycznego. Analiza powinna być rozszerzona o kierunki rozwoju infrastruktury na potrzeby tranzytu czy eksportu za granicę, szczególnie w kierunku wschodnim (rys. 3.2). Taka długoterminowa, strategiczna analiza zużycia i kierunku rozwoju (także z uwzględnieniem sieci CNG i LNG), umożliwi lepsze planowanie działań inwestycyjnych, a w konsekwencji obniżenie kosztów eksploatacyjnych.

3.6. Ograniczenia istniejącej infrastruktury gazowniczej wpływające na poziom niskiej emisji

Niska emisja definiowana jest jako emisja szkodliwych pyłów i gazów na wysokości do 40 m będących wynikiem spalania paliw, przede wszystkim węgla i drewna, w domowych piecach, małych kotłowniach oraz z sektora transportu spalinowego (Sadlok, et al., 2014). Za zjawisko powstawania niskiej emisji odpowiada m.in. dwutlenek węgla, tlenek węgla, dwutlenek siarki, tlenki azotu, wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne oraz metale ciężkie i pyły zawieszone. Niska emisja często utożsamiana jest ze zjawiskiem smogu. Nie są to tożsame pojęcia, ponieważ smog jest zauważalnym zjawiskiem, które potwierdza występowanie niskiej emisji, zaś brak smogu nie jest równoznaczny z brakiem niskiej emisji na danym obszarze²¹.

Rozwój gazownictwa w Polsce ma pozytywny wpływ na jakość powietrza w kraju. Wprowadzenie błękitnego paliwa jako alternatywy dla tradycyjnych, bardziej zanieczyszczających paliw, znacząco zmniejszyło emisję szkodliwych substancji z przestarzałych pieców grzewczych oraz z transportu i przemysłu. Rozbudowa sieci PSG zwiększyła dostępność gazu jako źródła energii, co umożliwiło podłączenie do sieci nowych obszarów. Korzystają z tego nie tylko gospodarstwa, ale również zakłady przemysłowe, które dzięki przejściu z węgla na gaz ziemny, dodatkowo znacząco ograniczyły emisję dwutlenku siarki i tlenków azotu. Coraz więcej także elektrowni rezygnuje z węgla na rzecz gazu ziemnego. Dzięki temu zakłady energetyczne nie tylko emitują mniej zanieczyszczeń oraz gazów cieplarnianych, ale również dużo szybciej reagują na zmieniające się zapotrzebowanie na energię, wspierając bezpieczeństwo dostaw i stabilność systemu energetycznego. Gaz ziemny to idealny stabilizator uzupełniający odnawialne źródła energii (OZE), które są zależne od warunków pogodowych. W efekcie w 2020 r. emisja dwutlenku węgla na jednostkę energii elektrycznej z gazu ziemnego była o około 50% niższa niż w przypadku węgla, co pokazuje znaczące korzyści klimatyczne. Elektrownie gazowe, szczególnie te wykorzystujące technologie kogeneracyjne (CHP), mogą osiągać sprawność energetyczną na poziomie 60% lub wyższym, co jest znacznie wyższe niż w przypadku elektrowni węglowych.

²¹ <https://www.teraz-srodowisko.pl/sloownik-ochrona-srodowiska/definicja/niska-emisja.html>

PSG nie tylko rozbudowuje infrastrukturę gazową, ale również modernizuje ją przez co poprawia efektywność i bezpieczeństwo przesyłania gazu, redukując straty i zwiększając niezawodność dostaw. Inwestycje w nowoczesną sieć gazową pomagają również zmniejszyć emisje metanu, silnego gazu cieplarnianego. Przed OSD stoi szereg wyzwań związanych z wprowadzaniem wodoru do sieci gazowych w postaci roztworu gazowego z gazem ziemnym, co umożliwi osiągnąć bardzo dobre wyniki w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla, szczególnie w przypadku, kiedy wodór będzie produkowany z niskoemisyjnych źródeł. Podobnie będzie w sytuacji wprowadzania biometanu do istniejących sieci gazowych, wówczas zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych nastąpi bez konieczności budowy nowej infrastruktury.

Gazyfikacja, czyli proces dostarczania i wykorzystania gazu ziemnego jako źródła energii, ma znaczący wpływ na poprawę jakości powietrza w gminach. W Warszawie i Krakowie, dzięki intensywnym kampaniom antysmogowym, wprowadzenie gazu ziemnego, jako alternatywnego źródła ogrzewania, przyczyniło się do znaczących spadków poziomu pyłów zawieszonych w powietrzu w sezonie grzewczym i znacznej poprawy jakości powietrza. Przejście na gaz ziemny znacząco zredukowało emisję pyłów zawieszonych PM10 i PM2.5, które są głównymi składnikami smogu. Nowoczesne kotły gazowe emitują znacznie mniej pyłów zawieszonych w porównaniu do tradycyjnych pieców węglowych. Poza tym są bardziej efektywne, co oznacza, że na wytworzenie tej samej ilości energii zużywają mniej paliwa, tym samym emitują mniej zanieczyszczeń (np. dwutlenku węgla). W gminach, które dokonały pełnej gazyfikacji, emisja pyłów zawieszonych PM10 i PM2.5 spadła nawet o 80–90%, co korzystnie wpłynęło na zdrowie mieszkańców. W Krakowie od 2019 roku, kiedy wprowadzono zakaz używania paliw stałych, stężenia pyłów zawieszonych w mieście spadły nawet o 40% w okresie zimowym. Przejście na ogrzewanie gazowe również znacząco zmniejszyło emisję benzo(a)pirenu, rakotwórczego związku chemicznego. Zmniejszenie stężenia pyłów PM10 i PM2.5 w powietrzu prowadzi do istotnego spadku liczby hospitalizacji i przypadków zaostrzeń chorób układu oddechowego oraz wydłużenia życia mieszkańców.

Gaz ziemny emituje znacznie mniej tlenków azotu i praktycznie nie emituje dwutlenku siarki w porównaniu do spalania węgla i biomasy. Ograniczenie tych emisji zmniejszyło powstawanie kwaśnych deszczy oraz ryzyko występowania chorób serca i układu oddechowego. Tlenki azotu są głównymi składnikami smogu fotochemicznego oraz przyczyniają się do powstawania kwasu azotowego w atmosferze. Nowoczesne technologie spalania gazu ziemnego dodatkowo redukują emisję tlenków azotu poprzez zastosowanie niskotemperaturowego spalania i katalizatorów. Przyczynia się to do ograniczenia efektu cieplarnianego i wspiera realizację celów klimatycznych Polski. W skali globalnej przejście na gaz ziemny przyczyniło się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla o setki milionów ton rocznie.

Prawie 1,5 mln gospodarstw domowych wykorzystuje gaz ziemny do celów grzewczych, do tego około 3 mln odbiorców nadal korzysta z pieców na paliwo stałe. Nie jest możliwe, aby około 3 milionów nieruchomości przełączyć na źródła oparte na OZE i pompy ciepła. W tym bilansie energetycznym gaz ziemny nadal będzie istotnym sojusznikiem w walce o czyste

powietrze (Brzozowski, 2023). Liczne kampanie edukacyjne towarzyszące procesowi gazyfikacji zwiększają świadomość ekologiczną wśród mieszkańców, co sprzyja dalszemu wspieraniu działań na rzecz ochrony środowiska. Sukcesy osiągnięte w takich województwach jak małopolskie (np. w Krakowie czy Szczawnicy) czy śląskie (Rybnik) mogą stanowić inspirację dla innych obszarów kraju oraz innych państw borykających się z problemem zanieczyszczenia powietrza.

3.6.1. Analiza zmian jakości powietrza i korzyści dla wybranych obszarów o zwiększonym stopniu gazyfikacji

W związku z bardzo słabą jakością powietrza w województwie małopolskim, władze postanowiły podjąć realne działania mające na celu zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza. Wprowadzono w Małopolsce uchwałę antysmogową, która zakładała m.in., że od 1 lipca 2017 roku na terenie województwa nie można eksploatować nowego kotła na węgiel, drewno lub kominka o parametrach emisji gorszych niż wyznaczone w unijnych rozporządzeniach. Dodatkowo, wdrożono uchwałę antysmogową dedykowaną dla Krakowa, której głównym założeniem był całkowity zakaz stosowania paliw stałych. Od 1 września 2019 roku na terenie miasta dopuszcza się stosowanie w instalacjach spalania jedynie paliw gazowych bądź lekkiego oleju opałowego.

Zainicjowano programy społeczne mające na celu podniesienie świadomości społeczeństwa w kwestii dbania o odpowiednią jakość powietrza. Uruchomiono także dotacje, które stanowiły wsparcie finansowe dla mieszkańców w trakcie realizacji założeń uchwały antysmogowej. Zgodnie z danymi opublikowanymi przez Departament Środowiska przy Urzędzie Marszałkowskim Województwa Małopolskiego w latach 2017–2023 na terenie Małopolski zlikwidowano ponad 95 000 kotłów i pieców wykorzystujących paliwa stałe²². Warto zwrócić uwagę, że niemalże 1/6 tej wielkości stanowią piece na paliwa stałe zlikwidowane w Krakowie, to jest około 14 700 palenisk²³. Usunięte piece na paliwa stałe zastąpiono przede wszystkim kotłami gazowymi. Dla przykładu w 2023 roku w Małopolsce zlikwidowano nieefektywne źródła ciepła na paliwa stałe w 12 332 obiektach budowlanych (rys. 3.7) i zastąpiono je w 62% instalacjami gazowymi.

²² <https://powietrze.malopolska.pl/program-ochrony-powietrza/efekty-realizacji/>

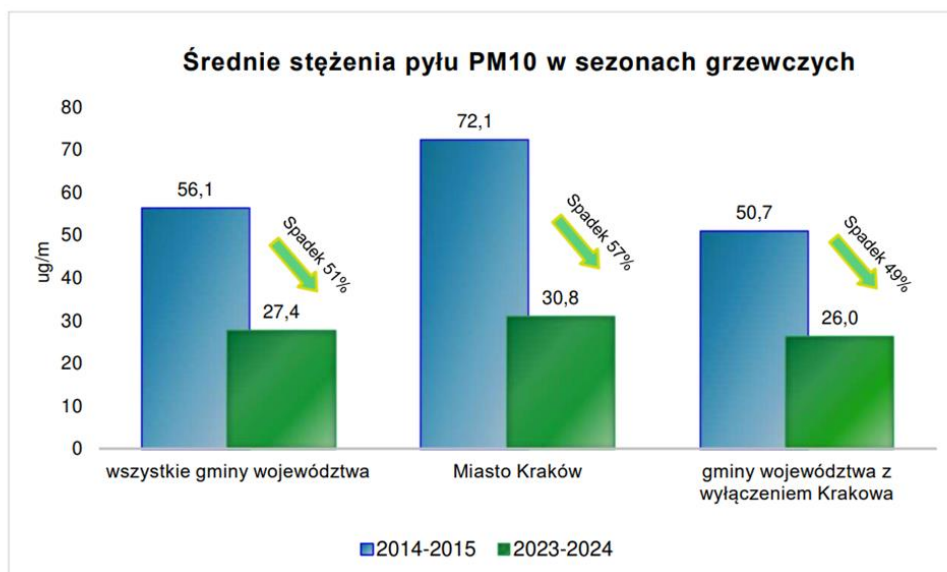
²³ ibidem



Rysunek 3.7. Liczba zlikwidowanych przestarzałych kotłów na paliwa stałe w Małopolsce w latach 2013-2023 (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023)

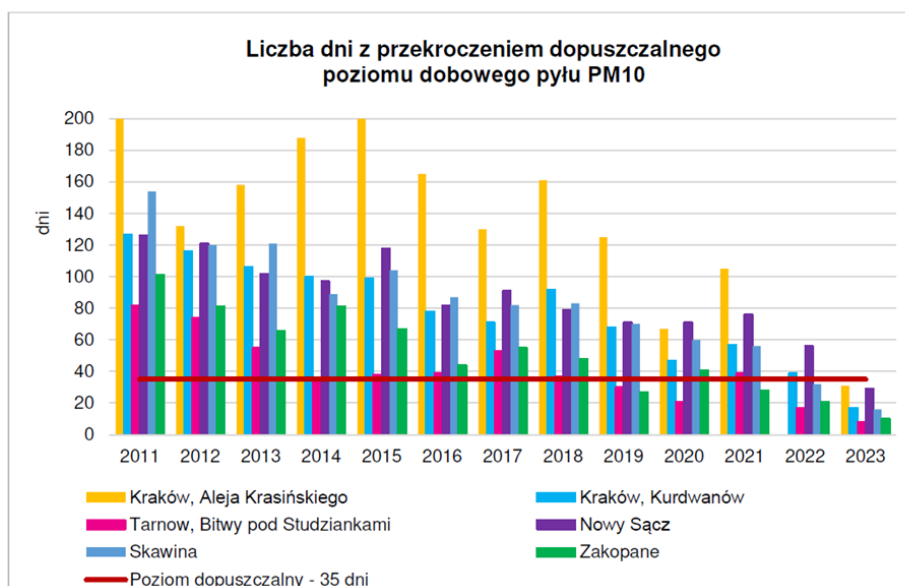
Zmiana sposobu ogrzewania lokali z paliw stałych na kotły gazowe, a tym samym przyłączenie tak dużej liczby nowych odbiorców możliwe były dzięki rozbudowanej i ciągle rozwijanej infrastrukturze rurociągów należących do PSG. Jednocześnie zwiększenie liczby gospodarstw domowych z kotłami gazowymi sprawiło, że w Małopolsce i Krakowie odnotowano znaczną poprawę jakości powietrza, szczególnie widoczną w sezonie grzewczym od października do marca.

Na przestrzeni ostatnich lat odnotowano wyraźny spadek ilości PM₁₀. Średnie stężenie pyłu PM₁₀ pomiędzy sezonem zimowym 2014–2015 (okres przed wprowadzeniem uchwały antysmogowej dla Krakowa i Małopolski), a sezonem 2023–2024 spadło w Małopolsce o 51%, a w samym Krakowie aż o 57%, a poza o 49% (rys. 3.8).



Rysunek 3.8. Średnie stężenia pyłu PM10 w poszczególnych sezonach grzewczych dla stacji pomiarowych (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023)

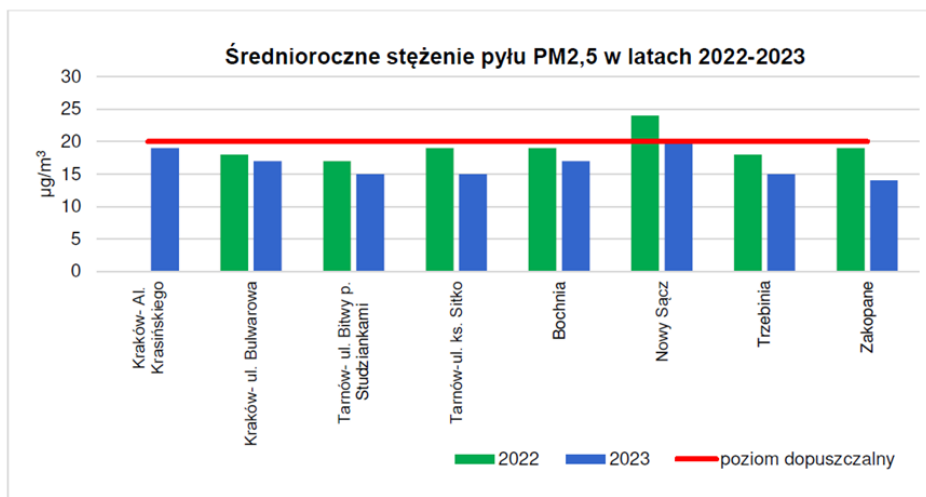
Analizując liczbę dni z przekroczeniem dopuszczalnego poziomu dobowego pyłu PM10 w ciągu ostatnich 13 lat obserwujemy znaczne zmniejszenie liczby dni, w trakcie których została przekroczona dopuszczalna norma (rys. 3.9) ²⁴.



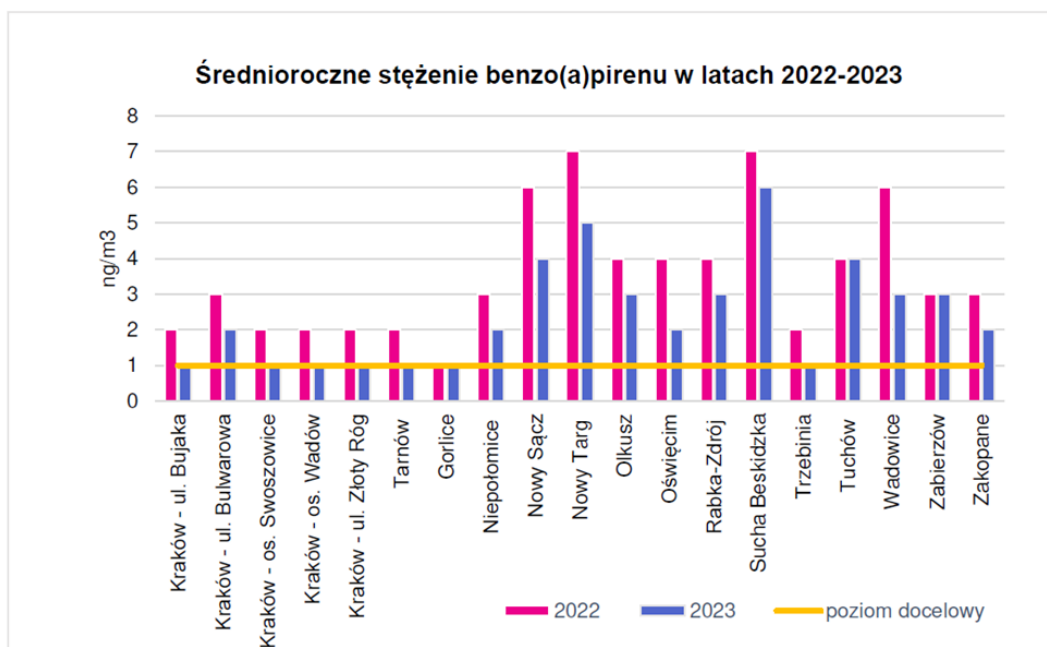
Rysunek 3.9. Liczba dni z przekroczeniem poziomu dopuszczalnego PM10 na wybranych stacjach w województwie małopolskim w latach 2011 – 2023 (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023)

²⁴ Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023

W kwestii stężenia pyłu PM 2,5 zgodnie z danymi opublikowanymi przez Główny Inspektorat Ochrony Środowiska w 2023 roku, nie wykazano przekroczeń ilości pyłu PM2,5 w 2023 roku (Rys. 3.10). Również wartości bezno(a)pienu w powietrzu w Małopolsce mają tendencję spadkową (Rys. 3.11).



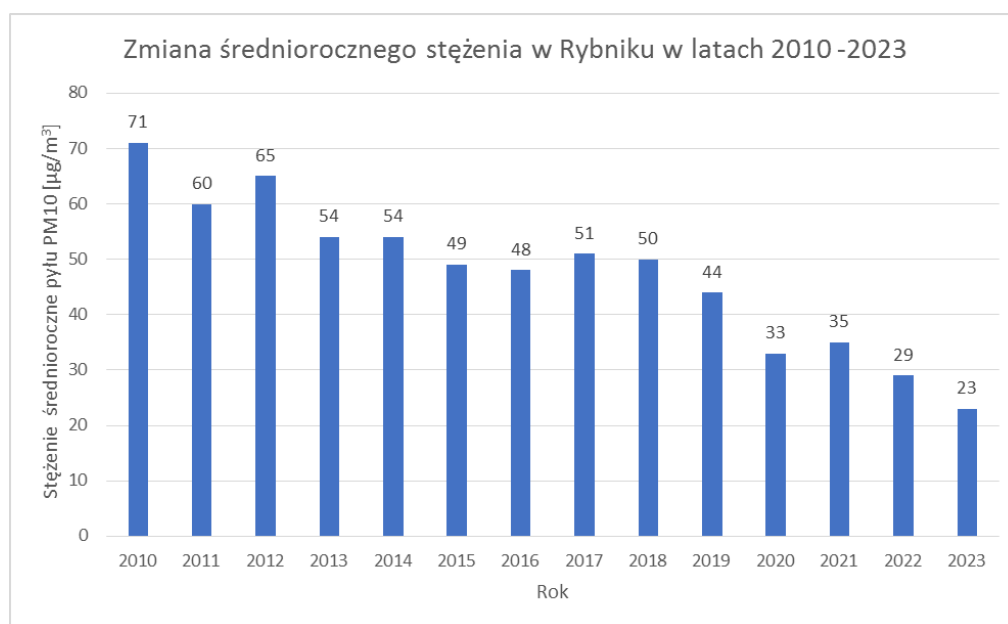
Rysunek 3.10. Średnioroczne stężenia pyłu PM2.5 na wybranych stacjach w Małopolsce w latach 2022-2023 (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023)



Rysunek 3.11. Średnioroczne stężenie benzopirenu na wybranych stacjach w Małopolsce w latach 2022-2023 (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023)

Zimą 2017 roku odnotowano tak złą jakość powietrza w Rybniku, że lokalne władze zmuszone były do podjęcia decyzji o zamknięciu szkół. Dopuszczalne normy stężenia poszczególnych zanieczyszczeń były znacząco przekroczone. W związku zaistniałą sytuacją miasto Rybnik podjęło działania mające na celu podniesienie świadomości społeczeństwa o konieczności zmian oraz uruchomienie wsparcia finansowego w kwestii termomodernizacji budynków, wymiany nieefektywnych źródeł ciepła itp. Prowadzone działania przyczyniły się do wyraźnej poprawy jakości powietrza w mieście. Wartość średniorocznego wskaźnika stężenia pyłów PM10 w 2023 roku oscylowała na poziomie 23 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Jest to najniższy wynik w historii prowadzonych pomiarów oraz mieści się poniżej dopuszczalnej maksymalnej normy stężenia PM10, wynoszącej 40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Dodatkowo, liczba dni z przekroczeniem normy PM10 w 2023 osiągnęła na przestrzeni ostatnich lat spektakularny wynik 16 dni (Stachura, 2024).

Na rysunkach 3.12 i 3.13 porównano i zobrazowano wyniki danych historycznych ze stacji pomiarowej przy ul. Borki w Rybniku, które przedstawiają znaczące zmiany w jakości powietrza odnotowane w mieście na przestrzeni kilku lat.



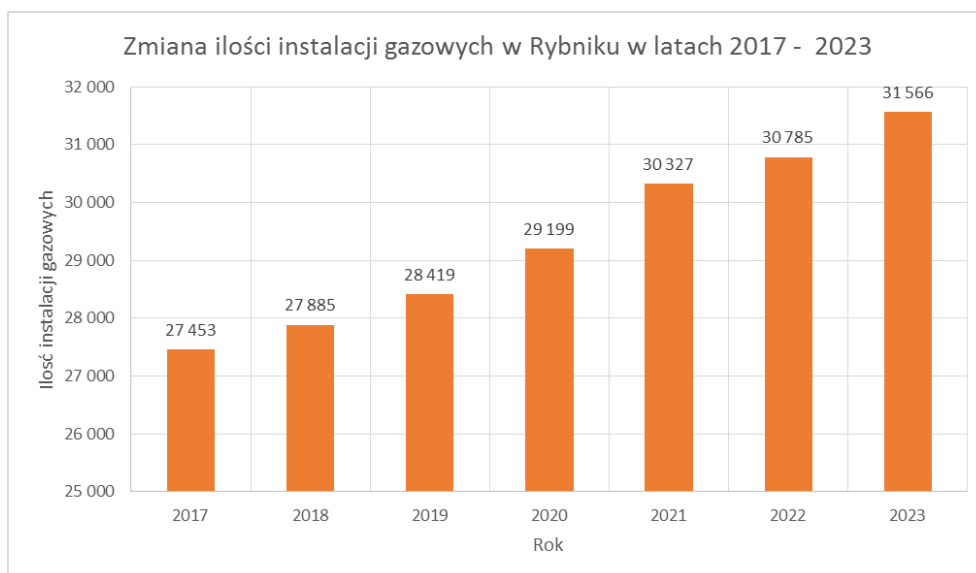
Rysunek 3.12. Zmiana średniorocznego stężenia PM10 w Rybniku w latach 2010 – 2023 (źródło: opracowanie własne na podstawie²⁵)

W ciągu ostatnich 13 lat zarejestrowano znaczącą poprawę jakości powietrza w Rybniku, a skutki prowadzonych działań są realnie widziane oraz odczuwane przez mieszkańców w stosunkowo krótkim czasie. W okresie od września 2018 do września 2023 Rybniczanie złożyli 6270 wniosków do programu „Czyste Powietrze”²⁶. Jest to najlepszy wynik w skali całego kraju.

²⁵ <https://www.rybnik.eu/dla-mieszkancow/aktualnosci/aktualnosc/powietrze-znowu-lepsze>

²⁶ Ibidem

W ostatnich latach inwestowano w rozwój infrastruktury gazowej na terenie województwa śląskiego. Biorąc pod uwagę tendencję wzrostową w ilości montażu nowych instalacji gazowych w Rybniku w latach 2017 – 2023 można założyć, że znaczną część palenisk na paliwa stałe zastąpiono bardziej efektywnymi kotłami na gaz ziemny (rys. 3.13).



Rysunek 3.13. Zmiana ilości instalacji gazowych w Rybniku w latach 2017–2023 (źródło: opracowanie własne)

Rozwój gazownictwa w Polsce okazał się kluczowym elementem w walce z zanieczyszczeniem powietrza i poprawą jakości życia mieszkańców. Przejście na gaz ziemny, jako główne źródło energii grzewczej i przemysłowej, przyczyniło się do znaczącej redukcji emisji szkodliwych substancji, takich jak pyły zawieszone, tlenki azotu, dwutlenek siarki i wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne. Dzięki intensywnej gazyfikacji, szczególnie w miastach i regionach najbardziej dotkniętych problemem smogu, Polska osiąga wymierne korzyści ekologiczne i zdrowotne.

Polska Spółka Gazownictwa aktywnie włącza się w inicjatywy samorządowe wspierając gminy w walce o czyste powietrze. Organizowane są sesje edukacyjne dla samorządów, gdzie prezentowane są wyniki i korzyści płynące z szerszego zastosowania błękitnego paliwa. Realizowane są wspólne projekty inwestycyjne, w których PSG odgrywa kluczową rolę w tworzeniu lokalnych planów energetycznych.

Spółka wdraża nowe technologie w zakresie materiałoznawstwa oraz telemetrii, coraz częściej decyzje inwestycyjne opiera na zaawansowanych narzędziach informatycznych, takich jak sztuczne sieci neuronowe oraz symulacje sieci gazowych. Metody oraz ich praktyczne zastosowanie zostanie przedstawione w dalszych rozdziałach pracy.

Przeprowadzane symulacje oraz dynamiczna kontrola zmiany ciśnienia w modelowaniu pracy sieci pozwala na wykazanie korzyści z zastąpienia paliw stałych gazem ziemnym. Symulacje umożliwiają integrację gazu ziemnego z odnawialnymi źródłami energii (np. biometanem, wodorem), co umożliwia tworzenie bardziej zaawansowanych i

zrównoważonych systemów energetycznych. Wykonywane symulacje uwzględniają scenariusze emisji zanieczyszczeń powietrza przy różnych konfiguracjach sieci i sposobach użytkowania gazu, co pozwala na wybór najbardziej ekologicznych rozwiązań.

Rozwój gazownictwa w Polsce jest krokiem milowym w kierunku zdrowszego i bardziej zrównoważonego środowiska. Długoterminowe korzyści z tego procesu będą odczuwalne zarówno na poziomie lokalnym, jak i globalnym.

4. Proces dekarbonizacji sieci gazowej

Działania Unii Europejskiej zmierzające do dekarbonizacji gospodarki, czyli ograniczenia emisji dwutlenku węgla do zera, powodują stopniowe odchodzenie od energetyki opartej na węglu (Nagy, 2019). Należy się spodziewać, że w ciągu najbliższych lat przemysł gazowniczy będzie pod silną presją opinii publicznej i regulacji unijnych w zakresie redukcji i eliminacji dwutlenku węgla, choć to właśnie przemysł gazowniczy może znacząco przyczynić się do dekarbonizacji sektora energetycznego poprzez dostarczenie na rynek paliwa o niskim współczynniku emisji (Dobski, Ślefarski, 2018).

Wizje rozwoju OZE prezentowane są bardzo optymistycznie. Energetyka przyszłości ma być rozwijana bezemisyjnie i z korzyścią dla środowiska, zapewniając niskie ceny dla końcowych użytkowników. Społeczeństwo przyszłości ma być nowoczesne i niskoemisyjne. Świetlane plany (i dostosowane do nich regulacje) transformacji energetycznej mają zapewnić bezpieczeństwo i szybki wzrost nowych inwestycji opartych na źródłach odnawialnych.

Niestety dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej nie odpowiada trendom ostatnich lat, a z samych OZE (energii elektrycznej) uzyskuje się maksymalnie 17% i udział ten nie ma oczekiwanej tendencji wzrostowej. Energetyka wiatrowa na morzu powinna wygenerować 5,9 GW rocznie do 2030, a w 2040 aż 11 GW²⁷, pierwszy odbiór energii z turbin morskich powinien mieć miejsce w 2026, niestety opóźnienia są nieuniknione.

W kontekście rozwoju biogazowni i gospodarki wodorowej, na obecną chwilę stan sieci jest niezadawalający, w efekcie czego mają miejsce odmowy przyłączeń nowych mocy i pierwsze problemy z przejęciem mocy generowanej przez biometanownie. Możliwości generowania „niebieskiego wodoru” będzie wynikiem oddziaływania wielu elementów, takich jak np. ilość nadmiarowej energii elektrycznej, dostępność elektrolizerów, możliwości magazynowania czy mieszania się z gazem ziemnym. Energetyka jądrowa pomimo sygnalizowanych krótkich terminów, nie zmieni stanu rzeczy przed 2035, nawet jeśli z sukcesem uda się rozwiązać kwestię jej finansowania.

Polska energetyka oparta jest na jednostkach wytwórczych opalanych węglem. Jeszcze na koniec 2018 r. źródła węglowe zapewniały ponad 70% mocy. W tym samym czasie udział bloków zasilanych gazem ziemnym wynosił zaledwie 6% (Ciborski, Osiadacz, 2019).

²⁷ CIRE.PL, Produkcja energii elektrycznej z OZE – podsumowanie roku 2021, styczeń 2022, Produkcja energii elektrycznej z OZE – podsumowanie roku 2021 – OPINIE (cire.pl)

Wypełnienie zobowiązań krajowych dotyczących redukcji emisji wymaga budowy i uruchomienia źródeł „zeroemisyjnych” (takich jak np. energetykę jądrową i OZE), w których produkcja energii odbywa się z pominięciem spalania węglowodorów. Większość podejmowanych działań proekologicznych kwestionuje zasadność stosowania paliw kopalnych w energetyce. Jak można sobie wyobrazić istnienie niskoemisyjnych systemów jądrowych współpracujących z OZE, tak trudno wyobrazić sobie energetykę nie będącą opartą na gazie ziemnym w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i stabilności systemu energetycznego. Dzięki magazynom gazu możliwa jest łatwiejsza i tańsza stabilizacja pracy systemu energetycznego (Dobski, Ślefarski, 2018).

Wśród ekspertów rynku paliw panuje skądinąd uzasadnione przekonanie, że gaz ziemny będzie paliwem długotrwale (lub wiecznie) przejściowym w gospodarce (Nagy, 2020). Gaz ziemny ma potencjał, aby zastąpić węgiel i pełnić rolę paliwa przejściowego w ciągu najbliższych 10–15 lat. Należy się spodziewać, że zużycie gazu w Polsce może w najbliższym czasie wzrosnąć. W IV kwartale 2023 zapotrzebowanie na gaz w Polsce przekroczyło historyczne maksima z ostatnich 5 lat, z uwagi na niskie temperatury popyt na gaz ziemny był szczególnie wysoki w styczniu 2024 r. kiedy przekroczył 20TWh (Arthur D. Little, 2024)²⁸. Czynniki takie jak cele dekarbonizacyjne, środki regulacyjne, rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną mogą być motorem napędowym. Z drugiej strony, gaz ziemny może być narażony na negatywne szoki popytowe i podażowe. Na rynek gazu może mieć wpływ zapowiadany system handlu prawami do emisji dwutlenku węgla, który do 2027 r. ma objąć także gaz²⁹. Według opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej³⁰ czy Atlantic Council (Johnston et al., 2019), gaz będzie stanowił paliwo przejściowe jeszcze przez przynajmniej kilkadziesiąt lat, znacznie przekraczając linię graniczną ustanowioną na rok 2050 (Nagy, 2020). Obecnie można zaobserwować tendencję ‘zachęt’ do wdrażania drogich, nowych technologii ekologicznych poprzez windowanie wysokich opłat emisyjnych dwutlenku węgla i *proekologiczne* działania regulacyjne na poziomie Unii. Rozwiązaniem tej sytuacji byłoby przeznaczenie środków z opłat za emisję dwutlenku węgla na wdrażanie nowych technologii opartych na OZE. Niestety na obecną chwilę takie decyzje nie zostały podjęte.

Komisja Europejska zakłada siedem głównych kierunków działania w celu ograniczenia niskiej emisji oraz osiągnięcia tzw. „neutralności klimatycznej” w 2050 roku³¹ (Nagy, 2020).

1. Ogrzewanie budynków ma być oparte na źródłach OZE, gazie ziemnym wzbogaconym wodorem czy biometanem.
2. Do roku 2050 ponad 80% energii elektrycznej ma pochodzić z OZE, 15% z energetyki jądrowej. Rola gazu będzie marginalizowana. Nadmiarowa ilość energii elektrycznej będzie wykorzystywana w ramach technologii „Power-to-Gas” do wytwarzania wodoru,

²⁸ [Rynek energii w Polsce 2024. Arthur D. Little.pdf \(adlittle.com\)](#)

²⁹ ibidem

³⁰ WORLD ENERGY OUTLOOK, World Energy Outlook 2019 – Analysis - IEA, 2019

³¹ EUROPEAN GREEN DEAL, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, Brussels, 2019

tym samym zaistnieje możliwość magazynowania energii. Planowane jest „zazielenie gazu ziemnego” poprzez dodanie gazu ziemnego z zawartością gazów odnawialnych.

3. Planowana jest budowa systemu transportowego w oparciu o technologie niskoemisyjne. Za ponad 20% emisji dwutlenku węgla na świecie odpowiada sektor transportu. Pomimo rozwoju nowych technologii w przemyśle samochodowym, w Polsce od roku 1990 ilość emisji dwutlenku węgla w transporcie wzrosła aż o 50%. Podobna tendencja wzrostowa jest zauważalna w innych krajach Europy, dlatego Unia Europejska w marcu 2023 zdecydowała się wprowadzić restrykcję zakazującą rejestracji samochodów spalinowych po roku 2035. Gazy odnawialne i gaz ziemny mogłyby przyczynić się do planowanych zmian i zmniejszenia emisji. Pojazdy gazowe emitują do 97% mniej cząstek stałych i do 85% mniej związków azotu w porównaniu z olejem napędowym. Ponadto emisje dwutlenku węgla są mniejsze o około 25%, a udział ten można zwiększyć poprzez dodanie biometanu lub gazów „odnawialnych”. Technologie oparte na technologii wodorowej, wykorzystujące m.in. paliwo wodorowe mają stać się konkurencyjne, ale w perspektywie długoterminowej, po roku 2035. „Bezemisyjne” technologie bateryjne nie są jednak neutralne emisyjnie, ponieważ ich produkcja i utylizacja wiąże się z produkcją dwutlenku węgla. Do roku 2040 alternatywą dla transportu drogowego może stać się technologia LNG i CNG.
4. Rozwój gospodarki o obiegu zamkniętym (model produkcji i konsumpcji, który polega na wielokrotnym wykorzystaniu towarów i materiałów odzyskiwanych dzięki recyklingu). Zielony wodór czy biomasa mogą zająć miejsce paliw kopalnych jako surowiec dla procesów przemysłowych (np. hutnictwa).
5. Poprzez rozbudowę „interkonektorów” UE planuje zwiększenie współpracy transgranicznej pomiędzy państwami członkowskimi. Rozwój sieci gazowej ma być wspomagany poprzez tworzenie tzw. „sieci inteligentnych”.
6. Gospodarka oparta na biopaliwach będzie bazowała m.in. na wykorzystaniu biogazu w gazownictwie. Produkcja wodoru z elektrolizy i dodawanie go jako składnika gazu ziemnego również będzie wpływać na obniżenie emisji dwutlenku węgla.
7. Eliminacja emisji dwutlenku węgla poprzez jego wychwytywanie i podziemne składowanie. Problemem do rozwiązania pozostaje pozyskanie społecznej akceptacji tego typu magazynowania. Technologia ta umożliwi znaczne obniżenie emisyjności dwutlenku węgla (nawet do 90%).

Cele ograniczenia emisyjności w obszarze gazownictwa nie obędą się bez uruchomienia programu modernizacji infrastruktury gazowej przyjaznej wodorowi. Uważa się, że obniżenie emisji w gazownictwie będzie najważniejszym wyzwaniem innowacyjnym najbliższej dekady w branży (Tarka, 2020). Pomimo planowanych nakładów na rozwój gospodarki niskoemisyjnej i programów rozwoju OZE w Unii Europejskiej, wszystko wskazuje na to, że do roku 2050 paliwa kopalne, w tym także gaz ziemny nadal będzie jednym z głównych źródeł energii napędzających światową gospodarkę.

Uzgodnienie wizji przyszłego projektu paliwowo-energetycznego będzie miało ogromne znaczenie dla zapewnienia spójności NATO. Byłby to bardzo ważny sygnał dla przemysłu

obronnego, aby utrzymać spójność sił Sojuszu. Ważne jest, aby podejmowane przez polityków decyzje nadal gwarantowały, że procesy dekarbonizacji nie będą miały negatywnego wpływu na zdolności obronne³². Osiągnięcie celów klimatycznych, które leżą u podstaw transformacji energetycznej, przełoży się na wzrost zapotrzebowania i produkcję wielu minerałów i pierwiastków ziem rzadkich. Miejsca wydobywania surowców są silnie skoncentrowane, bardziej niż w przypadku ropy i gazu. Faktycznie, są one przede wszystkim zlokalizowane w krajach, które są strategicznymi konkurentami NATO, mianowicie w Chinach czy Rosji oraz regionach o niestabilnej sytuacji politycznej (Guillaume, 2020). Dlatego państwa Sojuszu powinny stworzyć własne, niezawodne łańcuchy dostaw oraz wdrożyć koncepcje gospodarki obiegu zamkniętego w celu ich recyklingu. Przede wszystkim w celu właściwej i racjonalnej transformacji energetycznej, z uwzględnieniem bezpieczeństwa narodowego, państwa członkowskie powinny zobowiązać się do przyspieszenia dywersyfikacji źródeł energii w celu jak najszybszego uniezależnienia się od rosyjskich paliw kopalnych. Powinny zwiększyć odporność energetyczną poprzez zagwarantowanie bezpiecznych dostaw i ograniczenie obecnych, z kierunku wschodniego. Sojusznicy powinni także usprawnić łańcuch dostaw paliw NATO, w tym zainwestować w system rurociągów (np. w celu transportu i produkcji paliwa lotniczego) na wschodniej flance Sojuszu.

Państwa członkowskie UE ustaliły wspólne stanowisko negocjacyjne w sprawie zasad rynku wewnętrznego w odniesieniu do „zielonych” gazów oraz wodoru, czyli tzw. pakietu gazowego. Jego celem jest przedstawienie mapy drogowej dla sektora gazowego w zakresie jego transformacji w stronę gazów odnawialnych i niskoemisyjnych takich jak biometan i wodór. Przewiduje się, że kontrakty długoterminowe na gaz ziemny nie powinny być przedłużane poza rok 2049, co w obecnej sytuacji wydaje się być bezpodstawne i nierealne, tym bardziej że węgiel z miks energetycznego ma zostać wycofany do roku 2049, a dla przemysłu póki co nie ma innych opłacalnych alternatyw (Arthur D. Little, 2024). Oczywiście aby móc realizować zakładane cele, w projekcie rozporządzenia pojawiają się zapisy dotyczące specjalnych taryf i zniżek taryfowych dla wdrażanych technologii wodorowych i gazów odnawialnych.

Wszystko wskazuje na to, że do czasu aż nie powstanie pierwsza elektrownia jądrowa, gaz ziemny będzie wykorzystywany w gospodarce, sukcesywnie uzupełniany biometanem i wodorem oraz pozostanie kluczowym strategicznym nośnikiem energii w transformacji energetycznej UE. Polska Spółka Gazownictwa stara się sprostać wszystkim wyzwaniom ekonomicznym i technologicznym, i dostosować sieć gazową do odbioru i przesyłu biometanu. Prowadzone są badania nad przesyłem i spalaniem wodoru, ale zastąpienie krajowego zużycia gazu ziemnego przez wodór w ciągu najbliższych kilkunastu lat jest nierealne. Szacuje się, że przy 20 mld m³ gazu ziemnego potrzebne by było około 2 mld m³ wodoru, do produkcji którego należałoby zużyć około 20 mld m³ wody (Henryk, Zawartko, Jakóbiak, 2023). Proces ten odbyłby się ogromnym kosztem dla środowiska naturalnego.

³² BiznesAlert.pl, Ekspert przy NATO: Dekarbonizacja sił zbrojnych państw Sojuszu skomplikuje logistykę energetyczną, <https://biznesalert.pl/nato-ekspert-dekarbonizacja-militaria-nato-bezpieczenstwo/>

Dlatego PSG koncentruje się na przesyłce biometanu. Zazielenienie gospodarki nie nastąpi szybko, będzie to długotrwały proces wymagający silnego wsparcia ze strony Rządu. Polska Spółka Gazownictwa deklaruje gotowość do przesyłu biometanu siecią dystrybucyjną i przesyłową. Do kwietnia 2023 r. do PSG wpłynęło 141 wniosków o przyłączenie podmiotów chcących produkować biogaz lub biometan³³. Łączny wolumen wytwarzanego przez nich biogazu/biometanu szacunkowo wynosi około 460 mln m³ rocznie. Stanowi to niewielki procent potencjału rynku, ale zainteresowanie podmiotów przyłączeniem biogazowni do sieci gazowej systematycznie rośnie. Wykorzystanie oczyszczonego biogazu w długoterminowej perspektywie w znaczący sposób poprawi bezpieczeństwo energetyczne Polski i umożliwi spełnienie celów unijnych w zakresie dekarbonizacji. Jednak w tym celu niezbędne są dodatkowe środki inwestycyjne związane ze zwiększeniem chłonności sieci, które szacowane są na około 500 mln zł³⁴.

4.1. Neutralność klimatyczna

Neutralność klimatyczna definiowana jest niejednoznacznie, ogólnie oznacza maksymalne ograniczenie emisji dwutlenku węgla w obszarze transportu, energetyki, przemysłu wraz ze zrównoważeniem (zbilansowaniem) emisji, których nie udało się ograniczyć poprzez działania mające na celu ich pochłanianie, np. poprzez utylizację dwutlenku węgla. Neutralność odnosi się do osiągnięcia zerowej emisji netto dwutlenku węgla poprzez jej wychwycenie lub całkowite wyeliminowanie dwutlenku węgla (Nagy, 2020).

Parlament Europejski proponuje m.in. aby zakazać dofinansowywania zakupu pieców na paliwa kopalne już od 2024 r., wprowadzić „obowiązkową zeroemisyjność” (co w praktyce oznacza zakaz montowania pieców na paliwa kopalne, w tym na gaz) we wszystkich nowych budynkach publicznych już od 2026 r., a w pozostałych nowych budynkach od 2028 r. (dwa lata wcześniej niż zaproponowała Komisja Europejska) oraz zakazać montażu nowych pieców na paliwa kopalne w istniejących budynkach, które będą wymieniać źródło ciepła, najpóźniej od 2035 r. lub od 2040 r. (Krzemiński, 2023). Przyjęcie zapisów przegłosowanych przez Parlament Europejski oznaczałoby m.in., że już w przyszłym roku nie można byłoby dostać dotacji z programu „Czyste Powietrze” na wymianę pieca gazowego. A od 2028 r., budując nowy dom, nie będzie można w nim zamontować pieca gazowego.

Zmiana dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków ma sprawić, że do 2030 roku znacznie zmniejszą się emisje gazów cieplarnianych i zużycie energii przez sektor budownictwa. Do 2050 roku sektor ten ma stać się neutralny dla klimatu. Rewizja przepisów ma także przyspieszyć tempo renowacji budynków nieefektywnych energetycznie. Do 2028 roku wszystkie nowe budynki powinny być wyposażone w technologie energii słonecznej.

³³ Polska Spółka Gazownictwa, PSG – Gotowi na biometan, kwiecień 2023 (psgaz.pl)

³⁴ Ibidem

Zmiana dyrektywy EPBD (z dnia 9 lutego 2023 r.) zakłada także uwzględnianie nie tylko emisji pochodzącej z użytkowania budynku, ale także z produkcji wykorzystanych do jego budowy materiałów, procesu budowlanego czy rozbiórki. Działanie to ma doprowadzić do sytuacji, w której budynek będzie charakteryzował się zerowym bilansem śladu węglowego. Za budowę i eksploatacja budynków odpowiada około 36% globalnej emisji gazów cieplarnianych³⁵, gdy od 10–20% stanowią emisje pochodzące z etapu produkcji i transportu materiałów. Obecnie badanie emisyjności w cyklu życia budynków nie jest wymagane w polskich prawie.

Nowy podatek od ogrzewania będą musiały zapłacić osoby, które nie przestaną ogrzewać swoich domów paliwami kopalnymi. Nowa opłata ma wejść w życie od 2027. Wprowadzenie podatku ma być konsekwencją wprowadzenia systemu ETS2 i opłat za emisję dwutlenku węgla. Nowy podatek ma zostać doliczany do ceny paliwa, co oznacza, że ceny węgla i gazu znacznie wzrosną. Pobieranie dodatkowej opłaty od gospodarstw domowych ogrzewających budynki paliwami kopalnymi ma „zachęcić” do zmiany systemu ogrzewania i szukania ekologicznych rozwiązań.

Zgodnie z ostatnią uchwałą IX Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego³⁶, gaz ziemny pozostaje podstawowym paliwem w transformacji energetycznej. Istnieje potrzeba urealnienia niektórych celów stawianych przed sektorem gazowniczym, w tym przesunięcie w czasie wdrożenia rygorystycznych rozwiązań związanych z dekarbonizacją. Ważny jest dalszy rozwój infrastruktury gazowej, co jest warunkiem bezpieczeństwa energetycznego państwa (Wróbel-Siemieniuk, 2024).

4.2. Zielony wodór

Wytwarzanie wodoru metodą elektrolizy w dalszym ciągu jest wyzwaniem ekonomicznym i technologicznym, i nie należy oczekiwać przełomu związanego z wprowadzeniem wodoru jako nośnika energii przed rokiem 2030. Pomimo wzrostu ilości realizowanych projektów badawczych wykorzystania czystego wodoru, nadal pozostaje daleka droga do ich komercjalizacji. Koszt wytworzenia i wykorzystania wodoru będzie sukcesywnie malał. Próg rentowności technologii wodorowych w dużej mierze będzie uzależniony od regionu, cen energii, infrastruktury, środków inwestycyjnych czy regulacji, które powinna regulować taksonomia klimatyczna, której celem jest zapewnienie preferencyjnych warunków inwestycjom uznanym za przyjazne dla środowiska. Proponowane technologie powinny być skalowane i zdolne do osiągnięcia całkowitej dekarbonizacji gospodarki w rozsądnym okresie czasu (Nagy, 2020).

Instytucje unijne zakładają ambitne cele dla rozwoju rynku zielonego wodoru. Do 2030 roku ma stanowić ponad 40% wodoru zużywanego w przemyśle³⁷. Realizacja tych celów

³⁵ MAGAZYN BIOMASA, Dekarbonizacja miast czyli droga do zeroemisyjnych budynków <https://magazynbiomasa.pl/redukcja-co2-w-budownictwie-droga-do-neutralnych-klimatycznie-miast/>

³⁶ Uchwała IX Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego „Dekarbonizacja w gazownictwie” Łódź, 10-12 czerwca 2024 r., Wiadomości Naftowe i Gazownicze, nr 7(305) 2024

³⁷ MAGAZYN BIOMASA, UE z ambitnymi celami na 2030 rok dotyczącymi zielonego wodoru, kwiecień 2023,

oznaczałaby wzrost zużycia odnawialnego wodoru o blisko 2000% w ciągu najbliższych kilku lat. Problemem jest to, że na dzień obecny rynek odnawialnego wodoru praktycznie nie istnieje. Jego rozwój ma przyspieszyć nowo utworzony system wsparcia w ramach Europejskiego Banku Wodoru. Nowelizowana dyrektywa o OZE (czyli RED III), traktuje wodór jako kluczowy element przyszłej transformacji i polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej i narzędzie dekarbonizacji tych sektorów, które są trudne do zelektryfikowania, głównie przemysłu i transportu³⁸. Obecnie możliwości produkcyjne wodoru w UE wynoszą 11,5 mln ton rocznie, jednak jeśli chodzi o zielony wodór, wytwarzany z wody bez emisji dwutlenku węgla, moce produkcyjne są zaledwie na poziomie 20 tys. ton (Krajewski, 2024). 20 milionów ton zielonego wodoru konsumowanego w UE ma pochodzić z importu (będzie dostarczany za pomocą gazociągów i transportu morskiego), z czego zakłada się, że 60% w postaci czystego wodoru i 40% jako derywat wodorowy w postaci amoniaku (Mikusek et al., 2023). Zamiast z wody, wodór produkuje się z gazu ziemnego i ropy naftowej, a temu procesowi towarzyszy emitowanie do atmosfery dwutlenku węgla w ilościach podobnych, gdyby wymienione paliwa były wykorzystywane w sposób konwencjonalny do zasilania elektrowni czy silnika spalinowego, jedyna różnica jest taka, że koszt końcowy uzyskanej energii byłby niższy. Koszt wyprodukowania kilograma zielonego wodoru z wody to przedział od 6–8 dolarów, natomiast z gazu ziemnego – około 3–4,8 dolara³⁹. Obecnie wytworzenie wodoru wymaga więcej energii niż można z niego uzyskać (Nagy, 2019, Sikora, 2023).

Porozumienie instytucji unijnych osiągnięte pod koniec marca 2023 r. definiuje, że w przemyśle, jako głównym sektorze zużywającym energię, rocznie zużycie energii z OZE będzie rosło o 1,6%. Do roku 2030 udział wodoru odnawialnego w całkowitym zużyciu wodoru w UE ma wzrosnąć do 42%⁴⁰, i to już po uwzględnieniu wychwycenia dwutlenku węgla i zatłoczenia go pod ziemię. W REPowerEU zapisano, że do 2030 r. produkcja zielonego wodoru wzrośnie do 10 mln ton. Aby móc osiągnąć taką skalę produkcji, potrzebne byłby elektrolizery mocy 120 GW⁴¹. Czyli prawie trzykrotnie większej niż wszystkie elektrownie w Polsce. Gdyby zaś chcieć produkować „zielony wodór” przy użyciu OZE należałoby wówczas zasilać elektrolizery liczbą ok 25 tysięcy turbin wiatrowych (Krajewski, 2024), uzyskując paliwo kilkukrotnie droższe niż paliwa kopalne. 20% mieszanina wodoru z gazem ziemnym to 20% objętości roztworu gazowego. Taki roztwór ma tylko 86% średniej kaloryczności gazu ziemnego, a to oznacza, że aby uzyskać równoważną ilość dostarczonej energii należy spalić o 14% więcej roztworu gazowego. Oszczędność w emisji gazów cieplarnianych nie sięgają 20%, a tylko 6%, biorąc pod uwagę spalanie, i jeszcze mniej, jeżeli weźmie się pod uwagę sprężanie i straty ciśnienia (Umeda, 2023). Aby zielony wodór stał się tańszy i powszechnie

<https://magazynbiomasa.pl/ue-z-ambitnymi-celami-na-2030-rok-dotyczacymi-zielonego-wodoru/>

³⁸ MAGAZYN BIOMASA, Dyrektywa RED III – komu pomoże, komu zaszkodzi?

<https://magazynbiomasa.pl/dyrektywa-red-iii-komu-pomoze-komu-zaszkodzi/>

³⁹ [Navigating the hydrogen ecosystem | Strategy& \(pwc.com\)](#)

⁴⁰ MAGAZYN BIOMASA, Dyrektywa RED III – komu pomoże, komu zaszkodzi?

<https://magazynbiomasa.pl/dyrektywa-red-iii-komu-pomoze-komu-zaszkodzi/>

⁴¹ [Navigating the hydrogen ecosystem | Strategy& \(pwc.com\)](#)

dostępny, konieczne jest obniżenie wysokich kosztów jego produkcji. W dłuższej perspektywie czasowej wydaje się to osiągalne, ponieważ pojawiają się nowe projekty elektrolizerów, w których metale szlachetne (takie jak platyna, iryd) zostaną zastąpione niklem, miedzią czy żelazem. Zgodnie z regulacjami Komisji Europejskiej z lipca 2023 r., wprowadzona została zasada produkcji energii w źródłach odnawialnych z procesem wytwarzania wodoru. Źródła te nie mogą być starsze niż 3 lata od daty wyprodukowania wodoru. To ograniczenie oznacza, że wódór wyprodukowany z wykorzystaniem energii odnawialnej nadmiarowej ze starszych źródeł, zgodnie z regulacjami unijnymi przestaje być „zielony” (Tokarski, 2024).

Warto mieć na uwadze, że stawiane wyzwania dotyczą tylko wodoru odnawialnego. To oznacza, że projekty, które w założeniach miały wykorzystywać wódór niskoemisyjny wytworzony z gazu ziemnego lub wódór z odpadów, nie będą brane w ogóle pod uwagę w finalnym rozrachunku. Aby wytworzyć wódór odnawialny, niezbędne jest wyprodukowanie lub pozyskanie bardzo dużych ilości zielonej energii z OZE, aby jej nadwyżki mogły zostać zagospodarowane do produkcji wodoru. Obecnie rynek tzw. wodoru odnawialnego (zielonego), w Europie nadal nie istnieje, a wódór szary jest głównie wykorzystywany w przemyśle. Wielkoskalowy wódór ma być zatłaczany w ograniczonym stopniu do sieci gazowej ze względów na ograniczenia energetyczne i ma funkcjonować na rozproszonym rynku⁴². Kluczowe znaczenie może mieć rozważenie integracji wodoru z wewnętrznym rynkiem energii (Sinkiewicz, 2022), co może doprowadzić do pojawienia się na europejskich giełdach energii i gazu notowań nowego towaru w postaci odnawialnego wodoru.

Wódór odnawialny może stanowić tylko remedium na dekarbonizację w przemyśle i ciepłownictwie, ale także wpłynąć na inwestycyjny i innowacyjny rozwój sieci dystrybucyjnej, a tym samym wdrażanie nowych technologii. Przesył wodoru istniejącą siecią gazową będzie wiązał się z dwoma wyzwaniami technologicznymi: koniecznością utrzymania czystości wodoru na całym szlaku przesyłu oraz wydajnością energetyczną procesu, czyli energią potrzebną do przesyłu wodoru (Umeda, 2022). Wyzwania te nie wykluczają możliwości przesyłu wodoru w postaci gazowej gazociągami, w Europie istnieją już takie gazociągi, a UE planuje rozwój dedykowanej infrastruktury wodorowej (Hydrogen Backbone) (Jakubowski, 2022).

Celem Europejskiego Banku Wodoru ma być zredukowanie luki cenowej między wodorem, a konkurencyjnymi paliwami kopalnymi. Nowy system bankowy zakłada wsparcie producentów wodoru odnawialnego (tzw. *green premium*). Mechanizmy te mają pomóc unijnemu biznesowi w realizacji celów dekarbonizacyjnych, które zostały zaproponowane w dyrektywie RED III. Z uwagi na to, że rynek zielonego wodoru praktycznie nie istnieje, wydają się one konieczne. Szacuje się, że do roku 2050, w Europie będzie produkowało się 55 mln ton zielonego wodoru (Wajszczuk, 2024). Zaletą systemu wsparcia może być szybkość wdrożenia nowych technologii, kluczowych dla realizacji celów. Oferty będą jednak konkurować ze sobą cenowo, a w zależności od regionu UE wytwarzanie wodoru może być mniej, albo bardziej

⁴² XII Ogólnopolski Szczt Energetyczny (OSE), 17-18 czerwca 2024, [OSE Gdańsk 2024 - dzień 1 \(youtube.com\)](https://www.youtube.com/watch?v=...)

opłacalne. Poza tym, prawdopodobnie państwa takie jak Niemcy czy Holandia będą w stanie przeznaczyć większe środki finansowe, co może osłabić konkurencyjność projektów innych państw.

4.3. Biogaz

Definicja biogazu pojawia się w Ustawie⁴³ o odnawialnych źródłach energii, gdzie jest definiowany, jako gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych, roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów (Chmielowski, 2023). W tabeli 4.1. przedstawiono skład biogazu w zależności od źródła pochodzenia.

Tabela 4.1. Skład biogazu w zależności od źródła pochodzenia (źródło: Wiadomości Naftowe i Gazownicze)

Składnik	Jednostka	Rodzaj biogazu		
		Biogaz rolniczy	Biogaz z oczyszczalni ścieków	Biogaz wysypiskowy
Metan	%	45–75	57–62	37–67
Dwutlenek węgla	%	25–55	33–38	24–40
Siarkowodór	ppm	10–30 000	24–8 000	15–427
Tlen	%	0,01–2,1	0–0,5	1–5
Azot	%	0,01–5,0	3,4–8,1	10–25

Z uwagi na wojnę na Ukrainie, w UE zapanował konsensus w sprawie konieczności wyeliminowania importu surowców energetycznych z Rosji w ciągu najbliższych lat i pogłębienia samowystarczalności energetycznej, m.in. poprzez rozwój sektora biometanowni.

W Polsce technologia produkcji biogazu ma bardzo duże szanse rozwoju ze względu na znaczne zasoby surowców (Narloch, Podgórska, 2022), zapotrzebowanie na energię w układzie rozproszonym i konieczność produkcji energii z OZE. Jednym z najważniejszych wyzwań stawianych będzie efektywne wytwarzanie wyprodukowanego biometanu (Ignaciuk et al., 2021). Na dzień 14 marca 2023r., w Polsce działa ok 350 biogazowni (Chmielowski, 2023). Obecna liczba biogazowni rolniczych w Polsce liczy około 140, z zainstalowaną mocą elektryczną wynoszącą około 142 MW (w Niemczech te liczby wynoszą: 9000 biogazowni i moc rzędu około 6000 MW) (Dach, Chmielowski 2023). Instalacje biogazowni rolniczych umożliwiają produkcję około 583 mln m³ biogazu rocznie. W przeciwieństwie do zachodnich sąsiadów, Polska ma o około 1,5 mln ha większą powierzchnię wykorzystywaną w celach rolnych oraz bardzo dobrze rozwinięty sektor przetwórstwa rolno-spożywczego produkującego ogromną ilość bioodpadów.

⁴³ Ustawa z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii. Dziennik Ustaw z 2022r., poz. 1378, 1383, 2370, 2687.

W tabeli 4.2 zestawiono parametry fizykochemiczne gazu ziemnego, biogazu i biometanu.

Tabela 4.2. Porównanie parametrów fizykochemiczne biogazu (źródło: Mroczkowski, Seiffert, 2011)

Parametr	Jednostka	Gaz ziemny wysokometanowy (grupa E)	Biogaz	Biometan
Ciepło spalania	kWh/m ³	> 9,4	5,5–7,7	10,2–10,9
Zawartość metanu	% mol/mol	93–99	45–75	95–99
Zawartość etanu	% mol/mol	0–6	0	0
Zawartość dwutlenku węgla	% mol/mol	0–3,0	28–45	0,1–3,0
Zawartość azotu, tlenu, siarkowodoru	% mol/mol	4	5	5

Średnia emisyjność energii elektrycznej w polskiej sieci elektroenergetycznej jest najwyższa w UE (w 2021 roku wynosiła 770 g CO₂e/kWh, co plasuje Polskę zaraz za Estonią na podium lidera; Francja – 58 g CO₂e/kWh, Niemcy – największy emitent dwutlenku węgla w Europie – 390 g CO₂e/kWh, czyli na dwukrotnie niższym poziomie niż Polska) (Dach, 2023). Dlatego przedsiębiorstwa wytwarzające produkty z wykorzystaniem energii z sieci będą musiały podjąć działania w celu ograniczenia i zastąpienia energii elektrycznej z sieci (KSE) energią z OZE, a gazu ziemnego – biometanem. W przeciwnym wypadku ich produkty zostaną oznaczone wysokim śladem węglowym, co będzie rzutować na ich zainteresowanie i podaż. Wiele sieci handlowych zapowiedziało dążenie do neutralności klimatycznej i eliminowanie ze swojej oferty towarów o wysokim śladzie węglowym.

Jednym z najważniejszych aspektów pracy biogazowni w KSE jest całkowita kontrola przez operatora i niezależność od warunków pogodowych czy klimatycznych. Dlatego to właśnie biogazownie powinny pracować jako instalacje szczytowe, w okresie wysokiego zapotrzebowania na moc przy jednoczesnym spadku lub znacznemu ograniczeniu generacji mocy w instalacjach fotowoltaicznych. Poza tym każda biogazownia może być także wykorzystana, jako magazyn energii gromadząc biogaz pod kopułami zbiorników fermentacyjnych. Typowa instalacja o mocy 1 MW jest w stanie zmagazynować do 12–14 MWh energii w postaci metanu (Dach, 2023).

4.4. Biometan

Polska zajmuje obecnie piąte miejsce wśród państw członkowskich UE w produkcji biometanu. Posiada możliwości na osiągnięcie wydajności na poziomie 2 mld m³ tj. około 20 TWh rocznej produkcji biometanu z perspektywą do 2030 r. Wcześniejsze przewidywania mówiły o potencjale odpowiednio 4 i 8 mld m³ w perspektywie do 2030 r. Obecnie w Polsce wykorzystuje się potencjał substratów na poziomie 3–5% w zakresie produkcji

biogazu/biometanu⁴⁴. Rynek biogazu/biometanu jest bardzo atrakcyjny w zakresie możliwości inwestowania i transferu technologii. Polska Grupa Biogazowa (od 2023 r. własność TotalEnergies, Francja) posiada 20 biogazowni, które dostosowuje do produkcji biometanu.

Biometan i biometaan są postrzegane, jako najlepsza ścieżka do bilansowania systemu energetycznego, obniżenia emisji GHG, zmniejszenie zależności od importu energii ze źródeł zewnętrznych. Zaczynają odgrywać coraz ważniejszą rolę w miksie energetycznym (Piechota, Igliński, 2021). Z uwagi na występujące w surowym biogazie składniki niepożądane, obniżające wartość energetyczną konieczne jest oczyszczanie (przede wszystkim poprzez usuwanie dwutlenku węgla, związków siarki i wody) przed zatłoczeniem do sieci dystrybucyjnej lub energetycznym zastosowaniu.

Polski rynek biogazu to ponad 350 biogazowni, niestety wśród nich nie ma żadnej biometanowni⁴⁵, tym samym biometan nie jest wtłaczany do sieci gazowych (Ignaciuk et al., 2021). Tymczasem według analiz Uniwersytetu Rolniczego w Poznaniu, Polska mogłaby produkować około 7–8 mld m³ biometanu rocznie (Safjański, 2024, Majewski, 2021)⁴⁶. Optymalny model budowy rynku biometanu jest wówczas, kiedy inwestorzy budują biometanownie, z gwarancją odbioru wytworzonego biometanu do sieci oraz wsparcie podczas prac inwestycyjnych. Aby rynek mógł się rozwijać, konieczne jest wsparcie wytwórców biometanu, przyjęcie odpowiednich regulacji prawnych oraz tzw. *porozumienia sektorowe*, czyli ścisła współpraca branży energetycznej z branżą rolną i spożywczą. Należy mieć na uwadze, że z powodu ponoszenia dużych kosztów inwestycyjnych, proces oczyszczania będzie opłacalny dla biogazowni produkujących biogaz w ilości około 2500 m³ (Chmielowski, 2023).

Biometan powinien być wykorzystywany przede wszystkim w przemyśle, szczególnie tam gdzie nie ma alternatywy dla gazu ziemnego⁴⁷ (Dach et al., 2023). Transport biometanu za pomocą (istniejących) sieci gazowych jest najbardziej efektywny. Biometan jest ważnym paliwem, i jego odbiór powinien być obligatoryjny, bez względu na miejsce produkcji, oczywiście przy zachowaniu korzystnych czynników ekonomicznych i bezpieczeństwa.

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r.⁴⁸ miało uregulować warunki funkcjonowania systemu gazowniczego. Jednym z założeń Rozporządzenia miało być określenie zasad współpracy między producentem biometanu a operatorem sieci gazowej. Niestety zapisy nie rozwiąły szeregu wątpliwości, a zdaniem wielu ekspertów (Nocoń, 2023, Ignaciuk, 2023, Szewczyk, 2023), zamiast przyspieszyć integrację funkcjonujących systemów gazowniczych z producentami biogazu, mogą je spowolnić.

⁴⁴ XII Ogólnopolski Szczyt Energetyczny (OSE), 17-18 czerwca 2024, (11) [OSE Gdańsk 2024 - dzień 1 - YouTube](#)

⁴⁵ W Europie działa już ponad 1100 (źródło: Dach et al., 2023)

⁴⁶ OGP Gaz-System szacuje potencjał zatłaczania biometanu do sieci gazowej na poziomie 2,6 mld m³ rocznie, (źródło: Akademia Inwestora Biometanowego, 6(106)/2024)

⁴⁷ Według GUS, krajowe zużycie gazu ziemnego w sektorze przemysłu wynosiło 70% całkowitego zużycia krajowego (Dach et al., 2023)

⁴⁸ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowniczego

Wątpliwości wzbudzają zapisy (par. 38 i par. 39 ust. 2 i 3), w których określono parametry biometanu, które musi spełnić producent, aby gaz został załoczony do sieci dystrybucyjnej. Z drugiej strony pozostawiono operatorowi wolną rękę, co do stawianych wymogów jakościowych otrzymywanego przez producentów biometanu. Może to prowadzić do sytuacji, kiedy pomimo nakreślonych w Rozporządzeniu parametrów biometanu, to OSD lub OSP ostatecznie zdecydują o przyjęciu lub odmowie wyprodukowanego paliwa gazowego (§ 39, ust. 3). Operatorzy wydając warunki przyłączenia biometanowni do sieci gazowej, mogą obecnie zastrzegać parametry dla odbieranego paliwa, mając na uwadze stan techniczny sieci gazowej lub jakość odbieranego gazu. Zgodnie z Rozporządzeniem ciepło spalania biometanu może wynosić od 34 MJ/m³, a w praktyce w warunkach przyłączeniowych parametr ten jest określany na poziomie 40–41 MJ/m³, czyli wyższym niż ciepło spalania czystego metanu, które wynosi 39,83 MJ/m³. Minimalne ciepło spalania wymagane w sieci dystrybucyjnej wynosi 38 MJ/m³.

W ocenie autora rozprawy, parametry określone w Rozporządzeniu powinny wyznaczać minimalne standardy dla zachowania bezpieczeństwa pracy sieci. Poza tym z uwagi na jakość skład chemiczny produkowanego biometanu, w pierwszej kolejności powinien być wykorzystywany w odizolowanych, lokalnych dystrybucyjnych sieciach gazowych. Biogazownie/biometanownie są zlokalizowane w zbyt dużych odległościach od miejsca włączenia do sieci gazu ziemnego i miejsca odbioru biometanu wśród klientów. Tym samym przekłada się to na wysokie koszty przyłączenia biogazowni/biometanowni. Wydaje się, że 97% zawartość metanu w biometanie, dająca ciepło spalania na poziomie 38,637 MJ/m³ jest wystarczająca, gwarantująca bezpieczeństwo dostaw (Pitula, 2024).

Branża biogazu/biometanu domaga się partycypacji finansowej OSP/OSD w procesie przyłączenia do sieci gazu ziemnego na poziomie 50%.⁴⁹ Problemem dla OSP/OSD jest zapewnienie ciągłego odbioru biometanu przez podmioty przyłączone do istniejącej sieci gazu ziemnego i niwelowanie wahań odbioru gazu w okresie letnim oraz zimowym. Biometan w okresie letnim powinien trafiać do magazynów gazu za pomocą sieci przesyłowej, a w okresie zimowym i zwiększonego zapotrzebowania do odbiorców za pomocą sieci dystrybucyjnej. Innym problemem jest dostosowanie ciśnienia na wyjściu z biometanowni do sieci gazu ziemnego. Wiąże to się z dostosowaniem ciśnienia do rzędu 60–80 barów, a to z kolei kosztami po stronie operatorów systemu gazu ziemnego. Sprężanie może być wsparte za pomocą dodatkowego źródła z OZE (energia wiatrowa lub panele fotowoltaiczne) w zakresie zasilania turbin elektrycznych.

W Dani udział biometanu transportowanego siecią gazową wynosi około 20% (Nocoń, 2023)⁵⁰, a do roku 2030 udział biometanu w sieci dystrybucyjnej ma wynieść 100% (PSG,

⁴⁹ XII Ogólnopolski Szczyt Energetyczny (OSE), 17-18 czerwca 2024 ([11\) OSE Gdańsk 2024 - dzień 1 - YouTube](#))

⁵⁰ Według Jeppe Juul Petersena (Ambasada Danii w Polsce), biometan powstający z przetwarzania obornika zwierzęcego i odpadów organicznych stanowi już około 40% gazu w tamtejszej sieci (Magazyn Biomasa, 6(106)/2023)

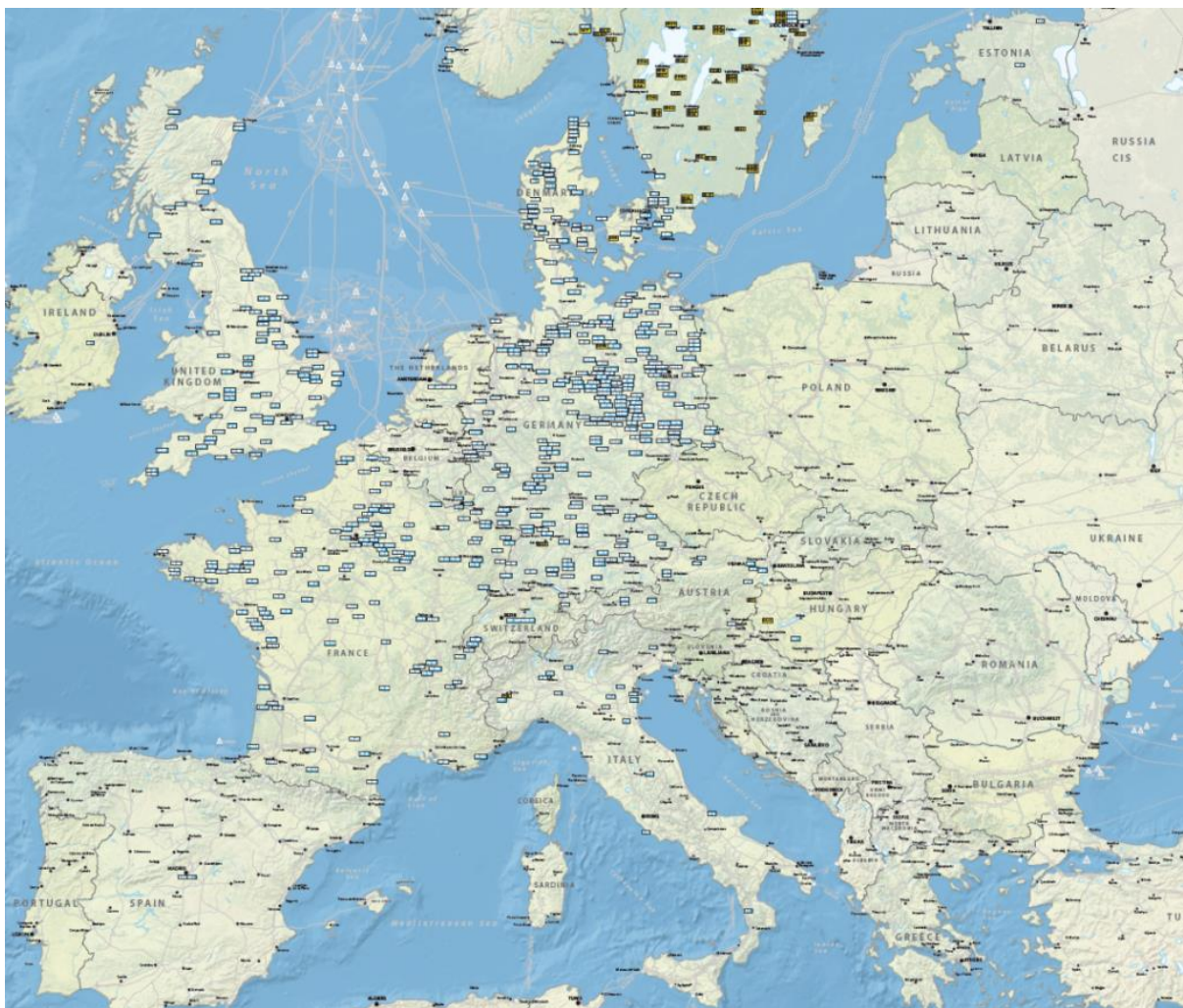
2024)⁵¹. Duńska sieć dystrybucyjna jest rekordzistą w Europie, jeśli chodzi o udział procentowy biometanu dystrybuowany w sieci gazowej (Grządzielski, 2022). Duńscy decydenci uznali, że opinie i oczekiwania producentów, dystrybutorów i odbiorców są tak rozbieżne, że nie da się ich pogodzić. Aby osiągnąć konsensus, interesariusze musieli wyjść ze swojej strefy komfortu, aby znaleźć konstruktywnie wyjście z sytuacji. Finalnie, ku niezadowoleniu wszystkich, zainterweniował organ regulujący określający zasady rynku biometanu, w efekcie czego powstały klarowne zasady funkcjonowania systemu. Niemcy produkują około 1 mld m³ biometanu rocznie (tabela 4.3), we Francji funkcjonuje już około 500 instalacji biometanu, jest to najszybciej rozwijający się rynek biometanu w Europie oraz największa flota pojazdów ciężkich zasilanych przez bio-CNG (PSG, 2024). We Włoszech podjęto decyzje o wzroście produkcji biometanu z obecnych 220 mln m³ do 2,5 mld m³ do roku 2026 i 10 mld m³ do 2030 (Nocoń, 2023).

Tabela 4.3. Porównanie liczby biogazowni rolniczych i biometanowni w Polsce i Niemczech (źródło: Dach, 2024)

Parametr	Niemcy	Polska
Liczba biogazowni rolniczych	~9 770	166
Liczba biometanowni	> 300	0
Moc elektryczna zainstalowana	~6000 MW	~140 MW
Powierzchnia użytkowana rolniczo	16,6 mln ha	18 mln ha

W kontekście lokowania biometanowni oraz wytwórczym, Polska na tle krajów Unii Europejskiej pozostaje daleko w tyle (rys. 4.1).

⁵¹ Dla porównania, Francja do roku 2030 planuje udział biometanu w ilości 7-10%, w roku 2040, wg najbardziej optymistycznego scenariusza, aż 73%.

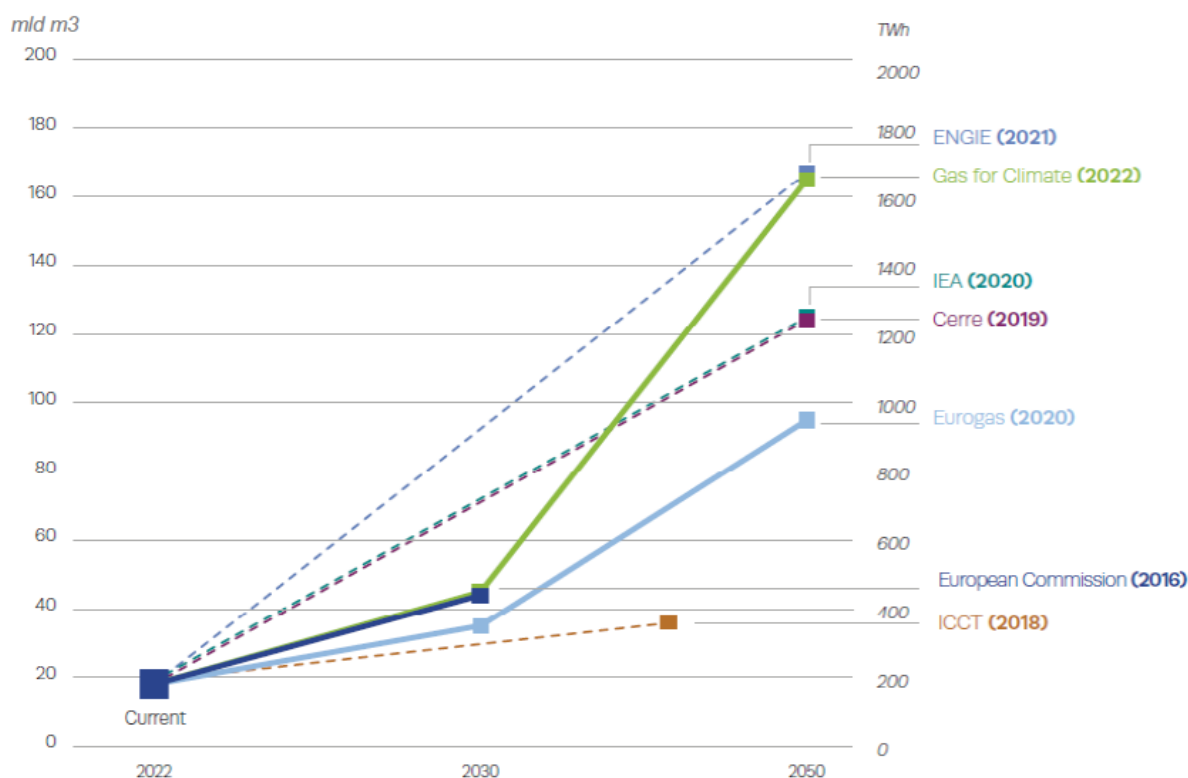


Rysunek 4.1. Mapa biogazowni w Europie (źródło: EBA)⁵²

Plany wytwórcze biometanu zakładają różne potencjały produkcji biogazu i biometanu (rys. 4.2). Szacuje się, że do roku 2030 w Europie będzie produkowane minimum 35 mld m³ biometanu, co ma odpowiadać 10% zapotrzebowaniu Unii na gaz ziemny. Do roku 2050 potencjał produkcyjny biogazu i biometanu ma osiągnąć nawet 167 mld m³, co stanowi 40% zużycia gazu ziemnego przez państwa UE w 2021 r.⁵³ (PSG, Biuro Strategii, 2023).

⁵² EBA – EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION, EBA-GiE biomethane map 2020, EBA-GiE biomethane map 2020 | European Biogas Association, <https://www.europeanbiogas.eu/eba-gie-biomethane-map/>

⁵³ Według ENGIE (2021) i Gas for Climate (2022)



Rysunek 4.2. Potencjał produkcji biogazu i biometanu w Europie w latach 2030-2050 (źródło: Raport statystyczny 2022, EBA)

Ze względu na skład biogazu, w którym zaledwie od 40–70% stanowi metan, włączanie go do dystrybucyjnych lub przesyłowych sieci gazowych będzie niemożliwe. Dlatego dla dystrybucji biogazu istotne będzie tworzenie systemów wyspowych, gdzie wytwarzany biogaz będzie mógł być lokalnie wykorzystywany w systemach energetycznych. Alternatywą tego rozwiązania jest oczyszczenie biogazu do biometanu, tym samym stając się substytutem gazu ziemnego. Po sprężeniu może być wykorzystywany jako paliwo w transporcie w postaci bio-LNG lub bio-CNG. Nadal jednak wiele kwestii wymaga doprecyzowania i współpracy sektora biogazu choćby w opracowaniu zasad funkcjonowania lokalnych sieci dystrybucyjnych, określenia parametrów biogazu/biometanu włączanego do dystrybucyjnej sieci gazowej, także na podstawie szacunków zapotrzebowania przez lokalne grupy odbiorców. Niezbędne jest także opracowanie pakietu rozwiązań regulujących współpracę między biogazownią a operatorem. Zgodnie z RED I i RED II, OSD jest zobowiązany do odbioru każdej ilości biometanu zatłaczanego do sieci gazowej, pod warunkiem, że gaz spełnia odpowiednie parametry jakościowe, określone we właściwych przepisach wykonawczych. Ponadto w przepisach zawarto zapis umożliwiający ograniczony odbioru biometanu, ze względu na brak parametry techniczne sieci lub normy bezpieczeństwa⁵⁴.

Polska Spółka Gazownictwa jest przygotowana na przyjęcie biometanu, do maja 2023 r. wydała ponad 140 warunków przyłączenia z grupy C (Kowalski, 2023), choć do tej pory do

⁵⁴ <https://bioch4.org/wp-content/uploads/2024/04/Analiza-wybranych-zagadnien-dot.-obrotu-biometanem-w-Polsce-1.pdf>

sieci dystrybucyjnej nie została przyłączona żadna biometanownia. Powodem takiego stanu rzeczy jest otoczenie legislacyjne oraz brak wsparcia finansowego, na które liczą wytwórcy. PSG planuje przedsięwzięcia, które mają umożliwić inwestorom podłączenie do sieci a zarazem zwiększenie jej chłonności. Rozwiązaniem problemu z chłonnością, mają być tzw. wirtualne gazociągi. Wyprodukowany biometan będzie trafiał do instalacji sprężania, a następnie transportowany za pomocą butlowozów do kontenerów magazynujących, z których przez stacje redukcyjno-pomiarowe będzie zatłaczany do sieci dystrybucyjnej. Rozwiązaniem zwiększającym chłonność sieci mają być również połączenia technologiczne. PSG chce ich wybudować blisko 70, o długości od 0,4 km do 20 km (Zajac, 2023, Bojarski, 2024)⁵⁵.

W przypadku wprowadzenia biometanu o cieple spalania wynoszącym 38 MJ/m³ do sieci średniego ciśnienia, w której ciepło spalania gazu ziemnego nie odbiega o więcej niż 3% od ciepła spalania biometanu, nie występują problemy z rozliczeniem odbiorców (Laszuk, Bartoszewski, 2023). Obecnie bardziej opłaca się wykorzystywać wyprodukowany biogaz w biogazowniach, choćby na potrzeby lokalnych systemów ciepłowniczych czy kogeneracji. Zatłaczanie biometanu do sieci dystrybucyjnej nie jest priorytetem w biznesowych kalkulacjach biometanowni. Oczywiście jest, że producenci biogazu chcieliby osiągać maksymalny zysk ze swojej działalności przy minimalnych kosztach inwestycyjnych. Ministerstwo Klimatu i Środowiska pracuje obecnie nad systemem wsparcia, dzięki któremu zatłaczanie biometanu do sieci PSG stanie się opłacalne. Należy mieć na uwadze, że transformacja energetyczna sektora gazowego ściśle wiąże się ze zmianą kierunków zasilania, od dużych źródeł (import, kopalnie) w kierunku lokalnych źródeł rozproszonych (biometanownie), a jego celem jest decentralizacja systemu (Zajac, Janusz, 2023, PSG, 2024).

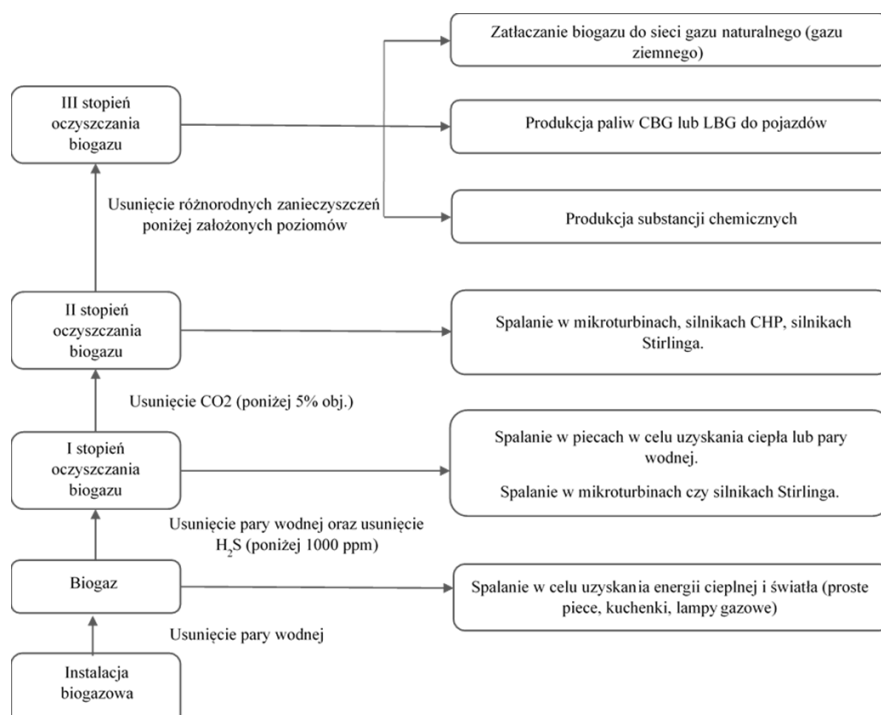
Coraz częściej w Polsce mówi się o przejściu na paliwo wodorowe, któremu zostanie poświęcone dużo miejsca w poniżej rozprawie. Skoro można zauważyć wyraźny problem z rozwojem gałęzi przemysłu biometanu, który jest paliwem bliźniaczym do gazu ziemnego, to poradzenie sobie z wyzwaniami transportu, dystrybucji i spalania wodoru, którego właściwości fizyko-chemiczne znacznie odbiegają od metanu, może być znacznie trudniejsze. W odróżnieniu od trudnego w transporcie wodoru, biometan może być przesyłany dzięki istniejącej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej wykorzystującej obecnie gaz ziemny (Dach, 2024). Zgodnie z ostatnią uchwałą IX Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego⁵⁶, biometan i wodór będą odgrywały coraz większą rolę w gazownictwie. Występuje potrzeba podejmowania spójnych działań na rzecz rozwoju technologii bazujących na biometanie i wodorze poprzez dostosowanie infrastruktury gazowej do przechowywania i przesyłania paliw gazowych.

⁵⁵ 7. Kongres Biometanu w Poznaniu, maj 2024

⁵⁶ Uchwała IX Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego „Dekarbonizacja w gazownictwie” Łódź, 10-12 czerwca 2024 r., (Wiadomości Naftowe i Gazownicze, nr 7(305) 2024)

4.5. Oczyszczenie biogazu

Duże nadzieje na poprawę sytuacji biogazu na rynku krajowym pokłada się w różnych formach wzbogacania biogazu z docelowym zamiarem wprowadzania go do sieci gazowej. Jako alternatywę, wymienia się oczyszczanie biogazu do parametrów gazu sieciowego (rys. 4.3). W takich procesach następuje wzrost zawartości metanu w biogazie, jednak przy stratach dwutlenku węgla i metanu (przy zastosowaniu płuczek chemicznych wynoszą one od 0,1 do 8%) (Podgórska, Narloch, 2022).



Rysunek 4.3. Stopnie oczyszczania biogazu w zależności od jego zastosowania (źródło: Butlewski)

Procesy uzdatniania biogazu wciąż są na etapie rozwoju. Występuje wiele możliwości technicznych, które mogą doprowadzić do efektywniejszego jego powstawania i zainteresowania jako paliwem alternatywnym dla obecnych surowców szczególnie pochodzenia kopalnianego (Munoz et al., 2015, Piaskowska-Wasiak 2014). Specyfika biogazu, zwłaszcza jego różnorodny skład chemiczny, który zależy od substancji wyjściowej oraz parametrów i warunków fermentacji, stwarza potrzebę modyfikacji istniejących lub nowo tworzonych metod oczyszczania (Biernat et al., 2011, Jamrożek, 2024). Obecnie można wyróżnić siedem metod uzdatniania biogazu. Należą do nich metody: absorpcji fizycznej, chemicznej i zmiennociśnieniowej, separacji membranowej i kriogenicznej, a także konwersji biologicznej oraz rzadko spotykana metoda *in situ* (rys. 4.4).

Mając jednak na uwadze rozwój rynku biometanu w Polsce istnieje pilna potrzeba opracowania krajowej technologii uzdatniania biogazu do biometanu oraz możliwość pozyskania skroplonego biometanu, tzw. bioLNG (Dach et al., 2023).

Dopuszczalne wartości parametrów biometanu zostały ustandaryzowane w dokumencie normatywnym PN-EN 16723-2:2017-10. Kolejnym standardem opisującym wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzonego do sieci jest Standard Techniczny ST-IGG-3501:2019.



Rysunek 4.4. Metody uzdatniania biogazu w zakresie usuwania dwutlenku węgla (źródło: Kurcek, Czarnota, 2020)

W Tabeli 4.4 przedstawiono wybrane parametry biometanu, które muszą być spełnione przed przyjęciem gazu do sieci dystrybucyjnej.

Tabela 4.4. Wymagania jakościowe biometanu wprowadzonego do sieci gazowej – wybrane parametry według ST IGG 3501:2019 (źródło: IGG⁵⁷)

Nazwa parametru	Dopuszczalne wartości parametru w przypadku wtlaczania go do sieci dystrybucyjnej	
	Grupa E	Źródło wymagania
Ciepło spalania	≥ 34 MJ/m ³	Dz.U.2018 poz. 1158
Liczba Wobbego	≥ 45 -56,9 MJ/m ³	Dz.U.2018 poz. 1158
Siarkowodór	≤ 7 mg/m ³	Dz.U.2018 poz. 1158
Siarka merkaptanowa	≤ 16 mg/m ³	Dz.U.2018 poz. 1158
Siarka całkowita	≤ 40 mg/m ³	Dz.U.2018 poz. 1158
Rtęć	≤ 7 µg/m ³	Dz.U.2018 poz. 1158
Tlen	$\leq 5\%$ mol/mol	–
Dwutlenek węgla	$\leq 3\%$ mol/mol	PN - C-04753:2011;
Gęstość względna	0,555 - 0,7	–
Wodór	$\leq 2\%$ mol/mol	–
Tlenek węgla	$\leq 0,1\%$ mol/mol	–
Amoniak	≤ 10 mg/m ³	–

⁵⁷ Izba Gospodarcza Gazownictwa, ST IGG 3501:2019: Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzonego do sieci gazowej. Cz. 1 Wymagania jakościowe

4.6. Oddziaływanie stref zasilania biometanem (chłonność strefy)

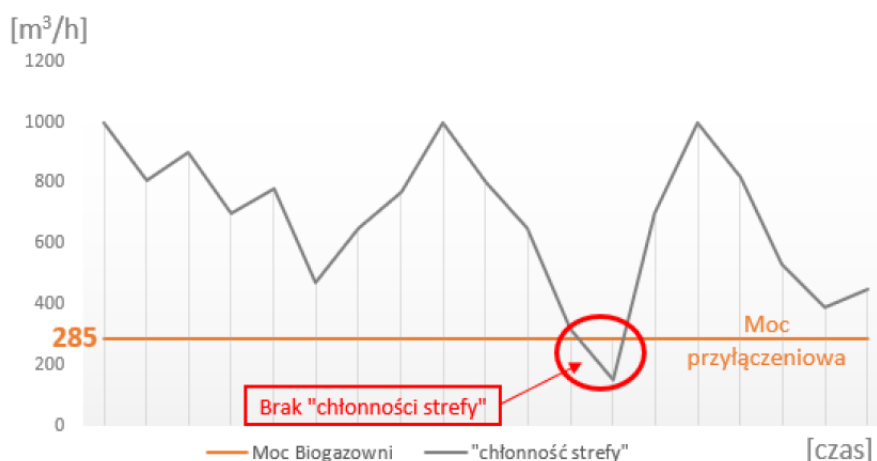
Techniczne aspekty załączania biometanu do sieci dystrybucyjnych opierają się na dwóch filarach, które są od siebie zależne, biometanowni i operatorze sieci gazowej. Kluczowym elementem w procesie zasilania gazu sieciowego paliwem pochodzącym ze źródeł odnawialnych jest przede wszystkim wspólne zrozumienie barier technicznych, dostosowanie istniejącej infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej, jak i spełnienie wymagań jakościowych. Z punktu widzenia technicznego, sieć eksploatowana przez PSG jest przystosowana do przesyłu biometanu. Istniejący jednak system dystrybucji posiada techniczne uwarunkowania ograniczające przyjęcie biometanu, tzw. chłonności strefy. Na profil produkcji biometanu nie wpływa sezonowa zmiana temperatur zewnętrznych, w przeciwieństwie do profili odbioru odbiorców komunalnych. Czynniki te wpływają na możliwości wprowadzania i odbioru biometanu z sieci dystrybucyjnej, tym samym skalę jej 'zazielenienia' (Ignaciuk, 2023).

Trzema głównymi technicznymi aspektami, które są ważne z punktu widzenia operatora to: chłonność, nawanianie biometanu oraz zachowanie parametrów jakościowych na poziomie gazu ziemnego.

Zgodnie z wytycznymi Polskiej Spółki Gazownictwa⁵⁸, w ramach rozpatrywania wniosku przyłączenia biometanowni należy określić chłonność strefy, do której podmiot będzie przyłączony. Analiza chłonności strefy dystrybucyjnej odbywa się poprzez analizę przepływów minimalnych na stacjach zasilających daną strefę (wykluczając punkty wejścia z kopalni lub biometanowni) i powinna obejmować okres ostatnich 24 miesięcy. Dla stref średniego ciśnienia, w celu wyznaczenia chłonności należy obliczyć średnią arytmetyczną przepływów z każdych trzech kolejnych godzin rozpatrywanego okresu. Wartość minimalna z wyliczonych oznacza chłonność w danej strefie.

Przykładowe wyznaczanie chłonności strefy zostało przedstawione na poniższym wykresie (rys. 4.5).

⁵⁸ Polska Spółka Gazownictwa, Wymagania techniczne i technologiczne Wytyczne obszarowe – Transport Gazu, Załącznik do Zarządzenia Prezesa Zarządu w sprawie zbioru wytycznych w zakresie wymagań technicznych i technologicznych przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzających biometan, SUD/2021/6/2, styczeń 2021



Rysunek 4.5. Przykład analizy chłonności strefy (źródło: PSG)

Chłonność sieci gazowej definiuje się jako ilość paliwa gazowego, która może być odebrana przez OSD w ciągu jednej godziny na terenie strefy dystrybucyjnej, a odpowiadająca minimalnej godzinowej wielkości poboru paliwa gazowego możliwej do odebrania przez wszystkich odbiorców końcowych zasilanych z danej strefy. W przypadku kiedy PSG nie może zagwarantować odbioru biometanu w sposób ciągły przez cały rok, należy określić możliwości profilowego odbioru biometanu w poszczególnych miesiącach. W pierwszej kolejności należy dążyć do przyłączenia biometanowni do sieci średniego ciśnienia, natomiast w przypadkach wykazanych braków chłonności strefy, do sieci wysokiego ciśnienia.

Analizę możliwości przyłączenia biometanowni należy wykonać analizując hydraulikę pracy sieci, przy pomocy programów symulacyjnych. Należy wnikliwie przeanalizować zarejestrowane najniższe przepływy godzinowe. Dla wyznaczania chłonności sieci wysokiego ciśnienia rekomenduje się przyjęcie do analiz bilansu dobowego, uwzględniającego akumulację (niwelowanie niskiego poziomu pobrań w godzinach nocnych, zwiększonym zapotrzebowaniem w ciągu dnia). Najniższy wyliczony i zweryfikowany przepływ średnio godzinowy będzie wyznaczał chłonność danego gazociągu wysokiego ciśnienia. Przy wyznaczaniu chłonności sieci, należy mieć na względzie przede wszystkim zachowanie bezpieczeństwa i poprawnej pracy całego układu sieci gazowej.

Dla inwestorów brak chłonności sieci jest jedną z największych barier, na jakie natrafiają. Drugą, to problem wysokich standardów wytworzonego biometanu. Zgodnie z rozporządzeniami, producenci biometanu muszą spełnić wymóg wyższego ciepła spalania, której nie osiąga nawet czysty biometan. Aby uzyskać zadane ciepło spalania biometanu w celu przesyłania do sieci gazowej trzeba wymieszać wyprodukowany biometan z propanem, co może doprowadzić do utraty „zielonej energii”⁵⁹ (Dach, 2024). Najlepiej, aby w sąsiedztwie biogazowni znajdowało się przedsiębiorstwo, które będzie wykorzystywało do produkcji dużo energii elektrycznej, chłodu lub biogazu.

⁵⁹ Radosław Zienkiewicz: *Dlaczego nie można wykorzystać biometanu do ogrzewania domów?* <https://www.farmer.pl/energia/oze/dlaczego-nie-mozna-wykorzystac-biometanu-do-ogrzewania-domow,146605.html>

Obecnie do PSG⁶⁰ wpłynęło około 460 wniosków podmiotów zamierzających produkować biogaz/biometan. Przyłączenie wszystkich interesariuszy do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej OSD wymaga wnikliwych analiz hydraulicznych i podjęcia się szeregu zadań inwestycyjnych. Wykorzystanie biometanu nie tylko umożliwi realizację celów unijnych w zakresie dekarbonizacji (szczególnie w sektorze ciepłownictwa), ale także zapewni bezpieczeństwo energetyczne kraju (Cendrowski, 2024).

⁶⁰ do czerwca 2024.

5. Wykorzystania biogazu i biometanu w przemyśle gazowniczym

Zaletą biogazu są szerokie możliwości jego produkcji oraz wykorzystania w miejscu powstania, bez konieczności transportowania. Zawartość poszczególnych składników biogazu nie jest stała, lecz zależy od specyfiki realizowanego procesu technologicznego oraz rodzaju materiału wsadowego. Szczególne znaczenie ma zawartość metanu w biogazie, która decyduje o jego wartości opałowej. Aby biogaz został dopuszczony do transportu gazociągami, muszą zostać spełnione wymagania jakościowe gazu określone w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022r.⁶¹. Spełnienie tych wymogów w niektórych przypadkach może podważać zasadność uzdatniania w kontekście ekonomicznym. Należy mieć także na uwadze straty metanu, które są ponoszone na etapie oczyszczania.

W przypadku zasadniczej części polskiej energetyki zastąpienie węgla gazem ziemnym może być kłopotliwe, sama konwersja elektrowni Bełchatów o mocy zainstalowanej około 5100 MW⁶² wymagałaby aż 8,5 mld m³/rocznie, czyli więcej niż wydobycie krajowe i import LNG razem wzięte. Przyjmując, że 50% polskich zasobów biomasy zostanie wykorzystane do produkcji biometanu, możliwe będzie wyprodukowanie około 4 mld m³ biometanu. Nie jest to karkołomne wyzwanie, mając na uwadze, że nie tak dawno podnoszono kwestię obligatoryjnego lokowania biogazowni w każdej gminie w celach kogeneracyjnych i ciepłowniczych⁶³.

Produkcja biogazu z odpadów umożliwia uzyskanie gazu z zawartością około 60% metanu i 29% dwutlenku węgla. Jednak z uwagi na to, że zawartość metanu nie jest wystarczająco wysoka, a gaz nie jest wysokiej jakości, nie jest on powszechnie stosowany jako paliwo gazowe dla maszyn. Najbardziej szkodliwym składnikiem surowego biogazu jest przede wszystkim siarkowodór, który poprzez swoje własności korozyjne niszczy układy zasilania. Dlatego aby biogaz mógł być wykorzystywany do szerszego zastosowania przy silnikach czy kotłach gazowych, należy go odpowiednio osuszyć i oczyścić z dwutlenku

⁶¹ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowniczego

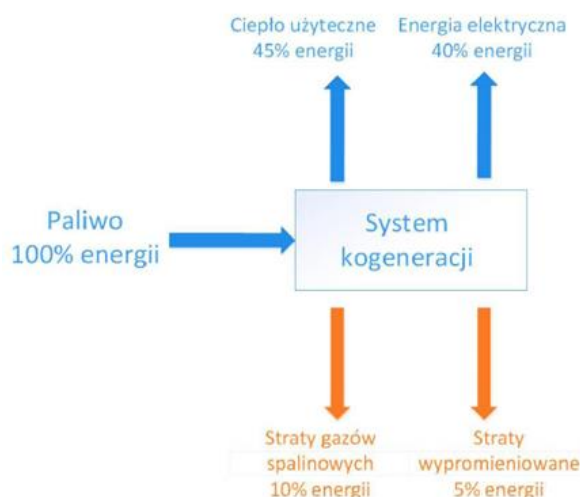
⁶² [O oddziale \(pgegiek.pl\)](https://pgegiek.pl)

⁶³ Ministerstwo Gospodarki, Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020, Warszawa 2010, Kierunki-Rozwoju-Biogazowni-Rolniczych-w-Polsce-na-lata-2010-2020.pdf (pigeor.pl)

węgla, siarkowodoru i siloksanów (Mroczkowski, Seiffert, 2011). Badania wykazały, że energetyczne wykorzystanie gazu z oczyszczalni i składowisk w silnikach gazowych jest poważnie utrudnione, jeśli w gazie zawarte są organiczne związki krzemu i siarki (Koziołek et al., 2017).

5.1. Energetyczne wykorzystanie biogazu w silnikach z kogeneracją

Kogeneracja jest to proces, w którym energia zawarta w paliwie zamieniana jest w procesie technologicznym w energię elektryczną i ciepłą. Główną zaletą procesu jest to, że sprawność ogólna przemiany energii w procesie skojarzonym jest dużo wyższa niż przy rozdzielonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej (Koziołek et al., 2017) (rys. 5.1).



Rysunek 5.1. Schemat sprawności systemu kogeneracyjnego (źródło: ESS Energie Systeme & Service GmbH)

Najkorzystniejszym ekonomicznie sposobem wykorzystania biogazu jest jego spalanie w jednostkach kogeneracyjnych wytwarzających energię odnawialną, zarówno elektryczną jak i ciepłą. Energia taka może zostać zagospodarowana na potrzeby technologiczne jak i grzewcze. Dotyczy to w szczególności systemów grzewczych w domach jedno lub wielorodzinnych jak i układach kogeneracyjnych; postęp technologiczny zmierza w kierunku, aby jak największa ilość energii ze spalanego biogazu była wykorzystywana do produkcji ciepła bądź prądu. Warto rozważyć także magazynowanie pozyskiwanego biogazu i jego okresowe wykorzystanie w układach kogeneracyjnych w trakcie szczytu zapotrzebowania na energię.

Trzeba mieć na uwadze, że stosowanie surowego biogazu, powstającego w procesie fermentacji metanowej, wiąże się z ryzykiem awarii instalacji zasilającej. Jego zastosowanie w wytwarzaniu energii ciepłej wymaga przeprowadzenia procesu oczyszczania.

W artykule pt. „Doświadczenia z eksploatacji agregatu kogeneracyjnego zasilanego biogazem” (Skrzypczak, 1996) przedstawiono dobór oraz wyniki eksploatacji agregatu

zasilanego biogazem. Aby wyprodukowany biogaz mógł zostać wykorzystany do zasilania silników spalinowych, powinien spełniać określone warunki przedstawione w Tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Specyfika biogaz/biometanu (Koziołek et al., 2017)

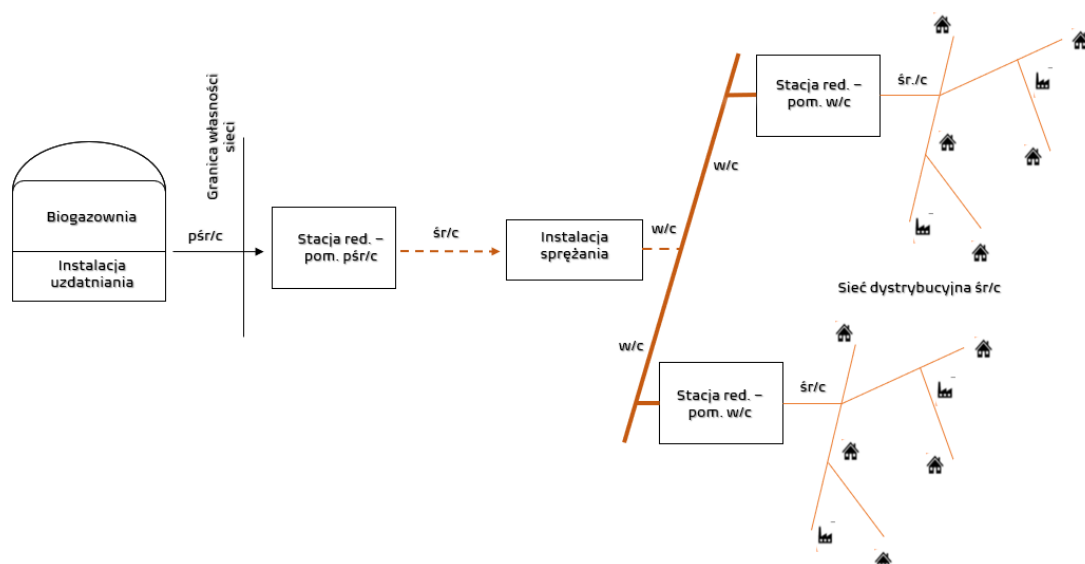
Składnik	Zawartość w. %	
	biogazie	biometanie
CH ₄	50–65	94–99
CO ₂	35–50	0,1–4,0
N ₂	4–12	< 3
H ₂ S	0–3	< 0,001
O ₂	0–2	< 1
H ₂	0–1	śladowe
Siloksany i inne	śladowe	śladowe

Dla układów kogeneracyjnych wymagania stosowane do biogazu są znacznie mniej restrykcyjne. W przeprowadzonych badaniach (przez ESS Energie Systeme & Service GmbH) zaobserwowano, że działanie wykrytych substancji śladowych w silnikach podczas eksploatacji jest proporcjonalna do sumarycznej wprowadzonej ilości. Strumień gazu podany do silnika jest znacznie mniejszy w przypadku gazu o wysokiej wartości opałowej, co wpływa na ilość substancji śladowych podczas eksploatacji silnika.

5.2. Oczyszczenie biogazu i wtłaczanie do sieci gazowej

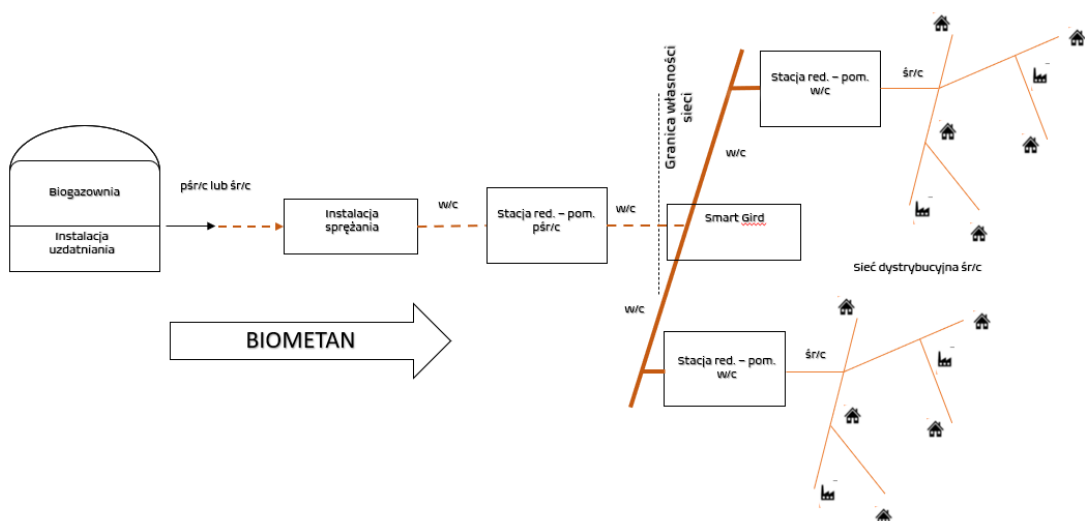
Według projektu ISAAC, w 2014 r. istniało w Europie 360 instalacji zatłaczania biometanu do sieci gazowej. W Niemczech w 2015 r. pracowało około 7500 instalacji biogazu, z czego zaledwie 151 instalacji dostarczało uzdatniony biogaz do sieci. Nie jest to praktyka szeroko stosowana, przede wszystkim ze względu na wysokie koszty uzdatniania biogazu do biometanu. W przypadku nieodpowiedniej kaloryczności gazu planowanego do wtłoczenia do sieci gazowej, w razie potrzeby dodawany jest propan lub azot (Barczyński, 2021, Holewa, et al., 2012).

W przypadku przyłączenia biometanowni do sieci wysokiego lub podwyższonego średniego ciśnienia, nie będą występować bariery dla operatora sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, mogą jednak wystąpić dla biometanowni, ze względu na wymagane ciśnienie robocze, biometanownia będzie musiała gaz sprężyć (rys. 5.2).



Rysunek 5.2. Wariant podłączenia biometanowni do sieci gazowej pod wysokim ciśnieniem (źródło: PSG)

Rozwiązania przyłączenia biometanowni powinny obejmować wszelkie uwarunkowania systemu, które muszą być spełnione w celu odebrania wnioskowanych ilości biometanu na zasadach ciągłych lub przerywanych, ale przede wszystkim bezpieczny dla operatora i odbiorców. Przykładowy wariant przyłączenia biogazowni do sieci podwyższonego ciśnienia przedstawiono na Rysunku 5.3. Sytuacja ta może mieć miejsce w przypadku, kiedy brak jest wystarczającej chłonności strefy dystrybucyjnej średniego ciśnienia. W tej sytuacji zachodzi konieczność włączania biometanu do sieci dystrybucyjnej PSG wysokiego ciśnienia za pomocą układu sprężarek⁶⁴.

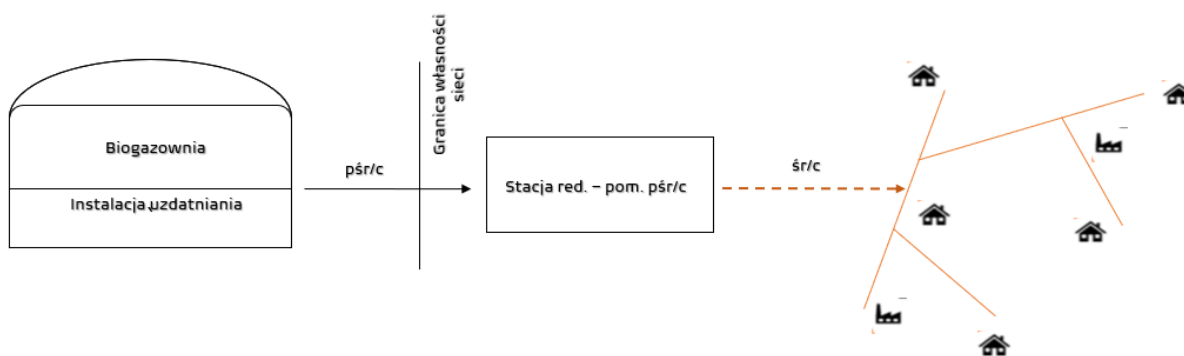


Rysunek 5.3. Wariant podłączenia biometanowni do sieci gazowej o podwyższonym średnim ciśnieniu (źródło: PSG)

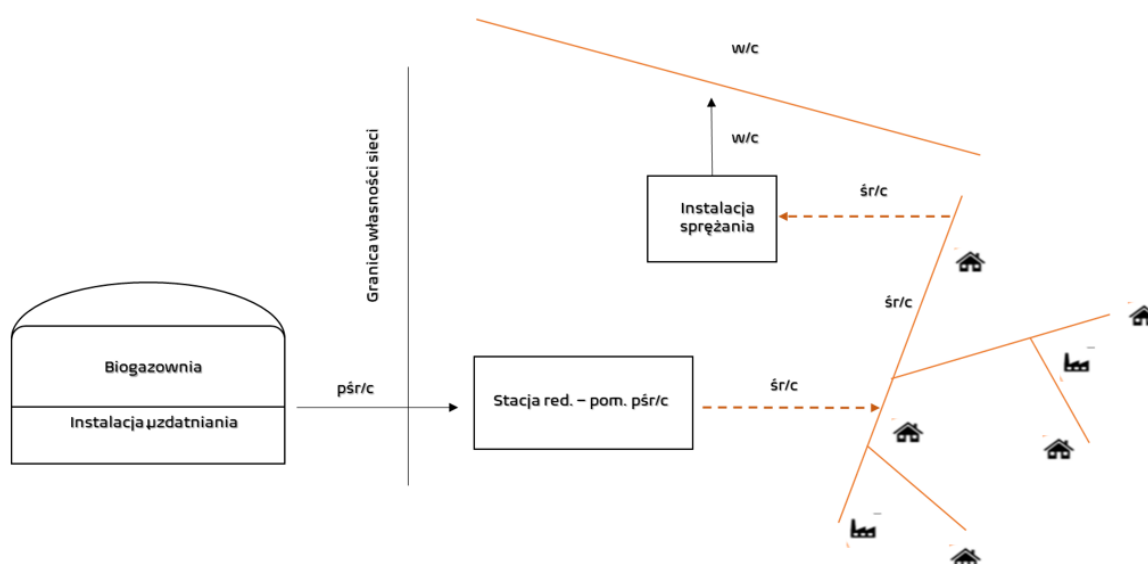
⁶⁴ Polska Spółka Gazownictwa, Wymagania techniczne i technologiczne. Wytyczne obszarowe – Rozwój, styczeń 2021

Z uwagi na szczególne uwarunkowania przyłączenia biometanowni, transport biometanu odbywa się gazociągiem podwyższonego średniego ciśnienia pomiędzy stacją pomiarową zlokalizowaną przy biogazowni, a układem sprężającym. Instalacja sprężająca zlokalizowana jest w sąsiedztwie istniejącej stacji gazowej wysokiego ciśnienia lub przy gazociągu wysokiego ciśnienia. Biometan wprowadzany do sieci gazowej PSG wysokiego ciśnienia z zasady nie podlega procesowi nawonienia, chyba że w sieci wysokiego ciśnienia przesyłany jest gaz nawoniony.

Na rysunkach 5.4 i 5.5. przedstawiono wariant włączenia biometanowni do sieci dystrybucyjnej średniego ciśnienia. Biometan na stacji redukcyjno-pomiarowej jest nawaniany, a jego transport pomiędzy stacją redukcyjno-pomiarową, a miejscem włączenia do sieci dystrybucyjnej PSG odbywa się gazociągiem średniego ciśnienia. Jest to optymalne rozwiązanie.



Rysunek 5.4. Wariant podłączenia biometanowni do sieci gazowej o średnim ciśnieniu (źródło: PSG)



Rysunek 5.5. Wariant podłączenia biometanowni do sieci gazowej o średnim ciśnieniu z rewersem do wysokiego ciśnienia (źródło: PSG)

Należy mieć na uwadze, że obowiązek świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji biometanu, nie wiąże się z zakupem wyprodukowanego biometanu przez OSD czy OSP. Podmioty te odbierają paliwo z przyłączonej instalacji OZE celem ich dalszego transportu, sieciami dystrybucyjnymi lub przesyłowymi. To wytwórca biometanu zatłaczanego do sieci gazowej, jest zobowiązany do znalezienia na rynku podmiotu zainteresowanego zakupem tego gazu⁶⁵.

5.3. Wykorzystanie biogazu na stacjach w transporcie drogowym i morskim jako element transformacji energetycznej

Polska może stać się czołowym producentem bioLNG w Europie. Według raportu *Gas for Climate*⁶⁶ do roku 2030 potencjał ten oceniany jest na około 3 mld m³ rocznie i ponad 12 mld m³ rocznie w roku 2050. Dzięki przepływowi surowca w wolumenie około 500 m³/h lub więcej, produkcja bioLNG może być atrakcyjna finansowo (Nordsol, 2023).

Szacuje się, że do roku 2050 transport długodystansowy oraz morski będzie wykorzystywał m.in. biopaliwa na szeroką skalę. Jednak w celu dekarbonizacji transportu drogowego w krótkoterminowym okresie jedyną możliwością jest zastosowanie silników spalinowych zasilanych paliwami odnawialnymi, takimi jak np. bioLNG (Nordsol, 2023). BioLNG i gaz ziemny LNG mogą mieszać się w dowolnych udziałach, a w silnikach LNG można spalać bioLNG bez konieczności ingerencji w ich budowę. Biometan doskonale nadaje się do wykorzystania w branży transportowej, która odpowiada za 24% całkowitej emisji gazów cieplarnianych w UE (Szymański, Koralewski, 2024).

Oczyszczenie i skroplenie biogazu do bioLNG jest atrakcyjnym rozwiązaniem w przypadku, kiedy biogazownia nie jest zlokalizowana w pobliżu sieci gazowych. Poza tym produkcja bioLNG jest niezależna od możliwości odbioru gazu z pobliskiej sieci gazowej czy cen gazu. Daje możliwość buforowania energii, czyli magazynowania w zbiornikach bioLNG. Zapewnia także długoterminową stabilność ekonomiczną i przyczynia się do lokalnej, zrównoważonej gospodarki o obiegu zamkniętym.

Niektóre państwa UE wyspecjalizowały się w wykorzystywaniu biometanu w transporcie (tabela 5.2).

⁶⁵ <https://bioch4.org/wp-content/uploads/2024/04/Analiza-wybranych-zagadnien-dot.-obrotu-biometanem-w-Polsce-1.pdf>

⁶⁶ Report Gas for Climate, Biomethane production potentials in the EU, lipiec 2022

Tabela 5.2. Wykorzystanie biometanu w sektorze transportu w wybranych państwach UE w 2022 r.
(źródło: PSG, Biuro Strategii i Analiz Strategicznych)

Państwo	Ilość biometanu wykorzystana w transporcie, GWh	Udział transportu w produkcji biometanu, %	Liczba stacji tankowania	
			bio-CNG	bio-LNG
Włochy	4 371	100	brak danych	
Niemcy	1 168	9	480	29
Szwecja	1 108	72	257	29
Norwegia	453	79	8	22
Finlandia	200	100	67	11
Estonia	168	100	28	0

Sektory gospodarki szczególnie zainteresowane rozwojem bioLNG to przede wszystkim spółki paliwowe; transport kołowy towarowy, kolejowy, np. poprzez zastosowanie do silników spalinowych o zapłonie samoczynnym (Babeł, Andrzejewski, 2022) oraz morski, poza tym energetyka i przemysł (np. huty szkła). Należy mieć na uwadze, że właściwości fizyczne czy chemiczne LNG i bioLNG są identyczne.

W przypadku zastosowania bio-CNG w transporcie, szacuje się, że w przeliczeniu na g/km wyemitowanego dwutlenku węgla jest 5-krotnie mniej emisyjny niż gaz ziemny⁶⁷ (Jamrożek, 2024). Jednak w 2022 r. zaobserwowano spadek udziału OZE (biopaliw) w krajach UE, z 9,8% (w 2021) do średnio 8,7% (Gzyra, 2024). W ramach Fit for 55, objęty został także obszar transportu, planowany jest odrębny system ETS dla transportu drogowego i kolejowego z celem redukcyjnym wynoszącym 45% do 2030 r., dla transportu lotniczego i morskiego redukcja została zwiększona do 61% (Gzyra, 2024)⁶⁸.

5.4. Systemy skraplania biometanu (bioLNG)

BioLNG ma podobne właściwości fizyczne jak klasyczne LNG, który jest najczystszym paliwem kopalnym, ponieważ większość jego zanieczyszczeń i cięższych węglowodorów jest usuwana podczas procesu skraplania. W efekcie czego, LNG ma stosunkowo niską zawartość tlenków azotu i innych gazów cieplarnianych (np. dwutlenku węgla). LNG uwalnia do 90% mniej tlenków azotu i do 70% mniej dwutlenku węgla niż tradycyjne paliwa, takie jak benzyna czy olej napędowy⁶⁹.

Porównanie gęstości: gaz ziemny vs LNG i bio-LNG⁷⁰:

Gęstość gazu ziemnego = 0,68 kg/m³

Gęstość LNG = 426,00 kg/m³

⁶⁷ Bio-CNG – 100 g/km (CO₂), gaz ziemny – 524 g/km (CO₂)

⁶⁸ Dla żeglugi do roku 2050 mają wynieść 80% (Gzyr, 2024)

⁶⁹ <https://www.tsg-solutions.com/pl/lng-i-bio-lng-przejscie-na-bardziej-ekologiczne-zrodla-energii-dla-transportu/>

⁷⁰ Ibidem

Oznacza to, że 1,0 kg gazu ziemnego zajmuje objętość 1,47 m³; podczas gdy 1,0 kg LNG zaledwie 0,0023 m³. Dzięki skropleniu możliwe jest zmieszczenie tej samej ilości LNG (ilości energii chemicznej) w znacznie mniejszej objętości.

$$W = \frac{V_g}{V_c} = \frac{1,47}{0,0023} = 639 \quad (5.1)$$

gdzie:

V_g – objętość 1 kg gazu ziemnego, m³,

V_c – objętość 1 kg gazu ziemnego, m³.

BioLNG, czyli skroplony biometan w odróżnieniu od biometanu w postaci gazowej jest paliwem o znacznie wyższej gęstości energii, ponieważ jego objętości w stosunku do postaci gazowej jest ponad 600-krotne mniejsza. Oznacza to znacznie mniejszą objętość paliwa, co w kontekście zabudowy zbiorników i transportu paliwa jest niezwykle istotne.

Wytwarzanie biometanu, poprzez uzdatnianie biogazu może odbywać się różnymi metodami (m.in. adsorpcję zmiennociśnieniową, przy pomocy płuczek, techniki membranowej i inne) (Wawryniuk, Biernat, 2015). Jedną z nich jest separację kriogeniczną, która na obecną chwilę jest najbardziej odpowiednią metodą w kontekście zamiany biometanu na bioLNG.

Kriogeniczna metoda separacji substancji zanieczyszczających biogaz wykorzystuje technikę niskich temperatur. Wszystkie składniki biogazu skraplają się w różnych zakresach temperatur, co wykorzystywane jest do oddzielania zanieczyszczeń. W ten sposób, przy schładzaniu biogazu, skrapla się dwutlenek węgla (przy ciśnieniu 40 barów i w temperaturze -90°C). Kolejne cykle chłodzenia i sprężania są powtarzane i gaz trafia do kolumny destylacyjnej, gdzie następuje jego rozdzielenie na gaz uzdatniony i zanieczyszczenia. Stopniowe schładzanie gazu oddziela także parę wodną oraz siloksany. Zaletą separacji kriogenicznej jest brak konieczności stosowania jakichkolwiek związków chemicznych (poza węglem aktywnym), co jest ważne w kontekście ochrony środowiska naturalnego. W ten sposób uzyskuje się biometan o odpowiedniej czystości, który można poddać procesowi skraplania, w temperaturze -162°C przy ciśnieniu 15 barów. Skroplone bioLNG jest następnie przechowywane w izolowanych zbiornikach kriogenicznych, wykonanych z materiałów odpornych na niską temperaturę, które zapobiegają odparowywaniu gazu.

BioLNG charakteryzuje się dużą szybkością tankowania, porównywalną z olejem napędowym. Jest także bardzo dobrym rozwiązaniem (w kontekście ekologicznym) w porównaniu z napędem dieslowskim. Ogranicza emisję gazów cieplarnianych o 90% (o 70% tlenków azotu) przy całkowitej eliminacji zawartości cząstek stałych w spalinach⁷¹. Technologia, wytwarzania bioLNG pozwala omijać ograniczenia związane z brakiem dostępu do infrastruktury gazowej. Projekty biogazowe mogą być uruchamiane nawet w rejonach pozbawionych infrastruktury gazowej, a bioLNG może być wykorzystywane jako odnawialne

⁷¹ Ibidem

paliwo w pojazdach użytkowych napędzanych LNG. Co istotne, o ile klasyczne LNG jest paliwem zaliczanym do grupy paliw kopalnych, bioLNG jest paliwem skategoryzowanym, jako paliwo odnawialne (Wojciechowski, 2024). Nie ma różnicy między zastosowaniem bioLNG a klasycznym LNG. Występuje jednak zasadnicza różnica w wyliczaniu emisyjności bioLNG w stosunku do gazu kopalnego. Przy zastosowaniu odpowiednich substratów i technologii, emisyjność bioLNG jest ujemna, co oznacza, że spalanie wiąże się ze zmniejszeniem emisji dwutlenku węgla⁷². BioLNG zostało zakwalifikowane do tak zwanych *zaawansowanych biopaliw*, co pociąga za sobą podwójne liczenie energii w nim zawartej do realizacji celów redukcji emisji gazów cieplarnianych realizowanych przez producentów i dostawców paliw.

BioLNG ma szereg zalet w zastosowaniu jako paliwo w transporcie⁷³, szczególnie morskim. Obecnie działa w Europie 16 instalacji bioLNG (Kupiec, 2023). Od 2025 r. statki będą musiały zmniejszyć o 2% średnią roczną emisję gazów cieplarnianych, natomiast w 2035 r., wartość ta ma już wynosić 25% w stosunku do emisyjności z 2020 r. Sprawi to, że rola bioLNG w transporcie morskim znacząco wzrośnie.

Skrapianie biometanu do bioLNG jest skomplikowanym, ale bardzo efektywnym procesem, który otwiera nowe możliwości w zakresie magazynowania i transportu odnawialnych źródeł energii.

⁷² <https://pplng.pl/wiecej-o-lng/co-to-jest-lng/>

⁷³ <https://magazynbiomasa.pl/rynek-biolng-w-polsce-i-europie-kto-co-i-dlaczego-chce-kupic/>

6. Obniżanie emisyjności dystrybucyjnych sieci gazowych poprzez dozowanie wodoru

Dostosowanie istniejącej infrastruktury gazu ziemnego do przesyłu roztworu z wodorem oznacza konieczność stawienia czoła wyzwaniom technicznym związanym z różnymi właściwościami chemicznymi wodoru oraz gazu ziemnego.

Nie ma jednoznacznej odpowiedzi, jaki duża zawartość wodoru w gazie ziemnym jest bezpieczna dla przesyłowej czy dystrybucyjnej infrastruktury gazowniczej oraz odbiorców końcowych. Decyzję, czy istniejący rurociąg może transportować wodoru i w jakiej zawartości procentowej, należy rozpatrywać indywidualnie, biorąc pod uwagę stan techniczny i materiał, z którego wykonano rurociąg. Technologie transportu wodoru za pomocą zbiorników ciśnieniowych są dobrze rozwinięte, przesył wodoru gazociągami nadal stanowi przedmiot wielu badań i testów. ENTSO⁷⁴ wyróżnia trzy możliwości przesyłu wodoru infrastrukturą gazową:

- dedykowanymi gazociągami,
- jako dodatek wodoru do gazu ziemnego,
- wprowadzenie e-metanu, będącym wynikiem metanizacji wodoru.

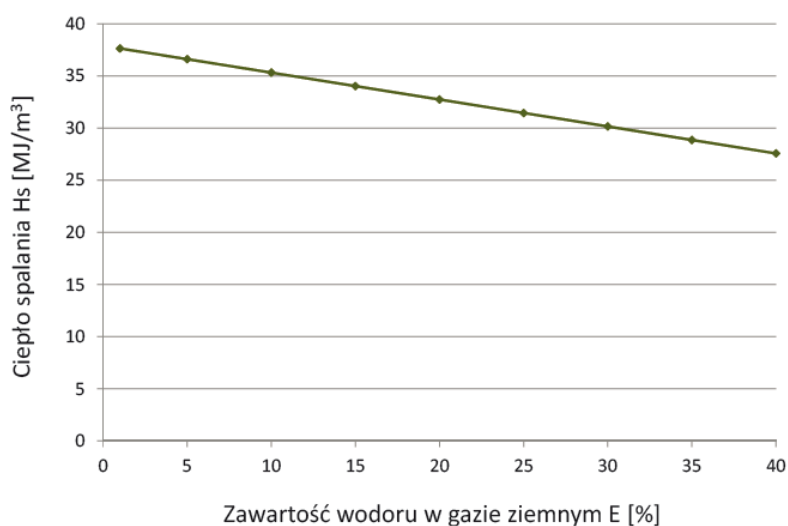
Wodór jest niezwykle lekkim gazem, 14 razy lżejszym od powietrza; jego gęstość wynosi 0,082 kg/m³, podczas gdy gęstość gazu ziemnego wysokometanowego w przybliżeniu to 0,75 kg/m³. Do przesyłu wodoru w postaci gazowej potrzebna jest jego kompresja, a ze względu na mniejszą gęstość, konieczne jest zastosowanie wyższego ciśnienia.

Ważnym kryterium jest próg wybuchowości. Czysty wodór ulega zapłonowi już od energii 0,01 mJ, co stanowi wartość 28-krotnie mniejszą niż minimalna energia zapłonu metanu (0,28 mJ). Dolne granice wybuchowości (DGW) metanu i wodoru są do siebie zbliżone (wodór – 4,1%, metan – 4,55%), górna granica wybuchowości (GGW) dla metanu wynosi 15%, dla wodoru aż 75%. Z jednej strony dodatek wodoru do gazu ziemnego wpłynie na zmniejszenie bezpieczeństwa przesyłania gazu, z drugiej – daje możliwość przesyłania

⁷⁴ The European Network of Transmission System Operators for Gas

wodoru i zwiększenia jego wykorzystania⁷⁵. Przy 10% dodatku wodoru stwierdzono istotne podwyższenie górnej wartości wybuchowości o ponad 5%⁷⁶.

W efekcie spalania wodoru nie powstają szkodliwe substancje, wytworzona jest jedynie energia i czysta woda. Jest to gaz o największej ze wszystkich wartości opałowej (119 MJ/kg) i cieple spalania w odniesieniu do masy⁷⁷. **W jednostce masy wodór ma dwa razy większą gęstość energii niż metan, ale w jednostce objętości wodór zawiera trzy razy mniej energii niż metan** (Jakubowski, 2022)⁷⁸. Dlatego dodanie wodoru do gazu ziemnego powoduje zmniejszenie wartości kalorycznej roztworu gazowego w odniesieniu do jednostki objętości (Rys. 6.1). W efekcie czego, wydajność tłoczni projektowanej dla gazu ziemnego z dodatkiem wodoru będzie niższa. Sprężarki okazują się być elementem infrastruktury gazowej o najniższej tolerancji na wodór, co skłania do zatłaczania mniejszej ilości wodoru niż wskazywałaby to możliwości przepustowość sieci.



Rysunek 6.1. Zależność ciepła spalania gazu ziemnego od zawartości wodoru (źródło: Jaworski, Kukulska-Zajac, Kułaga, 2019)

Z uwagi na specyficzne właściwości fizykochemiczne wodoru jego transport rurociągami jest znacznie trudniejszy niż przesył czystego gazu ziemnego. Ze względu na wymóg dostarczania do odbiorców takiego samego ekwiwalentu energii, przeliczanej na jednostkę zawartej w paliwie, niezbędna jest kompensacja zmniejszonej kaloryczności poprzez zwiększenie strumienia gazu. Wymagane jest zatem precyzyjne rozpatrzenie wpływu dodatku wodoru na zwiększenie wolumenu przepływającego gazu (Hercog et al., 2022).

Gęstość energetyczna wodoru w postaci gazowej, wynosi około jednej trzeciej gęstości gazu ziemnego w jednostce objętości, zatem dodatek objętościowo 10% wodoru obniża

⁷⁵ <https://h2poland.eu/en/categories/transmission-storage/gas-network-transmission/sieci-gazowe-moga-posluzyc-do-przesylu-wodoru/>

⁷⁶ Inne wyniki badań przedstawia niemiecki Wasserstoff in der Gasinfrastruktur – p. tabl. 9.7.

⁷⁷ W przypadku gazu ziemnego ta wartość wynosi w przedziale 38,2-47,2MJ/kg, metanu – 50,0MJ/kg

⁷⁸ Wodór: 120MJ/kg i 10,8MJ/m³, metan: 50MJ/kg i 35,8MJ/m³

wartość energetyczną przesyłanego gazu o około 7%⁷⁹, co wiąże się z podniesieniem wolumenu przesyłanego gazu, kosztem rezerw przepustowości gazociągu. W przypadku zwiększenia udziału wodoru do 49% (w sieci niskiego ciśnienia), zaobserwowano wzrost strumienia gazu aż o 75% (Englart, Jedlikowski, 2023).

Dla tych samych objętości, przy tych samych zakresach ciśnienia ilość przesyłanej wodorem energii jest niższa niż w przypadku gazu ziemnego. Zwiększenie wolumenu przesyłanego gazu wiąże się ze zwiększoną prędkością przepływu⁸⁰, a tym samym z większymi stratami ciśnienia. Dlatego decyzje o zwiększeniu procentowego udziału wodoru w roztworze z gazem ziemnym powinny zostać podjęte po wcześniejszych analizach hydraulicznych pracy z uwzględnieniem maksymalnych poborów i najniższych, odnotowanych ciśnień w sieci.

Zakładając takie samo ciśnienie robocze i taki sam spadek ciśnienia wzdłuż rurociągu, wódór będzie płynął z prędkością trzykrotnie większą ze względu na jego niską gęstość. Ponadto ten sam gazociąg transportujący obecnie głównie gaz ziemny, może transportować około trzy razy więcej metrów sześciennych wodoru w danym okresie, a tym samym dostarczać mniej więcej taką samą ilość energii. W rezultacie zdolność transportu energii jest tylko nieznacznie mniejsza w porównaniu z wysokokalorycznym gazem ziemnym⁸¹.

Na Keele University prowadzone są badania mające na celu sprawdzić, na ile praktyczne byłoby wzbogacanie, stosowanego do ogrzewania budynków, gazu ziemnego z 20% dodatkiem wodoru⁸². Na terenie uniwersytetu funkcjonuje własna, prywatna sieć gazowa, którą bezpiecznie odizolowano od reszty brytyjskiej sieci gazowej. Szacuje się, że ogrzewanie budynków mieszkalnych i przemysłowych odpowiada w Wielkiej Brytanii za połowę zużycia energii i jedną trzecią emisji dwutlenku węgla, przy czym 83% domów korzysta z gazu w celach grzewczych. Wyliczono, gdyby w całej Wielkiej Brytanii dystrybuowano wodorowy roztwór gazowy, można by zmniejszyć emisję dwutlenku węgla o około 6 milionów ton rocznie, co stanowi równowartość usunięcia z dróg ok 2,5 miliona samochodów⁸³. W Polsce podejmowane są podobne badania (Englart, Jedlikowski, 2023). INiG na bazie prowadzonych projektów, zasugerował dodatek 10%, uwzględniający metodę obliczania współczynnika ściśliwości, oraz 8% z uwagi na bezpieczeństwo przeciwwybuchowe urządzeń pomiarowych

⁷⁹ <https://h2poland.eu/en/categories/transmission-storage/gas-network-transmission/sieci-gazowe-moga-posluzyc-do-przesylu-wodoru/>

⁸⁰ W literaturze podawane są różne dopuszczalne, maksymalne prędkości gazu, np. w przypadku sieci niskiego ciśnienia Bąkowski zaleca 4 m/s, a Gazoprojekt w przedziale od 5 do 10 m/s. Pomijając kwestie zastosowanych na sieci materiałów i urządzeń, dopuszcza się wysokie prędkości przepływów tylko na krótkich odcinkach gazociągów, wówczas spadek ciśnienia na 1m bieżący gazociągu może nie wpłynąć niekorzystnie na uzyskane ciśnienie końcowe u odbiorców. Dlatego mając wiedzę o ewentualnie wysokich wolumenach przepływu, przede wszystkim należy kierować się uzyskanymi ciśnieniami w najbardziej oddalonych punktach sieci.

⁸¹ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-05/ENTSOG_GIE_HydrogenEurope_QandA_hydrogen_transport_and_storage_FINAL_0.pdf

⁸² <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/154104-gaz-ziemny-z-wodorem-mniej-dwutlenku-wegla>

⁸³ Ibidem

stosowanych w strefie zagrożenia wybuchem Podobne badania przeprowadza słowacki SPP (OSD) uruchamiając w 2022 projekt H2 Pilot⁸⁴. W kraju jak dotąd nie zastosowano komercyjnego dodawania wodoru do sieci gazowych. Choć należy odnotować oddanie przez PSG w marcu 2024 r. pierwszego gazociągu dedykowanego do przesyłu roztworu gazowego z wodorem⁸⁵. Gazociąg powstał na Dolnym Śląsku o długości 7 km. Uzyskał świadectwo oceny technicznej potwierdzające możliwość dystrybuowania gazu ziemnego z wodorem. Na podstawie przeprowadzonej oceny zastosowanych wyrobów, technologii budowy i jakości wykonanych prac, Instytut Nafty i Gazu (INiG) potwierdził możliwość przesyłania gazociągiem roztworu gazu ziemnego i wodoru do 20% objętości. Do podobnych wniosków doszli m.in. portugalscy (Quintino, et al., 2021), francuscy (Mahajan et al., 2022), irlandzcy⁸⁶ czy czescy naukowcy (Jachimczyk, 2024)⁸⁷.

Z wykonanych obliczeń i analiz przeprowadzonych przez INiG wynika, że maksymalna zawartość wodoru w roztworze z gazem ziemnym, która nie wpływa na niedotrzymanie parametrów energetycznych gazu (głównie liczby Wobbego), nie powinna przekraczać 36% (Jaworski, Kukulska-Zajac, Kułaga, 2019). Przy uwzględnieniu sprawności i bezpieczeństwa urządzeń gazowych (np. kuchenek), wartość ta powinna wynosić maksymalnie 15%.

W Polsce do roku 2022 obecność wodoru w sieciach gazowych była niedopuszczalna. W 2022 r. Ministerstwo Środowiska znowelizowało rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego⁸⁸. Uaktualnione zapisy zezwalają na przesyłanie sieciami gazowymi gazu ziemnego z dodatkiem wodoru. W zależności od kraju Unii Europejskiej maksymalne stężenie wodoru w gazie ziemnym waha się od 2 do 10%⁸⁹ (Jaworski et al., 2019).

Rurociągi wodorowe są najbardziej opłacalną opcją dla długodystansowych dostaw. *European Hydrogen Backbone* (EHB) wyliczył, że najbardziej opłacalnym rozwiązaniem dla transportu wodoru jest dostosowanie istniejących gazociągów, rozwiązanie to jest co najmniej dwukrotnie tańsze niż budowa nowych, dedykowanych gazociągów⁹⁰. Ponieważ na terenie UE dedykowanych gazociągów do przesyłu wodoru jest zaledwie 1500km⁹¹, najlepszym rozwiązaniem jest przystosowanie i konwersja (*retrofitting, repurposing*) istniejących

⁸⁴ <https://www.spp-distribucia.sk/o-spolocnosti/co-robime/h2-pilot-en/>

⁸⁵ <https://www.portalsamorzadowy.pl/gospodarka-komunalna/powstal-pierwszy-w-polsce-gazociag-do-przesylu-wodoru,530604.html>

⁸⁶ <https://www.gasnetworks.ie/docs/hydrogen-blend.pdf>

⁸⁷ <https://www.mpo.gov.cz/assets/cz/prumysl/strategicke-projekty/2024/7/Vodikova-strategie-CR-aktualizace-2024.pdf>

⁸⁸ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2022, poz. 1899).

⁸⁹ [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-05/ENTSOG_GIE_HydrogenEurope_QandA_hydrogen_transport_and_storage_FINAL_0.pdf)

[05/ENTSOG_GIE_HydrogenEurope_QandA_hydrogen_transport_and_storage_FINAL_0.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-05/ENTSOG_GIE_HydrogenEurope_QandA_hydrogen_transport_and_storage_FINAL_0.pdf)

⁹⁰ <https://h2poland.eu/en/categories/transmission-storage/gas-network-transmission/sieci-gazowe-moga-posluzyc-do-przesylu-wodoru/>

⁹¹ Z czego większość znajduje się na terenie zakładów przemysłowych i mają charakter lokalny. Zgodnie z programem *European Hydrogen Backbone* do roku 2040 na terenie Europy ma funkcjonować około 40 tys. km gazociągów dostosowanych do przesyłu wodoru lub jako roztwór z gazem ziemnym, z czego 2/3 tej infrastruktury mają stanowić gazociągi istniejące, dostosowane do przesyłu wodoru (Jakubowski, 2022).

gazociągów (Jakubowski, 2022). Gotowość techniczna adoptowanej infrastruktury powinna być przedmiotem badań i dogłębnych analiz hydraulicznych i materiałowych.

Dopuszczalny procentowy udział wodoru w gazie ziemnym powinien być wyznaczony z uwzględnieniem układu sieci, charakterystyki odbiorców i składu gazu (Chaczykowski, Osiadacz, 2016). Wrażliwość wybranych elementów systemu dystrybucyjnego na zawartość wodoru w gazie ziemnym zestawiono w tabeli 6.1.

Tabela 6.1. Wrażliwość elementów systemu dystrybucyjnego na zawartość wodoru w gazie ziemnym (źródło: Englert, Jedlikowski, 2023)

Elementy i urządzenia stanowiące infrastrukturę sieci gazowych oraz wyposażenie wewnętrznych instalacji gazowych	Udział H ₂ w gazie ziemnym, % vol.		
	Zakres nieszkodliwy	Wymagana adaptacja technologiczna / standaryzacja	Konieczne prace B+R
Gazociągi stalowe	0–30	30–50	50–70
Gazociągi z tworzyw sztucznych	0–70	—	—
Połączenia przewodów, materiały uszczelniające	0–30	30–50	—
Ograniczniki przepływu	0–15	15–50	50–70
Gazomierze (miechowe, turbinowe, ultradźwiękowe)	0–30	30–70	—
Regulatory ciśnienia	0–67	67–70	—
Armatura	0–30	30–50	50–70
Przewody w instalacjach gazowych	0–30	30–50	50–70
Kuchnie gazowe	0–10	10–50	50–70
Palniki atmosferyczne	0–10	10–50	50–70
Palniki wentylatorowe	0–10	10–22	22–70

Możliwy procentowy udział wodoru w przesyłanym roztworze gazowym zależy także od materiału gazociągu. Wodór nie tylko wydostaje się z części przewodów sieci gazowych (przez uszczelnienia i połączenia), lecz także przenika do struktury materiału, z którego wykonano gazociąg, zwiększając prawdopodobieństwo jego awarii. Wpływa na elementy systemu gazowniczego, takie jak rury, sprężarki, układy pomiarowe i inne. Dotychczasowe badania sieci gazowniczej w Polsce wskazują, że w niektórych elementach systemu gazu ziemnego w Polsce możliwe jest zatłaczanie do 10% objętościowo wodoru w gazie ziemnym (Jaworski et al. 2019, Jakubowski, 2022).

Ważnym aspektem jest tzw. kruchość wodorowa (*hydrogen embrittlement*), która wiąże się z utratą ciągliwości metalu i zmniejszeniem nośności z powodu absorpcji atomów lub cząsteczek wodoru przez metal. Konsekwencją czego jest większe ryzyko pęknięcia rurociągu, także przy mniejszych naprężeniach niż granica plastyczności metalu.

Proces transportu roztworu wodoru z gazem ziemnym musi stać się możliwy pod względem technicznym i ekonomicznym. Dostrzegając zalety mieszanek wodoru i gazu ziemnego oraz możliwość stopniowego przejścia od gospodarki opartej na paliwach

kopalnych do gospodarki wodorowej poprzez zmianę przeznaczenia istniejących sieci gazu ziemnego na potrzeby magazynowania i transportu wodoru, na całym świecie realizowane są projekty, takie jak HyDeploy, GRHYD, THyGA, HyBlend i inne (Mahajan et al., 2022), które poszukują opłacalnej ścieżki osiągnięcia celu redukcji emisji dwutlenku węgla w nadchodzących dziesięcioleciach. Aby przejście na gospodarkę wodorową zakończyło się sukcesem, szerokie grono zainteresowanych stron z instytucji badawczych, przemysłu i decydentów wymaga wszechstronnego zrozumienia problemów i wyzwań związanych z wodorem, od jego produkcji, przez magazynowanie, transport, aż po końcowe wykorzystanie. W Polsce brakuje na razie jednoznacznych wytycznych, które określałyby parametry przesyłu wodoru jako dodatku do gazu ziemnego. Istniejące gazociągi, po pozytywnym przejściu prób technicznych mogą być wykorzystywane, jako magazyny wytworzonego wodoru. Infrastruktura gazowa pozwala nie tylko na długotrwałe magazynowanie energii w postaci wodoru, ale także jego przesyłanie z miejsca wytworzenia do miejsc najbardziej efektywnego wykorzystania. Ponieważ gaz ziemny jest przedmiotem handlu międzynarodowego, integracja systemów krajowych będzie dużym wyzwaniem i kluczowa dla wsparcia wdrażanych technologii transportu wodoru przy pomocy istniejącej infrastruktury (Nagy, 2019).

Głównymi wadami wodoru to jego mała dostępność oraz koszt produkcji. Jednak rosnące podatki od emisji dwutlenku węgla mogą podnieść cenę gazu ziemnego do poziomu, na którym wodór stanie się konkurencyjny.

7. Kryteria zamienności paliw gazowych

Wymiennność paliw gazowych jest zagadnieniem analizowanym od połowy XX w., a podyktowane zostało koniecznością przestawienia odbiorców z gazu miejskiego i koksowniczego na gaz ziemny. W tym czasie powstało wiele metod określających wymiennność gazów, m.in. metoda Delbourga (francuska), metoda Weavera (amerykańska), metoda Caffo (włoska), metoda van der Lindena (holenderska), metoda Holmquista (szwedzka), metoda Schefflera i metoda Otto (niemieckie). W dalszej części pracy, bardziej szczegółowo zostaną omówione dwie, najpopularniejsze metody stosowane w Polsce, Delourga i Weavera.

Wymiennność paliw definiuje się jako możliwość zastąpienia jednego paliwa gazowego innym, bez potrzeby modyfikacji urządzeń gazowych, pod tym samym ciśnieniem, z zachowaniem tych samych środków bezpieczeństwa, sprawności i charakterystyki pracy urządzeń oraz zachowania podobnej emisji zanieczyszczeń do atmosfery (Strugała, Porada, 1988).

Zamiennność gazów jest ściśle związana z dodawaniem do gazu ziemnego pewnej ilości gazu będącego jego substytutem, pod warunkiem spełnienia kryteriów zamienności. Gazy zamienne z gazem ziemnym mogą być wymienne i niewymienne. Przy gazach wymiennych procesy spalania przebiegają prawidłowo w urządzeniach przystosowanych do spalania gazu ziemnego. Znane dotychczasowe metody określania zamienności gazów w urządzeniach gazowych oparte są przede wszystkim na liczbie Wobbego, decydującej o obciążeniu cieplnym urządzenia i szybkości spalania, mającej wpływ na stabilność procesów spalania. Należy jednak mieć na uwadze, że w przypadku spalania paliw gazowych o zbliżonej wartości liczby Wobbego, uzyskiwane jest podobne obciążenie cieplne, jednak nie daje to gwarancji prawidłowego spalania gazu. Ważne są również inne parametry takie jak stabilność płomienia, zapotrzebowanie powietrza, ilość uzyskanego tlenku węgla oraz sadzy podczas procesu spalania (Barczyński, Łaciak, 2024). W przypadku pali niewymiennych konieczne jest przystosowanie urządzeń do obioru nowego paliwa gazowego.

Klasyfikację paliw gazowych zgodnie z normą PN-C-04750⁹² podzielono na pięć rodzin:

⁹² PN-C-04750, Paliwa gazowe. Klasyfikacja, oznaczenie i wymagania

1. Gazy sztuczne, o cieple spalania równym 16,75–20,93 MJ/m³, liczbie Wobbego wynoszącej 22,19–36,01 MJ/m³,
2. Gazy ziemne, o cieple spalania równym 35,59–46,05 MJ/m³, liczbie Wobbego wynoszącej 46,969–58,62 MJ/m³,
3. Gazy płynne, składające się głównie z propanu i butanu, o cieple spalania równym 100,48–133,9 MJ/m³, liczbie Wobbego wynoszącej 81,64–92,11 MJ/m³,
4. Roztwory węglowodorów z powietrzem,
5. Biogazy.

Ciepło spalania i wartość opałowa określają zawartość energii cieplnej, którą uzyskuje się w procesie spalania jednostki objętości gazu ziemnego. Wielkość ta służy do wyznaczenia ilości energii dostarczanej odbiorcy. Ważnym parametrem zależnym od ciepła spalania H_s i gęstości względnej gazu d jest liczba Wobbego W_s wyliczana ze wzoru (Łaciak, 2011).

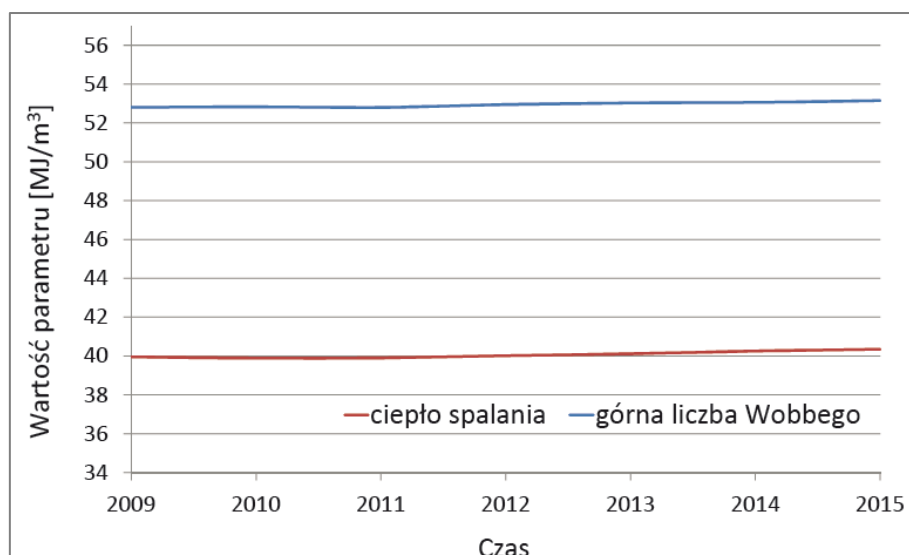
$$W_s = \frac{H_s}{\sqrt{d}} \quad (7.1)$$

gdzie: H_s – ciepło spalania, MJ/m³,
 d – gęstość względna gazu, –.

Górna i dolna wartość graniczna liczby Wobbego decydują o tym, czy gaz może być efektywnie i bezpiecznie użytkowany w odbiorniku gazowym o określonym nominalnym obciążeniu cieplnym.

7.1. Niestabilność jakości gazu w sieciach gazowych

Dzięki długoterminowym kontraktom, na przełomie XX i XXI w., gaz ziemny charakteryzował się względnie stabilnym składem oraz kalorycznością. Było to też również spowodowane ograniczonymi kierunkami dostaw gazu, zazwyczaj były to jeden, góra dwa kierunki. Monitoring prowadzony w latach 2009–2015 wykazywał, że średnie ciepło spalania osiągnęło wartość około 40 MJ/m³, a wartość górnej liczby Wobbego około 53 MJ/m³ (rys. 7.1). Jednak poniższy schemat działania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w 2022 r. przestał być dominujący. Nastąpił silny trend mający na celu zwiększenie udziału gazów odnawialnych w wolumenie przesyłanego paliwa gazowego.



Rysunek 7.1. Zmienność ciepła spalania i górnej liczby Wobbego gazu ziemnego dystrybuowanego w Polsce w latach 2009–2015 (źródło: IGG⁹³)

Dotrzymanie obowiązującej specyfikacji jakości gazu ziemnego nie stanowi gwarancji bezpieczeństwa odbiorców, które uzależnione jest od kompatybilności jakości gazu i zamontowanych urządzeń (Barczyński, 2021, Steczko, Rachwalski, 2007). W przypadku gazociągów przesyłowych, wartość kaloryczna gazu nie jest parametrem, który wpływa na transport gazu czy gazociągi. Mimo tego, OSD nie mogą ignorować wymagań dotyczących parametrów przesyłanego gazu, mając w szczególności na uwadze fakt mieszania się strumieni gazu pochodzącego z różnych źródeł oraz wymagania klientów co do jakości odbieranego paliwa. Parametrami, które mają wpływ na niezawodność systemu przesyłowego są m.in. zawartość składników kondensujących (woda i wyższe węglowodory), zawartość składników wywołujących korozję (woda, tlen, dwutlenek węgla, siarkowodór), zawartość cząstek stałych (pyły).

Zmiany jakości paliwa gazu w sieci wymuszają na spółkach (dystrybucyjnych i przesyłowych) wzrost roli opomiarowania pracy sieci (m.in. zakupy chromatografów procesowych) lub/ oraz rozwój nowoczesnych programów symulacyjnych umożliwiających statyczną i dynamiczną diagnostykę pracy sieci, a tym samym dynamiczne śledzenie zmian ciśnienia czy jakości gazu (Schley, 2018). W przypadku LNG, konieczne jest uzdatnienie paliwa przed wtłoczeniem go do sieci albo umiejętne operowanie przepływami, ponieważ gaz pozyskany tą drogą charakteryzuje się wyższą kalorycznością i liczbą Wobbego niż gaz ziemny.

Do rozwiązania pozostaje problem magazynowania energii pozyskanej z turbin wiatrowych lub paneli fotowoltaicznych, której produkcja wiąże się z dużą nierównomiernością. Jest to konsekwencją tego, że energia elektryczna nie może być magazynowana w systemie energetycznym w ilościach, które gwarantowałyby bilansowanie

⁹³ Izba Gospodarcza Gazownictwa, Paliwa gazowe. Jakość paliw gazowych w sieci przesyłowej, Standard techniczny, ST-IGG-4402:2022

popytu. Nadwyżki energii wytworzone ze źródeł OZE mogłyby być wykorzystywane do produkcji wodoru w procesie elektrolizy, który po zatłoczeniu do gazociągów będzie pełnił funkcję magazynu energii odnawialnej (Osiadacz, Chaczykowski, 2015, 2023). Dlatego systemy energetyczne zasilane gazem ziemnym, dzięki wysokiej elastyczności szybkich zmian obciążenia, stanowią obecnie kluczowe wsparcie dla OZE.

W przypadku zatłaczania wzbogaconego gazu ziemnego z wodorem (uzyskiwanego np. w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii elektrycznej pozyskanej z OZE) do sieci gazowych, należy mieć na uwadze, że nadal pozostaje wiele nierozwiązanych kwestii związanych z wrażliwością poszczególnych systemów gazowniczych na podwyższenie stężenia wodoru w roztworze. Obecnie opracowywane są dokumenty unijne dopuszczające udział wodoru w ilości nieprzekraczającej 2%. W dalszej części pracy analizowane będą zmiany natężenia przepływów i ciśnienia w mieszaninach zawierających 5% wodoru. Dopuszczalna ilość wodoru powinna być określona indywidualnie biorąc pod uwagę strukturę sieci, skład gazu, strumień gazu czy odbiorców końcowych.

Do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny, możliwe jest wprowadzenie do dystrybucyjnej sieci gazowej lub przyłącza zasilającego odbiorcę przemysłowego mieszaniny zawierającej 75% gazu ziemnego i 25% LPG (*Liquid Petroleum Gas* – skroplony gaz petrochemiczny) i powietrza, czyli tzw. SNG (*Synthetic Natural Gas* – sztuczny gaz ziemny, czyli metan powstały w katalitycznym procesie metanizacji), w stosunku objętościowym wynoszącym: 55% gazu i 45% powietrza (Wojtowicz, 2016). Gaz syntetyczny zwykle odnosi się do paliwa gazowego uzyskanego z pirolizy węgla, ale może również dotyczyć roztworu z propanem.

Gaz ziemny pochodzący ze złóż zlokalizowanych na Morzu Północnym transportowany gazociągiem Baltic Pipe, w porównaniu z gazem dotychczas dystrybuowanym w sieciach zawiera większe ilości etanu, propanu i butanu, w konsekwencji czego wartość ciepła spalania jak i liczby Wobbego są wyższe (Steczko, Rachwalski, 2007). Podobna sytuacja jest z gazem uzyskiwanym przez terminal LNG, którego zawartość etanu dochodzi do 6-7%, co powoduje większą wartość ciepła spalania i liczby Wobbego.

Inteligentne kontrola śledzenia zmian jakości gazów odnawialnych w sieciach

Jednym z najważniejszych zadań stojących przed istniejącą infrastrukturą gazową będzie integracja gazów odnawialnych, takich jak biometan lub wodór. Dlatego należy rozważyć inicjowanie prac badawczych mających na celu stosowanie nowoczesnych metod opartych na prognozowaniu i symulacjach umożliwiających śledzenie jakości gazu w sieci, które umożliwią obniżenie kosztów związanych z instalacją urządzeń pomiarowych. Aby sprostać wymaganiom, OSD coraz częściej sięgają po rozwiązania cyfrowe⁹⁴. W oparciu o programy symulacyjne, dostępne dane telemetryczne i topologiczne są wykorzystywane do dokładnego obliczania w każdym punkcie sieci ciepła spalania czy ciśnienia.

⁹⁴ np. przez niemieckiego Schleswig-Holstein Netz, duńskiego NGF, kolumbijskiego TGI (Schley, 2018)

W oparciu o dane wejściowe należy przeprowadzić pełną symulację przepływów w sieci, określenie przedziałów prędkości, ciśnienia oraz ciepła spalania w punktach wyjścia. W tym celu może posłużyć program SimNet wdrożony w PSG. Algorytmy zaimplementowane w programie charakteryzują się wysoką dokładnością i umożliwiają wykonanie obliczeń w bardzo krótkim czasie.

Przed zastosowaniem systemu śledzenia zmiany jakości gazu w sieci, np. w celu rozliczania klientów końcowych, wyniki obliczeń symulacyjnych powinny zostać zatwierdzone w celu zapewnienia zgodności z granicami tolerancji ciepła spalania deklarowanych przez klienta. Ze względu na złożoność systemu śledzenia zmian jakości gazu, obliczenie niepewności w oparciu o konwencjonalną propagację błędów jest trudne do zastosowania, dlatego warto skorzystać z obliczeń opartych na symulacji Monte-Carlo. W tej empirycznej metodzie przeprowadza się dużą liczbę obliczeń, a zmienne wejściowe są zmieniane w sposób losowy w ramach ich niepewności. Obliczenia z niezmiennymi wartościami wejściowymi są określane jak scenariusz referencyjny, a dla każdego scenariusza względne odchylenie, np. ciepła spalania, jest określane dla każdego punktu wyjścia (Schley et al., 2018). Obliczone niepewności powinny zostać zweryfikowane przez pomiary porównawcze, za pomocą np. chromatografów.

Wyniki symulacji zobrazują strefy mieszania, a dzięki obliczeniom, z większą dokładnością będzie można śledzić zmiany np. ciepła spalania i podejmować decyzje w odniesieniu do sieci gazowej.

7.2. Wpływ zmienności składników gazu ziemnego na parametry przesyłu

Skład gazu ziemnego jest uzależniony od źródła pochodzenia i ma decydujący wpływ na jego hydrauliczne i termodynamiczne właściwości. Niektóre składniki, jak np. ciężkie węglowodory mogą wpływać na podniesienie kaloryczności, ale kosztem zwiększenia masy molowej, tym samym na większe opory przepływu i spadek ciśnienia w gazociągach. Z drugiej strony należy mieć na uwadze, że lepkość dynamiczna cięższych węglowodorów gazowych jest niższa. W przypadku roztworu gazu ziemnego z wodorem, sytuacja jest zgoła odmienna, ponieważ wodór jest lżejszy od metanu (prawie ośmiokrotnie), dlatego zwiększenie udziału wodoru w gazie ziemnym, wraz ze zmniejszeniem zawartości udziału metanu powoduje zmniejszenie gęstości roztworu, a co za tym idzie, zwiększenie ciśnienia w gazociągu. Dla gazu ziemnego z udziałem wodoru 1% i metanu 94%, końcowe ciśnienie w gazociągu wynosi 2,836 MPa, przy równomiernym wzroście zawartości wodoru (kosztem metanu do poziomu 85%) w roztworze do wartości 10%, ciśnienie końcowe dla takich samych warunków przepływu wzrasta do 3,077 MPa (Kowalski et al., 2017).

Na rynku pojawiły się nowe urządzenia (np. kotły Vitodens), umożliwiające spalanie roztworu gazu ziemnego z wodorem, dzięki którym w przypadku kiedy do dystrybucyjnej sieci gazowej zacznie być zatłaczany wodór, nie będzie zachodziła konieczność wymiany kotłów gazowych (Sowa, 2021). Od 2018 roku kampus Uniwersytetu w Keele (Wielka Brytania) korzysta z lokalnej sieci gazowej z zawartością wodoru na poziomie 20%. Sieć zasila 30 budynków uczelnianych oraz 100 budynków mieszkalnych. Po sukcesie badań w skali

pilotażowej, w 2021 r. w pobliskiej miejscowości Winlaton trwają testy podobnej sieci, która zasila m.in. 670 domów, szkołę podstawową i kilka budynków komercyjnych. Od 2019 roku w Holandii pracuje eksperymentalna sieć oparta o osiedlową, zieloną kotłownię wodorową (100% wodoru). Rozwiązania techniczne dostarczyły Remeha i Beakert Heating (kocioł wodorowy). Kotły, w 100% zasilane wodorem, produkują wodę grzewczą kierowaną do 25 mieszkań⁹⁵. Oczywiście proces spalania wodoru znacznie różni się od spalania gazu ziemnego (głównie ze względu na znacznie większą szybkość spalania) i skutkuje np. wystąpieniem problemów ze stabilnością płomienia. Niższa gęstość wodoru powoduje również konieczność znacznie większych przepływów objętościowych. Wraz ze wzrostem zawartości wodoru w gazie ziemnym maleje wartość opałowa. Obecność azotu również niekorzystnie wpływa na wzrost gęstości i spadek kaloryczności gazu. Obecność 5% azotu powoduje obniżenie liczby Wobbego z 48,35 MJ/m³ do 35,82 MJ/m³, co odpowiada redukcji 26% w dopływie ciepła (Sowa, 2021).

W przypadku zmiany udziału w gazie ziemnym azotu lub dwutlenku węgla, zaobserwujemy spadek ciśnienia gazu. Zarówno azot jak i dwutlenek węgla są cięższym składnikiem od metanu. Dlatego zwiększenie udziału azotu lub dwutlenku węgla kosztem zawartości metanu spowoduje, że przesyłane medium robi się cięższe, co powoduje dodatkowe straty ciśnienia. Poza tym dwutlenek węgla jest niepożądanym komponentem roztworu wywołującym korozję gazociągów stalowych.

Przeprowadzone badania wykazały, że do gazu ziemnego grupy E o liczbie Wobbego równej 51,15 MJ/m³ oraz składzie: metan – 94,671%, węglowodory wyższe – 1,577%, azot – 3,753%, można dodać około 7,5% biogazu o składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla (Barczyński, 2017, 2021). Z innych badań wynika (Barczyński, 2010), że istnieje możliwość dodawania gazu bezpośrednio ze złoża (o liczbie Wobbego – 59,5215 MJ/m³, o składzie: metan – 52,4%, etan – 34,5%, propan – 8,3%, azot 4,1%) do gazu podgrupy E w ilości około 18%. Oczywiście każdorazowo tego rodzaju decyzje powinny zostać szeroko skonsultowane przez służby odpowiedzialne za ruch sieci w Spółce i przeliczone za pomocą programów symulacyjnych.

Określając parametry wybuchu mieszanin, można stwierdzić, że dla niskich ciśnień początkowych, maksymalne ciśnienie wybuchu dla roztworu z propanem osiąga wartości wyższe niż dla LPG (mieszanina propan-powietrze), jednak wraz ze wzrostem ciśnienia, sytuacja zmienia się i ciśnienie wybuchu dla roztworu z LPG staje się większe. Wskazuje to wyraźnie na propan, jako na gaz mający duże predyspozycje do stosowania w procesach zamiany niż LPG. Przyczyną tego może być wyższy ciężar właściwy butanu uniemożliwiający dokładne mieszanie się gazów (Łaciak, 2011, 2012). Również dodawanie eteru dimetylowego (DME) bezpośrednio do sieci niskiego ciśnienia daje pozytywne wyniki. DME ma wiele zalet, znacznie obniża temperaturę zapłonu roztworu, poprawia efektywność spalania i obniża temperaturę płomienia, przez co zmniejsza emisję tlenków azotu (Łaciak, 2012).

⁹⁵ Strefa Instalatora, Kotły na wodór. Rozwój nowej technologii, październik 2021, Kotły na wodór. Rozwój nowej technologii - STREFA INSTALATORA

Biogaz po oczyszczeniu i uzdatnieniu również może być wykorzystywany jako zamiennik gazu ziemnego zarówno u odbiorców komunalnych jak i przemysłowych. Finalnie, wynik analizy chromatograficznej powinien decydować czy gaz może być wprowadzony do sieci rozdzielczej i na jakich zasadach. W trakcie produkcji biogazu mogą mieć miejsce duże wahania składu chemicznego produkowanego gazu. Mogą pojawiać się zwiększone ilości składników mających negatywny wpływ na rurociągi i urządzenia stosowane przy transporcie gazu. Wprowadzenie do sieci dystrybucyjnej gazu niespełniającego warunków zamienności może spowodować zagrożenie dla zdrowia i życia. Dlatego jakość wprowadzanego do sieci gazu powinna być w sposób ciągły kontrolowana. Dlatego na obecnym etapie zastosowania biometanu w sieciach gazowych zaleca się, aby był wtłaczany do wyizolowanych, lokalnych sieci dystrybucyjnych (Nagy, 2024).

7.3. Używane kryteria wymienności paliw gazowych w transporcie

Gazy są wzajemnie wymienne, jeżeli spalają się bez zakłóceń w tych samych urządzeniach pod tym samym ciśnieniem, obciążenie cieplne urządzeń gazowych nie ulega zmianie, utrzymywany jest stabilny płomień i spalanie jest zupełne i całkowite. Skład gazu oraz ilość powietrza niezbędnego do prawidłowego procesu spalania ma istotny wpływ na powyższe warunki. Dopuszcza się odchylenia liczby Wobbego w granicach $\pm 5\%$ dla odbiorców komunalnych i $\pm 10\%$ dla odbiorców przemysłowych (Barczyński, Łaciak, 2014). Stabilność płomienia uzależniona jest od maksymalnej szybkości spalania oraz prędkości wypływu roztworu gazu i utleniacza z dyszy palnika. Przy zmniejszeniu szybkości spalania może dojść do zjawiska oderwania płomienia, a przy wzroście prędkości - przeskoku płomienia do wnętrza palnika. Niecałkowite spalanie objawia się większą ilością tlenku węgla w spalinach, a niezupełne pojawieniem się żółtych końcówek płomienia. Dopuszczalne stężenie tlenku węgla w spalinach powinno wynosić 0,1–0,05% objętości.

Dotychczasowe metody określania zamienności gazów w urządzeniach gazowych oparte są głównie na liczbie Wobbego, która decyduje o obciążeniu cieplnym urządzenia oraz szybkości spalania, od której zależy stabilność płomienia. Przekroczenie liczby Wobbego może się wiązać ze wzrostem stężenia tlenku węgla w spalinach. Szczególną wagę poświęca się określeniu podstawowych właściwości mieszanin palnych, m.in. minimalnej energii zapłonu, laminarnej prędkości spalania, opóźnienia zapłonu, granic palności. Wartości te zależą od rodzaju i składu roztworu, temperatury, ciśnienia itp. Określenie szybkości spalania jest jednym z najważniejszych obliczeń dotyczących zamienności paliw gazowych (Łaciak, 2011, 2012).

Jedną z najbardziej znanych metod określających wymiennosc gazów dla odbiorców komunalnych w odniesieniu do wyżej wymienionych zjawisk są metody Delbourga oraz Weavera. O wymiennościach gazów świadczy spełnienie wymogów utrzymania liczby Wobbego we wskazanych granicach oraz wszystkich wskaźników zamienności. Należy mieć jednak na uwadze, że metody te zostały opracowane w latach 50. XX w. i odnosiły się do

gazów i urządzeń gazowych stosowanych w tamtym okresie. Od tego czasu nastąpił gwałtowny wzrost technologiczny w zakresie procesów spalania i wyniki badań laboratoryjnych mogą odbiegać od wyników badań wykonywanych przez instytuty badawcze, a kryteria oceny wymienności mogły stracić na aktualności i należy podjąć prace nad ich modernizacją lub wypracowaniem nowych metod (Wojtowicz, 2016).

7.3.1. Metoda Delbourga

W metodzie Delbourga zamienność gazu jest scharakteryzowana przez:

- a) skorygowaną liczbę Wobbego [kW] według wzoru:

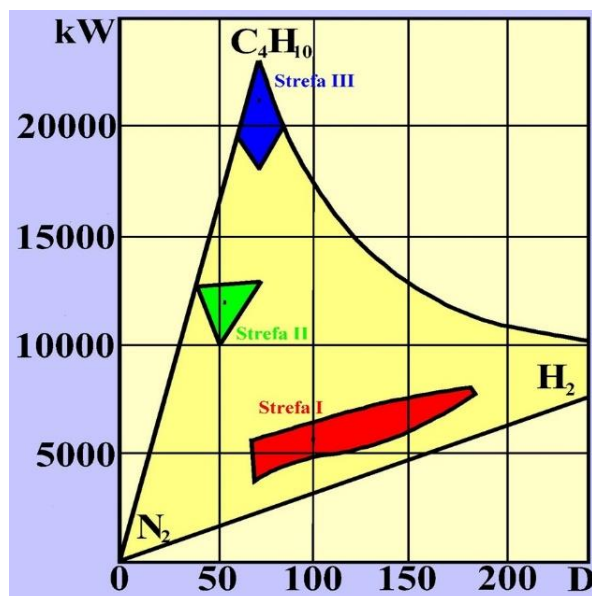
$$W_d = \frac{H_D \sqrt{p}}{\sqrt{d}} \quad (7.2)$$

gdzie: p – ciśnienie gazu, Pa,
 d – gęstość względna gazu, –.

- b) potencjał spalania, wyznaczony doświadczalnie na podstawie znanego składu, związany jest z szybkością spalania,
c) współczynnik tworzenia sadzy I_{ch} ,
d) współczynnik powstawania żółtych końców I_j , zależny od zawartości węglowodorów w gazie.

Współczynniki tworzenia sadzy oraz powstawania żółtych końców zależą od zawartości węglowodorów w gazie. Na rysunku 7.2 przedstawiono wykres zamienności Delbourga dla gazów sztucznych (strefa I), gazu ziemnego i roztworu gazów płynnych z powietrzem o zbliżonej liczbie Wobbego (strefa II), gazów płynnych (strefa III). Należy pamiętać, że gazy nie mogą być wymienne pomiędzy rodzinami. Czyli np. gaz koksowniczy nie może być wymienny np. z gazem ziemnym z grupy Ls.

Gaz jest wymienny z gazem odniesienia (wzorcowym), jeżeli punkt charakteryzujący paliwo gazowe znajduje się wewnątrz zakresu zamienności podanego na wykresie współrzędnych D – kW, a współczynniki tworzenia sadzy, żółtych końców nie przekraczają dopuszczalnych wartości (Wojtowicz, 2016).



Rysunek 7.2. Diagram zamienności Delbourga dla gazów I, II i III strefy. D – potencjał spalania, kW – rozszerzona liczba Wobbego (źródło: Kogut, Barczyński, Łaciak, 2014)

Gazy zlokalizowane poza obszarem zamienności spalają się wadliwie w wybranym urządzeniu gazowym. W zależności od miejsca, które na diagramie zajmuje gaz, podczas procesu spalania może występować zjawisko cofania płomienia lub odrywania się oraz niezupełne spalanie. Jednak w obecnie stosowanych palnikach rolę regulacji ilości powietrza przejęły konstrukcje dysz, co skutkuje większą elastycznością na zmianę składu gazu. Dzięki czemu palniki można zasilać gazami o dużej zmienności wartości liczby Wobbego bez potrzeby ich modyfikacji.

7.3.2. Metoda Weavera

Metoda rachunkowa Weavera polega na wyznaczeniu sześciu wskaźników dla dwóch gazów, z których jeden definiuje się jako podstawowy, a drugi jako zamienny dla gazu podstawowego. Nie wymaga ona określenia gazu wzorcowego (odniesienia). Dedykowana jest dla przyborów gazowych użytku domowego i ciśnienia gazu nie przekraczającego 1,25 kPa (Łaciak, 2011). Wskaźniki zamienności gazów podzielone zostały na trzy grupy: obciążenia cieplnego urządzenia gazowego (I_H , I_A), stabilności płomienia (I_F , I_L), oraz jakości spalania (czyli tworzenia się tlenku węgla i sadzy – I_t , I_Y). Jeżeli wartości mieszczą się w granicach zdefiniowanych przez Weavera, wówczas można stwierdzić, że gazy są zamienne (Barczyński, Łaciak, 2014).

a) wskaźnik zamienności dla obciążenia cieplnego I_H

$$I_H = \frac{H_s}{H'_s} \cdot \frac{\sqrt{d'}}{\sqrt{d}} = \frac{w}{w'} \quad (7.3)$$

gdzie: H_s – ciepło spalania gazu podstawowego, MJ/m³,

d – gęstość względna, liczba Wobbego dla gazu podstawowego, –,
 W – liczba Wobbego gazu podstawowego, MJ/m³,
 H'_s – ciepło spalania gazu zamiennego, MJ/m³,
 d' – gęstość względna, liczba Wobbego dla gazu zamiennego, –,
 W' – liczba Wobbego gazu zamiennego, MJ/m³.

Optymalna wartość wskaźnika powinna wynosić 1,0, dopuszczalne wartości graniczne $\pm 20\%$, czyli 0,95–1,05.

b) Wskaźnik zmienności dla zassania powietrza pierwotnego I_A

$$I_A = \frac{P'_t}{P_t} \cdot \frac{\sqrt{d'}}{\sqrt{d}} \quad (7.4)$$

gdzie: P_t – teoretyczna ilość powietrza do spalania gazu podstawowego, m³/m³,
 P'_t – teoretyczna ilość powietrza do spalania gazu zamiennego, m³/m³.

Optymalna wartość wskaźnika powinna wynosić 1,0, dopuszczalne wartości graniczne $\pm 20\%$, czyli 0,95–1,05.

c) Wskaźnik zmienności dla cofania się płomienia I_F

$$I_F = \frac{U'}{U} - 1,4I_A + 0,4 \quad (7.5)$$

Współczynnik szybkości spalania dla gazu podstawowego i zamiennego (U , U') wyliczany jest ze wzoru:

$$U = \frac{\sum \nu \cdot F_1}{(P_t + 1) + 5B - 18,8O_2} \quad (7.6)$$

gdzie: ν – udział składnika w gazie,
 F_1 – współczynnik do obliczenia prędkości zapłonu (tabela 7.1),
 B – zawartość składników inertnych w gazie, %, wyznaczone ze wzoru:

$$B = \frac{CO_2 + N_2}{100} \quad (7.7)$$

Przy czym dla CO₂ i N₂ podstawia się w procentach objętościowych.

Tabela 7.1. Wartość współczynnika F1 do obliczenia szybkości zapłonu dla wybranych gazów
(źródło: Barczyński, Łaciak, 2014)

Gaz	Wartość współczynnika F1
Tlenek węgla	61
Wodór	339
Metan	148
Etan	301
Propan	398
Butan	513
Etylen	454
Węglowodory	674

Optymalna wartość wskaźnika powinna wynosić 1,0, dopuszczalna wartość graniczna to 0,08.

d) Wskaźnik zamienności dla odrywania się płomienia I_L

$$I_L = I_A \frac{U'}{U} \left(\frac{100 - \%O_2'}{100 - \%O_2} \right) \quad (7.8)$$

O_2 określa zawartość tlenu w gazie, optymalna wartość wskaźnika wynosi 1,0, wartość graniczna 0,64.

e) Wskaźnik zamienności dla tworzenia tlenku węgla I_I

$$I_I = I_A - 0,336 \frac{R'}{R} - 0,634 \quad (7.9)$$

Współczynniki R , R' (odpowiednio dla gazu podstawowego i zamiennego), stosunku liczby atomów wodoru i węgla określa wzór:

$$R = \frac{\sum r_i \cdot F_4}{\sum r_i \cdot F_3} \quad (7.10)$$

gdzie: r_i – udział objętościowy danego składnika w gazie,

F_3 – liczba atomów węgla w gazie,

F_4 – liczba atomów wodoru w gazie.

Optymalna wartość wskaźnika powinna wynosić 0,0, dopuszczalna wartość graniczna to +0,1.

f) Wskaźnik zamienności dla występowania żółtych końców I_V

$$I_V = I_A + \frac{N' - N}{100} - 1 \quad (7.11)$$

Współczynniki N , N' (odpowiednio dla gazu podstawowego i zamiennego), zależą od zawartości poszczególnych składników węglowodorów nasyconych w gazie, i określone są wykorzystaniem wzoru:

$$N = \sum r_i \cdot F_3 - \sum r_{i \text{ węglow.nasyconych}} \quad (7.12)$$

gdzie: F_3 – liczba atomów węgla w węglowodorze.

Optymalna wartość wskaźnika powinna wynosić 1,0 dopuszczalna wartość graniczna to +0,14. Modernizacja metody mogłaby polegać na rozszerzeniu granic zamienności wskaźnika odrywania płomienia i wskaźnika tlenku węgla (Wojtowicz, 2016).

7.3.3. Kryteria wymienności gazów dla odbiorców przemysłowych

Wyliczenia wymienności gazów dla odbiorców przemysłowych są mało przydatne z racji indywidualnych warunków spalania i wymiany ciepła. Zwykle w przemysłowych piecach grzewczych następuje spalanie gazu w zamkniętych komorach, a dopływ powietrza oraz odprowadzanie spalin jest ściśle regulowane. W piecach wymiana ciepła w 85–95% odbywa się głównie dzięki promieniowaniu, a ciepło dostarczane przez promieniowanie w przybliżeniu wzrasta do czwartej potęgi temperatury źródła promieniowania (Barczyński, Łaciak, 2014). Liczba Wobbego nie uwzględnia warunków wymiany ciepła z przestrzeni roboczej od ogrzewanego wsadu, będącej wynikiem różnicy temperatury płomienia i jego emisyjności, w zależności od rodzaju spalanego gazu. Takie warunki spalania wykluczają stosowanie kryteriów zamienności gazów dedykowanych dla odbiorców komunalnych.

Podstawowym warunkiem zamienności paliw gazowych w piecach przemysłowych jest utrzymanie niezmienności strumienia cieplnego i utrzymanie technologii nagrzewania (przekazywania ciepła do wsadu, poprzez konwekcję lub promieniowanie) (Wojtowicz, 2016).

8. Sztuczna inteligencja w transporcie i dystrybucji gazu

Każdego dnia w firmach energetycznych generowane są ogromne ilości nieprzetwarzanych danych. Bazy danych billingowych niosą ukryte wzorce zachowań klientów i ogromny potencjał biznesowy. Na zewnątrz rynku gazowego generowana jest duża liczba danych ekonomicznych i gospodarczych, które w powiązaniu z danymi telemetrycznymi spółek gazowniczych mogą pozytywnie wpłynąć na decyzje inwestycyjne (Magiera, 2023). Aby dane miały dla przedsiębiorstwa takiego jak PSG wartość dodaną, w celu optymalizowania istniejących procesów, powinny być na bieżąco analizowane m.in. przez sztuczną inteligencję. Niezbędnym elementem w celu osiągnięcia sukcesu prognozowania gazu jest dostęp do wiarygodnych danych historycznych i bieżących. Pod warstwą pozornej przypadkowości ukryte są trendy i modele opisujące zachowania odbiorców i rzeczywistą pracę sieci. Prognozowanie zapotrzebowania na gaz jest procesem trudnym, wymagającym dużej wiedzy, doświadczenia oraz stosowania złożonych narzędzi informatycznych. Praktyka wskazuje, że trafne prognozy to warunek konieczny dla prawidłowej eksploatacji i rozwoju systemów transportowych i skutecznego ich zarządzania (Osiadacz, 2019).

Jak każde nowatorskie narzędzie służące do zaawansowanych analiz danych i wspomagające podejmowanie strategicznych decyzji, jej szersze zastosowanie wiąże się z szeregiem korzyści i szans, ale także zagrożeń. Część z nich wymieniono poniżej.

Korzyści z zastosowania SSN w gazownictwie:

- SSN mogą zoptymalizować realizowane w Spółce procesy, np. obszaru transportu gazu i zarządzania infrastrukturą gazowniczą, co może przyczynić się do zwiększenia efektywności energetycznej i redukcji kosztów operacyjnych,
- umożliwia definiowanie modeli zachowań i potrzeb klientów wg różnych kryteriów (np. regionu kraju, wielkości miejscowości zamieszkania i innych),
- dzięki analizie danych, SSN mogą identyfikować nieszczelności w infrastrukturze gazowej, minimalizując ryzyko wycieków, a zwiększenie kontroli nad funkcjonowaniem infrastruktury gazowniczej doprowadzi do zmniejszenia emisji metanu,
- umożliwia bardziej efektywne zarządzanie przepływem gazu, co prowadzi do bezpieczniejszego zarządzania siecią, szybszego reagowania na niespodziewane zdarzenia oraz podejmowanie bardziej trafnych decyzji na etapie inwestycyjnym, planowania gazyfikacji lub przyłączania odbiorców,

- SNN mogą prognozować zapotrzebowanie na gaz zarówno na stacjach klienckich jak i zasilających, co pozwala na lepsze planowanie dystrybucji i rozwoju obszarów,
- SNN mogą analizować dane z czujników w czasie rzeczywistym, umożliwiając natychmiastowe wykrywanie anomalii (np. w poborach gazu) czy przewidzieć awarię sieci,
- SSN oraz zaawansowane narzędzia informatyczne takie jak symulacje sieci gazowych, umożliwiają analizy i możliwości szerszego zastosowania biometanu oraz roztworów wodorowych w sieci dystrybucyjnej,
- połączenie SNN z Internetem Rzeczy (IoT) umożliwia bardziej zaawansowane monitorowanie i zarządzanie infrastrukturą gazowniczą,
- dzięki analizie danych telemetrycznych i odczytowych klientów, SNN mogą dostosowywać usługi do indywidualnych potrzeb i preferencji użytkowników,
- wykorzystanie SNN może prowadzić do powstania nowych modeli biznesowych, takich jak inteligentne zarządzanie energią.

Zagrożenia:

- integracja SNN z infrastrukturą gazowniczą może narażać systemy informatyczne na ataki cybernetyczne,
- błędne lub niekompletne dane wejściowe lub niewłaściwe modele SNN mogą prowadzić do nieoptymalnych decyzji operacyjnych,
- wysokie koszty związane z wdrożeniem i utrzymaniem zaawansowanych technologii mogą być barierą dla szerszego wdrożenia,
- zbyt duża zależność od SNN może osłabić ludzką kontrolę nad procesami i decyzyjność,
- konieczność posiadania kompetencyjnych zasobów kadrowych.

Wykorzystanie SSN w gazownictwie otwiera wiele nowych możliwości, poprawiając efektywność operacyjną, redukując emisje metanu, zmniejszając awaryjność infrastruktury i zwiększając bezpieczeństwo (Awuku et al., 2023). Jednocześnie istnieją pewne zagrożenia, takie jak cyberbezpieczeństwo i koszty wdrożenia, które wymagają odpowiedniego zarządzania. Potencjał SNN w gazownictwie jest ogromny, a ich zastosowanie może przyczynić się do bardziej zrównoważonego i efektywnego zarządzania zasobami energetycznymi.

Prognozowanie maksymalnego godzinowego zapotrzebowania na gaz jest skomplikowanym zagadnieniem. Stosowane metody opierają się na różnych założeniach, co skutkuje różnymi wynikami dla tych samych danych wejściowych. Najbardziej efektywną metodą planowania dostaw gazu jest analiza rzeczywistego zużycia gazu (Apostol et al., 2017). Wykorzystuje ona analizę regresji wieloparametrycznej lub sieci neuronowe do modelowania zależności zużycia gazu, od czynników takich jak warunki pogodowe, dane kalendarzowe, charakterystyka budynków i urządzeń gazowych. Dla różnych parametrów wejściowych tworzony jest model matematyczny, który następnie testowany jest pod kątem

istotności współczynnika korelacji. W sytuacji, gdy model liniowy nie jest wystarczający, stosuje się sieci neuronowe.

W literaturze branżowej można natknąć się na wiele opracowań dotyczących zastosowania SSN w prognozowaniu zużycia gazu przy zastosowaniu różnych modeli, np. gaussowskich. Regresja procesów gaussowskich (GPR), wykorzystuje dane szeregów czasowych, uwzględniających czynniki zewnętrzne, takie jak temperatura, które znacząco poprawiają wyniki prognozowania, szczególnie w okresach zimowych (Laib et al., 2018).

Połączenie estymacji zapotrzebowania na gaz ziemny z modelem stochastycznym temperatury jest najczęściej spotykaną metodą. Zapotrzebowanie na gaz i procesy temperaturowe są modelowane oddzielnie, a następnie wyprowadza się rozkład zużycia gazu ziemnego w zależności od temperatury. Modele te są testowane za pomocą symulacji Monte Carlo oraz rozwiązania analitycznego, co pozwala na porównanie wyników prognoz z rzeczywistymi danymi (Gonenc et al., 2013). Wyniki badań pokazują, że głównym czynnikiem determinującym zapotrzebowanie na gaz ziemny są tzw. *heating degree days* (HDDs), czyli dni, w których temperatura jest na tyle niska, że wymagane jest ogrzewanie.

Bez wątpienia najlepszym materiałem do badania i prognozowania poborów gazu w sieci dystrybucyjnej są odbiorcy komunalni, charakteryzujący się stabilnością i regularnością poborów (Panek, Włodek, 2021). Zaobserwowano również, że tradycyjne podejście polegające na wyliczaniu obciążeń średnich dla odbiorców komunalnych grupowych, nie jest odpowiednie ze względu na nieregularne indywidualne pobory zużycia, które wiążą się z brakiem wiarygodnych danych oraz nagłe, ostatnimi czasy coraz częstsze zmiany wzorców konsumpcji. Dlatego proponuje się nieliniowy model regresji z indywidualnymi parametrami specyficznymi dla klienta, który posiada wspólny rozkład zgodny z ramami modelu nieliniowych efektów mieszanych (Brabec et al., 2008). Kluczową zaletą tego podejścia jest możliwość budowania modelu warunkowego. Pierwszym warunkiem jest określenie, czy dany klient w ogóle zużywa gaz w danym dniu, co jest modelowane jako status konsumpcji w sposób indywidualny. Badania pokazują, że indywidualne modelowanie i prognozowanie zużycia gazu jest szczególnie istotne w okresach zmiany cen oraz w scenariuszach deregulacji rynku. Podejście to jest niezbędne w sytuacjach, gdy brakuje danych, co istotnie wpływa na jakość prognozowania. Modelowanie indywidualnych wzorców zużycia gazu może prowadzić do bardziej precyzyjnych prognoz, co jest istotne dla redukcji ryzyka finansowego na rynku gazu ziemnego oraz lepszego zarządzania zasobami energetycznymi.

Tureccy badacze (Yukseltan et al., 2021)⁹⁶ zaprezentowali model prognozowania zużycia gazu, który bazuje na rozwinięciu szeregu Fouriera, uzupełnionym o odchylenia od temperatury jako zmienną regresyjną. Model jest również wspierany przez mechanizm sprzężenia zwrotnego do prognozowania dziennego zużycia. Metodę zastosowano do analizy zużycia gazu w dużych obszarach mieszkalnych w Turcji, zarówno w ujęciu rocznym, miesięcznym, tygodniowym, jak i dziennym. Głównymi zaletami proponowanego modelu to możliwość długoterminowych prognoz oraz lepsza dokładność w porównaniu z metodami

⁹⁶ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038012120300227>

szeregów czasowych. Model ten oferuje prognozy w horyzoncie jednorocznym z dokładnością mieszczącą się w granicach 5–10% średniego błędu procentowego. W innej rozprawie, zaprognozowano zużycia gazu dla odbiorców w Stambule (Demirel, Zaim, 2011), wykorzystując model regresji OLS jako model referencyjny oraz bardziej zaawansowane modele ARMAX i sieci neuronowych. Modele wykazały dużą dokładnością w prognozowaniu zużycia gazu ziemnego.

W literaturze przedmiotu bardzo często można się spotkać z analizami opartymi na modelu ARMA (*autoregressive moving average*) (Ambya, Gunarto, 2020) z dodatkowymi współczynnikami Fouriera, w celu uwzględnienia sezonowości zużycia gazu (Goncu, 2013). Badania te są kluczowe dla efektywnego zarządzania zasobami energetycznymi, szczególnie w kontekście wzrostu znaczenia gazu ziemnego jako ekologicznego źródła energii. Model umożliwia prognozowanie miesięcznego zużycia gazu ziemnego dla jednego konsumenta. Dotychczasowa literatura koncentrowała się na modelach szeregów czasowych, ale nie uwzględniała w pełni struktury sezonowości zużycia gazu. Model został zweryfikowany poprzez metodologię *backtestingu*, która wykazała dobrą zgodność prognoz z rzeczywistymi danymi zużycia gazu. Model ARMA ze współczynnikami Fouriera dobrze odwzorowuje empiryczne właściwości miesięcznego zużycia gazu i jego sezonowość.

W Polsce wykonuje się prognozy przy użyciu hybrydowego modelu ARIMA-LSTM. Model prognozuje zużycie gazu ziemnego, uwzględniając historyczne zużycie, ceny surowców energetycznych oraz założenia PEP 2040. Autorzy (Manowska et al., 2021) stworzyli hybrydowy model łączący ARIMA z sieciami neuronowymi LSTM. Średni procentowy błąd prognozy wyniósł 2%, co oznacza, że model dobrze odzwierciedla rzeczywiste zużycie gazu.

A. Goncu przedstawił nową interpretację modelu logistycznego stosowanego do szacowania zużycia gazu ziemnego (Goncu, 2013). Autor przedstawił regresyjny model oparty na dyskretyzacji Eulera modelu logistycznego, który upraszcza procedurę estymacji parametrów i lepiej modeluje dane dotyczące zużycia gazu⁹⁷. Wyniki pokazują, że model regresyjny daje lepsze dopasowanie do danych i mniejsze sumy błędów kwadratowych w porównaniu do metod NLP (nieliniowego programowania) i GA (algorytmu genetycznego).

Kluczowe korzyści wynikające z zastosowania modelu regresyjnego to:

1. Prostsza estymacja parametrów za pomocą metody najmniejszych kwadratów.
2. Możliwość uzyskania przedziałów ufności dla prognoz punktowych, co nie jest możliwe w przypadku deterministycznego modelu logistycznego.
3. Lepsze dopasowanie do danych historycznych, co potwierdzają niższe sumy błędów kwadratowych.

Stosowane są także strukturalne modele szeregów czasowych (STSM) uwzględniające czynniki ekonomiczne zarówno wewnętrzne jak i zewnętrzne (Hakimipoor et al., 2016). Wyniki analizy wykazały stochastyczny charakter trendów i udowadniają, że

⁹⁷ https://www.academia.edu/89635847/Estimating_Seasonal_and_Yearly_Natural_Gas_Consumption?uc-g-sw=19183502

nieekonomiczne, nieobserwowalne czynniki mogą mieć istotny wpływ na zapotrzebowanie na gaz ziemny w sektorze przemysłowym.

Ważne są przygotowywane analizy prognozowania zużycia gazu w kontekście zabezpieczenia potencjału magazynowego krajów UE (Köteles, Tihanyi, 2018). Autorzy podkreślają znaczenie strategii magazynowania gazu i zarządzania rezerwami, jako kluczowe elementy zapewniające stabilność dostaw gazu ziemnego w wybranych krajach UE.

Opracowywane są także modele statystyczne konsumpcji gazu ziemnego w przemyśle oparte na analizie danych na przestrzeni kilkudziesięciu lat (Huntington, 2007, Hakimipoor et al., 2016). Autor (Huntington, 2007) podjął się przygotowania modeli statystycznych opierając się na danych historycznych z lat 1958–2003, przy założeniu, że ceny gazu ziemnego będą podążać za cenami ropy naftowej, jak miało to miejsce w przeszłości. Wykorzystano różne miary aktywności ekonomicznej i ceny ropy naftowej, aby ocenić ich wpływ na zużycie gazu. Model wykazał, że zużycie gazu w przemyśle może rosnąć wolniej w ciągu następnych 20 lat w porównaniu do prognoz EIA⁹⁸, pod warunkiem, że ceny gazu będą podążały za cenami ropy. W przypadku, gdy ceny gazu będą niższe od cen ropy, zużycie gazu może znacznie wzrosnąć.

Podjęmowane są próby analizy czynników wpływających na globalne zapotrzebowanie na gaz ziemny, uwzględniających zależności pomiędzy konsumpcją gazu, a jej determinantami (Oskoui, Belaifa, 2017). Autorzy wykorzystali model dekompozycji wariancji oparty na modelu wektorowej autoregresji (VAR). Wyniki ich analiz wykazały, że wzrost gospodarczy wyjaśnia około 32% fluktuacji zapotrzebowania na gaz, zmiany cen gazu - 35%, zmiany w zapotrzebowaniu na energię około 16%. Na podstawie estymacji modelu regresji autorzy doszli do wniosku, że globalne zapotrzebowanie na gaz wzrośnie o 2% w 2017 roku, oraz o 2,1% w latach 2018 i 2019.

Na wyniki prognoz mają wpływ zmienne pogodowe, czynniki kalendarzowe czy charakterystyka budynków. Na podstawie analizy rzeczywistego zużycia gazu można przewidywać zapotrzebowanie na gaz w różnych rejonach miasta, co pozwala na optymalizację systemu dostaw gazu i bardziej trafne projektowanie sieci dystrybucji.

Zaleca się dalsze prace nad udoskonaleniem modeli prognostycznych, w tym uwzględnienie szczegółowych technologii i procesów przemysłowych, aby lepiej zrozumieć przyszłe wzorce zużycia energii.

Zastosowanie SSN w projektowaniu systemów ograniczających niską emisję

Zastosowanie sztucznych sieci neuronowych w kontekście ograniczenia niskiej emisji nie znalazło jeszcze szerszego zainteresowania w literaturze branżowej. Dzięki zaawansowanym algorytmom i zdolnościom analitycznym SNN możliwe jest bardziej efektywne zarządzanie procesami, wczesne wykrywanie problemów oraz optymalizacja operacji, co może prowadzić do znacznego ograniczenia emisji zanieczyszczeń (w tym metanu), i poprawy efektywności energetycznej przedsiębiorstwa.

⁹⁸ Energy Information Administration

Sztuczne sieci neuronowe mogą analizować ogromne ilości danych operacyjnych w czasie rzeczywistym, dzięki temu możliwa jest optymalizacja zużycia gazu i ograniczenia emisji zanieczyszczeń poprzez bardziej efektywne zarządzanie procesami dystrybucji gazu. Mogą być używane do modelowania i prognozowania emisji zanieczyszczeń na podstawie danych rzeczywistych i historycznych. Dzięki temu możliwe jest szybkie wykrywanie i reagowanie na niepożądane zmiany w emisjach, co w efekcie poprowadzi do ich ograniczenia.

Zaawansowane algorytmy oparte na SNN mogą monitorować pracę infrastruktury gazowniczej i wykrywać nieszczelności, które mogą prowadzić do wycieków gazu. Szybka diagnoza, identyfikacja i naprawa takich nieszczelności umożliwia minimalizowanie emisji metanu. SNN mogą pomóc w inteligentnym zarządzaniu siecią dystrybucyjną gazu, co pozwala na minimalizowanie strat gazu i optymalizację dystrybucji. SNN umożliwiają tworzenie zaawansowanych modeli i zwiększenia przydatności i trafności wykonywanych w Spółce symulacji sieci gazowych, co pozwala na lepsze zrozumienie pracy systemu. Dzięki temu możliwe jest opracowanie bardziej efektywnych strategii ograniczenia emisji metanu.

Dzięki połączeniu SSN i symulacji sieci gazowych możliwe jest wyznaczanie stopnia 'zazielenienia' sieci gazowych oraz wyznaczenie ilościowo jak te działania wpłyną na ograniczenie ekwiwalentu emisji dwutlenku węgla z sieci dystrybucyjnej.

9. Przygotowanie danych do obliczeń

W ramach rozprawy doktorskiej przeprowadzono analizę mieszania paliw gazowych o różnym składzie chemicznym z uwzględnieniem zmiany wielkości strumieni gazu dla wysokometanowego gazu ziemnego grupy E z gazem ziemnym wzbogaconym wodorem w ilości 5% oraz biogazem. Mieszanie zostało wykonane w trzech zakresach temperatur: 273,15K (Tabela 9.3), 278,15K i 283,15K. W analizie, w procesie mieszania strumieni uwzględniono podstawowe składniki gazów wzbogaconych. Dokładny skład paliw gazowych wzbogaconych z wzorcowym gazem ziemnym przedstawiono w tabeli 9.1 dla gazu z zawartością wodoru i biogazu. W przypadku gazu „wzorcowego” przyjęto skład molowy przedstawiony w tabeli 9.2.

Tabela 9.1. Skład chemiczny (molowy) strumienia dodatkowego biogazu oraz gazu ziemnego z 5% udziałem wodoru

Składnik		Skład, % mol.		
		biogaz	gaz sieciowy	gaz zmieszany
metan	%	61,264	91,113	86,557
etan	%	0,000	5,2300	4,969
propan	%	0,000	1,1100	1,055
i-butan	%	0,000	0,1100	0,105
n-butan	%	0,000	0,8000	0,760
i-pentan	%	0,000	0,0880	0,084
n-pentan	%	0,009	0,0110	0,010
neo-pentan	%	0,000	0,0000	0,000
grupa C6+	%	0,012	0,0280	0,027
azot	%	0,711	0,9200	0,874
dwutlenek węgla	%	37,886	0,5900	0,561
tlen	%	0,118	0,000	0,000
wodór	%	0,000	0,000	5,000
siarkowodór	mg/m ³	0,000	0,000	0,000
siarka całkowita	mg/m ³	0,000	0,000	0,000
rteć	µg/m ³	0,000	0,000	0,000
siarka merkaptanowa	mg/m ³	0,000	0,000	0,000

Tabela 9.2. Skład chemiczny (molowy) gazu strumienia głównego (grupa E)

Składnik	Jednostka	Skład, % mol.
metan	%	93,498
etan	%	4,545
propan	%	0,524
i-butan	%	0,062
n-butan	%	0,073
i-pentan	%	0,013
n-pentan	%	0,009
neo-pentan	%	0,000
grupa C6+	%	0,013
azot	%	0,722
dwutlenek węgla	%	0,541
tlen	%	0,000
wodór	%	0,000
siarkowodór	mg/m ³	0,000
siarka całkowita	mg/m ³	0,100
rtęć	μg/m ³	0,000
siarka merkaptanowa	mg/m ³	0,000

Tabela 9.3. Charakterystyka gazu ziemnego oraz wzbogaconego dla temperatury 273,15 K

Parametr	Jednostka	Gaz ziemny	Gaz ziemny z dodatkami wodoru (5%)	Biogaz	Biometan
Masa molowa	kg/kmol	17,144	17,031	26,756	17,821
Współczynnik ściśliwości	–	0,9973	0,9973	0,9962	0,9970
Ciepło spalania	MJ/m ³	41,21	41,05	24,44	42,54
Ciepło spalania	kWh/m ³	11,45	11,40	6,79	11,82
Wartość opałowa	MJ/m ³	37,20	37,06	22,03	38,44
Wartość opałowa	kWh/m ³	10,33	10,29	6,12	10,68
Górna liczba Wobbego	MJ/m ³	53,70	53,90	32,78	54,19
Gęstość	kg/m ³	0,77	0,76	1,20	0,80
Gęstość względna	–	0,59	0,59	0,93	0,62
Lepkość dynamiczna	Pa·s	0,00001032	0,00001018	0,00001206	0,00001019

W celu przygotowania danych do obliczeń i połączenia strumienia głównego ze strumieniem dodatkowym (a – gazu ziemnego z dodatkami 5% wodoru, b – biogazu), dla każdego rodzaju gazu wzbogaconego wygenerowano 1003 różnych przepływów. Strumień główny pozostał niezmienny i wynosił 10 m³/h, strumień dodatkowy jednak (roztworu a i b),

wahał się od 0,5 do 10,49 m³/h, zmieniany w każdym kroku o 0,01 m³/h. Obliczenia te dokonano dla trzech przedziałów temperaturowych (273,15K, 278,15K, 283,15K) (rys. 9.1, 9.2).

strumień	m ³ /h	Strumień główny	Strumień dodatkowy	Liczba moli składników strumienia		Skład molowy z zanieczyszczeniami		Całkowita liczba moli gazu zmieszanego [mol]	Skład molowy gazu zmieszanego	Masa składników na m ³ w gazie zmieszanym [kg]
		10,0	0,5	głównego	dodatkowego	głównego	dodatkowego			
metan	%	93,498	91,113	418,3005	20,3885	93,498	91,113	438,6870	93,384	0,670
etan	%	4,545	5,230	20,3339	1,1702	4,545	5,230	21,5041	4,578	0,062
propan	%	0,524	1,110	2,3443	0,2484	0,524	1,110	2,5927	0,552	0,011
i-butan	%	0,062	0,110	0,2774	0,0246	0,062	0,110	0,3020	0,064	0,002
n-butan	%	0,073	0,800	0,3266	0,1790	0,073	0,800	0,5056	0,108	0,003
i-pentan	%	0,013	0,088	0,0582	0,0197	0,013	0,088	0,0779	0,017	0,001
n-pentan	%	0,009	0,011	0,0403	0,0025	0,009	0,011	0,0427	0,009	0,000
neo-pentan	%	0,000	0,000	0,0000	0,0000	0,000	0,000	0,0000	0,000	0,000
grupa C6+	%	0,013	0,028	0,0582	0,0063	0,013	0,028	0,0644	0,014	0,001
azot	%	0,722	0,920	3,2302	0,2058	0,722	0,920	3,4360	0,731	0,009
dwutlenek węgla	%	0,541	0,590	2,4204	0,1320	0,541	0,590	2,5524	0,543	0,011
tlen	%	0,000	0,000	0,0000	0,0000	0,000	0,000	0,0000	0,000	0,000
wodór	%	0,000	0,000	0,0000	0,0000	0,000	0,000	0,0000	0,000	0,000
siarkowodór	mg/m ³	0,000	0,000	0,00000	0,00000	0,000	0,000	0,0000	0,000	0,000
siarka całkowita	mg/m ³	0,100	0,000	0,00003	0,00000	0,000	0,000	0,0000	0,000	0,095
męć	µg/m ³	0,000	0,000	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,0000	0,000	0,000
siarka merkaptanowa	mg/m ³	0,000	0,000			0,000	0,000	0,0000	0,000	0,000
wilgotność	°C	-26,9	-26,9			0,000	0,000	0,0000	0,000	0,000
		100,000	100,000							
		OK	OK	447,3898	22,3750			469,7648		

Rysunek 9.1. Zdefiniowanie składów gazu, strumienia i obliczanie mieszaniny

Dla każdej mieszaniny, dla każdej temperatury wyliczono parametry strumieni.

	Strumień główny	Strumień dodatkowy	Strumień zmieszany
Liczba moli gazu [mol·h ⁻¹]	447,3898	22,3750	469,7647
Masa molowa [kg·kmol ⁻¹]	17,144	17,821	17,176
Współczynnik sumacyjny [-]	0,0521	0,0544	0,0522
Współczynnik ściśliwości [-]	0,9973	0,9970	0,9973
Uniwersalna stała gazowa [kJ·kmol ⁻¹ ·K ⁻¹]	8,314	8,314	8,314
Temperatura normalna [°C]	0	0	0
Temperatura normalna [K]	273,15	273,15	273,15
Ciśnienie normalne [Pa]	101325	101325	101325
Ciepło spalania [MJ/m ³]	41,21	42,54	41,28
Ciepło spalania [kWh/m ³]	11,45	11,82	11,47
Wartość opałowa [MJ/m ³]	37,20	38,44	37,2608
Wartość opałowa [kWh/m ³]	10,33	10,68	10,35
Górna liczba Wobbe [MJ/m ³]	53,70	54,19	53,7268
Górna liczba Wobbe [kWh/m ³]	14,92	15,05	14,92
Gęstość [kg/m ³]	0,77	0,80	0,7692
Gęstość względna [-]	0,59	0,62	0,59
Temperatura krytyczna [K]	197,29	201,12	197,47
Lepkość dynamiczna [Pa·s]	0,00001032	0,00001019	0,00001031

Rysunek 9.2. Wyliczone parametry strumienia głównego, dodatkowego i zmieszanego

Zaprezentowane zostaną najlepsze wyniki dla danej mieszaniny.

Wytypowane zostały trzy kryteria – dane wejściowe dla trzech temperatur:

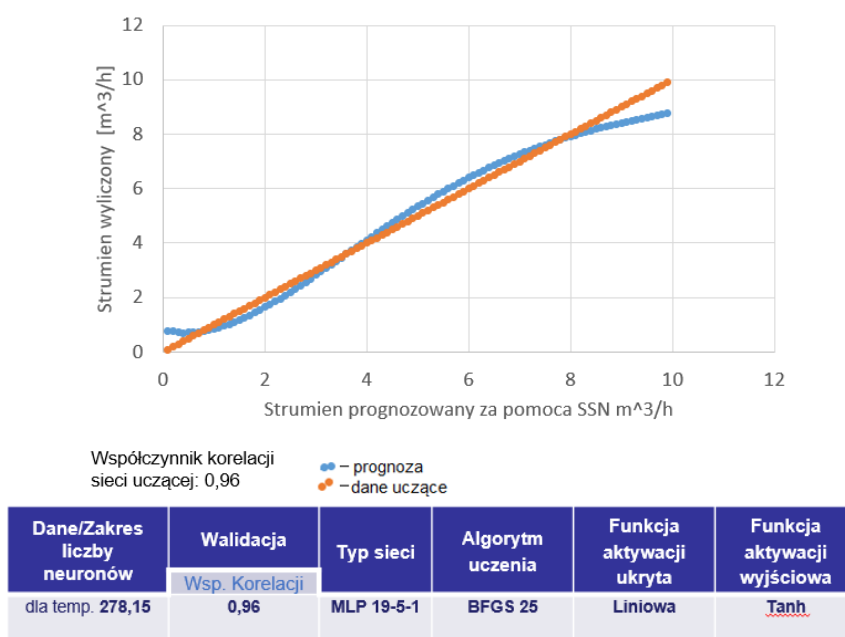
- wszystkie dane, m.in. masa molowa gazu, współczynnik ściśliwości, ciepło spalania, wartość opałowa, gęstość, temperatura krytyczna, ciśnienie krytyczne, metan, etan, propan, i-butan, n-butan, i-pentan, n-pentan, grupa C6+, azot, dwutlenek węgla,

- b) dane bez składu, m.in. masa molowa gazu, współczynnik ściśliwości, ciepło spalania, wartość opałowa, górna liczba Wobbego, gęstość, temperatura krytyczna,
- c) dane dotyczące ciepła – ciepło spalania, wartość opałowa, górna liczba Wobbego, gęstość.

dla trzech mieszanin - gaz ziemny z gazem ziemnym wzbogaconym									dla trzech mieszanin - gaz ziemny z wodorem								dla trzech mieszanin - gaz ziemny z biogazem										
nr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
	Metan 273 wszystkie dane	Metan 273 tylko dane bez składu	Metan 273 tylko dane dot.	Metan 278 wszystkie dane	Metan 278 dane bez składu	Metan 278 tylko dane dot.	Metan 83 wszystkie dane	Metan 283 dane bez składu	Metan 283 tylko dane dot.	wodór 273 wszystkie dane	wodór 273 dane bez składu	wodór 273 tylko dane dot.	wodór 278 wszystkie dane	wodór 278 dane bez składu	wodór 278 tylko dane dot.	wodór 83 wszystkie dane	wodór 283 dane bez składu	wodór 283 tylko dane dot.	biogaz 273 wszystkie dane	biogaz 273 dane bez składu	biogaz 273 tylko dane dot.	biogaz 278 wszystkie dane	biogaz 278 dane bez składu	biogaz 278 tylko dane dot.	biogaz 83 wszystkie dane	biogaz 283 dane bez składu	biogaz 283 tylko dane dot.
1	x																										
2		x																									
3			x																								
4				x																							
5					x																						
6						x																					
7							x																				
8								x																			
9									x																		
10										x																	
11											x																
12												x															
13													x														
14														x													
15															x												
16																x											
17																	x										
18																		x									
19																			x								
20																				x							
21																					x						
22																						x					
23																							x				
24																								x			
25																									x		
26																										x	
27																											x

Rysunek 9.3. Wyznaczenie zbioru uczącego się i walidującego

Na rysunku 9.4 przedstawiono przykładową inicjację uczenia sieci. Na wykresie porównano przykładowe wyniki dla dwóch roztworów gazu ziemnego w temp 278 K, do uczenia sieci zastosowano wszystkie dane.



Rysunek 9.4. Przykładowa inicjacja uczenia sieci

W celach doświadczalnych podjęto się m.in. analizy mieszanina gazu ziemnego (grupy E) z biometanem. Parametry jakościowe paliwa gazowego wprowadzanego do sieci gazowej nie powinny pogarszać parametrów przesyłanego gazu ziemnego. Wartość ciepła spalania dla danego obszaru wskazywana w warunkach przyłączenia (w PSG), jest podawana jako wartość

minimalna i maksymalna ciepła spalania (aktualizowana i publikowana⁹⁹. Wartość ciepła spalania w przypadku przyłączania podmiotu wytwarzającego biometan dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego E powinna być określona na poziomie 38,0 MJ/m³.

Dopuszczalne parametry jakościowe biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego wysokometanowego grupy E przedstawiono w tabelach 9.4 i 9.5¹⁰⁰. Zgodnie z obowiązującymi rozporządzeniami, ciepło spalania biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa nie może się różnić więcej niż o $\pm 3\%$ od ciepła spalania występującego aktualnie w sieci dystrybucyjnej na obszarze, do którego jest wprowadzanych biometan.

Tabela 9.4. Wymagane parametry jakościowe biometanu dla gazu typu E dla sieci średniego ciśnienia (źródło: PSG)

Nazwa parametru	Dopuszczalna wartość parametru
Ciepło spalania	min. od 38 MJ/m ³
Liczba Wobbego	45,0–56,9 MJ/m ³
Siarkowodór	do 7,0 mg/m ³
Siarka merkaptanowa	do 16,0 mg/m ³
Siarka całkowita	do 40,0 mg/m ³
Temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa	w okresie od 1.04 do 30.09 < +3,7°C
	w okresie od 1.10 do 31.03 < -5,0°C
Rtęć	do 30,0 µg/m ³
Tlen O ₂	do 0,5 % mol/mol
Dwutlenek węgla CO ₂	do 3,0 % mol/mol
Zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 10 µm	do 1,0 mg/m ³
Siloksany całkowite	do 0,3 mg/m ³
Gęstość względna	od 0,555 do 0,7
Wodór H ₂	do 2,0% mol/mol
Tlenek węgla CO	do 0,1% mol/mol
Chlor Cl ₅	do 1,0 mg/m ³
Fluor F ₆	do 10,0 mg/m ³
Amoniak NH ₃	do 2,0 mg/m ³
Inne zanieczyszczenia	gaz nie powinien zawierać składników innych niż wymienione na poziomie uniemożliwiającym jego transport, magazynowanie i/lub wykorzystanie bez dostosowania jakości lub uzdatnienia

⁹⁹ na stronie psgaz.pl za okres 2 lat wstecz licząc od daty złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia

¹⁰⁰ Polska Spółka Gazownictwa, Wymagania techniczne i technologiczne Wytyczne obszarowe – Transport Gazu, Załącznik do Zarządzenia Prezesa Zarządu w sprawie zbioru wytycznych w zakresie wymagań technicznych i technologicznych przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzających biometan, SUD/2021/6/2, styczeń 2021

Tabela 9.5. Wymagane parametry jakościowe biometanu dla gazu typu E dla sieci podwyższonego średniego lub wysokiego ciśnienia (źródło: PSG)

Nazwa parametru	Dopuszczalna wartość parametru
Ciepło spalania	od 38 MJ/m ³
Liczba Wobbego	45,0–56,9 MJ/m ³
Siarkowodór	do 7,0 mg/m ³
Siarka merkaptanowa	do 16,0 mg/m ³
Siarka całkowita	do 40,0 mg/m ³
Temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa	w okresie od 1.04 do 30.09 < +3,7°C
	w okresie od 1.10 do 31.03 < -5,0°C
Rtęć	do 30,0 µg/m ³
Tlen O ₂	do 0,5 % mol/mol
Dwutlenek węgla CO ₂	do 3,0 % mol/mol
Zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 10 µm	do 1,0 mg/m ³
Siloksany całkowite	do 0,3 mg/m ³
Gęstość względna	od 0,555 do 0,7
Wodór H ₂	do 2,0% mol/mol
Tlenek węgla CO	do 0,1% mol/mol
Chlor Cl ₂	do 1,0 mg/m ³
Fluor F ₂	do 10,0 mg/m ³
Amoniak NH ₃	do 2,0 mg/m ³
Inne zanieczyszczenia	gaz nie powinien zawierać składników innych niż wymienione na poziomie uniemożliwiającym jego transport, magazynowanie i/lub wykorzystanie bez dostosowania jakości lub uzdatnienia

9.1. Dodawanie wodoru do gazu ziemnego

W literaturze przedmiotu brakuje istotnych informacji dotyczących dopuszczalnych stężeń wodoru w instalacjach gazowych. W EU rozpoczęto prace zmierzające do ograniczenia gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 55%, co doprowadziło do propagowania rozwiązań grzewczych sprzyjających stosowaniu technologii wodorowej *H2 Ready*. Dopuszczalne stężenie wodoru w sieci dystrybucyjnej ustalono na poziomie 20% co ma finalnie zredukować emisję gazów cieplarnianych o 7%. W przypadku urządzeń stosowanych w gospodarstwach domowych, przy dodatku 10% wodoru stwierdzono brak występowania istotnych problemów (Jedlikowski et al., 2023).

Jednym z celów projektu *inGrid – Power to Gas* jest sprawdzenie parametrów technicznych i efektów mieszania się wodoru z gazem ziemnym, przy czym wodór ma być testowany w mieszance o różnych stężeniach, dochodzących nawet do 23% (Majewski, 2021). Umożliwi to uzyskanie odpowiedzi na pytanie, jaki udział wodoru w mieszance jest możliwy i bezpieczny

dla infrastruktury i odbiorców końcowych. W następnym kroku należy przetestować urządzenia odbierające gaz oraz sprawdzić ich sprawność pod kątem spalania roztworu wodorowego. Aby wodór mógł zostać szeroko wykorzystywanym nośnikiem energii należy opracować skuteczne metody jego transportu. Jedną z metod jest przesył rurociągami w mieszance z gazem ziemnym. Inne sposoby to transport w postaci amoniaku, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier), w postaci skroplonej lub dedykowanymi gazociągami wodorowymi. Jest to rozwiązanie bez wątplenia najtańsze, dzięki gazociągom możliwe jest przesyłanie dużej ilości wodoru na znaczne odległości. Niemniej jednak istnieje szereg problemów do rozwiązania, aby transport tą metodą był możliwy, kwestie te dotyczą bezpieczeństwa, granicy wybuchowości (Tab. 9.6) oraz monitoringiem parametrów jakościowych (Kuczyński, Kogut, 2023).

Tabela 9.6. Granice palności metanu i wodoru (źródło: Kuczyński, Kogut, 2023)

Gaz palny	Roztwór z powietrzem, % vol.		Roztwór z powietrzem, % vol.	
	dolna	górna	dolna	górna
metan	5,00	15,00	5,40	59,20
wodór	4,00	74,20	4,65	93,90

W raporcie końcowym „Wasserstoff in der Gasinfrastruktur: DVGW/Avacon-Pilotvorhaben mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff- Einspeisung in Erdgas – H2-20 Abschlussbericht”, przedstawiono wnioski z literatury dotyczące ciepła spalania i Liczby Wobbego. Zgodnie z nią maleją one stale wraz ze wzrostem zawartości wodoru (tabela 9.7).

Tabela 9.7. Parametry bezpieczeństwa i kaloryczności zmiennej zawartości wodoru w roztworze z gazem ziemnym (źródło: Wasserstoff in der Gasinfrastruktur)

Skład mieszanki	Granice wybuchowości, % vol.		Ciepło spalania kWh/m ³	Liczba Wobbego kWh/m ³
	dolna	górna		
100% CH ₄	4,2	16,6	11,06	14,85
10% obj. H ₂ w CH ₄	4,2	18,2	10,12	14,40
25% obj. H ₂ w CH ₄	4,2	21,2	9,18	13,95
50% obj. H ₂ w CH ₄	4,0	29,0	3,54	13,07
100% obj. H ₂ w CH ₄	4,1	77,0	3,54	13,43

W rozprawie do strumienia głównego postanowiono dodać strumień dodatkowy o zawartości wodoru w wielkości 5%. Skład gazu po zmieszaniu obliczono z bilansu masowego poszczególnych składników gazu. Udział molowy i-tego składnika w roztworze gazu ziemnego z gazem wzbogaconym (biogazem lub gazem ziemnym z zawartością wodoru) wynika z udziałów tego składnika w czystym gazie oraz stosunku mieszania gazu wzbogaconego z gazem ziemnym.

Na podstawie głównego strumienia objętości wyznaczona została liczba moli, podobnie wyznaczona została liczba moli dla poszczególnych składników. Analogiczne obliczenia należy wykonać dla gazu dodatkowego. Tam gdzie nie występuje składnik, liczba moli wynosi zero. W kolejnym kroku dodano liczbę moli poszczególnych składników obu gazów. Te wielkości zostały zsumowane po wszystkich składnikach, aby otrzymać „całkowitą liczbę moli”. Wykorzystując liczbę moli (sumę moli) danego składnika i całkowitą liczbę moli, wyznaczony został skład molowy gazu wymieszanego.

Jeżeli w gazie dodatkowym nie ma danego składnika, to liczba moli w gazie głównym i tym końcowym zmieszonym jest taka sama. Zmiana udziału tego składnika związana jest z większą całkowitą liczbą moli gazu zmieszanego.

9.2. Dodawanie biogazu do gazu ziemnego

Ze względu na to, że polski system dystrybucji gazu znacząco różni się od zachodnioeuropejskiego, możliwości wprowadzania biometanu do sieci są obecnie ograniczone (Barczyński, 2021). W obliczeniach przyjęto mieszanie się gazu ziemnego grupy E (główny strumień) z biogazem w różnych stosunkach (strumieniach).

Jednym z gazów dodatkowych jest biogaz o parametrach, cieple spalania i składzie, podanym w Tabeli 9.8. Oczywiście biogaz nie może zostać dopuszczony do otwartej sieci dystrybucyjnej. Surowy biogaz musi być wcześniej oczyszczony, a następnie poddany procesowi konwersji do biometanu. Dopiero po zakończonym procesie, kiedy gaz będzie spełniał parametry zgodnie z normami jakości gazu sieciowego, można rozważyć załoczenie go do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. W pracy przeprowadzono alternatywną koncepcję polegającą na wprowadzeniu biogazu do systemu gazowniczego. Zatem parametry kaloryczne dodawanego biogazu są gorsze od gazu sieciowego. Proces konwersji biogazu do biometanu (*upgrading*) może być realizowany w oparciu np. o absorpcję CO₂. W praktyce niezbędne byłoby usunięcie składników szkodliwych bądź niepożądanych. Biogaz pozyskany z wysypisk odpadów czy oczyszczalni ścieków charakteryzuje się zbliżonym składem i w przyszłości możliwe będzie rozważanie wprowadzenie go do systemu gazowniczego (Kostowski, Górny, 2010).

W tabeli 9.8. przedstawiono wartość stosunków x odpowiadające nominalnej i minimalnej zawartość Liczby Wobbego roztworu gazowego przy równoczesnym zachowaniu minimalnej wartości ciepła spalania dla danej grupy gazów (Ls, Lw, E). Udział biogazu (U_b) w uzyskanym roztworze obliczono na podstawie poniższego wzoru:

$$U_b = \frac{x}{1+x} \quad (9.1)$$

Tabela 9.8. Właściwości gazów uzyskanych po zmieszaniu gazu ziemnego grupy E z biogazem
(źródło: Kostowski, Górny, 2010)

Biogaz	Uzyskiwana kategoria gazu	Stosunek mieszania	Udział biogazu	Parametry uzyskanego roztworu				
		x	$\frac{x}{1+x}$	Liczba Wobbego, MJ/m ³	Ciepło spalania, MJ/m ³	CH ₄ , % mol	CO ₂ , % mol	N ₂ , % mol
B1	E (n)	0,058	0,055	50,0	38,8	93,8	2,7	1,8
	E (d)	0,229	0,187	45,0	36,4	88,3	8,5	1,7
	Lw (n)	0,403	0,287	41,5	34,6	84,2	12,9	1,6
	Lw (d)	0,700	0,412	37,5	32,4	79,1	18,3	1,5
	Ls (n)	0,980	0,495	35,0	30,9	75,7	21,9	1,4
	Ls (d)	1,395	0,582	32,5	29,4	71,7	25,4	1,9
B2	E (n)	0,091	0,083	50,0	38,8	93,8	2,7	1,8
	E (d)	0,397	0,284	45,0	36,4	88,6	8,5	1,6
	Lw (n)	0,778	0,437	41,5	34,5	84,6	12,9	1,5
	Lw (d)	1,675	0,626	37,5	32,3	79,7	18,3	1,3
	Ls (n)	3,035	0,752	35,0	30,8	76,4	21,9	1,2
	Ls (d)	7,663	0,885	32,5	29,2	73,0	25,7	1,1

(n) – wartość nominalna Liczby Wobbego

(d) – wartość dopuszczalna (minimalna) Liczby Wobbego

Wyniki badań wykazały na możliwość uzyskania gazu poszczególnych grup, które spełniają kryteria minimalnej Liczby Wobbego i ciepła spalania w szerokim zakresie mieszania.

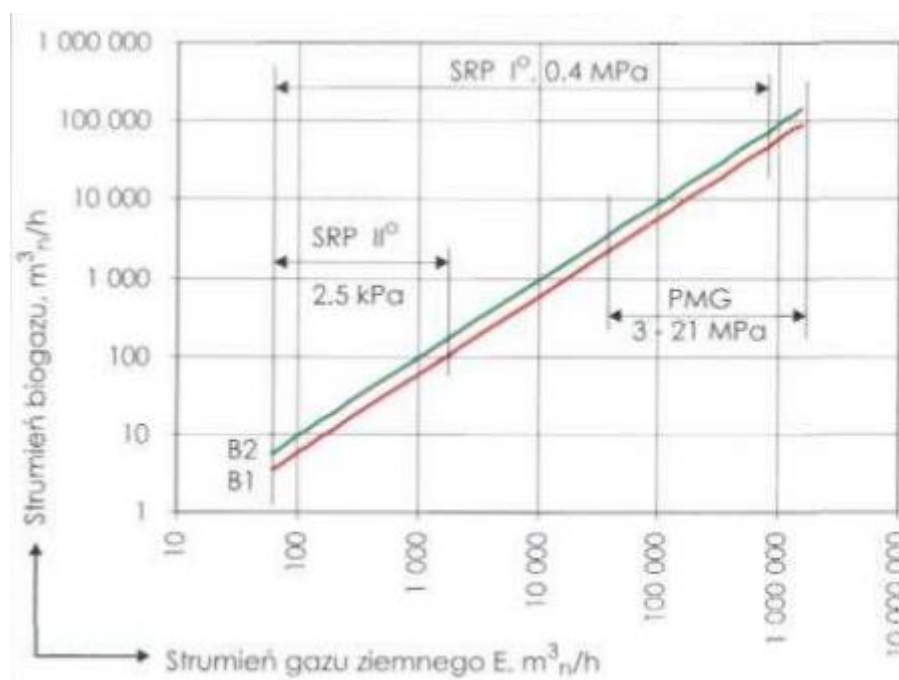
W przypadku najbardziej niekorzystnego wariantu (biogaz ubogi w metan – B1, przy wymaganym gazie wynikowym E), dopuszczalny udział biogazu umożliwiający uzyskanie Liczby Wobbego w wielkości 50 MJ/m³ wynosi 5,5%, dla maksymalnego udziału uwarunkowanego wielkością Liczby Wobbego większą od 45 MJ/m³ wynosi aż 18,7% (Kostowski, Górny, 2010).

W przypadku biogazu bogatego w metan (B2) lub dopuszczenia możliwości produkcji gazu odpowiadającego klasom Lw i Ls można dopuścić wysoki udział biogazu w roztworze gazowym. Mieszanie biogazu z gazem ziemnym nie stanowi problemu w kontekście bezpieczeństwa przeciwybuchowego. Według Barczyńskiego, do gazu ziemnego wysokometanowego można dodać około 7,5% biogazu o średnim składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla. Do gazu ziemnego zaazotowanego można dodać około 26,5% biogazu o składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla (Barczyński, 2021). Badania wykazują, że obecność dwutlenku węgla zawęża granice wybuchowości. Dodanie biometanu do gazu ziemnego może się wiązać z poprawą kaloryczności roztworu gazu, w tym celu należy rozważyć dodanie propanu lub propano-butanu.

Analiza warunków mieszania biogazu z gazem sieciowym

Mając wyliczone dopuszczalne wartości stosunku mieszania się biogazu z gazem ziemnym, z uwzględnieniem strumieni poszczególnych paliw, można określić dopuszczalną skalę instalacji produkcji biogazu odpowiednią do jego mieszania z gazem sieciowym w wytypowanych do tego punktach sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Stacje wprowadzania biogazu do systemów sieciowych można lokalizować w zasadzie w dowolnym miejscu systemu, pod warunkiem bardzo dokładnego wyliczenia zakresu rzeczywistych strumieni wymieszanego gazu wpływającego do sieci. Proces mieszania biogazu z gazem ziemnym najkorzystniej prowadzić na stacjach redukcyjnych gwarantujących duże strumienie gazu. W przypadku rozprowadzania biogazu przez stacje średniego ciśnienia, sprężenie gazu nie będzie wymagane (Kostowski, Górny, 2010), ale należy mieć na uwadze, że strumienie gazu będą mniejsze, a tym samym poziom dyfuzji gazu głównego i gazu wzbogaconego będzie mniejszy. Z punktu widzenia analizy strumieni gazu, znacznie korzystniejsze będzie mieszanie gazów na stacjach wysokiego ciśnienia. Warunkiem koniecznym do spełnienia jest m.in. uzyskanie odpowiedniej wysokiej liczby Wobbego w roztworze gazowym.

Na rysunku 9.5 przedstawiono możliwości mieszania się biogazu z gazem ziemnym grupy E przy dotrzymaniu jakości gazu zmieszanego (wynikowego).



Rysunek 9.5. Zakres możliwości mieszania się biogazu z gazem ziemnym grupy E (Źródło: Kostowski, Górny, 2010)

Na podstawie wyników dla gazu wyskometanowego można stwierdzić, że dodatek 5–10% biogazu pozwala zachować klasę E dla tego paliwa. Mając na uwadze, że skład biogazu może być zmienny w cyklu rocznej produkcji, instalację mieszania gazów należy tak zaprojektować, aby otrzymana mieszanina cechowała się odpowiednią wysoką wartością

Liczby Wobbego. W przypadku spadku parametrów biogazu, pozwoli to zachować margines bezpieczeństwa. Projektując punkty odbioru biogazu w sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, należy uwzględnić wymagany stosunek mieszania, np. poprzez regulację przepływów strumieni. Dzięki temu utrzymane zostaną wymagane parametry, poza Liczbą Wobbego czy ciepłem spalania, także liczbę Weavera definiującą stabilność płomienia. Należy pamiętać, że mieszane gazy mogą się od siebie różnić zawartością dwutlenku węgla, co może stanowić problem w kontekście jego emisji. Uszlachetnianie biogazu może być realnym sposobem na znaczne zwiększenie efektywności wykorzystania biogazu (Jonsson et al., 2003).

10. Sztuczne sieci neuronowe (SSN)

Sztuczne sieci neuronowe (SNN) to struktury matematyczne i algorytmiczne inspirowane biologicznymi sieciami neuronowymi, które tworzą mózg (Lula et al., 2007, Kurowski, 2014). Są one podstawowym narzędziem w dziedzinie sztucznej inteligencji (AI) i uczenia maszynowego, wykorzystywanym do rozwiązywania złożonych problemów, takich jak rozpoznawanie obrazów, przewidywanie trendów w gazownictwie i wiele innych. Sztuczne sieci neuronowe odgrywają kluczową rolę w nowoczesnej technologii, napędzając innowacje w różnych dziedzinach i stając się podstawą wielu zaawansowanych systemów AI.

Podstawowe elementy SSN

- neurony (perceptrony) – podstawowe jednostki obliczeniowe sieci. Każdy neuron odbiera sygnały (wartości liczbowe) z innych neuronów, przetwarza je i wysyła wynik do neuronów w kolejnej warstwie. Proces przetwarzania polega na obliczaniu ważonej sumy sygnałów wejściowych i zastosowaniu funkcji aktywacji, która decyduje o końcowym wyjściu neuronu.
- warstwa wejściowa – przeznaczona do odbierania danych wejściowych,
- warstwa/y ukryta/e – przetwarzają dane wejściowe poprzez szereg operacji. Mogą być wielopoziomowe,
- warstwa wyjściowa – generuje wynik końcowy sieci, który może być pojedynczą wartością lub wektorem wartości, w zależności od zadanego na wejściu zadania (Kurowski, 2014).

Neurony są połączone za pomocą połączeń, które mają przypisane wagi. Wagi określają siłę wpływu jednego neuronu na inny. Uczenie (trenowanie) sieci polega na modyfikowaniu wag na podstawie danych treningowych, tak aby minimalizować błąd predykcji na wyjściu (Tadeusiewicz, 1993).

Rodzaje uczenia SSN

Głównym celem SSN jest realizacja zadanej funkcji, tzn. uzyskanie żądanej odpowiedzi przy zdefiniowanych parametrach wejściowych. Uczenie sieci polega na takim doborze wag

w poszczególnych neuronach, aby mogła rozwiązywać stawiane przed nią problemy (Hertz et al., 1993, Lula et al., 2007).

Wyróżniamy następujące modele uczenia SSN:

- uczenie nadzorowane – sieć jest uczona na podstawie danych wejściowych i znanych odpowiedzi (etykiet). Algorytmy takie jak wsteczna propagacja błędów są stosowane do modyfikowania wag w celu minimalizacji różnicy między przewidywaniami sieci a rzeczywistymi odpowiedziami. Zadaniem SSN jest nauczyć się jak najlepiej funkcji przybliżającej powiązanie wejścia z wyjściem (Cieślik, Kogut, 2016),
- uczenie nienadzorowane – sieć próbuje znaleźć wzorce i struktury w danych bez dostarczonych odpowiedzi. Stworzona sieć neuronowa jest w stanie wykorzystać tylko obserwacje wejściowych sygnałów i zbudować na ich podstawie algorytm polegający na wykrywaniu klasy powtarzających się sygnałów wejściowych i uczeniu się rozpoznawania wzorców sygnałów (Stefanowski, Krawiec, 1995),
- uczenie ze wzmocnieniem – sieć uczy się poprzez interakcję z otoczeniem, otrzymując nagrody za poprawne decyzje i kary za błędne.

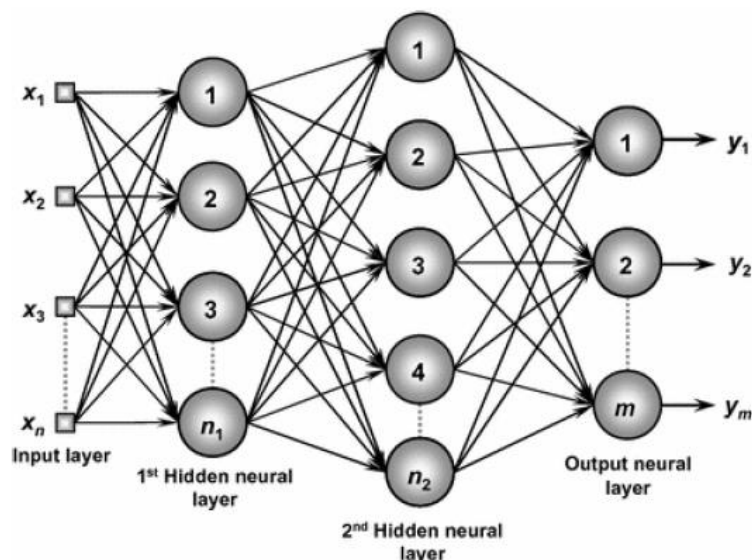
Uczenie SSN rozpoczyna się w momencie, kiedy zostanie określona jej struktura. Proces ten rozpoczyna się od nadania wartości losowych wagom każdego neuronu. W czasie uczenia prezentowane są na wejściach sieci wartości zmiennych wejściowych znajdujące się w zbiorze uczącym. Wszystkie wartości wejściowe przechodzą przez kolejne warstwy sieci, które przetwarzają neurony, dochodząc ostatecznie do warstwy wyjściowej, w której definiowany jest sygnał stanowiący odpowiedź sieci na stawiane jej na wstępie zadanie (Pańko, 2024). Wyznaczone wartości błędów, a także wartości wyjściowe określone na wyjściach wszystkich neuronów sieci stanowią podstawową informację używaną do uczenia lub modyfikacji wartości wagowych (Lula et al., 2007). Szybkość i sposób zmiany wartości wag zależy od zastosowanego algorytmu uczenia, typu uczonej sieci oraz od współczynnika uczenia. Uczenie SSN jest procesem iteracyjnym tzn. w celu minimalizacji błędu należy przeprowadzić nawet kilkadziesiąt lub więcej prezentacji danych wejściowych ze zbioru uczącego. Proces prezentacji sieci wszystkich danych uczących nazywany jest epoką (Lula et al., 2007, Pańko, 2024).

Budowa SSN

Sztuczne sieci neuronowe składają się z trzech głównych typów warstw:

- warstwa wejściowa (*Input layer*) – odbiera dane wejściowe do sieci. Każdy neuron w tej warstwie reprezentuje jedną cechę lub wymiar danych wejściowych,
- warstwy ukryte (*Hidden layers*) – składają się z neuronów, które przetwarzają dane wejściowe, przeprowadzając różne transformacje i ekstrakcje cech. Sieć może mieć jedną lub więcej warstw ukrytych,
- warstwa wyjściowa (*Output layer*) – generuje wynik końcowy sieci. Liczba neuronów w tej warstwie zależy od zadania – może to być jeden neuron (dla regresji) lub wiele neuronów (dla klasyfikacji wieloklasowej).

Na rysunku 10.1 przedstawiono przykładową sieć neuronową składającą się z jednej warstwy wejściowej (*Input Layer*), dwóch warstw ukrytych (*Hidden neural layer*) i warstwy wyjściowej (*Output neural layer*).



Rysunek 10.1. Przykładowa sieć neuronowa (źródło: Silva, 2017)

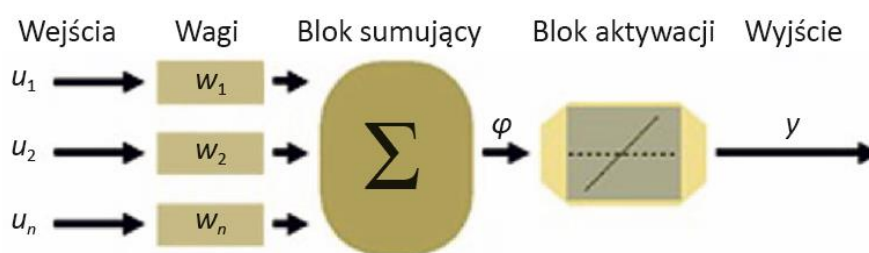
Sieci neuronowe wykazują duże zdolności adaptacyjne. Uczenie sieci polega na dobraniu takich wartości wag, przy których sieć będzie możliwie najlepiej rozwiązywać zadania w warunkach środowiskowych, określanych wymaganiami do przetworzenia danych wejściowych na wyjściowe (Cieślik, Kogut, 2016, Kogut. 2007).

Zasada działania SSN

1. Przepływ przedni. Dane wejściowe są przesyłane przez warstwy sieci, przechodząc przez neurony, gdzie są przetwarzane poprzez obliczenia sumy ważonej i funkcji aktywacji. Wynik każdego neuronu jest przesyłany do następnej warstwy, aż do osiągnięcia warstwy wyjściowej.
2. Funkcja straty. Oblicza różnicę między predykcją sieci a rzeczywistą wartością. Funkcja straty jest miarą błędu sieci.
3. Wsteczna propagacja. Algorytm optymalizacyjny używany do minimalizacji błędu poprzez modyfikację wag sieci. Polega na obliczeniu gradientu funkcji straty w stosunku do każdej wagi i aktualizacji wag zgodnie z algorytmem gradientu prostego lub jego wariantami.
4. Iteracja – proces jest powtarzany przez wiele cykli (przejsć przez cały zbiór danych) aż do uzyskania zadawalającej dokładności lub minimalnej straty (Stefanowski, Krawiec, 1995, Tadeusiewicz, 1998, Wójcik, 2005).

10.1. Neurony

Neuron jest to rodzaj wyspecjalizowanej komórki, która odbiera, przetwarza, przesyła i analizuje informacje. Sztuczny neuron jest podstawowym elementem tworzącym sztuczną sieć neuronową. Można go rozpatrywać, jako przetwornik sygnałów działających według następujących zasad. Na wejściu do przetwornika zadawane są sygnały, tzw. wejściowe, które następnie są mnożone przez odpowiednie współczynniki wag. Następnie sygnały wejściowe są sumowane i korygowane o stałą wartość progową (neurony są pobudzone). Wzbudzone sygnały przechodzą przez nieliniową funkcję aktywacji, dając na wyjściu sieci odpowiedni sygnał (Cieślik, Kogut, 2016, Tadeusiewicz, 2007, Żurada, Barski, Jędruch, 1996) (rys. 10.2).



Rysunek 10.2. Model sztucznego neuronu. u_i – wejścia – dendryty przewodzące sygnały, w_i – wagi – odpowiedniki synaps, Σ – blok sumacyjny – odpowiednik jądra, $f()$ – blok aktywacji – odpowiednik wzgórka aksonu, y – wyjście – odpowiednik aksonu (źródło: Cieślik, Kogut, 2016)

Najszerze zastosowanie mają sieci wielowarstwowe. Na wejściu odbierany jest sygnał, który przesyłany jest do warstw ukrytych. Następnie następuje aktywizacja neuronów pierwszej warstwy ukrytej. Warstwa ukryta przetwarza sygnał i tworzy wzór związany ściśle z analizowanym procesem (Cieślik, 2021). Po przeanalizowaniu sygnałów w warstwie ukrytej generowane są sygnały do neuronów warstwy wyjściowej. W dostępnej literaturze nie jest podawana optymalna liczba warstw ukrytych, zalecane jest aby obliczenia rozpoczynać od jak najmniejszej ich liczby (Cieślik, 2021).

10.2. Podział sztucznych sieci neuronowych

Sztuczne sieci neuronowe można podzielić na różne typy w zależności od ich architektury i zastosowań. Każdy typ sieci neuronowej ma swoje specyficzne zastosowania i jest projektowany z myślą o rozwiązywaniu różnych problemów, od rozpoznawania wzorców w danych po generowanie nowych treści i modelowanie skomplikowanych zależności czasowych i przestrzennych. Wspólną cechą SSN jest to, że na ich strukturę składają się neurony połączone ze sobą synapsami, z którymi związane są wagi, czyli wartości liczbowe, których interpretacja zależy od modelu.

Główne rodzaje sztucznych sieci neuronowych (Silva, 2017):

1. Sieci jednokierunkowe. Najprostszy typ sieci neuronowych, gdzie informacje przepływają tylko w jednym kierunku, od warstwy wejściowej do warstwy wyjściowej.
2. Konwolucyjne sieci neuronowe. Sieci specjalizowane w przetwarzaniu danych o strukturze siatki. Wykorzystywane m.in. do rozpoznawania obrazów, wykrywania obiektów itd.
3. Rekurencyjne sieci neuronowe. Zaprojektowane do przetwarzania sekwencji danych, które mają pamięć wewnętrzną umożliwiającą przechowywanie informacji o wcześniejszych wejściach. Stosowane np. do przetwarzania języka naturalnego, analizy szeregów czasowych.
4. Sieci generatywne. Sieci, które uczą się generować nowe dane na podstawie treningowych danych wejściowych.
5. Sieci neuronowe o głębokim uczeniu (*Deep Learning Networks*). Sieci o bardzo głębokiej architekturze, z wieloma warstwami ukrytymi, które mogą modelować bardzo złożone zależności. Stosowane do różnorodnych zaawansowanych zadań AI, takie jak analiza dużych zbiorów danych.
6. Sieci neuronowe typu autoenkoder. Sieci uczące się efektywnej reprezentacji danych przez kompresję (kodowanie) i dekompresję (dekodowanie). Stosowane do detekcji anomalii i generowania danych.
7. Sieci neuronowe oparte na pamięci. Sieci wyposażone w zewnętrzną pamięć, która umożliwia przechowywanie i dostęp do informacji.
8. Sieci hybrydowe (*Hybrid Neural Networks*). Sieci łączące różne rodzaje architektury sieci neuronowych, w celu jak najlepszego wykorzystania ich zalet.
9. Sieci kapsułkowe (*Capsule Networks*). Sieci wprowadzające "kapsuły", które modelują hierarchiczne zależności między cechami w danych.
10. Grafowe sieci neuronowe. Sieci przeznaczone do pracy z danymi o strukturze grafów, umożliwiające przetwarzanie danych nienumerycznych i relacyjnych.

SSN można klasyfikować według następujących parametrów (Tadeusiewicz, 1993, Maciejasz, 2005, Silva, 2017, Cieślik, 2021):

- postaci aktywacji neuronu,
- architektury,
- sposobie łączenia neuronów,
- rodzaju wykonywanych zadań,
- sposobie propagacji pobudzenia,
- sposobie uczenia.

10.3. Regresja liniowa

Regresja liniowa jako sztuczna sieć neuronowa jest bardzo prostym przypadkiem, który pomaga zrozumieć podstawy działania sieci. Dzięki zastosowaniu linearnej funkcji aktywacji

i minimalnej architektury, regresja liniowa stanowi podstawę do bardziej złożonych modeli i algorytmów stosowanych w sieciach neuronowych. Regresja zajmuje się badaniem zależności pomiędzy danymi niezależnymi i przewidywaniu na tej podstawie nieznanych wartości przy pomocy innych wartości np. wartości poboru gazu (Kornacki, 2005).

Regresja liniowa to metoda statystyczna służąca do modelowania zależności między jedną zmienną zależną (wyjściową), a jedną lub więcej zmiennymi niezależnymi (wejściowymi) poprzez dopasowanie liniowej funkcji (Rabiej, 2012, Goryl, 2018, Kornacki, 2005).

Model regresji liniowej można zapisać jako:

$$y = w_1x_1 + w_2x_2 + \dots w_nx_n + b \quad (10.1)$$

gdzie: y – przewidywana wartość wyjściowa,
 x_i – wartość i -tej zmiennej wejściowej,
 w_i – waga przypisana i -tej zmiennej wejściowej,
 b – przesunięcie.

W kontekście sztucznych sieci neuronowych, model regresji liniowej może być przedstawiony jako sieć neuronowa z jedną warstwą wejściową (liczba neuronów równa liczbie zmiennych wejściowych), jednym neuronem wyjściowym (przewidyujący wartość wyjściową), brakiem warstw ukrytych lub liniową funkcją aktywacji (umożliwiającą bezpośrednie przetwarzanie sumy ważonej wejść).

Wyniki otrzymane za pomocą SSN będą porównywane do wyników otrzymanych metodą regresji liniowej w kolejnych podrozdziałach pracy.

11. Dynamiczna kontrola ciśnienia i modelowanie przepływu gazu z wykorzystaniem SSN

11.1. Wstęp

Dynamiczna kontrola ciśnienia w modelowaniu sieci gazowych odnosi się do metod i algorytmów stosowanych w celu utrzymania stabilnego i optymalnego ciśnienia w sieci gazowej w czasie rzeczywistym oraz mając na uwadze zmienne warunki operacyjne. W tym celu stosuje się nowoczesne algorytmy oparte na SSN oraz programy symulacyjne umożliwiające statyczną diagnostykę pracy sieci, a tym samym dynamiczne śledzenie zmian parametrów i jakości gazu w sieci.

Kluczowe aspekty dynamicznej kontroli ciśnienia to:

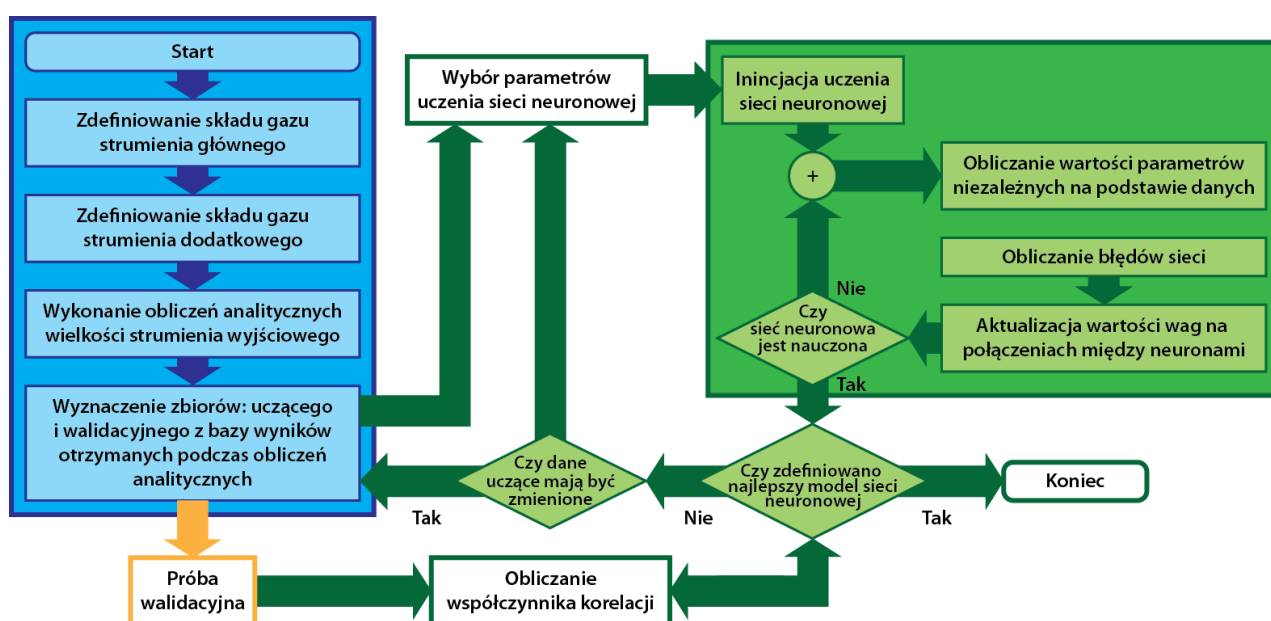
- a) symulacje sieci gazowych, umożliwiające badanie zachowania się pracy sieci gazowej w czasie rzeczywistym, planowanych pracach lub awariach, uwzględniając szereg zmiennych takich jak popyt na gaz, zmianę temperatury otoczenia i inne,
- b) dynamiczna regulacja ciśnienia, umożliwiająca reagowanie na zmiany ciśnienia w sieci, np. poprzez regulację zaworów czy innych elementów sterujących, aby zapewnić ciągłość pracy i stabilność systemu,
- c) optymalizacja przepływu gazu, zminimalizowania strat energii i zapewniając, że gaz dostarczany do odbiorców będzie odpowiedniej jakości i oczekiwanym zakresie ciśnień,
- d) dodawanie gazów zdekarbonizowanych do sieci, wpływ na zmianę natężenia przepływów, ciśnienia w punktach odbioru oraz wyznaczenie korzyści środowiskowych wynikających z ograniczenia emisji dwutlenku węgla.

Dynamiczna kontrola ciśnienia w modelowaniu sieci gazowej jest kluczowa w rozbudowanych sieciach gazowych, gdzie zmienność popytu, różnorodność dostawców oraz złożoność infrastruktury wymagają zaawansowanych metod informatycznych, które dzięki bieżącemu monitorowaniu, przetwarzaniu danych i sterowanie parametrami sieci zapewniają efektywności i bezpieczeństwa dostaw gazu.

11.1.1. Założenia przyjęte do obliczeń

Na poniższym schemacie przedstawiono metodykę wykonania obliczeń poczynając od zdefiniowania składów gazów strumieni, wyboru danych i parametrów uczenia, próby walidacyjnej przez weryfikację danych uczących, inicjację uczenia sieci neuronowej kończąc na wyliczeniu najlepszego modelu.

Obliczenia zostały podzielone na dwie części, z wykorzystaniem sieci neuronowych oraz symulacji sieci gazowych przy pomocy programu do statycznych symulacji sieci gazowych. Poniższy schemat przedstawia sposób uczenia sieci neuronowych dla danego roztworu (i temperatury). Dla każdego wariantu (roztworu i temperatury) zostały wytypowane i przedstawione najlepsze wyniki.



Rysunek 11.1. Przyjęta metodyka obliczeń (opracowanie własne)

Do obliczeń sieci nie zostały wykorzystane dane rzeczywiste, tylko analityczne, na podstawie których uzyskano informacje wynikowe, które korelowały sieć. Dla każdego roztworu gazowego, dla każdej temperatury uzyskano wyniki w postaci zbioru danych strumieni. Zbiór danych został podzielony na część walidacyjną (około 10% danych) i do nauki (90% danych).

W wyborze parametrów budowy sieci uczącej zdefiniowano ilość warstw ukrytych, funkcje aktywacji itd., a współczynnik korelacji został wyliczony i sprawdzony w obszarze sieci, drugie sprawdzenie ma miejsce kiedy model został utworzony i zdefiniowany zbiór testowy.

W przypadku kiedy zostanie zdefiniowany najlepszy model sieci neuronowej, obliczenia zostają zakończone, w innym przypadku może zajść konieczność zmiany danych uczących (27 zestawów konfiguracyjnych, w sumie 15 tys. sieci na każdą kombinację), albo zmiana parametrów sieci (np. więcej warstw ukrytych, inne funkcje uczące itd.).

Strumień główny jest stały i wynosi 10 m³/h, zachodzi zaś zmiana przepływu strumienia dodatkowego od 0,01 do 10 m³/h, w cyklu narastającym co 0,01 m³/h, czyli 1000 modeli razy trzy, ponieważ wszystkie obliczenia dokonano dla trzech temperatur: 273,15 K, 278,15 K, 283,15 K.

Wielkości wag sygnałów neuronów pojawiających się na wejściu i wyjściu obliczono w procesie uczenia sieci z wykorzystaniem algorytmu **BFGS** (*Broydena-Fletcher-Goldfarb-Shanno*). Algorytm jest wykorzystywany przy prognozowaniu zużycia gazu oraz prognozowaniu w innych procesach technologicznych z zastosowaniem sztucznych sieci neuronowych takich jak np.: oczyszczanie ścieków czy zaopatrzenie w wodę (Szoplik, 2015, Siwoń, Ciężak, 2008, Skoczko, Ofman, 2016). Algorytm jest wykorzystywany także do prognozowania zjawisk atmosferycznych (Anam, 2019). Metoda nie ogranicza optymalizacji poprzez wyznaczenie stacjonarnego punktu, lecz funkcji przy użyciu przybliżenia drugiego rzędu z różnicą, że nie zachodzi potrzeba obliczenia hesjanu¹⁰¹ funkcji celu, lecz tylko przybliżenia (Blelly et al., 2018). Metoda BFGS może być wykorzystywana do obliczeń równań nie liniowych. Posiada dużą stabilność i odporność na błędy minimalizacji kierunkowej. Jej zaletą jest również to, że poszukiwanie liniowości nie musi być z dużą dokładnością, ponieważ nie jest to czynniki krytyczny w algorytmie (Baron, Pasierbek, 2009).

- a) **wszystkie dane** – uwzględniono następujące parametry: masa molowa gazu, współczynnik sumacyjny, współczynnik ściśliwości, ciepło spalania, wartość opałowa, górna liczba Wobbego, gęstość, temperatura krytyczna, ciśnienie krytyczne, metan, etan, propan, i-butan, n-butan, i-pentan, n-pentan, grupa C⁶⁺, azot, dwutlenek węgla

Dane/Zakres liczby neuronów	Walidacja	Typ sieci	Algorytm uczenia	Funkcja aktywacji ukryta	Funkcja aktywacji wyjściowa
	Wsp. Korelacji/Wsp. determinacji				
dla temp. 273,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa

BFGS 23 oznacza algorytm uczenia sieci służący do rozwiązywania nieliniowych problemów optymalizacji. Zapis BFGS 357 informuje użytkownika, że w 357 iteracji (kroku) otrzymano optymalne rozwiązanie.

Zapis MLP 2-6-1 oznacza dwa wejścia, sześć ukrytych neuronów i jedno wyjście.

¹⁰¹ Macierz drugich pochodnych cząstkowych funkcji o wartościach rzeczywistych dwukrotnie różniczkowalnej w pewnym punkcie dziedziny.

Dane/Zakres liczby neuronów	Walidacja	Typ sieci	Algorytm uczenia	Funkcja aktywacji ukryta	Funkcja aktywacji wyjściowa
	Wsp. Korelacji/Wsp. determinacji				
dla temp. 275,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa
dla temp. 278,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa

- b) **dane bez składu** - uwzględniono następujące parametry: masa molowa gazu, współczynnik sumacyjny, współczynnik ściśliwości, ciepło spalania, wartość opałowa, górna liczba Wobbego, gęstość, temperatura krytyczna, ciśnienie krytyczne.

Dane/Zakres liczby neuronów	Walidacja	Typ sieci	Algorytm uczenia	Funkcja aktywacji ukryta	Funkcja aktywacji wyjściowa
	Wsp. Korelacji/Wsp. determinacji				
dla temp. 273,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa
dla temp. 275,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa
dla temp. 283,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa

- c) **dane dotyczące ciepła** - uwzględniono następujące parametry: ciepło spalania, wartość opałowa, górna Liczba Wobbego, gęstość.

Dane/Zakres liczby neuronów	Walidacja	Typ sieci	Algorytm uczenia	Funkcja aktywacji ukryta	Funkcja aktywacji wyjściowa
	Wsp. Korelacji/Wsp. determinacji				
dla temp. 273,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa
dla temp. 275,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa
dla temp. 283,15	0,878/0,771	MLP 2-6-1	BFGS 23	Wykładnicza	Liniowa

11.2. Wyznaczanie parametrów składu gazu

11.2.1. Ciepło spalania i wartość opałowa

Ciepło spalania jest to ta ilość ciepła, jaka została wydzielona podczas całkowitego i zupełnego spalania jednostki gazu (Duliński et al., 2007). Woda powstająca w procesie spalania występuje w spalinach w postaci ciekłej, natomiast temperatura spalin jest równa temperaturze przed spaleniem. Określa efektywność energetyczną danego paliwa podczas procesu spalania. Ciepło spalania wyrażane jest zazwyczaj w jednostkach energii na jednostkę paliwa (kg/m^3) w naszym przypadku jest to J/m^3 .

Entalpia H jest wielkością termodynamiczną, podobną do energii wewnętrznej, która jest funkcją stanu gazu. Jest definiowana, jako suma energii wewnętrznej U układu oraz iloczynu jego ciśnienia p i objętości V (Grabarczyk, 2012).

$$H = U + pV \quad (11.1)$$

gdzie: H – entalpia,

U – energia wewnętrzna,

p – ciśnienie,

V – objętość.

Entalpia jest funkcją stanu, ponieważ iloczyn pV oraz energia wewnętrzna U również nimi są. Entalpia nie może być traktowana, jako postać energii, chociaż jest mierzona w jednostkach energii. Jest wykorzystywana przy opisie procesów zachodzących w gazach pod stałym ciśnieniem (izobarycznych).

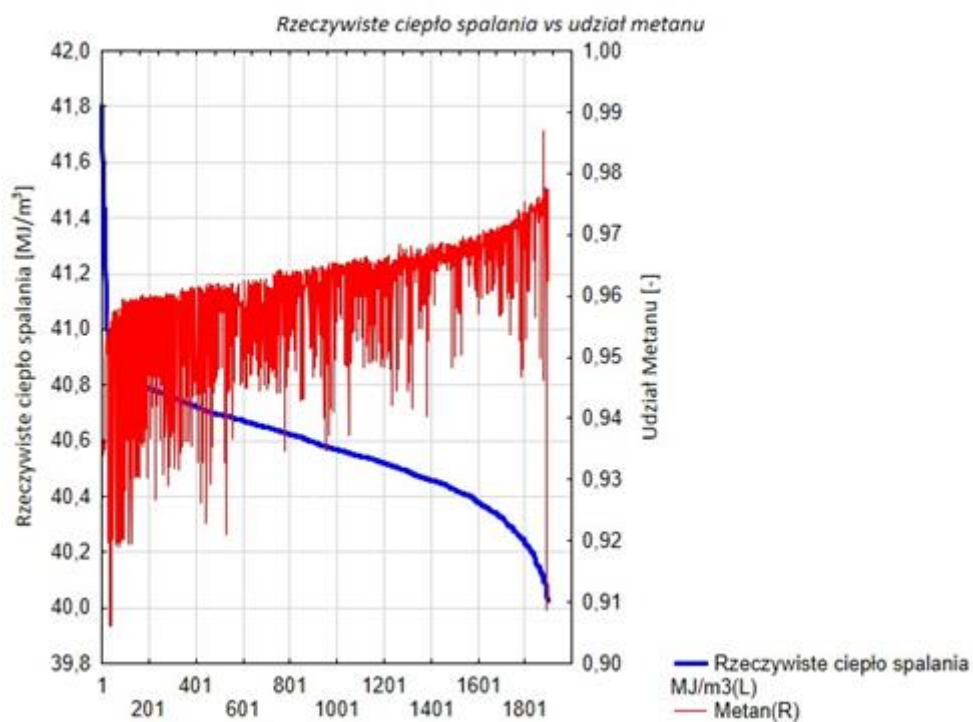
Wartość opałowa jest to ilość ciepła, która wydzielą się podczas całkowitego i zupełnego spalania jednostki masy danego paliwa (gazu) w warunkach normalnych. Woda wytworzona podczas procesu spalania występuje w postaci pary wodnej. Wartość opałowa jest pomniejszona w stosunku do ciepła spalania o ilość ciepła, która została zużyta do odparowania wody powstałej w procesie spalania. Jednostkami opisującymi wartość opałową w naszym przypadku to J/m^3 .

Różne paliwa posiadają zróżnicowaną wartość opałową, co jest niezmiernie ważne przy ocenie efektywności ich użycia. Jest to ważny parametr w przypadku szacowania opłacalności zastosowania danych paliw do produkcji energii elektrycznej.

Wartość opałowa i ciepło spalania uzależnione jest od składu chemicznego paliwa, co zostanie zaprezentowane w niniejszej pracy.

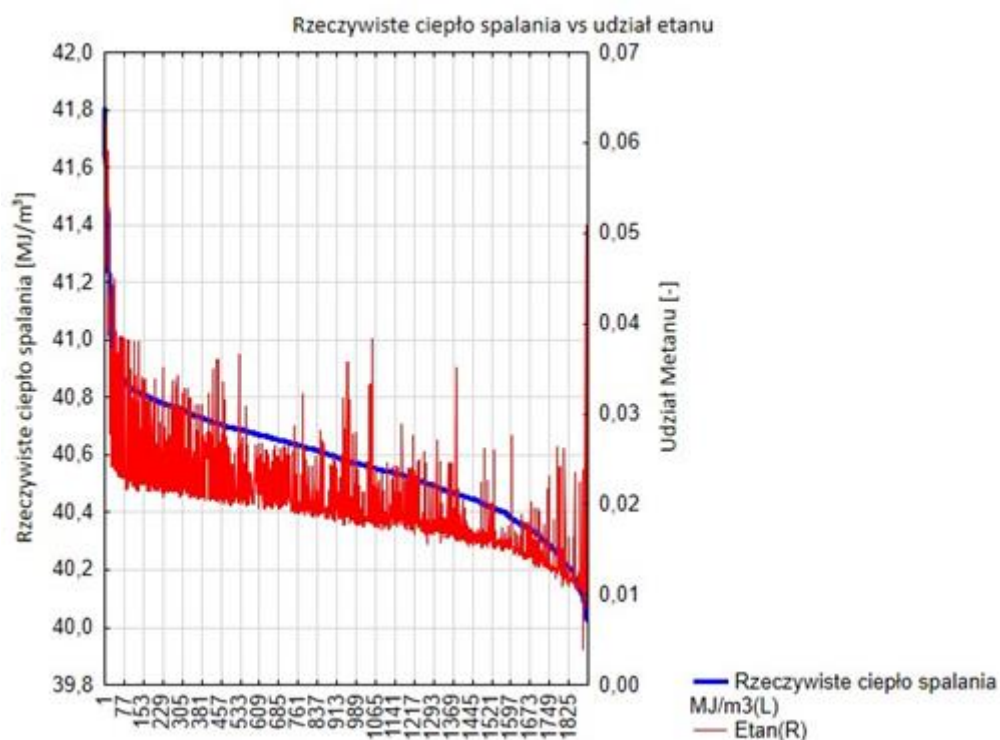
Na rysunku 11.2 przedstawiono jak zmienia się ciepło spalania paliwa gazowego, wraz ze zmianą udziału metanu. Zauważalny jest trend spadku ciepła spalania przy wzroście udziału metanu. Oś x prezentuje ilość branych pod uwagę próbek do obliczeń. Spadek ciepła spalania wraz ze wzrostem ilości metanu ($39,089 \text{ MJ/m}^3$) może być podyktowane spadkiem

ilości skalników takich jak etan i propan. Krzywa rzeczywistego ciepła spalania gazu nie przekracza wartości poniżej 40 MJ/m^3 .

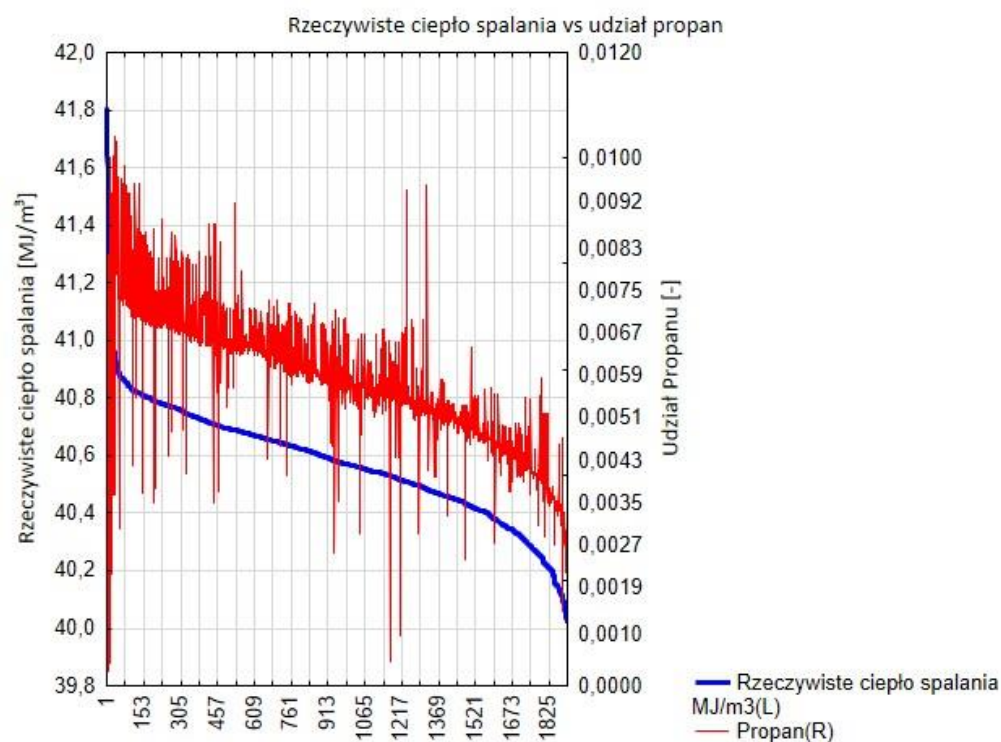


Rysunek 11.2. Zależność ciepła spalania od udziału metanu w gazie
(opracowanie własne)

Odmienna sytuacja występuje w przypadku udziału gazów takich jak etan i propan, gdzie zmniejszenie ich udziałów powoduje spadek ciepła spalania (rysunki 11.3 oraz 11.4).



Rysunek 11.3. Zależność ciepła spalania od udziału etanu w gazie (opracowanie własne)



Rysunek 11.4. Zależność ciepła spalania od udziału propanu w gazie (opracowanie własne)

11.2.2. Gęstość gazu

Gęstością gazu jest to stosunek masy gazu do objętości, w jakiej się znajduje (Duliński et al., 2007). Jednostką gęstości wg. układu SI jest kg/m³. Wzór na obliczenie gęstości:

$$\varrho = \frac{m}{V} \quad (11.2)$$

gdzie: ϱ – gęstość, kg/m³,
 m – masa, kg,
 V – objętość, m³.

Gęstość bezwzględna gazu jest ilorazem masy gazu do objętości, jaką zajmuje w określonych warunkach ciśnienia i temperatury. Gęstość względna gazu jest ilorazem bezwzględnej gęstości gazu oraz gęstości powietrza znormalizowanego odniesiona do warunków normalnych¹⁰².

Gęstość gazu zależna jest od temperatury, ciśnienia oraz budowy (jedno-, dwu-, trzy- lub wieloatomowy). Oby policzyć gęstość gazu doskonałego uwzględniając wcześniej wspomnianie parametry można zastosować równanie Clapeyrona:

$$pV = mRT \rightarrow \frac{p}{RT} = \frac{m}{V} \quad (11.3)$$

gdzie: p – ciśnienie, Pa,
 V – objętość, m³,
 m – masa, kg,
 R – Indywidualna stała gazowa, J/(kgK),
 T – temperatura, K.

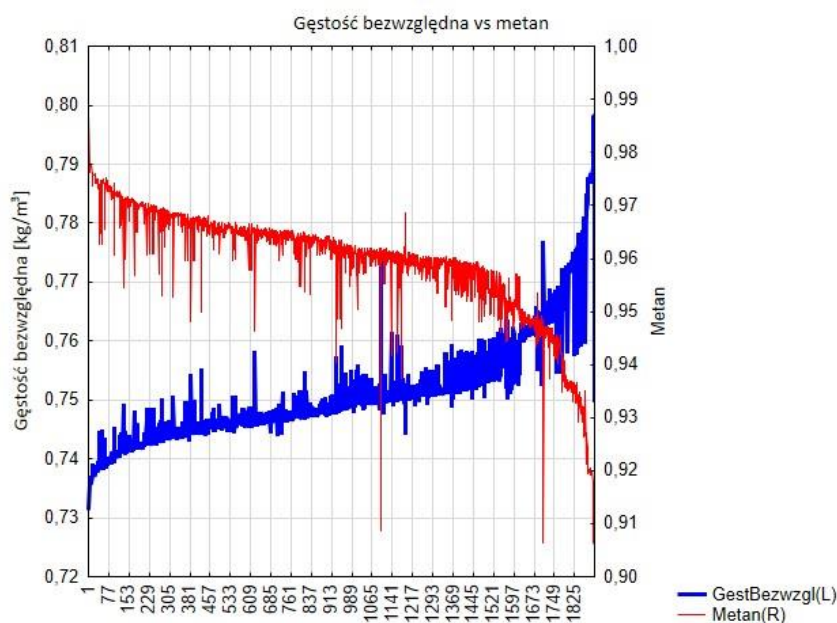
Gęstość gazu rzeczywistego uwzględnia interakcje międzycząsteczkowe i właściwości gazu, które przyjmują postać nieliniową. Równanie van der Waalsa jest równaniem stanu gazu opisującym rzeczywiste zachowanie gazów znajdujących się pod różnymi warunkami.

$$(p + \frac{a}{V_m^2})(V_m - b) = RT \quad (11.4)$$

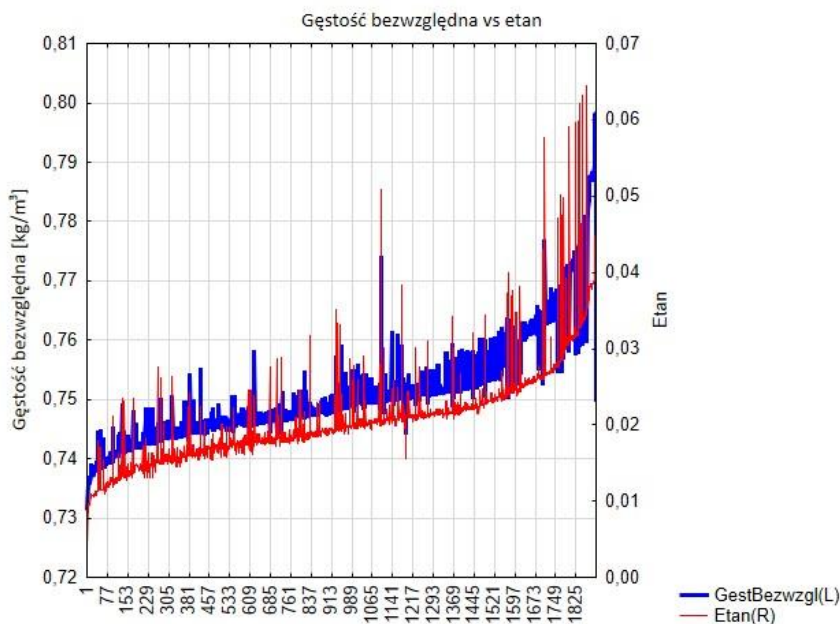
gdzie: a – stała charakterystyczna dla danego gazu, uwzględniająca oddziaływanie między cząsteczkami gazu,
 b – stała charakterystyczna dla danego gazu, uwzględniająca skończone rozmiary cząsteczek,
 p – ciśnienie, Pa,
 V_m – objętość molowa,
 R – Indywidualna stała gazowa,
 T – temperatura.

¹⁰² Wykład „Paliwa stałe, ciekłe i gazowe”, AGH, WEiP: https://home.agh.edu.pl/~kepw/student/plik/sg_w2.pdf

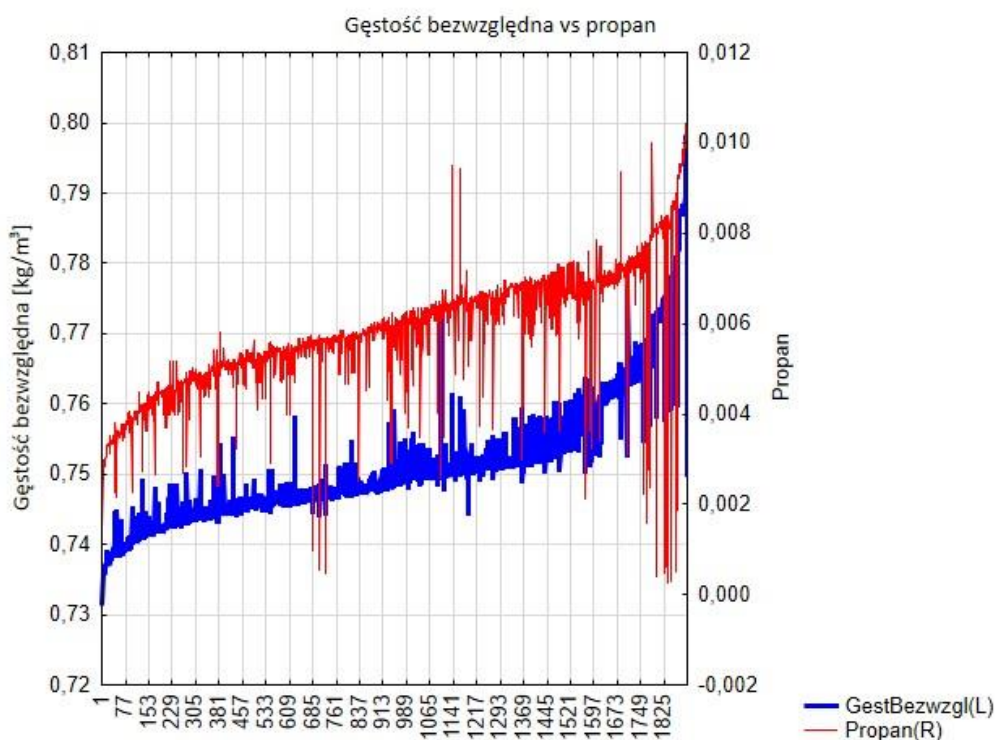
W przypadku danych pomiarowych wykorzystanych w obliczeniach zauważono, że wraz ze spadkiem udziałów metanu wzrasta gęstość gazu (rys. 11.5). Odmienna sytuacja występuje w przypadku gazów takich jak etan i propan gdzie wraz ze wzrostem udziałów tych składników wzrasta gęstość gazu (rysunki 11.6 oraz 11.7). Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami, a gęstością gazu zostały przedstawione w załączniku 1.



Rysunek 11.5. Zależność gęstości bezwzględnej od udziału metanu w gazie (opracowanie własne)



Rysunek 11.6. Zależność gęstości bezwzględnej od udziału etanu w gazie (opracowanie własne)



Rysunek 11.7. Zależność gęstości bezwzględnej od udziału propanu w gazie (opracowanie własne)

11.2.3. Liczba Wobbego

Liczba Wobbego jest ilorazem wielkości ciepła spalania gazu i pierwiastka drugiego stopnia z gęstości względnej gazu (Duliński et al., 2007).

$$W = \frac{Q_g}{\sqrt{S_g}} \quad (11.5)$$

gdzie: W – liczba Wobbego, MJ/m³,

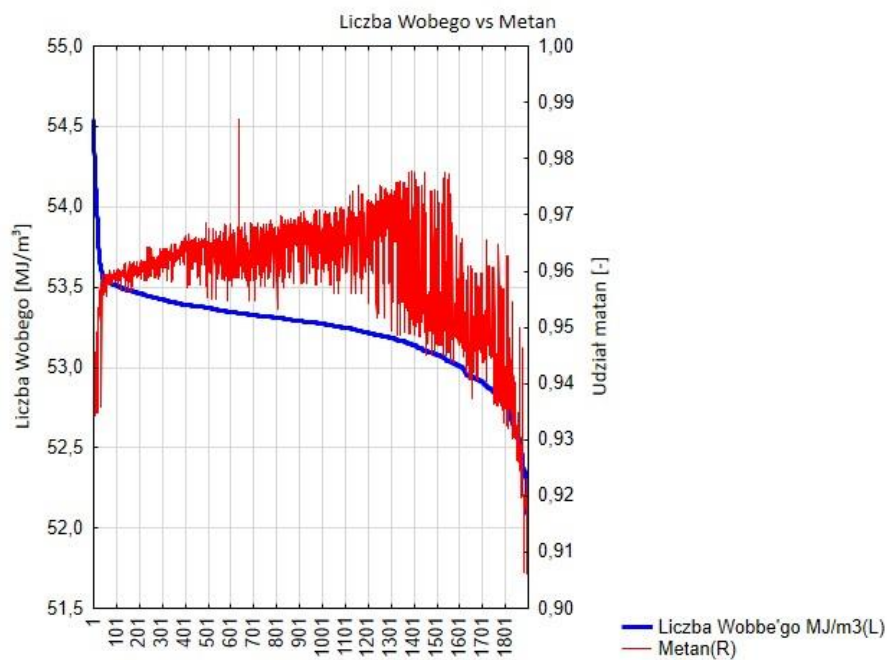
H_s – ciepło spalania gazu, MJ/m³,

d – względna gęstość gazu, –,

Liczba Wobbego określa możliwość stosowania w procesie spalania różnego rodzaju gazów w palniku gazowym. Palnik pracuje stabilnie, gdy zastosowane paliwo gazowe posiada stałą Liczbę Wobbego (dopuszczalne wahania wynoszą około 1,5%).

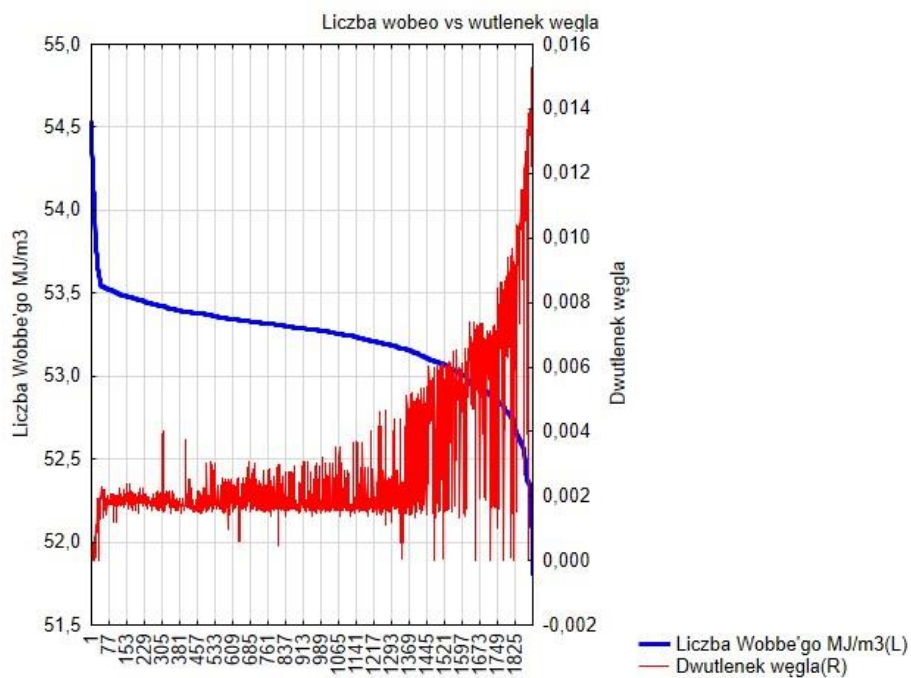
Na poniższych wykresach przedstawiono jak zmienia się wartość Liczby Wobbego wraz ze zmianą udziału metanu, dwutlenku węgla i azotu.

Na wykresie (rys. 11.7) przedstawiono jak udział metanu w gazie wpływa na zmianę wartości Liczby Wobbego w analizowanych modelach. Zauważalny jest trend spadku Liczby Wobbego przy spadku udziału metanu w gazie. Oś x prezentuje ilość przeliczonych modeli.



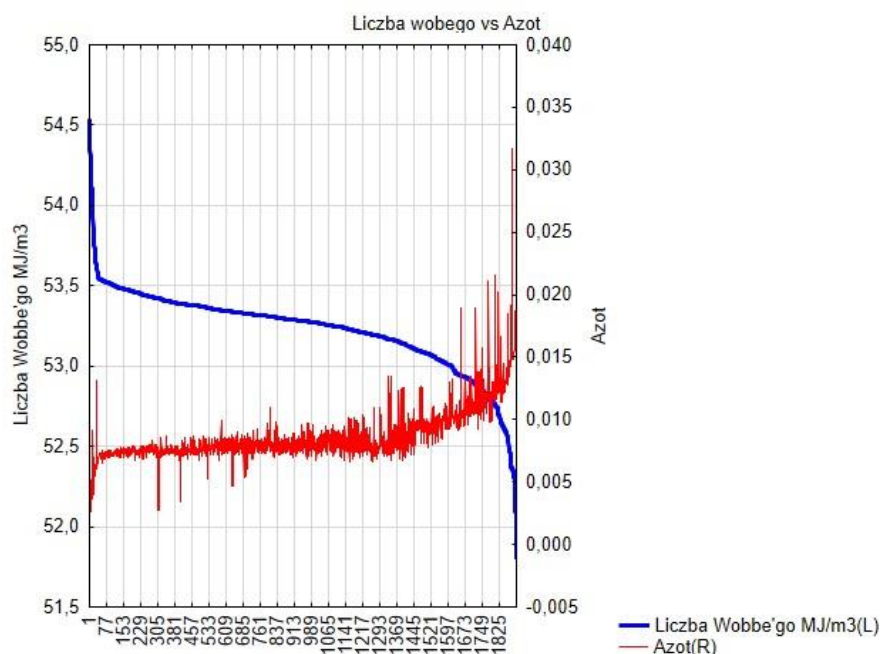
Rysunek 11.7. Zależność Liczby Wobego od udziału metanu
(opracowanie własne)

Na poniższym wykresie (rys. 11.8) przedstawiono jak udział dwutlenku węgla w gazie wpływa na zmianę Liczby Wobego - wraz ze wzrostem udziału dwutlenku węgla, wzrasta Liczba Wobego.



Rysunek 11.8. Zależność Liczby Wobego od udziału dwutlenku
węgla (opracowanie własne)

Na wykresie (rys. 11.9) przedstawiono jak udział azotu w gazie wpływa na zmianę Liczby Wobbego – wraz ze wzrostem udziału azotu, spada Liczba Wobbego. Dodawanie wodoru powoduje obniżenie Liczby Wobbego roztworu, i w zależności od procentowego udziału wodoru w roztworze istnieje ryzyko zaniżenia dopuszczalnej granicy ciepła spalania.



Rysunek 11.9. Zależność Liczby Wobbego od udziału azotu
(opracowanie własne)

Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami, a Liczbą Wobbego zostały przedstawione w załączniku 2.

11.2.4. Współczynnik ściśliwości

Współczynnik ściśliwości jest to bezwymiarowy parametr fizyczny opisujący odchyłkę właściwości gazu rzeczywistego od gazu doskonałego. Opisuje zachowanie się gazu w przypadku zmian parametrów stanu. Współczynnik ściśliwości jest funkcją: składu gazu, ciśnienia i temperatury.

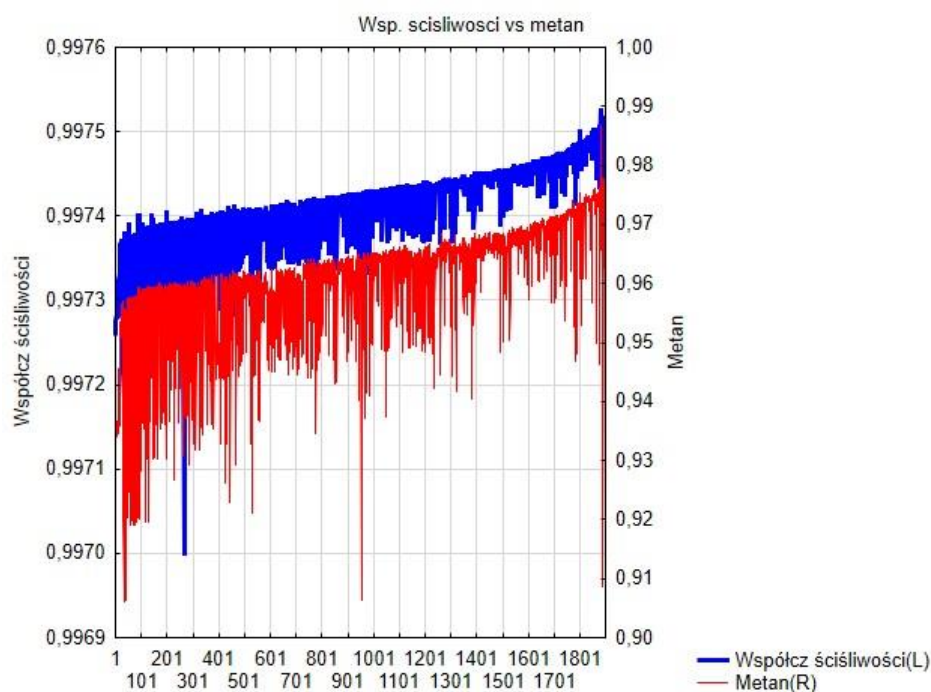
Równanie opisujące współczynnik ściśliwości:

$$Z = \frac{\frac{v}{n}}{\frac{RT}{p}} = \frac{pV}{nRT} \quad (11.6)$$

Dla gazu doskonałego współczynnik ściśliwości Z wynosi 1.

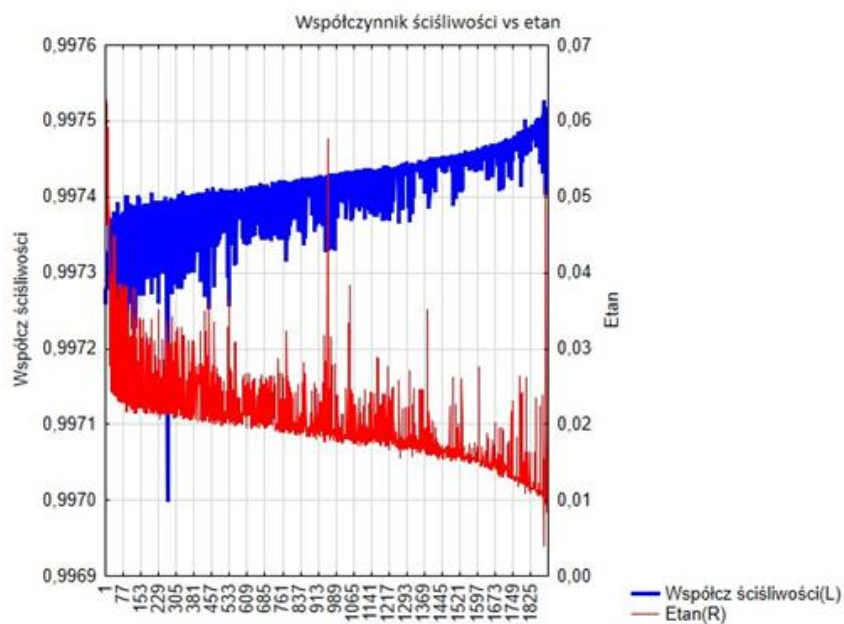
Na poniższych wykresach przedstawiono jak zmienia się wartość współczynnika ściśliwości wraz ze zmianą udziału metanu, etanu, propanu i dwutlenku węgla w gazie.

Na wykresie (rys. 11.10) przedstawiono jak udział metanu w gazie wpływa na zmianę wartości współczynnika ściśliwości w analizowanych modelach. Zauważalny jest wyraźny trend wzrostu współczynnika ściśliwości przy wzroście udziału metanu w gazie. Oś x prezentuje ilość przeliczonych modeli.

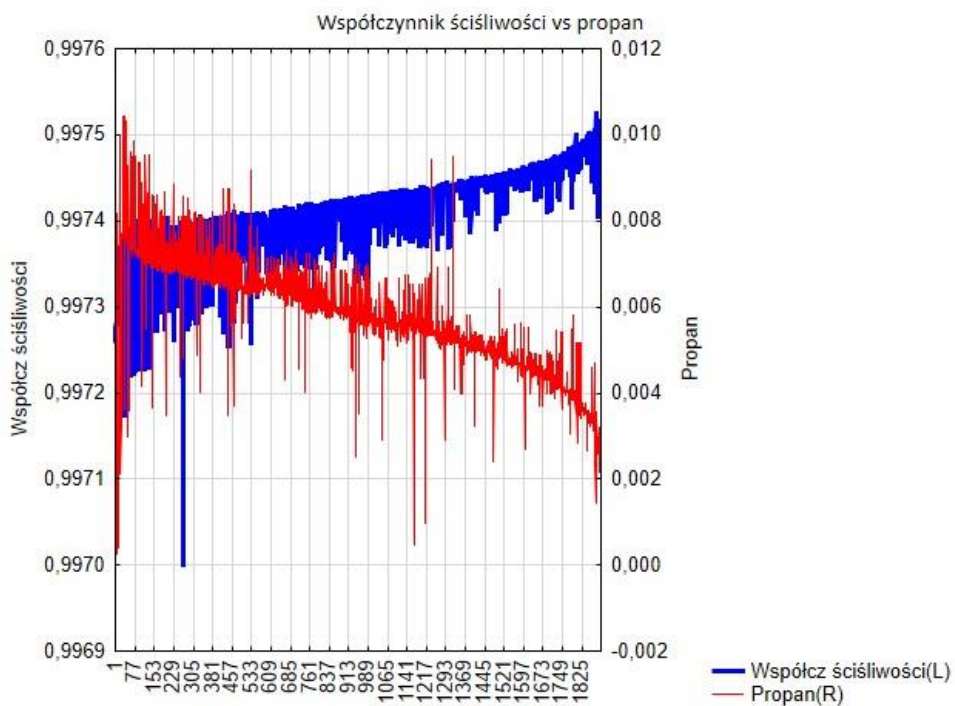


Rysunek 11.10. Zależność współczynnika ściśliwości od udziału metanu (opracowanie własne)

Odmienna sytuacja występuje w przypadku gazów takich jak etan i propan gdzie wraz ze spadkiem udziałów tych skalników wzrasta współczynnik ściśliwości. (rysunki 11.11 i 11.12).

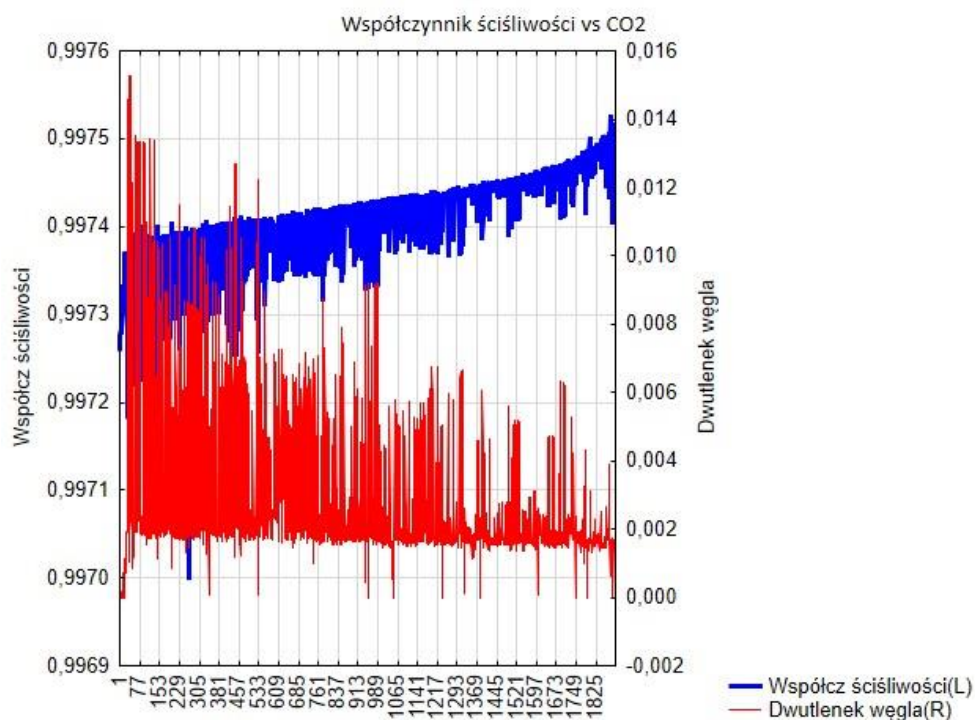


Rysunek 11.11. Zależność współczynnika ściśliwości od udziału etanu (opracowanie własne)



Rysunek. 11.12. Zależność współczynnika ściśliwości od udziału propanu (opracowanie własne)

Na wykresie (rys. 11.13) przedstawiono jak udział dwutlenku węgla w gazie wpływa na zmianę współczynnika ściśliwości - wraz ze spadkiem udziału dwutlenku węgla, wzrasta współczynnik ściśliwości.



Rysunek 11.13. Współczynnik ściśliwości od udziału dwutlenku węgla (opracowanie własne)

Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami a współczynnikiem ściśliwości gazu zostały przedstawione w załączniku 3.

11.3. Skład gazu

11.3.1. Skład i parametry próbek mierzonych

Głównym składnikiem gazu, który został podany pomiarom jest metan. Jego minimalny udział wynosił 0,794, a maksymalny aż 0,997. Średnia wartość udziału oscylowała w granicach 0,961 (tabela 11.1).

Tabela 11.1. Udziały poszczególnych składników w badanych próbkach gazu

Składnik	Średnia	Minimalna	Maksymalna
Metan	0,96158	0,79411	0,99788
Etan	0,01874	0,00098	0,06440
Propan	0,00522	0,00006	0,01042
n-Butan	0,00083	0,00000	0,00190
Butan	0,00084	0,00000	0,00251
n-Pentan	0,00013	0,00000	0,00040
i-Pentan	0,00020	0,00000	0,00098
neo-Pentan	0,00001	0,00000	0,00009
Suma C6+	0,00018	0,00000	0,00157

Składnik	Średnia	Minimalna	Maksymalna
Tlen	0,00007	0,00000	0,01246
Dwutlenek węgla	0,00273	0,00000	0,01529
Azot	0,00947	0,00041	0,20354

Maksymalne średnie ciepło spalania było na poziomie 40,43 MJ/m³. Średnia wartość liczby Wobbego - 53,128 MJ/m³, natomiast średnia wartość gęstości bezwzględnej – 0,749 kg/m³. Średni współczynnik ściśliwości wynosił 0,997.

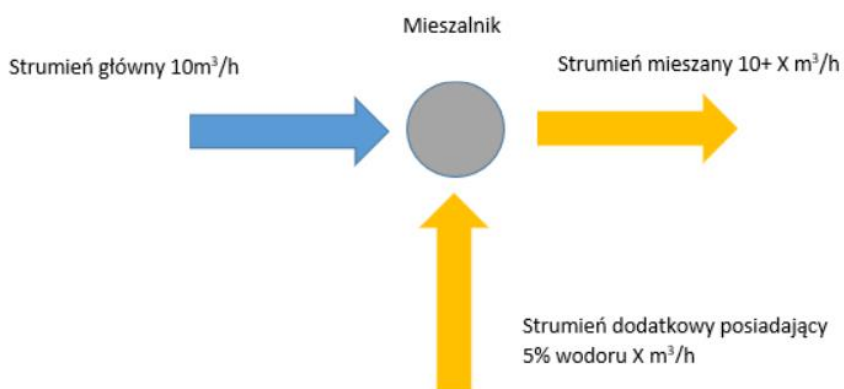
Wartości maksymalne i minimalne zostały przedstawione w Tabeli 11.2.

Tabela 11.2. Parametry badanych próbek gazu

Parametr	Średnia	Minimalna	Maksymalna
Ciepło spalania	40,43569	31,76249	41,81037
Wartość opałowa	36,47479	28,62573	37,74420
Liczba Wobbe'go	53,12838	39,69462	54,54225
Gęstość bezwzględna	0,74904	0,71889	0,82787
Współczynnik ściśliwości	0,99743	0,99700	0,99809

11.3.2. Skład i parametry gazu obliczanego analitycznie

Przeprowadzono obliczenia analityczne przypadku mieszania dwóch strumieni gazu o różnych składach, w tym, że jeden ze strumieni posiada stałą wartość wodoru w ilości 5% objętościowych (rys. 11.14).



Rysunek 11.14. Schemat mieszania gazu (opracowanie własne)

Skład strumienia głównego oraz dodatkowego został przedstawiony w tabeli 11.3. W strumieniu głównym jest 93% metanu, natomiast w strumieniu dodatkowym – 91,11%.

Tabela 11.3. Skład strumienia głównego i dodatkowego

Skład gazu	Strumień główny, %	Strumień dodatkowy, %
Metan	93,498	91,113
Etan	4,545	5,23
Propan	0,524	1,11
I-butan	0,062	0,11
N-butan	0,073	0,8
I-pentan	0,013	0,088
N-pentan	0,009	0,011
Neo-pentan	0	0
Grupa C6+	0,013	0,028
Azot	0,722	0,92
Dwutlenek węgla	0,541	0,59
Tlen	0	0
Wodór	0	5

Ciepło spalania w strumieniu głównym wynosiło 41,21 MJ/m³, natomiast w strumieniu dodatkowym 43,1 MJ/m³ (tabela 11.4).

Tabela 11.4. Parametry strumienia głównego i dodatkowego

Parametr gazu	Strumień główny, %	Strumień dodatkowy, %
Ciepło spalania [MJ/m ³]	41,21	43,1
Liczba Wobbego [kJ/m ³]	53,7	56,6
Współczynnik ściśliwość	0,9972	0,997
Gęstość [kg/m ³]	0,76	0,8034

Strumień powstały ze zmieszania dwóch strumieni posiada maksymalna wartość metanu na poziomie 93,4%, natomiast wodoru na poziomie 2,4% (tabela 11.5).

Tabela 11.5. Skład strumienia zmieszanego

Składnik	Średnia zmieszany, %	Min. zmieszany, %	Maks. zmieszany, %
Metan	91,36927	90,0541	93,4909
Etan	4,68302	4,5455	4,7683
Propan	0,69279	0,5246	0,7971
I-butan	0,07554	0,062	0,0839
N-butan	0,29111	0,0737	0,4259
I-pentan	0,03542	0,0131	0,0493
N-pentan	0,00947	0,009	0,0098
Neo-pentan	0	0	0
Grupa C6+	0,01733	0,013	0,02
Azot	0,77082	0,7222	0,801

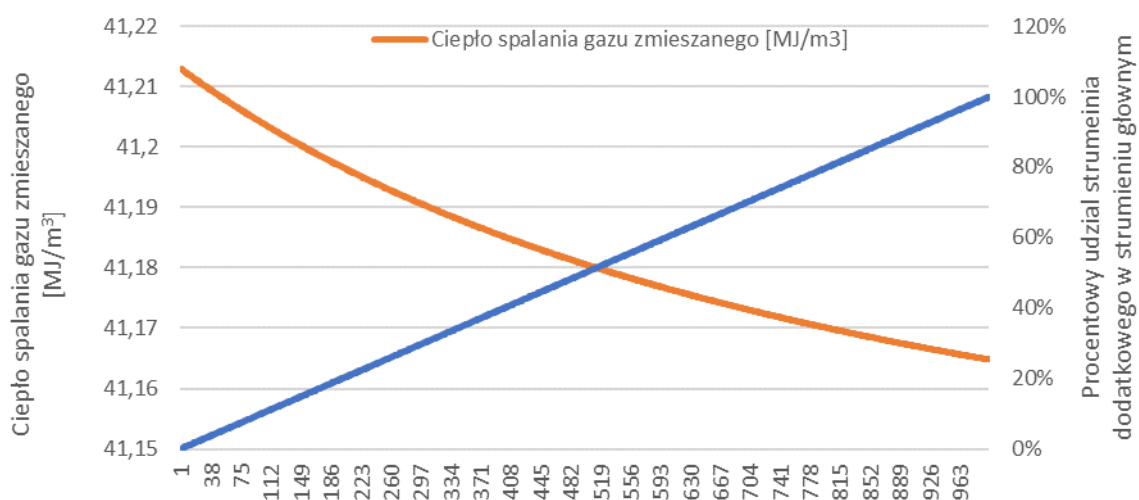
Składnik	Średnia zmieszany, %	Min. zmieszany, %	Maks. zmieszany, %
Ditlenek węgla	0,54762	0,541	0,5517
Tlen	0	0	0
Wodór	1,50762	0,005	2,439

Ciepło spalania w strumieniu zmieszanym maksymalnie wynosiło 41,21 MJ/m³, natomiast minimalna wartość tego parametru była na poziomie 41,18 MJ/m³ (Tabela 11.6).

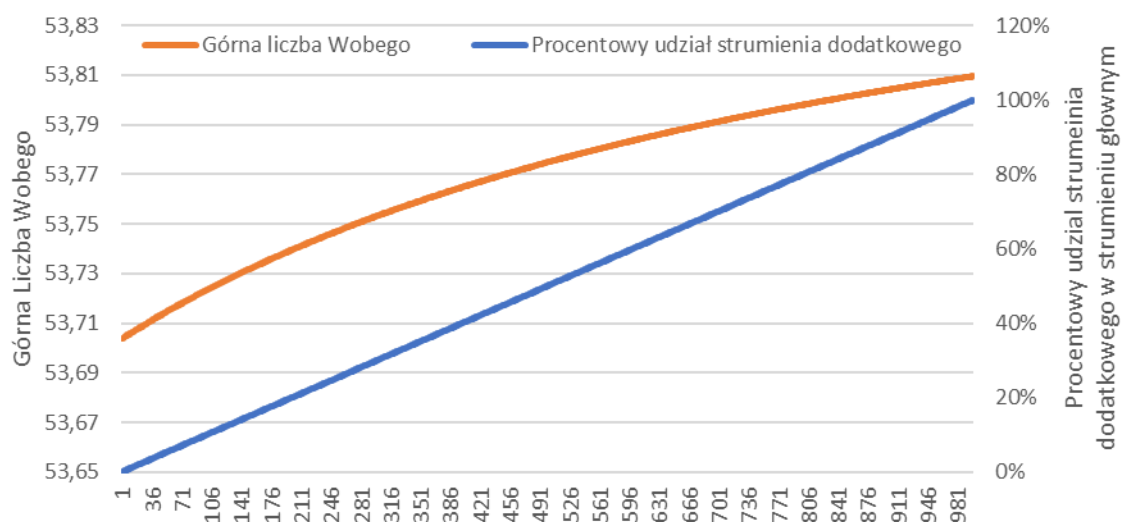
Tabela 11.6. Parametry gazu zmieszanego

Parametr gazu	Średnia	Min.	Max.
Ciepło spalania, MJ/m ³	41,18321	41,16479	41,21291
Liczba Wobego, MJ/m ³	53,76909	53,70386	53,80953
Współczynnik ściśliwość	0,997288	0,997285	0,997291
Gęstość, kg/m ³	0,767006	0,766593	0,767671

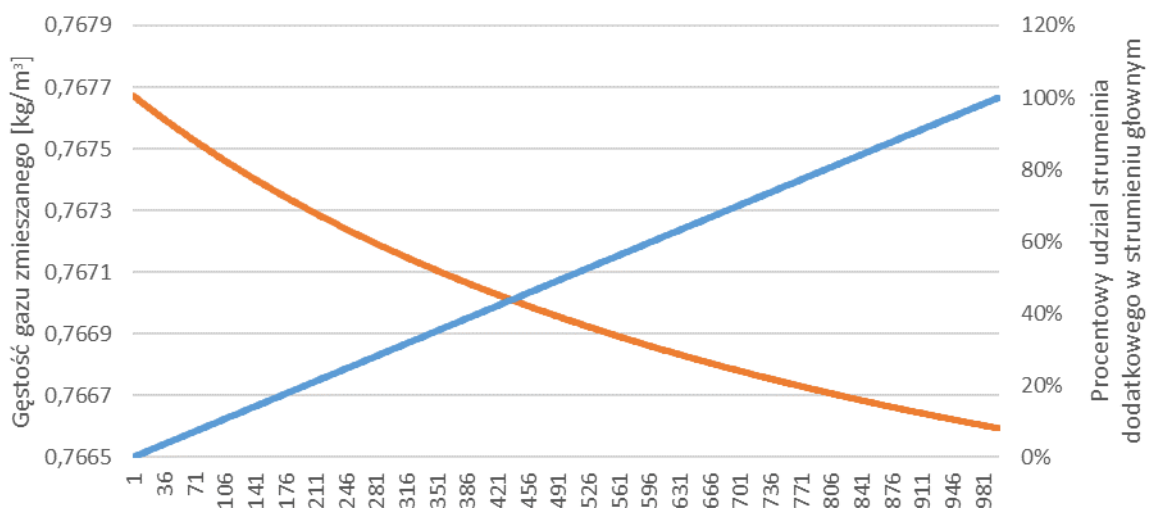
Wraz ze wzrostem udziału strumienia dodatkowego w strumieniu zmieszanym, spada ciepło spalania gazu (rys. 11.15) oraz wzrasta górna Liczba Wobego (rys.11.16). Również obniża się gęstość gazu (rys.11.17) oraz temperatura krytyczna (rys. 11.18).



Rysunek 11.15. Zależność udziału strumienia dodatkowego na ciepło spalania w strumieniu zmieszanym (opracowanie własne)

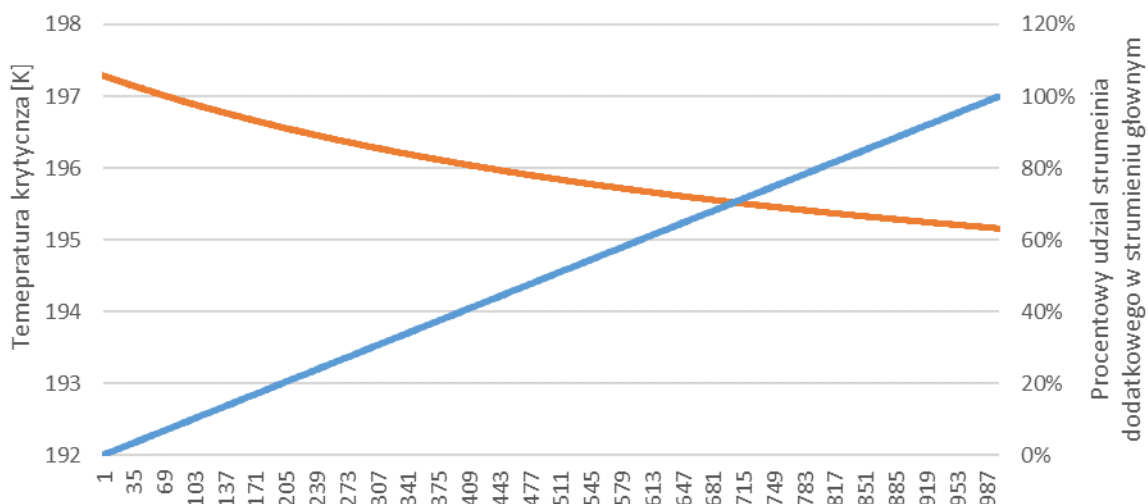


Rysunek 11.16. Zależność udziału strumienia dodatkowego na górną Liczbę Wobego (opracowanie własne)



Rysunek 11.17. Zależność udziału strumienia dodatkowego na gęstość gazu (opracowanie własne)

Gęstość względna gazu maleje wraz ze wzrostem zawartości wodoru w roztworze gazowym.

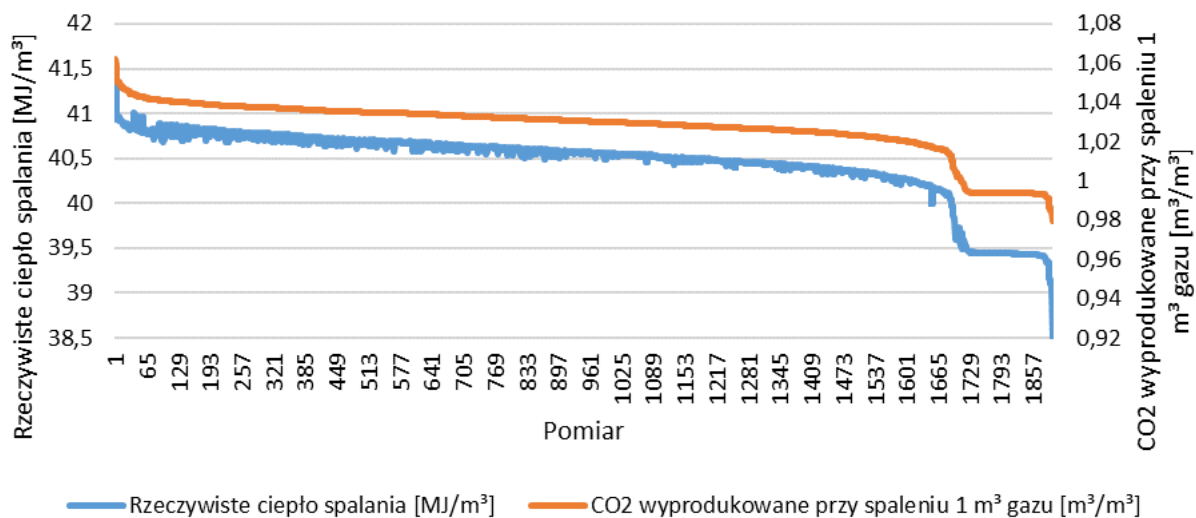


Rysunek 11.18. Zależność udziału strumienia dodatkowego na temperaturę krytyczną strumienia zmieszanego (opracowanie własne)

11.4. Wpływ parametrów gazu na zawartość dwutlenku węgla

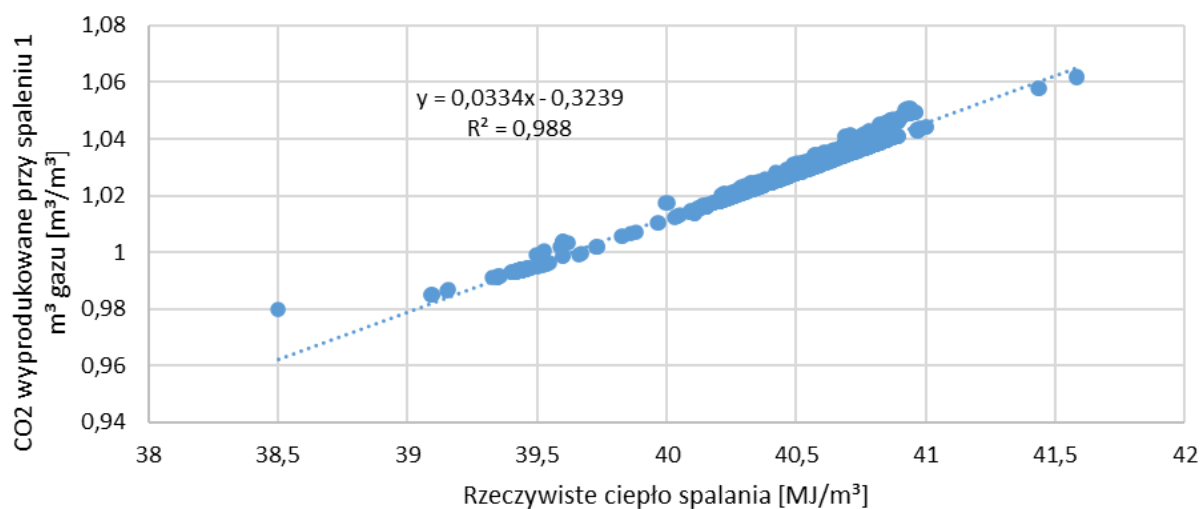
11.4.1. Pomiary

Wykorzystując dane pomiarowe określono wpływ parametrów gazu na ilość dwutlenku węgla. Wraz ze spadkiem ciepła spalania dla gazu zmniejsza się ilość dwutlenku węgla jakie zostało wyprodukowane podczas spalania 1 m³ gazu (rys. 11.19).

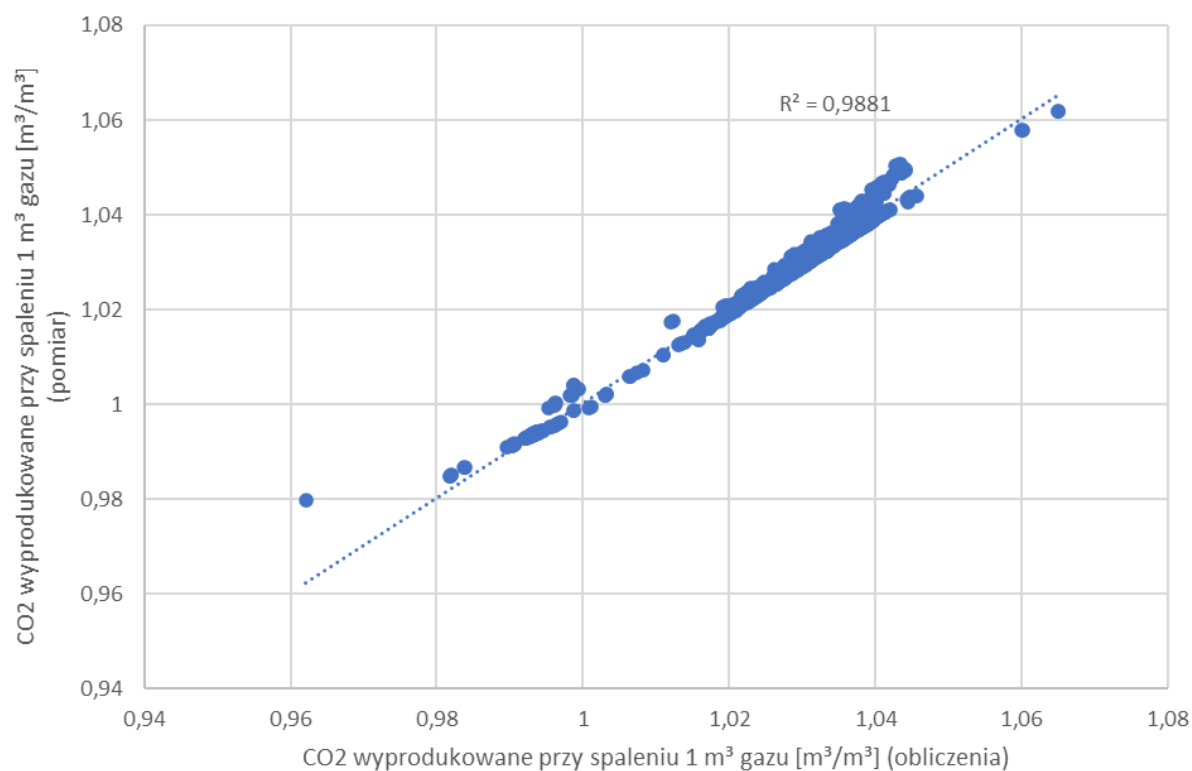


Rysunek 11.19. Wykres przedstawiający zależność pomiędzy ciepłem spalania a ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla (opracowanie własne)

Wyznaczona została zależność ciepła spalania od ilości dwutlenku węgla, którą przedstawiono na rysunkach 11.20 i 11.21.

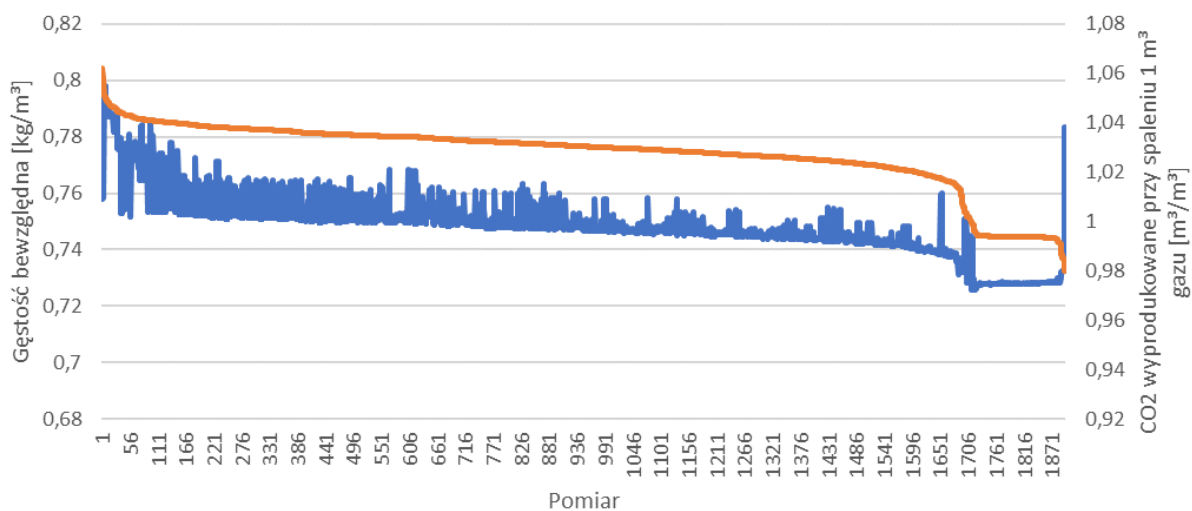


Rysunek 11.20. Korelacja pomiędzy ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla, a ciepłem spalania w MJ/m³ (opracowanie własne)

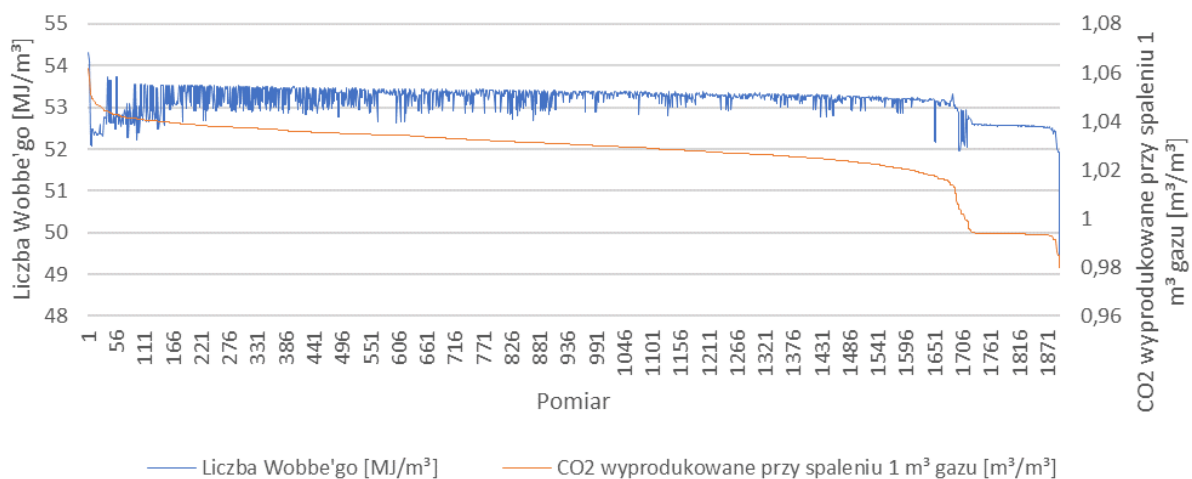


Rysunek 11.21. Korelacja pomiędzy ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla a ciepłem spalania w m³/m³ (opracowanie własne)

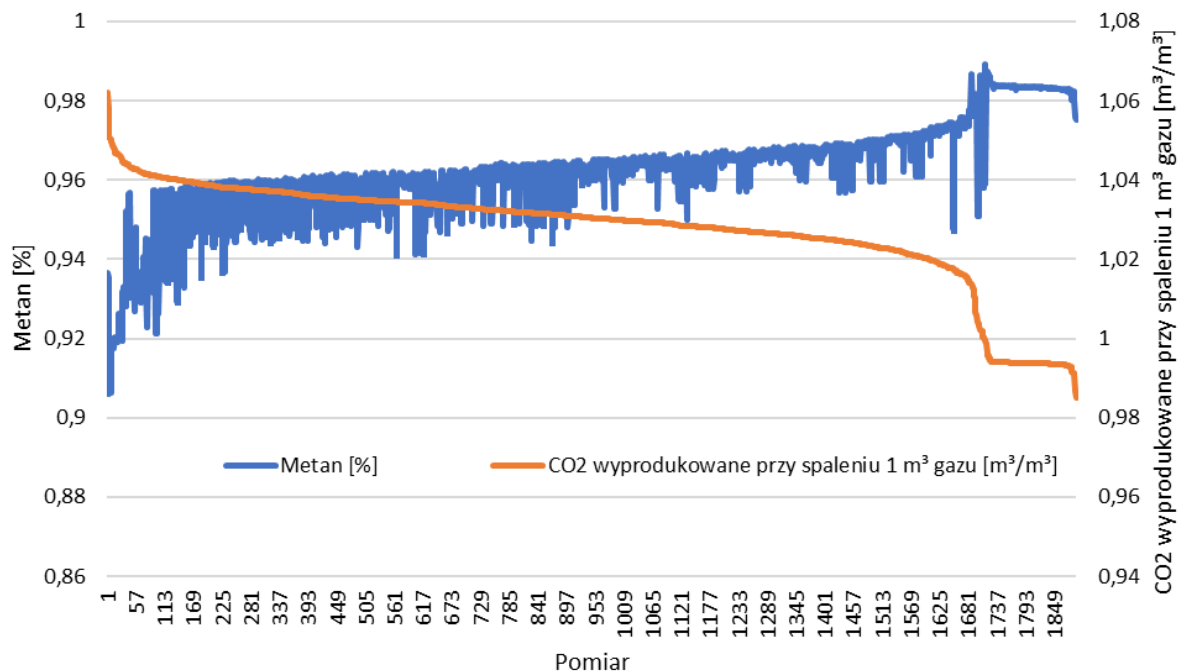
Również w przypadku gęstości, Liczby Wobbego oraz współczynnika ściśliwości zauważa się korelację z ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla. Wraz ze spadkiem wspomnianych parametrów zmniejsza się ilość dwutlenku węgla na metr spalonego gazu (rysunki 11.22 i 11.23).



Rysunek 11.22. Wykres przedstawiający zależność pomiędzy gęstością, a ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla (opracowanie własne)



Rysunek 11.23. Wykres przedstawiający zależność pomiędzy liczbą Wobbe'go, a ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla (opracowanie własne)



Rysunek 11.24. Wykres przedstawiający zależność pomiędzy metanem, a ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla (opracowanie własne)

11.5. Prognozowanie parametrów gazu i jego składu

Przeprowadzono próbę prognozowania ciepła spalania oraz innych parametrów gazu na podstawie składu gazu, jak również zaprognozowano udział poszczególnego składnika na bazie parametrów gazu. Do prognozowania wykorzystano sztuczne sieci neuronowe.

Do obliczeń wykorzystano dwa zbiory uczące. Pierwszy był to zbiór samych pomiarów, drugi to zbiór pomiarów oraz danych z obliczeń analitycznych. Wykonano dwie prognozy:

- dla modelu pierwszego dla wybranych danych pomiarowych, które nie brały udziału w procesie uczenia modelu,
- dla modelu drugiego dla wybranych danych pomiarowych i analitycznych, które nie brały udziału w procesie uczenia modelu,

W skład danych uczących wchodziły informacje dotyczące udziałów poszczególnych składników w gazie.

11.5.1. Scenariusz pierwszy – prognoza dla danych pomiarowych

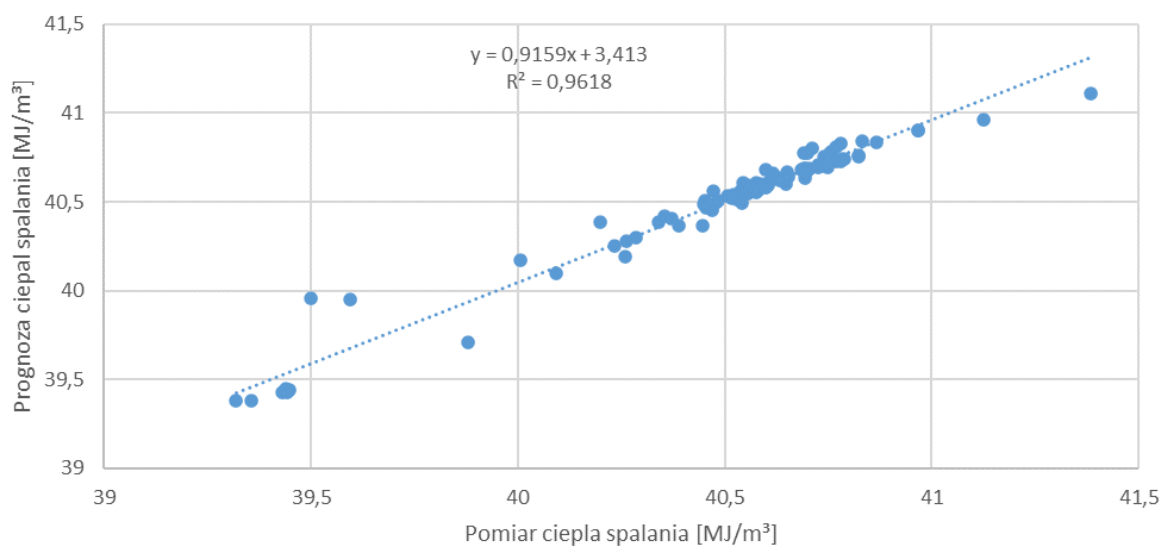
11.5.1.1. Ciepło spalania

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,98 współczynnika korelacji i 0,9618 współczynnika determinacji (rys. 11.25).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,

- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 128,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 55,
- Liczba cykli iteracji: 27 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: logistyczna/Thangens.



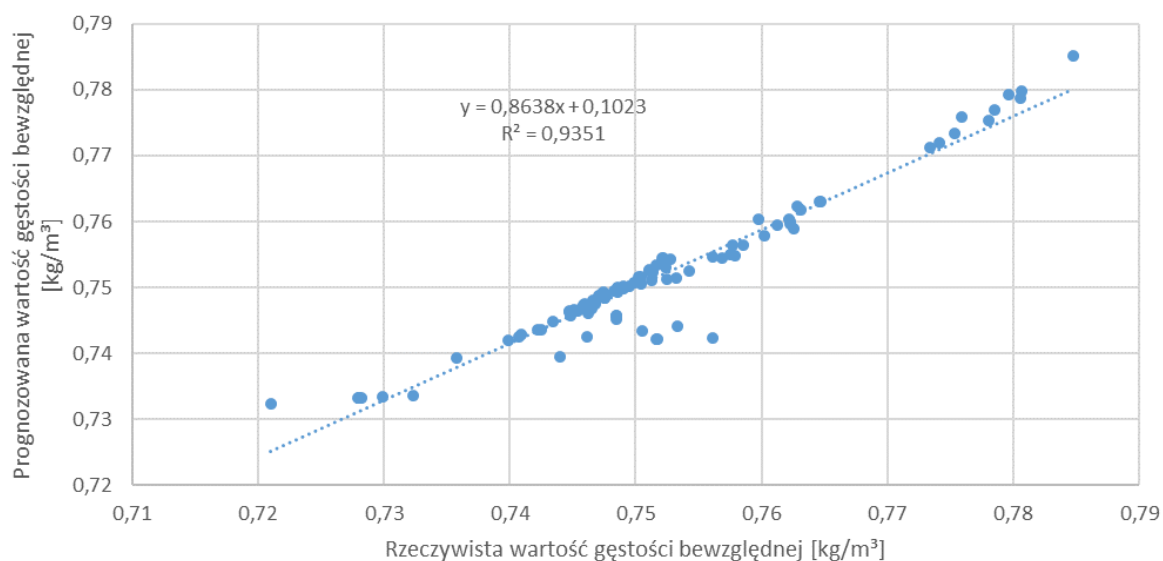
Rysunek 11.25. Dopasowanie prognozy ciepła spalania do danych pomiarowych (opracowanie własne)

11.5.1.2. Gęstość bezwzględna

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,967 współczynnika korelacji i 0,9635 współczynnika determinacji (rys. 11.26).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 128,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 33,
- Liczba cykli iteracji: 6 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: Liniowa/Wykładnicza.



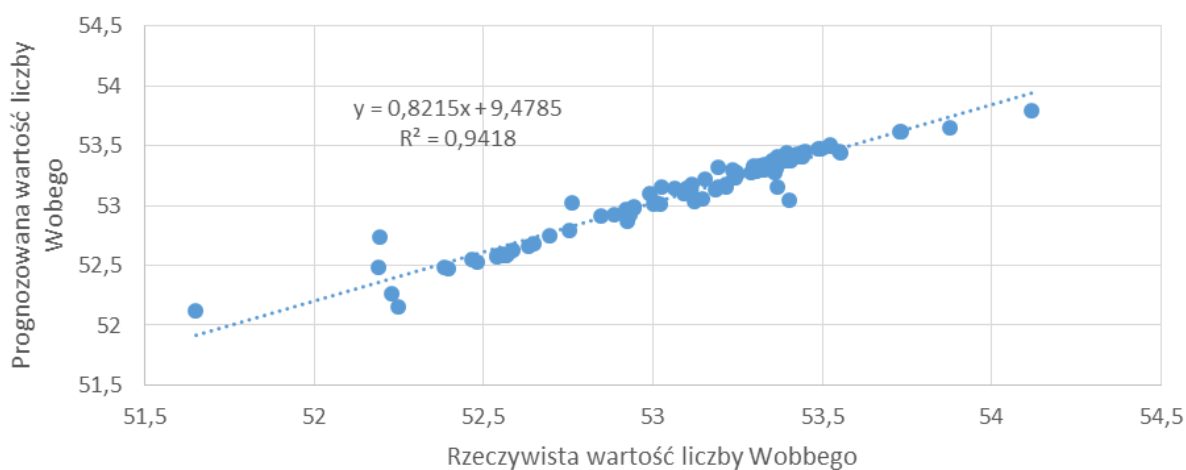
Rysunek 11.26. Dopasowanie prognozy gęstości do danych pomiarowych (opracowanie własne)

11.5.1.3. Liczba Wobbego

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,971 współczynnika korelacji i 0,941 współczynnika determinacji (rys. 11.27).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 128,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 53,
- Liczba cykli iteracji: 20 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: Logistyczna/Liniowa.



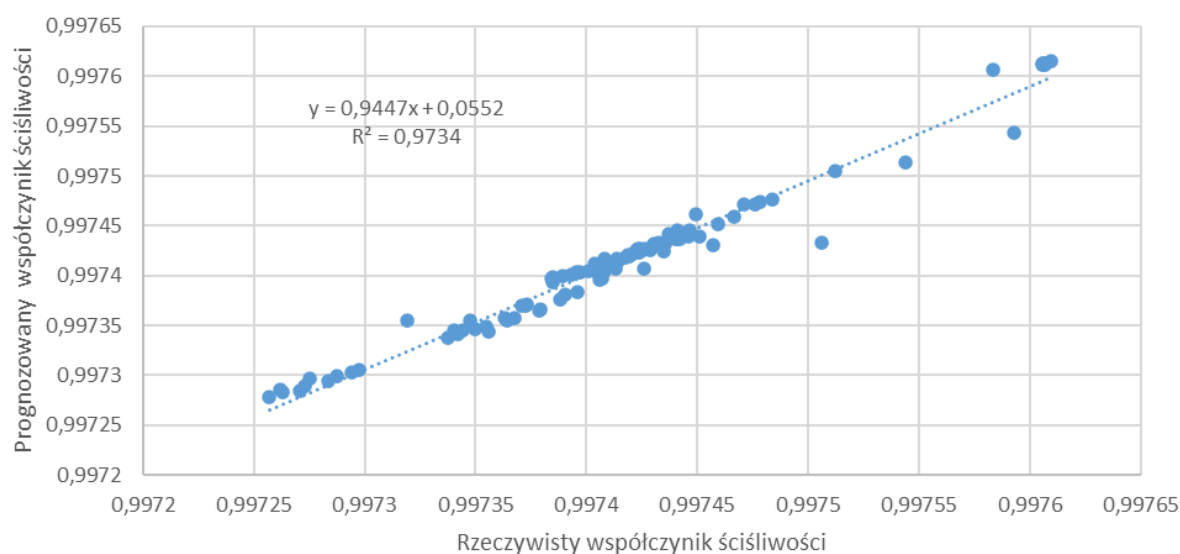
Rysunek 11.27. Dopasowanie prognozy Liczby Wobbego do danych pomiarowych (opracowanie własne)

11.5.1.4. Współczynnik ściśliwości

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,986 współczynnika korelacji i 0,973 współczynnika determinacji (rys. 11.28).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 128,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 64,
- Liczba cykli iteracji: 13 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: Liniowa/Wykładnicza.



Rysunek 11.28. Dopasowanie prognozy gęstości do danych pomiarowych (opracowanie własne)

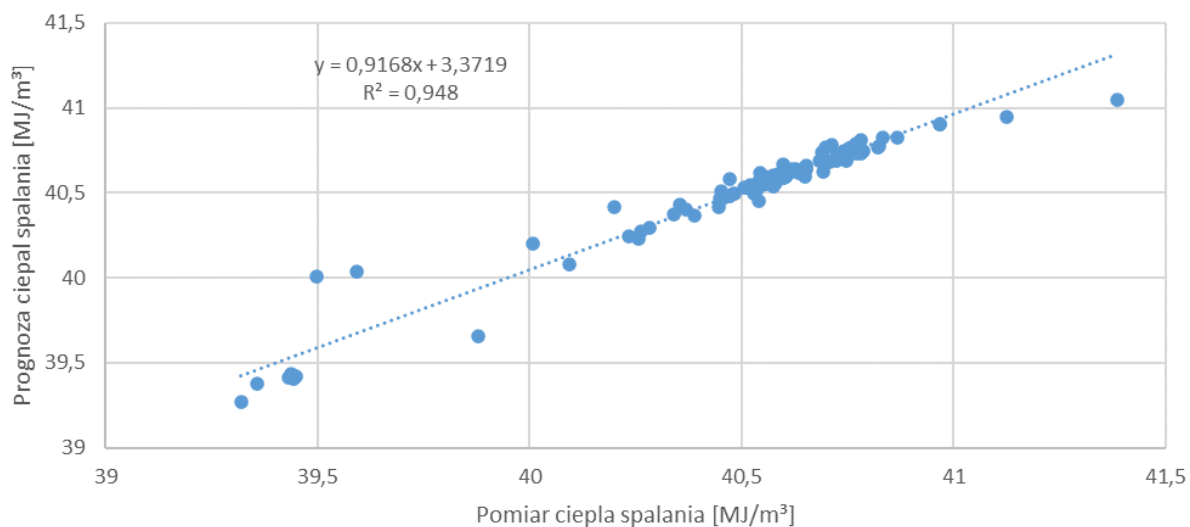
11.5.2. Scenariusz drugi – prognoza dla danych pomiarowych i danych analitycznych

11.5.2.1. Ciepło spalania

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,973 współczynnika korelacji i 0,948 współczynnika determinacji (rys. 11.29).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 128,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 22,
- Liczba cykli iteracji: 13 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: Liniowa/Thangens.



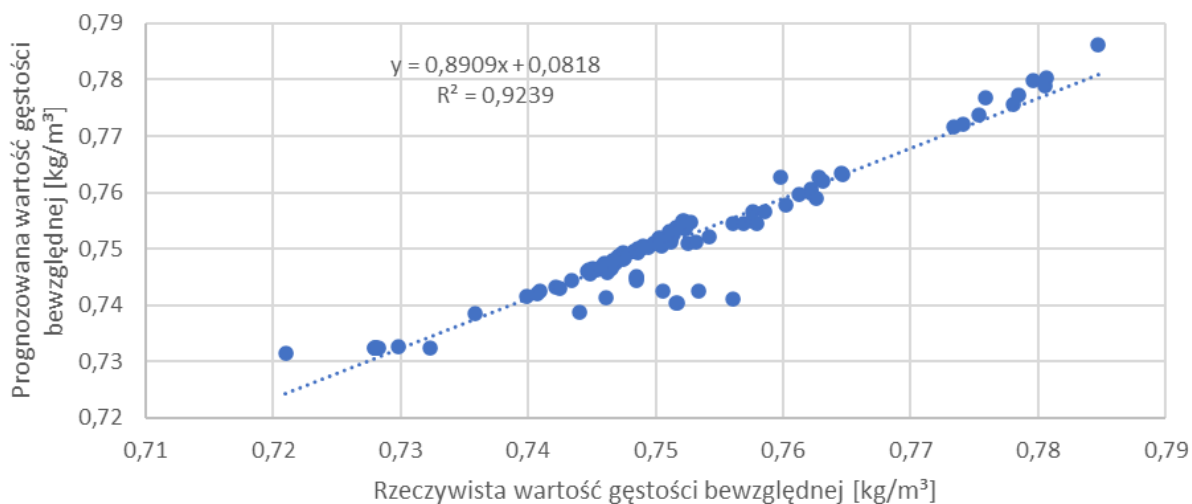
Rysunek 11.29. Dopasowanie prognozy ciepła spalania do danych pomiarowych i analitycznych (opracowanie własne)

11.5.2.2. Gęstość bezwzględna

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,961 współczynnika korelacji i 0,923 współczynnika determinacji (rys. 11.30).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 128,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 36,
- Liczba cykli iteracji: 6 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: Liniowa/Wykładnicza.



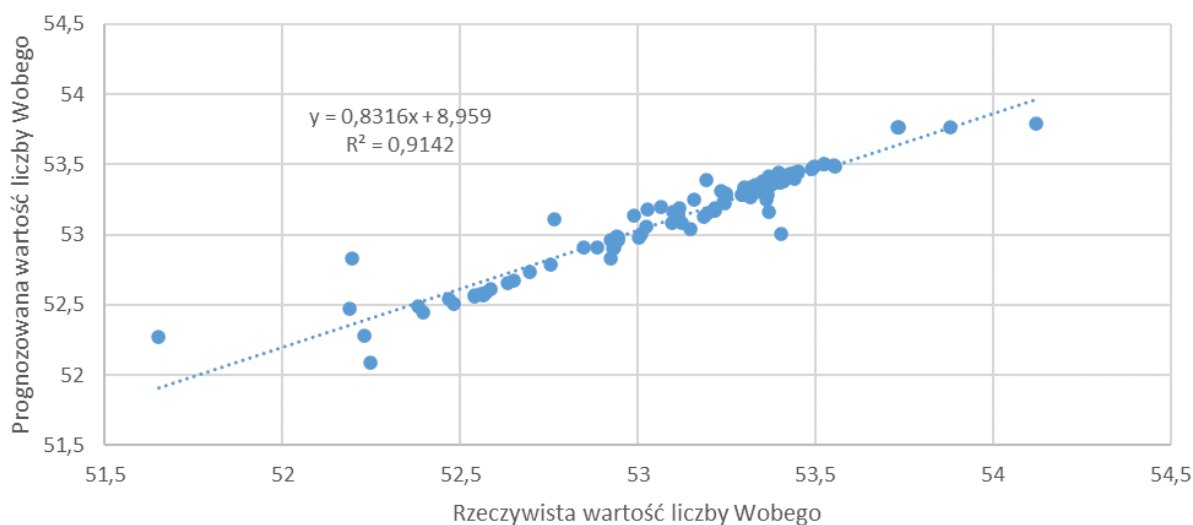
Rysunek 11.30. Dopasowanie prognozy gęstości do danych pomiarowych i analitycznych (opracowanie własne)

11.5.2.3. Liczba Wobbego

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,956 współczynnika korelacji i 0,914 współczynnika determinacji (rys. 11.31).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 128,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 61,
- Liczba cykli iteracji: 68 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: Tanges/tangens.



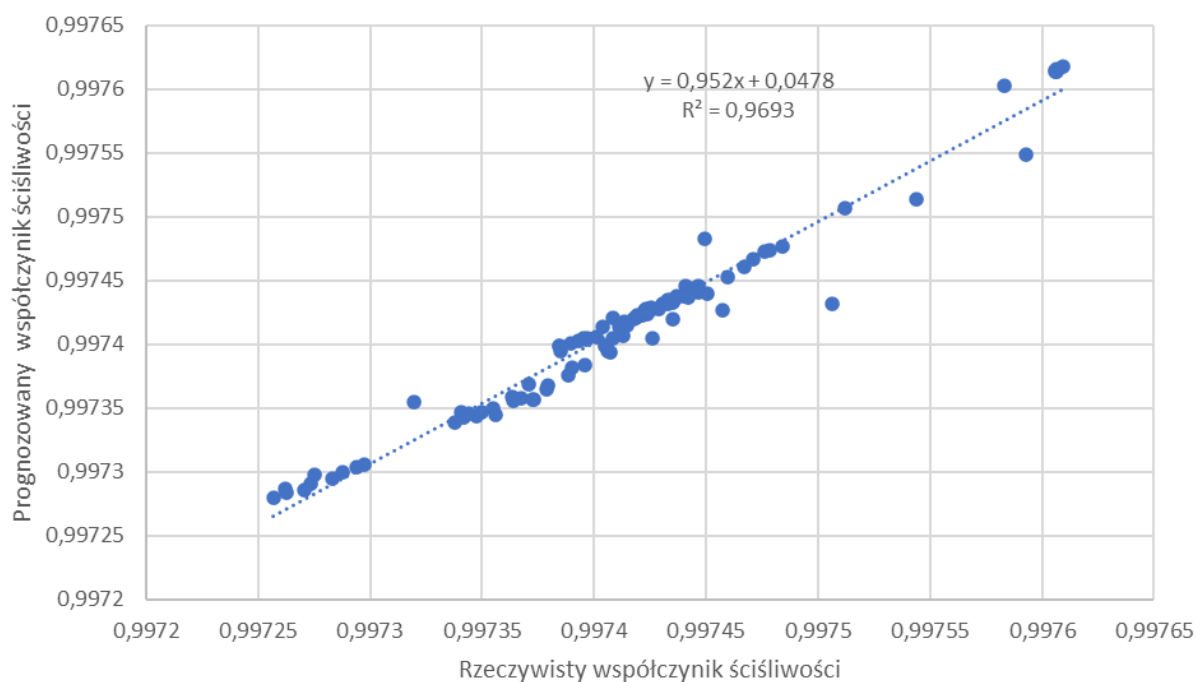
Rysunek 11.31. Dopasowanie prognozy Liczby Wobbego do danych pomiarowych i analitycznych (opracowanie własne)

11.5.2.4. Współczynnik ściśliwości

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,984 współczynnika korelacji i 0,969 współczynnika determinacji (rys. 11.32).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 128,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 24,
- Liczba cykli iteracji: 184 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: Logistyczna/Logistyczna.

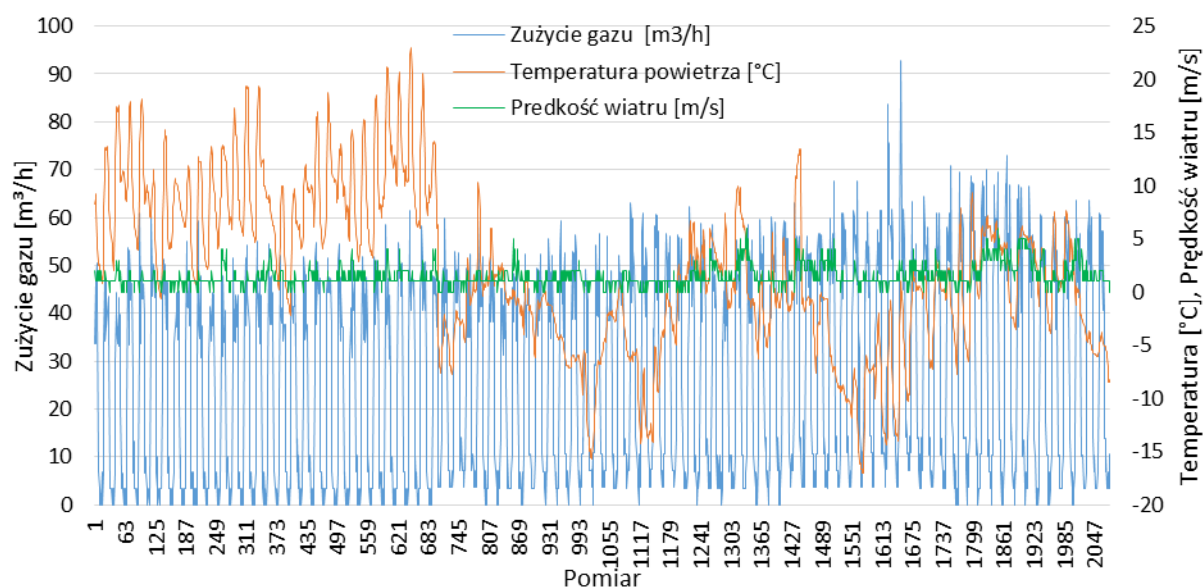


Rysunek 11.32. Dopasowanie prognozy gęstości do danych pomiarowych i analitycznych (opracowanie własne)

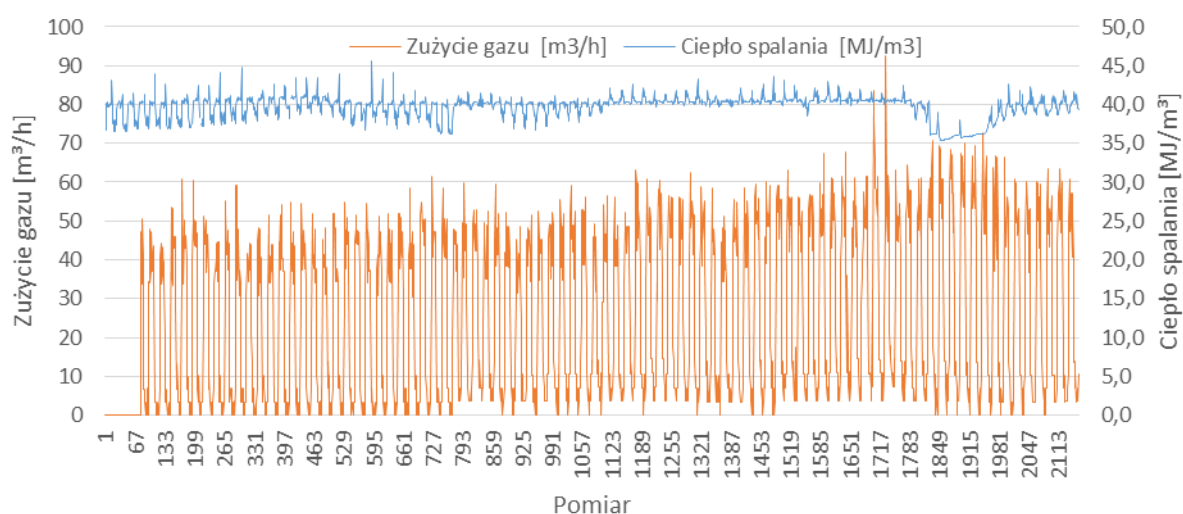
11.6. Prognoza zużycia gazu dla wybranych zgazyfikowanych obszarów

11.6.1. Przypadek 1

Analizie podano miejscowość zlokalizowaną w południowej Polsce, która zasila zarówno odbiorców komunalno-bytowych jak i przedsiębiorstwa. Z analizy zużycia gazu można wywnioskować, iż odbiorcami są przede wszystkim gospodarstwa domowe. Wynika to z dużej zmienności poboru gazu między okresem letnim (wyższe temperatury), a zimowym, co jest charakterystyczne dla odbiorców indywidualnych, którzy wykorzystują gaz także w celach grzewczych. W okresie zimowym wzrasta zużycie gazu natomiast maleje w okresie letnim (rys. 11.33). Również zużycie gazu związane jest z wartością ciepła spalania. Na wykresie (rys. 11.34) można zauważyć, że spadek tego parametru spowodował wzrost zużycia gazu w celu utrzymania niezbędnej mocy.

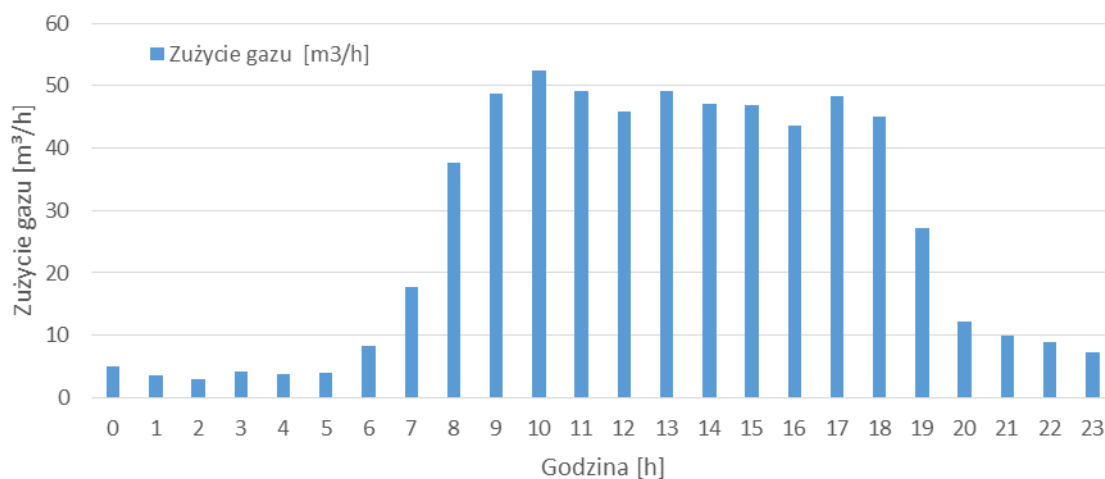


Rysunek 11.33. Zależność zużycia gazu od temperatury i prędkości wiatru (opracowanie własne)

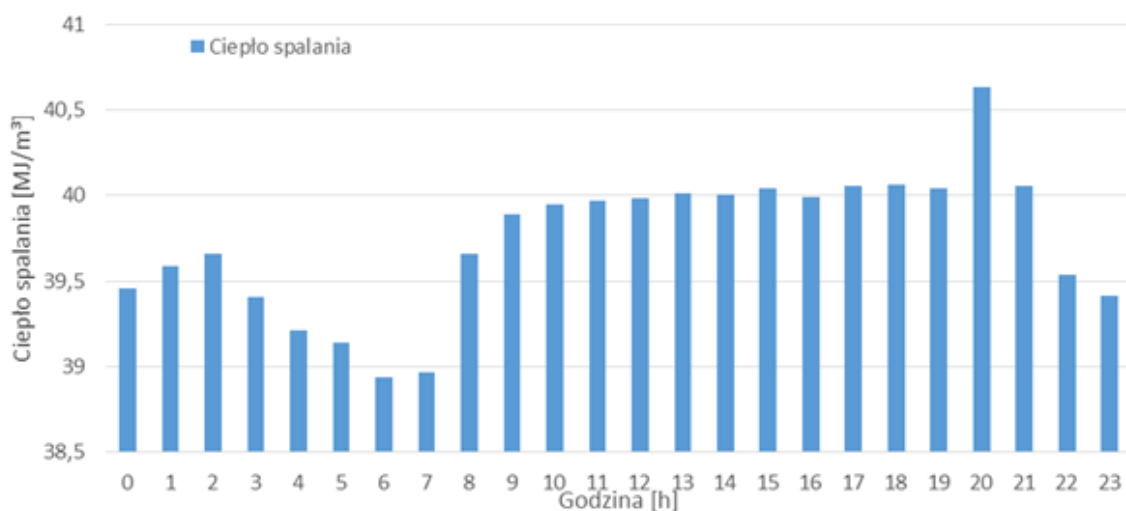


Rysunek 11.34. Zależność zużycia gazu od ciepła spalania (opracowanie własne)

W przypadku zużycia gazu z podziałem na godzinę, to średnie największe zużycie gazu w ciągu doby przypada pomiędzy 07:00 a 18:00, z czego wartość maksymalna jest o godzinie 10:00 (rys. 11.35). Dla średniego ciepła spalania wartość utrzymuje się w ciągu dnia na poziomie około 40 MJ/m³, oprócz godzin od 02:00 do 07:00 gdy znacząco spada oraz o godzinie 20:00, gdy średnia wartość jest wyższa ponad 40 MJ/m³ (rys. 11.36).

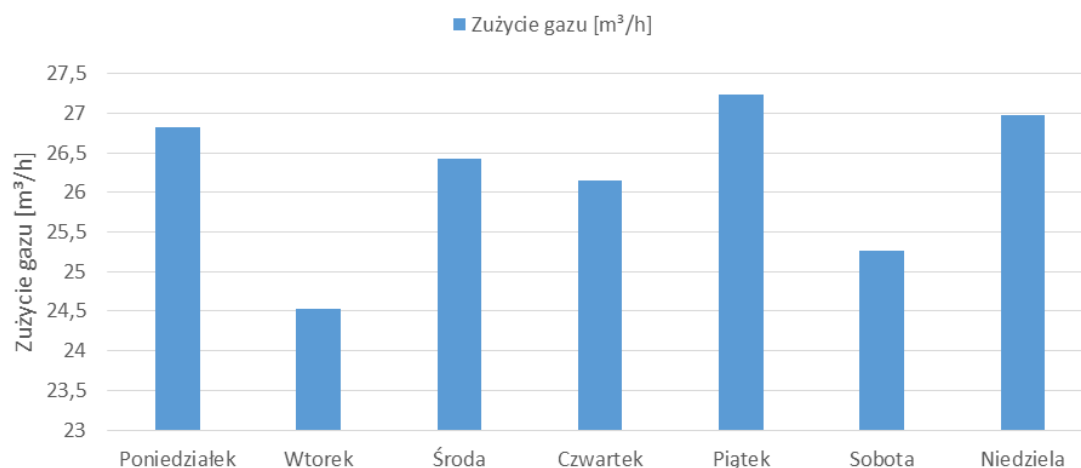


Rysunek 11.35. Średnie zużycie gazu w ciągu doby (opracowanie własne)



Rysunek 11.36. Średnia wartość ciepła spalania w ciągu godziny w cyklu dobowym (opracowanie własne)

Największe średnie zużycie gazu przypadają w poniedziałek i piątek, a najmniejsze w wtorek (rys. 11.37).

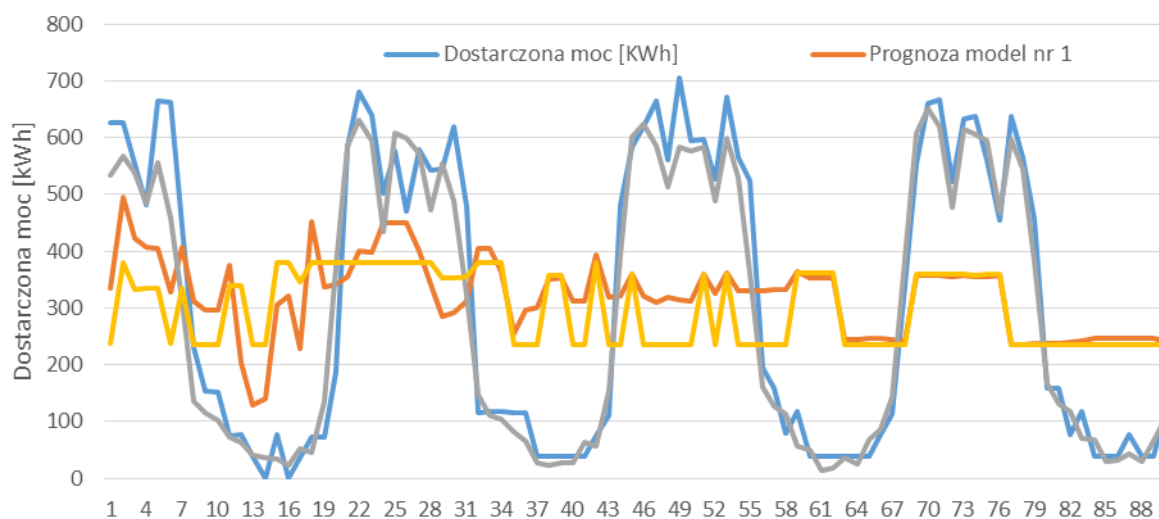


Rysunek 11.37. Średnie zużycie gazu w dniu tygodnia [m³/h]
(opracowanie własne)

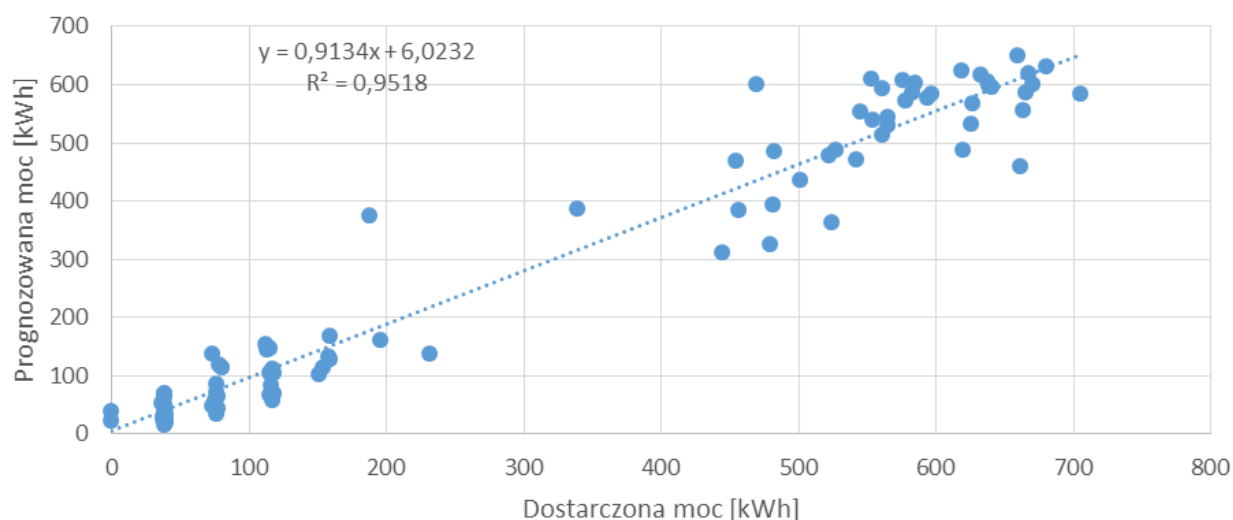
Prognozowanie

Do zaprognozowania zużycia gazu wykorzystano oprócz temperatury i prędkości wiatru informacje o dniu, w którym następuje pobór (poniedziałek, wtorek) oraz godzinie (01:00, 02:00). Te dwa ostatnie parametry są parametrami sztucznymi.

Można zauważyć, że tylko model nr 2, wykorzystywał prócz informacji o pogodzie i dniach tygodnia również godziny poboru gazu. Jego dopasowanie dało 0,975 współczynnik korelacji (rys. 11.38 oraz rys. 11.39).



Rysunek 11.38. Wyniki prognoz wszystkich konfiguracji modeli
(opracowanie własne)



Rysunek 11.39. Dopasowanie najlepszego modelu (opracowanie własne)

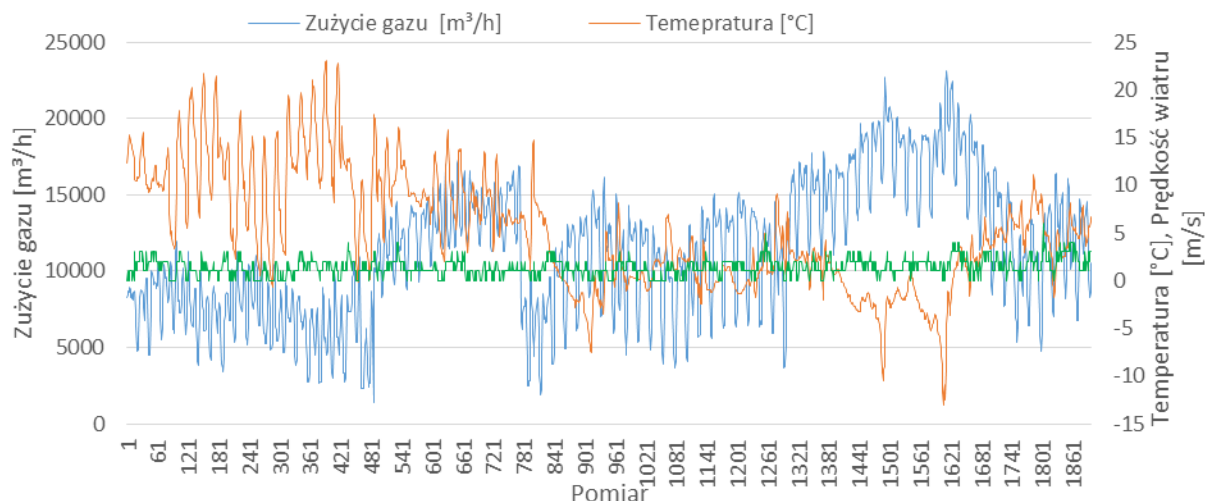
Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,976 współczynnika korelacji i 0,9518 współczynnika determinacji.

Podstawowe informacje o modelu:

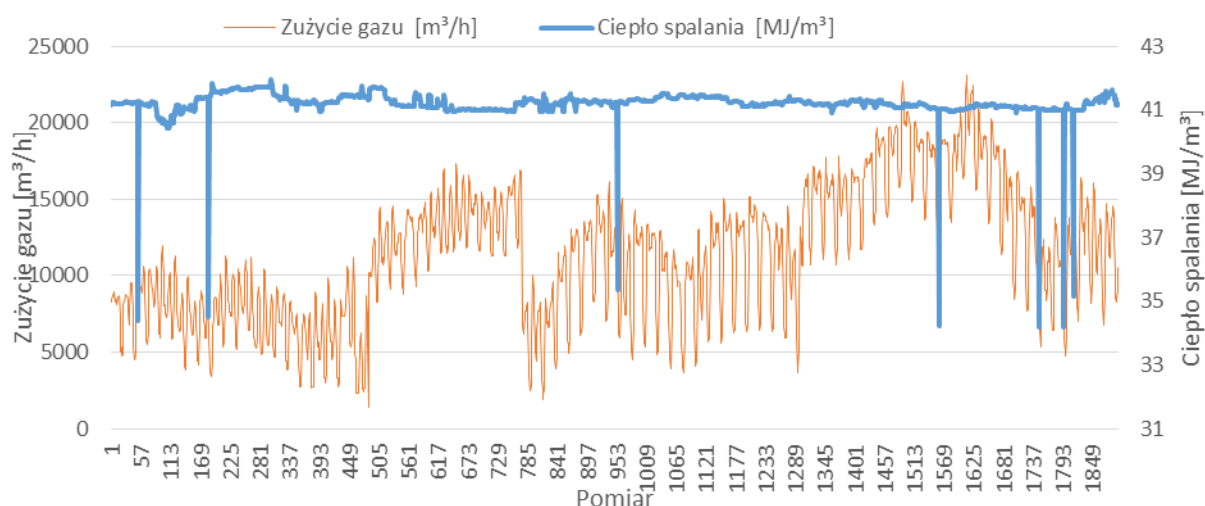
- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 64,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 2,
- Liczba cykli iteracji: 11 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: Liniowa/tangens.

11.6.2. Przypadek 2

W drugim przypadku badano miejscowość, która zlokalizowana jest w Małopolsce i posiada około czterech tysięcy mieszkańców. Z analizy zużycia gazu można wywnioskować, iż odbiorcami są również gospodarstwa domowe. Wynika to z dużej zmienności poboru gazu między okresem cechującym się odnotowanymi wyższymi temperaturami, a okresem o niższej temperaturze (rys. 11.40). Również można zauważyć że ciepło spalania utrzymuje się na stałym poziomie oprócz kilku przypadków, gdy spadło poniżej 35MJ/m³ (rys. 11.41).



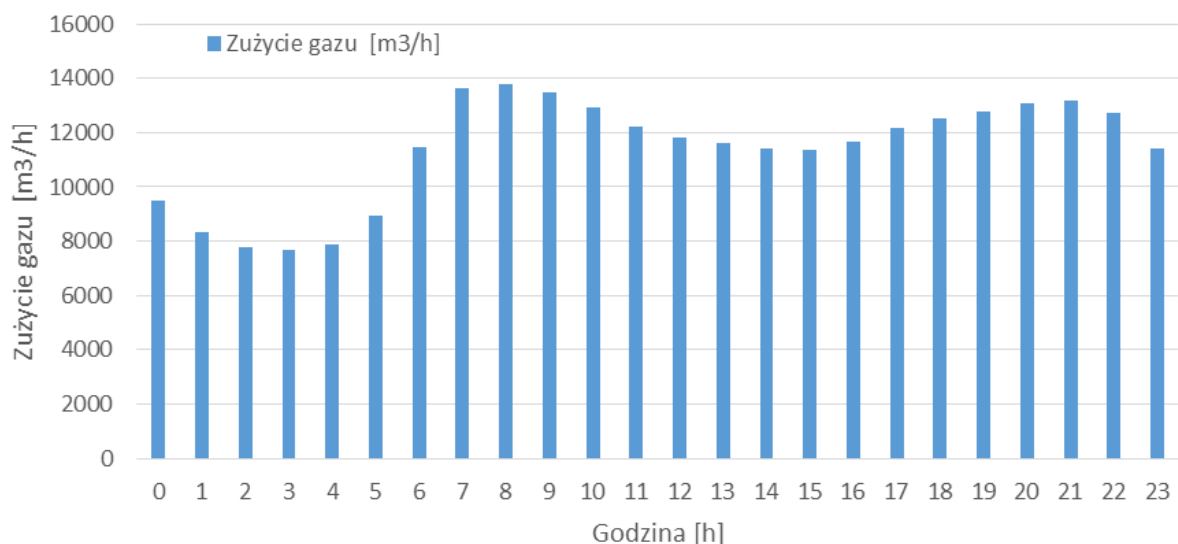
Rysunek 11.40. Zależność zużycia gazu od temperatury i prędkości wiatru dla Przypadku 2 (opracowanie własne)



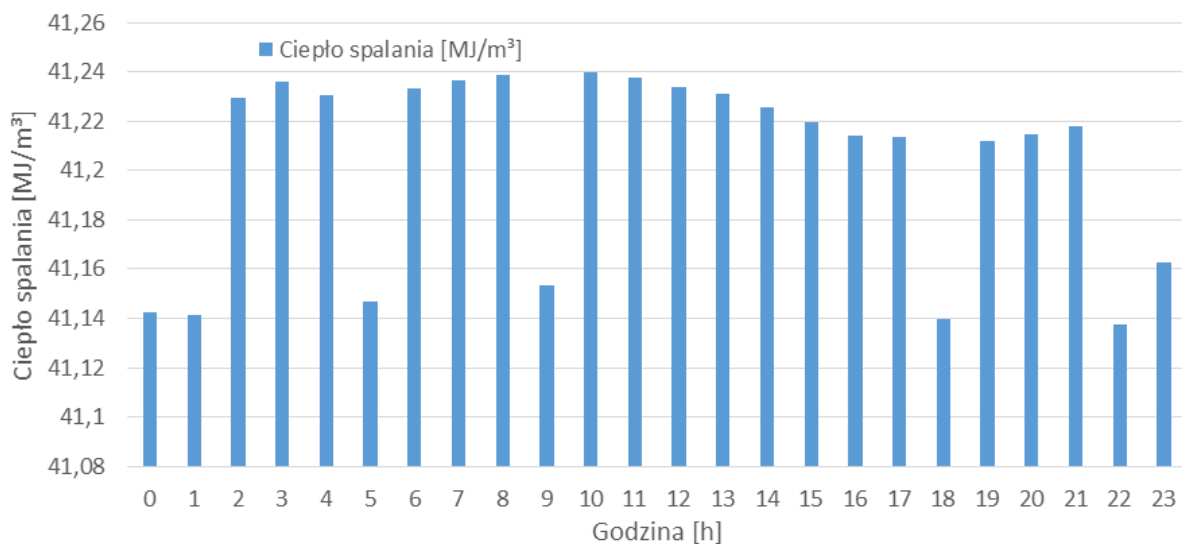
Rysunek 11.41. Zależność zużycia gazu od ciepła spalania dla Przypadku 2 (opracowanie własne)

W przypadku zużycia gazu z podziałem na godziny, to średnie największe zużycie gazu w ciągu doby przypada od 07:00 do 09:00 z czego wartość maksymalna jest o godzinie 08:00 oraz od 19:00 do 21:00 (rys. 11.42). Najniższa wartość jest o godzina 03:00 w nocy oraz 14:00–15:00 w ciągu dnia.

Dla średniego ciepła spalania wartość utrzymuje się w ciągu dnia na poziomie około 41,0–41,2 MJ/m³ (rys. 11.43).

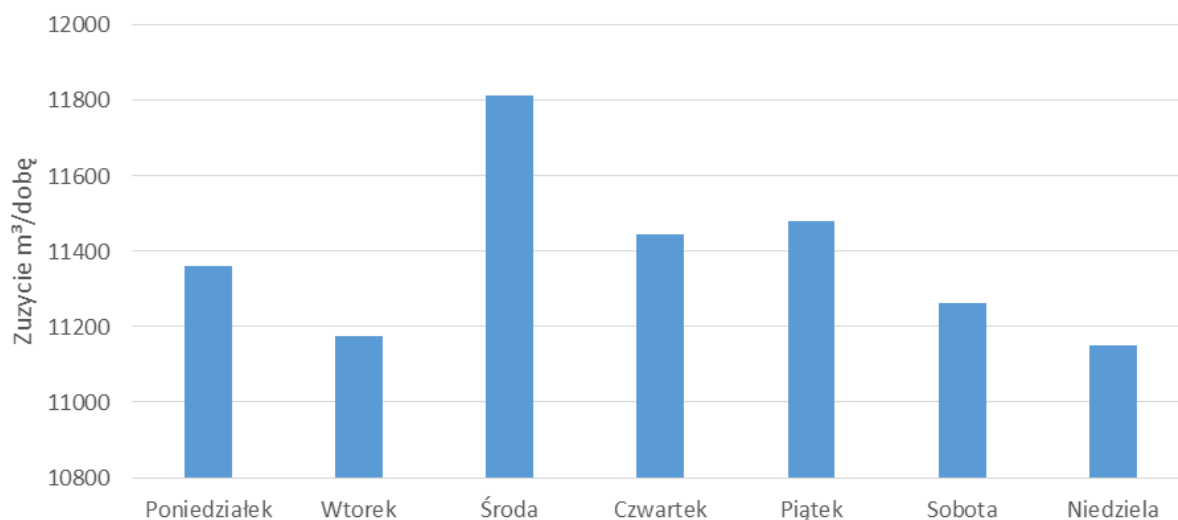


Rysunek 11.42. Średnie zużycie gazu w ciągu godziny dla Przypadku 2 (opracowanie własne)



Rysunek 11.43. Średnia wartość ciepła spalania w ciągu godziny dla Przypadku 2 (opracowanie własne)

Największe średnie zużycie gazu przypadało w środę i piątek, a najmniejsze w wtorek podobnie jak w przypadku pierwszym (rys. 11.44).

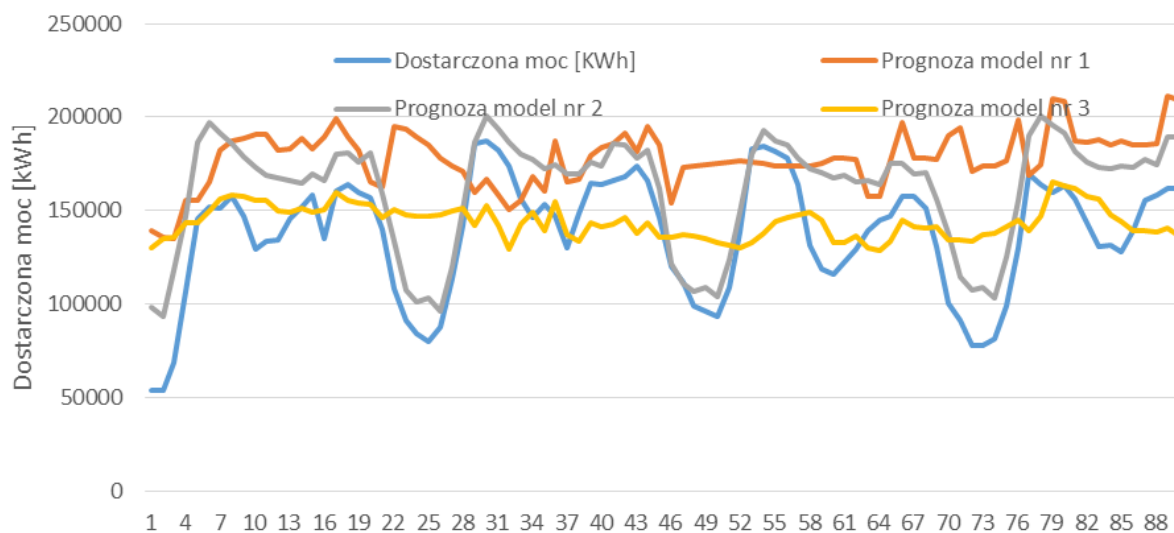


Rysunek 11.44. Średnie zużycie gazu w danym dniu dla Przypadku 2 [m³/dobę] (opracowanie własne)

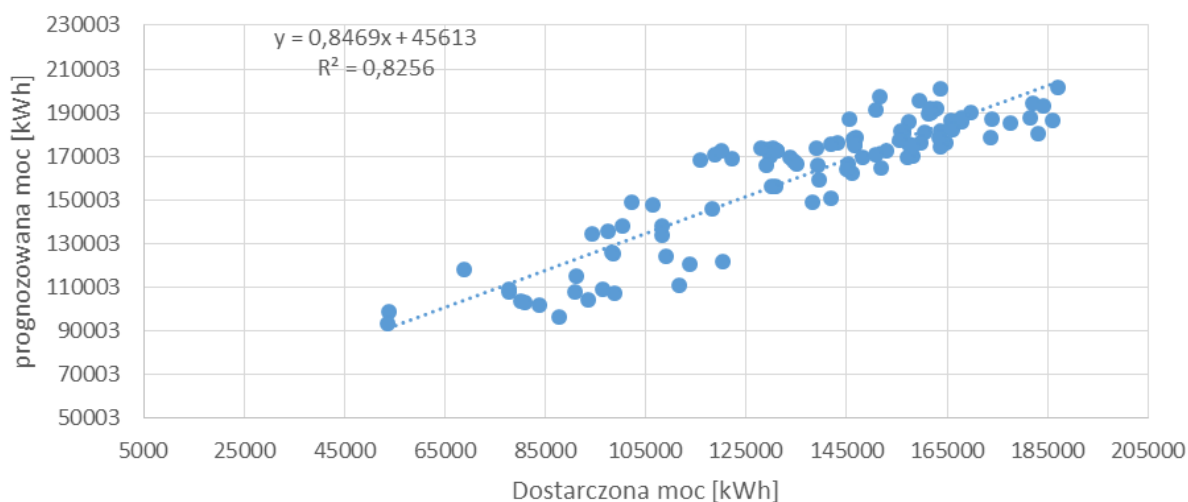
Prognozowanie

Do zaprognozowania zużycia gazu, poza temperaturą i prędkością wiatru, wykorzystano informacje o dniu, w którym nastąpił pobór (poniedziałek, wtorek) oraz godzinie (01:00, 02:00). Te dwa ostatnie parametry są parametrami sztucznymi.

Można zauważyć, że tylko model nr 2, wykorzystywał oprócz informacji o pogodzie i dniach tygodnia również godziny poboru gazu. Jego dopasowanie dało 0,91 współczynnik korelacji (rys. 11.45 i rys. 11.46).



Rysunek 11.45. Wyniki prognoz wszystkich konfiguracji modeli dla Przypadku 2 (opracowanie własne)



Rysunek 11.46. Dopasowanie najlepszego modelu dla Przypadku 2
(opracowanie własne)

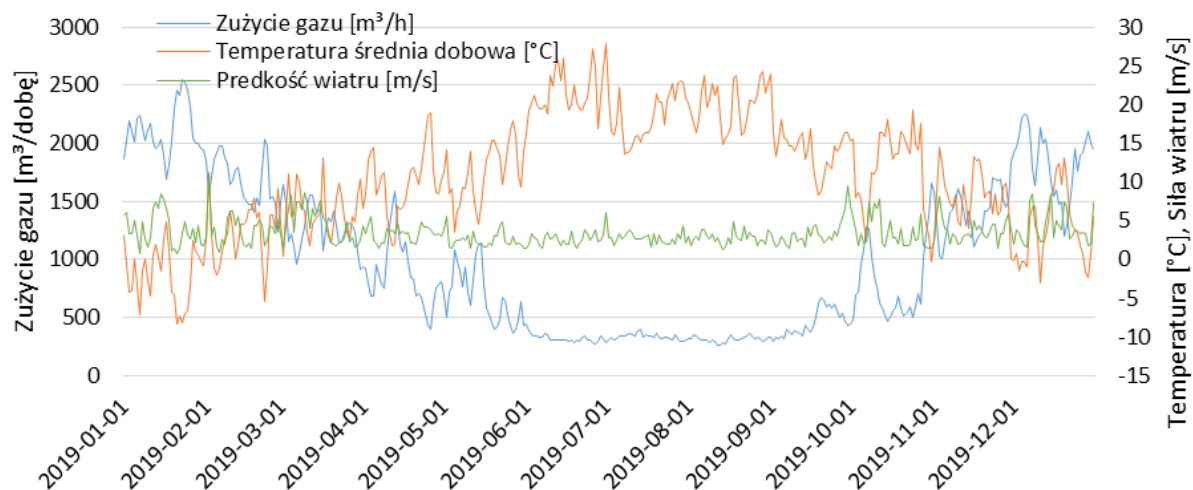
Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,91 współczynnika korelacji i 0,8256 współczynnika determinacji (rys. 11.46).

Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 64,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 34,
- Liczba cykli iteracji: 26 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: tangens/liniowa.

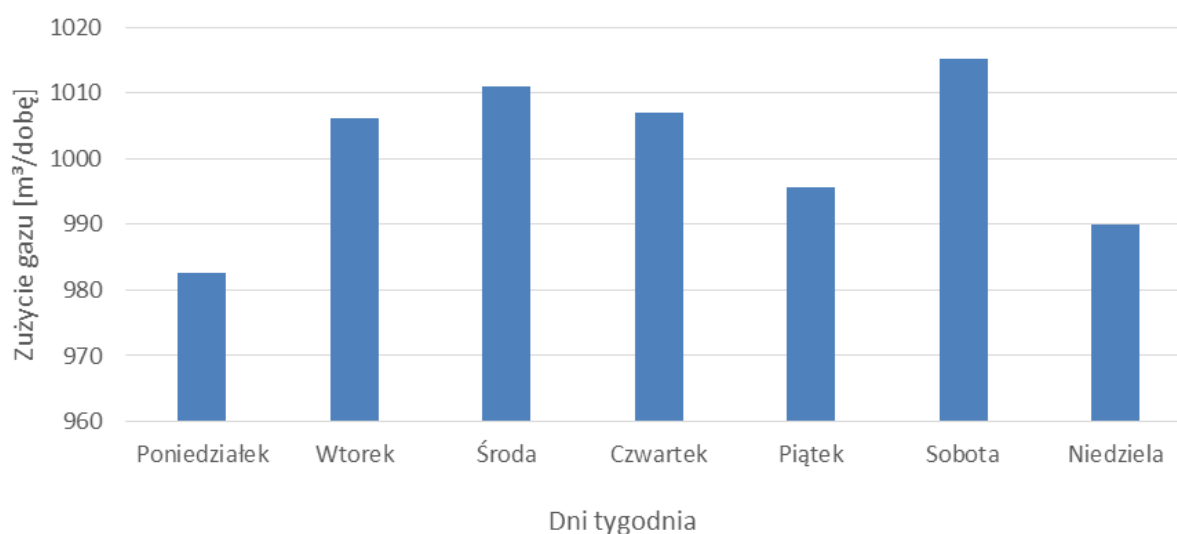
11.6.3. Przypadek 3

W trzecim przypadku badano miejscowość zlokalizowaną w Małopolsce zamieszkaną przez około 19 tys. mieszkańców. Z analizy zużycia gazu można wywnioskować, iż odbiorcami są przede wszystkim gospodarstwa domowe. Wynika to z dużej zmienności poboru gazu między okresem charakteryzującym się wyższymi temperaturami, a okresem o niższych temperaturach (rys. 11.47). W okresie letnim zużycie gazu jest stabilne co świadczy o tym, że paliwo jest wykorzystywane do podgrzewania wody użytkowej oraz przygotowania posiłków.

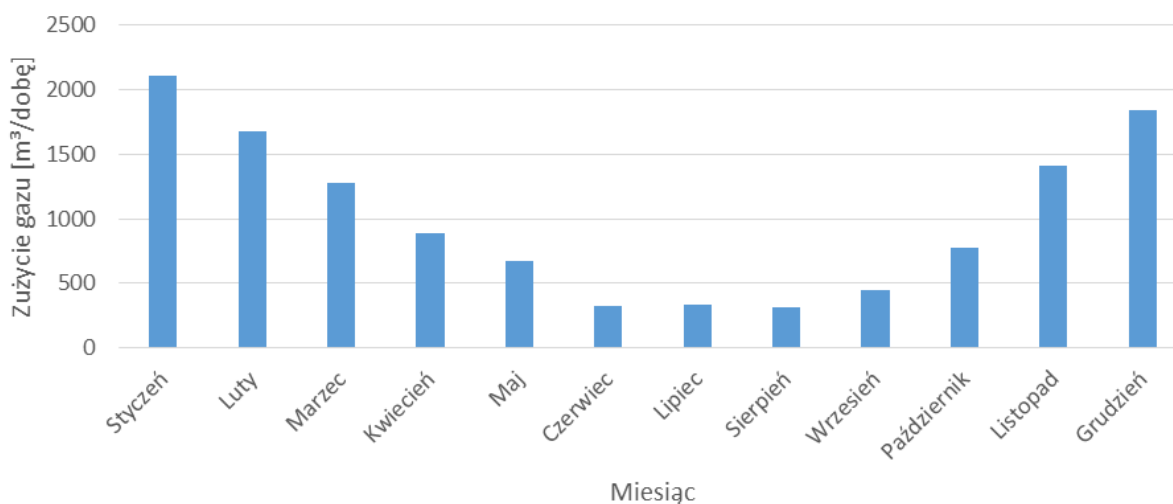


Rysunek 11.47. Zależność zużycia gazu od temperatury i prędkości wiatru dla Przypadku 3 (opracowanie własne)

Największe średnie zużycie gazu przypadało od wtorku do czwartku oraz w sobotę, a najmniejsze w poniedziałek. Największe miesięczne zużycie gazu przypada na miesiące styczeń–luty oraz grudzień. Najmniejsze występuje w miesiącu czerwcu i lipcu (rys. 11.48 oraz rys. 11.49).



Rysunek 11.48. Średnie zużycie gazu w wybranym dniu tygodnia dla Przypadku 3 (opracowanie własne)

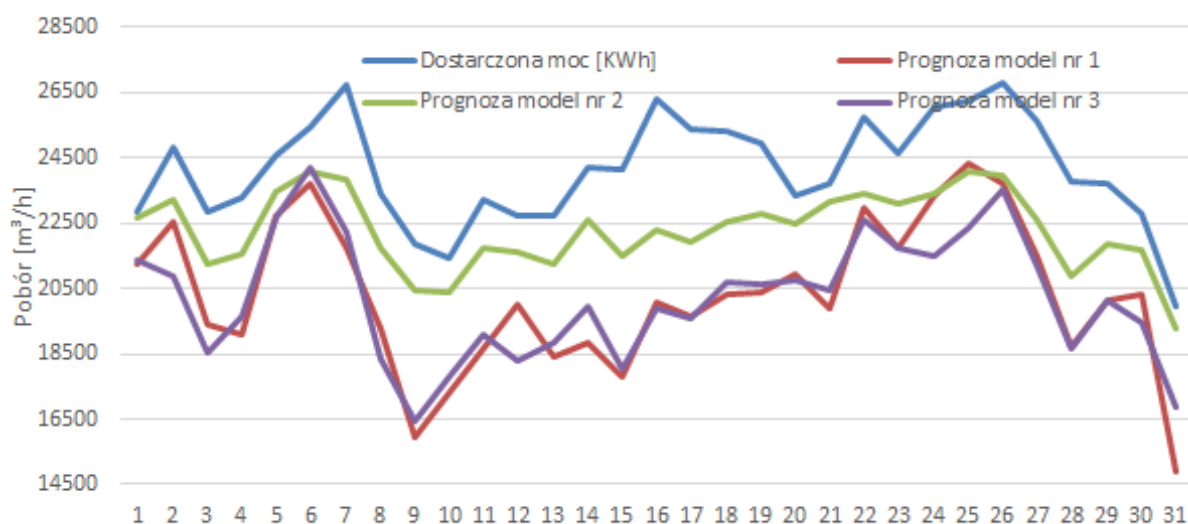


Rysunek 11.49. Średnie zużycie gazu w danym miesiącu dla Przypadku 3 (opracowanie własne)

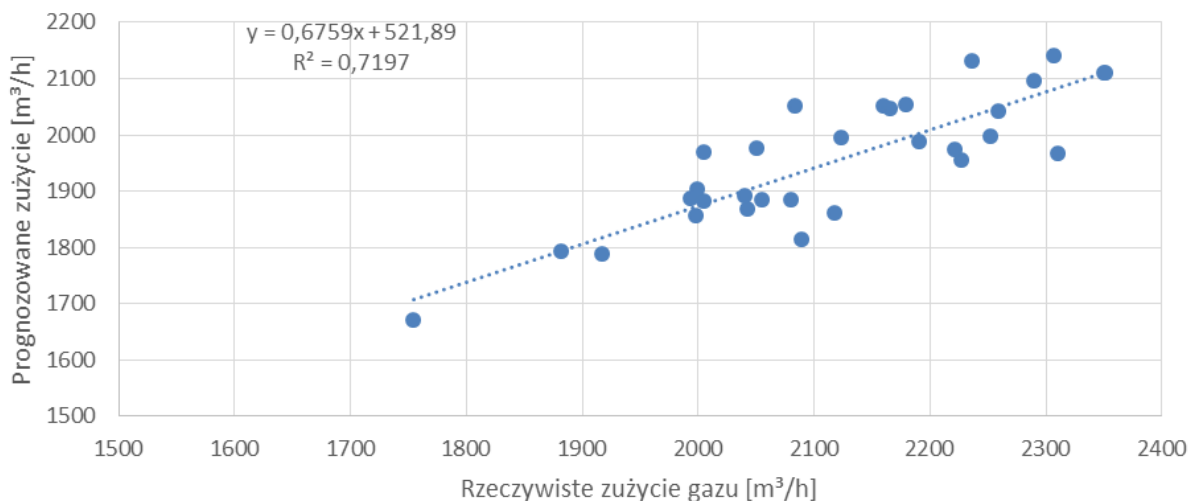
Prognozowanie

Do zaprognozowania zużycia gazu wykorzystano oprócz temperatury i prędkości wiatru informacje o dniu, w którym nastąpił pobór gazu oraz miesiącu. Te dwa ostatnie parametry są parametrami sztucznymi.

Można zauważyć, że tylko model nr 2, który wykorzystywał prócz informacji o pogodzie i dniach tygodnia również parametry sztuczne dał najlepsze dopasowanie, które wynosi 0,84 współczynnik korelacji (rys. 11.50 i rys. 11.51).



Rysunek 11.50. Wyniki prognoz wszystkich konfiguracji modeli dla Przypadku 3 (opracowanie własne)



Rysunek 11.51. Dopasowanie najlepszego modelu dla Przypadku 3
(opracowanie własne)

Najlepszy model dał dopasowanie na poziomie 0,84 wsp. korelacji i 0,71 wsp. determinacji
Podstawowe informacje o modelu:

- Zakres danych: wszystkie oprócz próby,
- Liczba neuronów ukrytych podczas uczenia: od 2 – 64,
- Liczba neuronów ukrytych w najlepszym modelu: 49,
- Liczba cykli iteracji: 236 z algorytmem BFGS,
- Funkcje warstwy ukrytej/wyjściowej: tangens/tanges.

W podrozdziale 11.7 podsumowano wyniki obliczeń dla *Przypadków 1–3* oraz uwzględniono obliczenia dla roztworu gazu ziemnego z wodorem.

11.7. Wpływ dodawania wodoru na ilość zużywanego gazu

W celu wyznaczenia wpływu wodoru na ilość zużywanego gazu w m³/h założono, że dostarczana moc musi pozostać stała. Zmieniać się natomiast będzie ciepło spalania gazu, a co za tym idzie jego przepływ objętościowy.

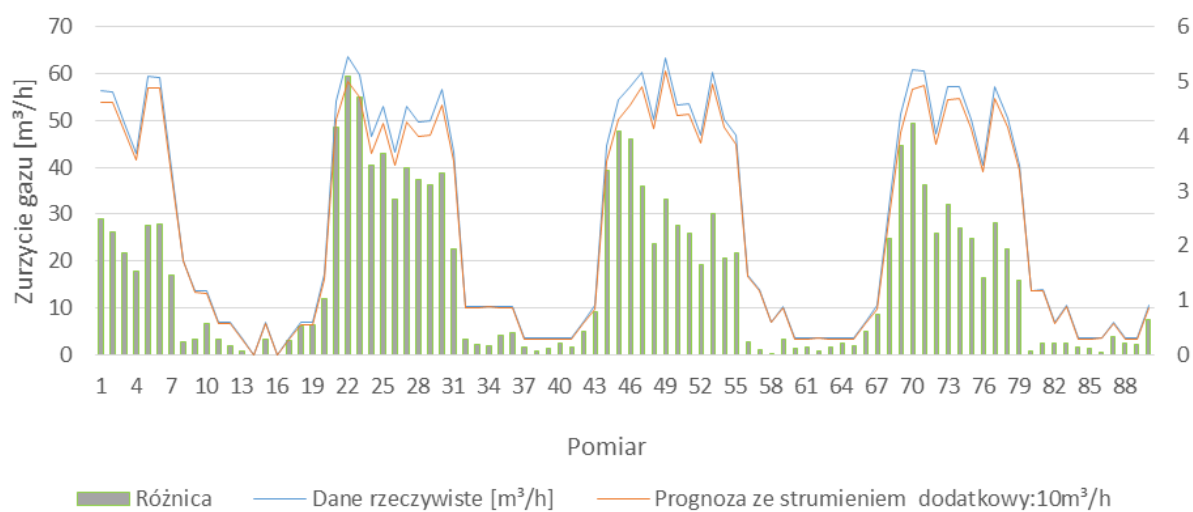
Przykład obliczeń

Moc dostarczanego gazu wynosi 629 kWh. Ilość dostarczanego gazu wynosi 56,29 m³/h. Ciepło spalania gazu wynosi ~40 MJ/m³ paliwa.

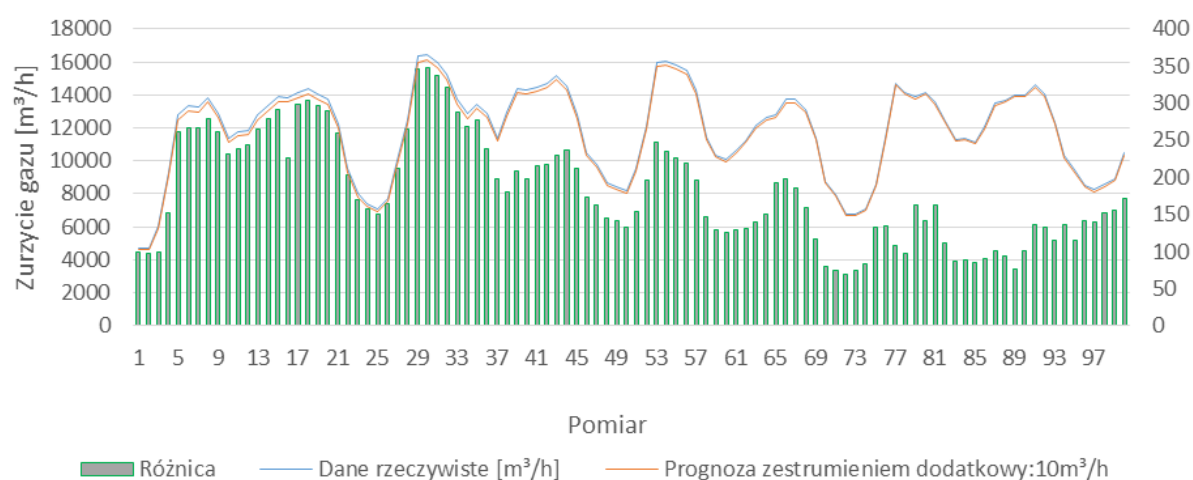
Gaz o powyższych parametrach jest zamieniany na gaz z zawartością wodoru, o wartości objętościowej wodoru wynoszącej 2,4%. Roztwór powstał poprzez zmieszanie 10 m³ gazu ziemnego oraz 10 m³ gazu wysokometanowego (91%) zawierającego 5% wodoru. Ciepło spalania gazu wynosi 41,87 MJ/m³, wyznaczone według równania:

$$Q = p \cdot \frac{3,6}{Q_s} = 629 \cdot \frac{3,6}{41,87} = 53,81 \text{ m}^3/\text{h} \quad (11.5)$$

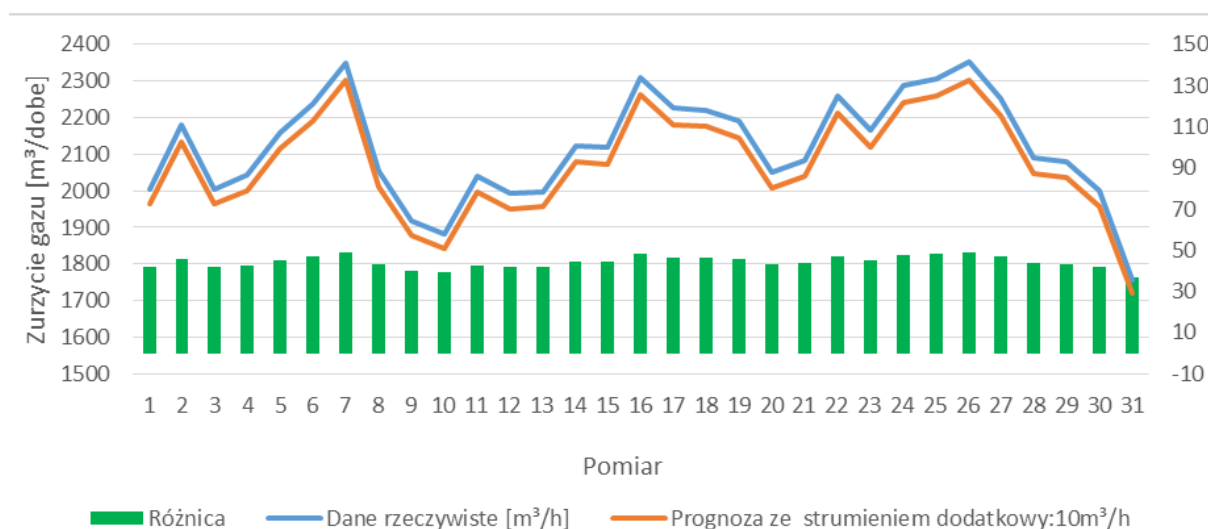
Poniżej przedstawiono wykresy ze zmianami ilości zużywanego gazu na wskutek dodania wodoru dla wcześniej analizowanych *Przypadków 1-3* (rysunki 11.52–11.54).



Rysunek 11.52. Wpływ dodania wodoru dla Przypadku 1
(opracowanie własne)



Rysunek 11.53. Wpływ dodania wodoru dla Przypadku 2
(opracowanie własne)



Rysunek 11.54. Wpływ dodania wodoru dla Przypadku 3
(opracowanie własne)

Należy zaznaczyć, że gaz dodatkowy z zawartością wodoru miał zawartość ciepła spalania na poziomie 43,1 MJ/m³. Zamiana gazu ziemnego na gaz posiadający wodór o powyższym parametrze ciepła spalania obniżyła zużycie tego paliwowa.

Dla *Przypadku 1* zużycie było mniejsze średnio o 1,4 m³/g, co w cyklu 100-godzinnym daje około 120m³. Dla *Przypadku 2* średnia różnica wynosi 182m³/h, co sumarycznie daje 18 216 m³ w ciągu 100 godzin. Dla *Przypadku 3* średnia różnica wynosi 44 m³/h, co w ciągu 30 dni daje w sumie 1370 m³.

12. Symulacyjne modele roztworów paliw gazowych

Symulacje przepływu w rurociągach wymagają znajomości właściwości termodynamicznych mieszanin gazu ziemnego. Do opisu parametrów stanu w gazownictwie mogą być zastosowane równania stanu. Gdy w roztworze gazu pojawiają się składniki np. o niskiej wartości opałowej, lub ma się do czynienia z roztworem wodoru i węglowodoru, należy stosować bardziej precyzyjne modele opisujące stan gazu, takie jak równanie GERG-2004 (Chaczykowski, Osiadacz, 2015). Rodzaj zastosowanego wzoru do obliczeń nie wpływa w znaczący sposób na parametry przepływu i wartość akumulacji gazu.

Analiza zmian jakości gazu w stanach ustalonych (tj. symulacjach statycznych) po raz pierwszy została podjęta w roku 1998 przez van der Hoevena. Autor w modelu hydraulicznym analizował przepływ nie w jednostkach objętości, a energetycznych. Ponadto uwzględniał proces mieszania się gazów w węzłach sieci, dla których parametry jakościowe roztworu były wyznaczane jako średnia ważona strumieni dopływających do węzła. Pobory gazu również były zdefiniowane w jednostkach energii.

Wzrost produkcji wodoru z OZE wymusi na operatorach systemów dystrybucyjnych decentralizację punktów zatłaczania wodoru do sieci gazowych. Wraz ze wzrostem stacji zatłaczania wodoru, na operatorze będzie spoczywał obowiązek dynamicznego doboru parametrów pracy poszczególnych stacji zasilających, w celu zachowania stabilnej pracy systemu oraz utrzymaniu równowagi pomiędzy produkcją, a konsumpcją wodoru. Analizy hydrauliczne i optymalizacyjne pracy systemów gazowniczych mogą wykazać, że konieczny może być rewers z sieci dystrybucyjnej do przesyłowej, czy też separacja wodoru i gazu ziemnego z uwagi na oczekiwania klientów, co do jakości odbieranego gazu.

Zdania stawiane przed analitykami pracy sieci gazowej są coraz bardziej ambitne. Rośnie ranga i poziom skomplikowania zaawansowanych analiz hydraulicznych, które wymuszą implementację zaawansowanych systemów informatycznych umożliwiających komplementarną, dynamiczną analizę kontroli ciśnienia w sieciach gazowych. W niektórych obszarach rozliczeniowych ciepło spalania produkowanego biometanu nie mieści się w granicach dopuszczalnej różnicy w średniej wartości ciepła spalania. Może to skutkować brakiem możliwości przyłączenia biometanowni do OSD ze względu na niski poziom ciepła spalania biometanu, szczególnie w sieci, w której udział LNG jest stosunkowo wysoki. W tym celu należy przeprowadzić wnikliwe analizy hydrauliczne pracy sieci (Pituła, 2024).

12.1. Symulacje sieci gazowych

W praktyce inżynierskiej podejmowane są próby, których celem jest opisanie systemu pracy sieci gazowej za pomocą modeli matematycznych wykorzystujących równania zachowania masy, energii i pędu. Dopiero tak utworzony model może stać się punktem wyjścia do skonstruowania uproszczonego schematu rzeczywistej pracy sieci gazowej. Odzwierciedlenie pracy systemu gazowniczego może stanowić nie lada wyzwanie w przypadku analizy rozbudowanych układów pierścieniowych o dużych różnicach ciśnień lub poborach gazu. Istnieje bowiem wiele czynników czy zmiennych, które mogą mieć istotne znaczenie na charakter przepływu gazu w sieci, a które mogą zostać pominięte na etapie tworzenia modelu danego układu.

Głównym celem stosowania symulacji sieci gazowych do analizy przepływu jest badanie zachowania się sieci w określonych warunkach. Rozwiązaniem zadania symulacyjnego jest wyznaczenie ciśnień w węzłach oraz strumieni na odcinkach sieci, poddanej określonemu obciążeniu, którym jest pobór gazu (Osiadacz, 2001). Istnieją dedykowane programy symulacyjne opracowane na podstawie modeli matematycznych, które za pomocą równań opisują rzeczywistą pracę systemu gazowniczego. Modele te są uproszczeniem rzeczywistości, ponieważ zawierają tylko te elementy, które są niezbędne w celu modelowania pracy sieci i analizy hydrauliki przepływu gazu w gazociągach. Należy pamiętać, że programy symulacyjne pełną funkcję doradczą i nie rozwiązują wszystkich problemów. Jak zawsze w przypadku tego typu aplikacji, kluczowe są dane, im bardziej kompletne i wiarygodne, tym wyniki symulacji będą bliższe rzeczywistości.

Do analizy przepływów nieustalonych wykorzystywane są modele matematyczne w postaci równań różniczkowych w funkcji czasu.

Przepływ gazu w rurociągach przesyłowych, ma charakter nieustalony. W gazociągach wysokiego ciśnienia zgromadzone są ogromne ilości gazu i dlatego dynamika zmian przepływającego gazu jest powolna. Przepływy gazu w sieciach niskiego ciśnienia charakteryzują się szybkimi zmianami ciśnienia i prędkości, dlatego do analizy przepływów stosuje się uproszczone modele statyczne w postaci matematycznych algebraicznych równań nieliniowych. Dokładność obliczeń jest uzależniona od poziomu nadciśnienia w sieci.

Każdą sieć gazową można przedstawić w postaci grafu, czyli obiektu matematycznego, który składa się ze zbioru węzłów i zbioru łuków (odcinków). Z matematycznego punktu widzenia symulacja przepływów ustalonych (symulacja statyczna) składa się z dwóch etapów:

1. formułowania modelu matematycznego w postaci równania układu równań algebraicznych nieliniowych, które określają zależność pomiędzy spadkiem ciśnienia, strumieniem, wymiarami geometrycznymi rurociągu, a także właściwościami przepływającego medium,
2. rozwiązywania układu równań algebraicznych nieliniowych.

Rozwiązaniem zadania symulacyjnego są wyliczone wielkości ciśnień w węzłach i strumienie przepływającego gazu w poszczególnych odcinkach. Wyliczone wielkości muszą spełniać I i II prawo Kirchhoffa oraz równania przepływu (Kogut, Bytnar, 2007, Chaczykowski et al., 2024).

I prawo Kirchhoffa

$$A_1 \cdot Q = L^* \quad (12.1)$$

gdzie:

- A_1 – uproszczona macierz incydencji węzłów i łuków,
- n – liczba węzłów,
- m – liczba łuków,
- n_1 – liczba źródeł,
- Q – wektor przepływów objętościowych w łukach grafu sieci,
- L^* – wektor obciążeń w węzłach grafu sieci.

Wymienione we wzorze (12.1) macierze i wektory przyjmują następujące postacie:

$$A_1 = [a_{ij}]_{(n-n_1) \cdot n}$$

$$Q = [Q_1, Q_2, \dots, Q_m]^T$$

$$L^* = [L_1^*, L_2^*, \dots, L_{n-n_1}^*]^T$$

II prawo Kirchhoffa

$$B_f \cdot \Delta P = 0 \quad (12.2)$$

- gdzie: B_f – macierz incydencji oczek podstawowych i łuków,
 k – liczba podstawowych oczek,
 ΔP – wektor spadków ciśnienia w łukach grafu sieci.

Wymienione we wzorze (12.2) macierze i wektory przyjmują następujące postacie:

$$B_f = [b_{ij}]_{k \cdot m}$$

$$\Delta P = [\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_m]^T$$

Równanie strumienia energii

$$E = H_s \cdot Q \quad (12.3)$$

gdzie: E – strumień energii, MJ/h,
 H_s – ciepło spalania, MJ/m³,
 Q – strumień objętościowy, m³/h.

Równanie przepływu

Wzór na spadek ciśnienia wyrażony w funkcji strumienia:

$$p_p^2 - p_k^2 = \frac{16 ZRT\lambda L d^2 \rho_p^2 E|E|}{\pi^2 D^5 H_s^2} \quad (12.4)$$

Metody symulacji sieci gazowych można podzielić na oczkowe i węzłowe.

W przypadku metody oczkowej, w każdym węźle sieci spełnione jest I prawo Kirchhoffa. Pierwszym etapem symulacji jest odpowiedni dobór przepływów startowych w poszczególnych łukach grafu. Następnie w następujących po sobie iteracjach następuje modyfikacja przepływu w łukach. Prowadzi to do takiego przepływu w całej sieci, że w każdym węźle spełnione jest I prawo Kirchhoffa, a spadki ciśnień odpowiadają przepływowi medium na odcinkach i spełniają II prawo Kirchhoffa w każdym oczku (Gawron, 2011).

Metody węzłowe polegają na tym, że w każdym oczku musi być spełnione II prawo Kirchhoffa. Będzie to możliwe dzięki odpowiedniemu doborowi ciśnień w węzłach sieci. W efekcie przeprowadzonych iteracji następuje modyfikacja ciśnień w węzłach w celu spełnienia I prawa Kirchhoffa.

Bez względu na rodzaj stosowanej metody wynikiem obliczeń jest wyznaczenie wartości przepływu w łukach, które spełniają I prawo Kirchhoffa oraz ciśnień w węzłach, które zapewniają spadki ciśnień w łukach spełniające II prawo Kirchhoffa w każdym oczku sieci (Osiadacz, 2001).

Obliczanie przepływów roztworów gazu ziemnego z wodorem wiąże się z ograniczeniami wynikającymi z praw fizyki. Ciepło spalania wodoru jest niższe niż gazu ziemnego, w efekcie czego wytworzenie takiej samej ilości energii w jednostce objętości wymaga większej ilości gazu. W związku z tym, jeżeli podjęte zostaną próby zmieszania gazu ziemnego z wodorem w ilości 10%, to może się okazać, że aż 7% gazociągów ma niewystarczające średnice wewnętrzne do rozprowadzenia gazu (Krupa, 2021). Zmiany średnic gazociągów będą miały bezpośrednie przełożenie na zadania inwestycyjne. Jeżeli PSG będzie planowało utrzymać przepustowość sieci gazowej, wraz z bezpiecznymi rezerwami, konieczna będzie jej rozbudowa. Wszystkie dotychczasowe analizy pokazują, że w latach 2035–2050, wolumen przesyłanego i dystrybuowanego gazu w Polsce wzrośnie do blisko 30 mld m³ rocznie. Dlatego konieczne będzie znalezienie środków na przebudowę wytypowanych fragmentów gazociągów w kontekście nie tylko zwiększenia ich przepustowości, ale także bezpieczeństwa transportu. PSG planując nowe zadania inwestycyjne, zamierza wprowadzić do warunków technicznych zamiany umożliwiające budowę sieci dostosowanej do przesyłu gazu ziemnego z zawartością 10% wodoru (Krupa, 2021).

Nowoczesne techniki śledzenia zmian jakości gazu w sieci gazowej mogą być oparte na komputerowych symulacjach sieci gazowych, które oparte są na modelach matematycznych opisujących przepływy gazu w rurociągach na podstawie praw fizycznych.

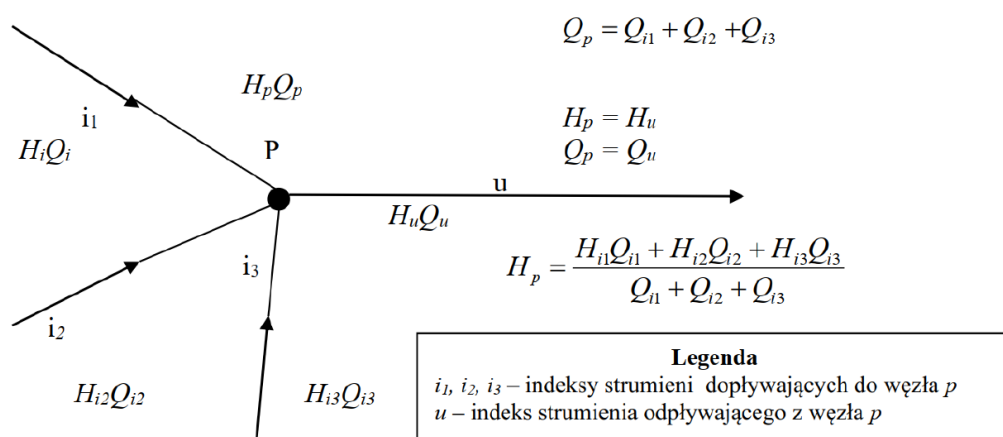
Modelowanie przepływu gazu w sieci wymaga stworzenia dwóch zbiorów danych wejściowych. Po pierwsze opisujących topologię sieci, w postaci macierzy incydencji węzłów i odcinków oraz danych geometrycznych rurociągów (takich jak średnica wewnętrzna, długość, chropowatość). Po drugie dane operacyjne dotyczące wydatków przepływów i ciśnień na stacjach zasilających oraz rzeczywistego zapotrzebowania na gaz klientów. Każdy punkt wejścia do systemu może charakteryzować się innym składem gazu, tym samym inną kalorycznością i Liczbą Wobbego. W przypadku, gdy struktura sieci uniemożliwia możliwość segmentacji, lub skład gazu ulega zmianie w wybranych fragmentach układu w funkcji czasu, wówczas stosowany jest algorytm symulacji dynamicznej (Osiadacz, Chaczykowski, 2015). Możliwe jest śledzenie zmian poszczególnych parametrów gazu, np. ciepła spalania. Dzięki symulacjom sieci gazowych mogą być analizowane strategie ruchu sieci oparte na różnych składach gazu oraz mające na celu zminimalizowanie liczby przekroczeń parametrów dostaw gazu na stacjach zasilających. Możliwe jest także śledzenie godzinowych zmian ciepła spalania we wszystkich węzłach na sieci (schematu obliczeniowego). Poprawnie przygotowany model hydrauliczny umożliwia ograniczenie montażu urządzeń pomiarowych na sieci (np. przetworników ciśnienia czy chromatografów).

Potrzeba wykorzystania algorytmów do dynamicznych symulacji sieci gazowych pojawia się wówczas, gdy parametry charakteryzujące źródło oraz zapotrzebowanie na gaz przypisane do węzłów sieci są funkcją czasu, a wymiary geometryczne gazociągów umożliwiają akumulację gazu w systemie. W przeciwieństwie do symulacji statycznych, które są opisane układem równań algebraicznych (nieliniowych), symulacja dynamiczna wymaga rozwiązania układu równań różniczkowych cząstkowych. Śledzenie zmian jakości gazu w stanach nieustalonych jest definiowane jako problem szacowania parametrów jakościowych gazu, który przemieszcza się rurociągami z daną prędkością oraz ulega mieszanii według udziałów masowych lub molowych w węzłach sieci. W przypadku przepływów dynamicznych, dane wejściowe dotyczące ciśnienia, temperatury gazu oraz informacje o poborach gazu w czasie rzeczywistym są dostępne głównie w sieciach wysokiego ciśnienia. W przypadku sieci dystrybucyjnych (symulacjach statycznych), liczba danych dotyczących poborów czy ciśnień w węzłach jest znacznie ograniczona.

Przy pomocy programów symulacyjnych możliwa jest optymalizacja sieci gazowej, w efekcie czego, dzięki właściwemu doborowi rur oraz geometrii układu możliwe jest zaprojektowanie sieci możliwie najtańszej w budowie, a zarazem najbardziej efektywnej w procesie przesyłu gazu (Osiadacz, 2014).

12.2. Hydrauliczna analiza mieszania się gazów za pomocą symulacji sieci gazowej

Zagadnieniem wymagający bezustannych analiz badawczych i obliczeń jest sprawdzenie, w jakim stopniu dodanie do gazu ziemnego wodoru obniża jego kaloryczność w odniesieniu do jednostki objętości, o ile zwiększy się strumień objętości gazu. Coraz większym wyzwaniem dla dostawców gazu jest konieczność dotrzymania warunków kontraktowych oraz kontrola parametrów roztworu gazowego z perspektywy bezpieczeństwa eksploatacji.



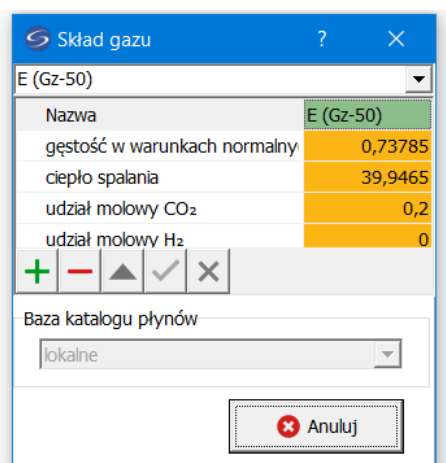
Rysunek 12.1. Mieszanie strumieni gazu (źródło: Chaczykowski et al., 2024)

Znając wartość ciepła spalania H i gęstość względną d w węzłach można obliczyć Liczbę Wobbe'go w węzłach równania

$$W_p = \frac{H_p}{\sqrt{d_p}} \quad (12.5)$$

gdzie: p – numer węzła

Na przestrzeni lat w Polskiej Spółce Gazownictwa istniało wiele programów służących do hydraulicznej analizy pracy sieci gazowej. Od roku 2021 w całym PSG wykorzystywany jest program SimNet umożliwiający definiowanie składu gazu w źródłach w ograniczony sposób. Najważniejsze jest założenie, że metan jest główną składową gazu, natomiast możliwe jest przypisanie molowej objętości dwutlenku węgla i wodoru. Pozostałe składowe gazu rzeczywistego można uwzględnić w sposób pośredni, poprzez zdefiniowanie wartości ciepła spalania i gęstości w warunkach normalnych. Na rysunku 12.2 przedstawiono menu definiowania składu gazu w programie. Oczywiście możliwe jest wprowadzenie dodatkowych zmian dla indywidualnych punktów zasilania, korzystając z czterech danych parametrów.



Rysunek 12.2. Menu definiowania składu gazu w programie SimNet

Wyznaczania parametrów gazu wymaga wiedzy o jego składzie. Niestety w programie nie dostaniemy bezpośrednio informacji o składzie gazu w danym węźle (jako wynik symulacji). Obliczeniowo taka informacja jest dostępna w algorytmie SimNetu, ponieważ w każdym węźle wyliczana jest Liczba Wobbego. Pomimo tego, znając ciepło spalania dla każdego węzła oraz wzór na liczbę Wobbego, można wyznaczyć gęstość gazu w danym węźle, co z kolei dzięki znajomości składu gazu w punktach zasilania pozwoli na aproksymację roztworu gazowego dla danego węzła. Ponadto, można uzyskać również kolejną pośrednią informację o składzie gazu w węźle, jako procentowy udział. Na rysunku 12.3 przedstawiono przykładowe wyniki dla węzła z obliczeń dla jednej ze stref mieszania.

Wyniki	
ciśnienie (kPa)	242,34 kPa
strumień objętości	0 m ³ /h
temperatura (°C)	5 °C
ciepło spalania (MJ)	40,72 MJ/m ³
moc (kW)	0 kW
liczba Wobbego (MJ/m ³)	53,84 MJ/m ³
błędy	
udział źródła ID 84	0 (%)
udział źródła ID 85	0 (%)
udział źródła ID 86	0 (%)
udział źródła ID 87	0 (%)
udział źródła ID 88	0 (%)
udział źródła ID 82	78,87 (%)
udział źródła ID 78	21,13 (%)
udział źródła ID 83	0 (%)

Rysunek 12.3. Przykładowe wyniki dla węzła w jednej ze stref mieszania

Odbiorców przemysłowych można zdefiniować, jako obciążenie w węzłach, dlatego nie jest możliwe (jeszcze) zdefiniowanie w punkcie poboru wymaganego składu chemicznego, ale prace nad rozwojem aplikacji cały czas trwają.

Pobory gazu można zdefiniować w jednostkach energii lub obojętności (rys. 12.4).

wartości zadane

Scenariusz	
rodzaj poboru	strumień energii (kWh/h)
strumień energii (kWh/h)	34 kWh/h
charakterystyka poboru	stała
status obiektu	✓ aktywny

wyniki obliczeń

Wyniki	
ciśnienie (kPa)	2,5 kPa
strumień objętości (m³/h)	3,9 m³/h
temperatura (°C)	10 °C
ciepło spalania (MJ/m³)	30,51 MJ/m³
moc (kW)	33 kW
liczba Wobbego (MJ/m³)	37,22 MJ/m³
błędy	
udział źródła ID 1 (%)	0 (%)
udział źródła ID 2 (%)	39,24 (%)
udział źródła ID 3 (%)	60,76 (%)
udział źródła ID 4 (%)	0 (%)

Wyniki	
strumień objętości (m³/h)	3,9 m³/h
rodzaj poboru	strumień objętości (m³/h)
status obiektu	✓ aktywny

Wyniki	
ciśnienie (kPa)	2,5 kPa
temperatura (°C)	10 °C
ciepło spalania (MJ/m³)	30,51 MJ/m³
moc (kW)	33 kW
liczba Wobbego (MJ/m³)	37,22 MJ/m³
błędy	
udział źródła ID 1 (%)	0 (%)
udział źródła ID 2 (%)	39,24 (%)
udział źródła ID 3 (%)	60,76 (%)
udział źródła ID 4 (%)	0 (%)

Rysunek 12.4. Definiowanie poborów gazu w programie SimNet
(źródło: Chaczykowski et al., 2024)

Obliczenia strumienia objętości oraz wynikającej z niego różnicy ciśnień są wykonywane z pomocą Liczby Wobbego oraz obliczonej gęstości gazu na danym odcinku. Obliczenia rozpoczynają się poprzez zmianę jednostek obciążeń z masowych na jednostki energii. Następnie podczas bilansowania zasilania ze źródeł, obliczane jest zapotrzebowanie na ilość gazu z danego źródła (o danej wielkości parametru ciepła spalania). Po spełnieniu praw Kirchhoffa dla strumieni energii, wyliczany jest strumień objętości i spadek ciśnienia. Oczywiście, im większe zapotrzebowanie energetyczne i im mniejsza kaloryczność źródła, tym wymagana objętość gazu będzie większa.

W przypadku biogazu czy gazu z dodatkiem wodoru, SimNet będzie przydatnym narzędziem, dzięki możliwości definiowania dwutlenku węgla i wodoru w składzie.

12.3. Program SimNet SSGas

W Polskiej Spółce Gazownictwa do wykonywania statycznych symulacji sieci gazowych stosuje się program SimNet (wer. 7). Dostępna wersja programu umożliwia symulację sieci niskiego, średniego, podwyższonego średniego, wysokiego ciśnienia, oraz sieci mieszanych, w których występuje kilka poziomów wartości ciśnienia jednocześnie.

W analizowanych schematach obliczeniowych, może występować dowolna liczba źródeł o różnych ciśnieniach lub wydajnościach oraz dowolna liczba innych elementów nieliniowych, takich jak tłocznie (sprężarki), stacji redukcyjnych (reduktorów) i zaworów. Elementy te mogą pracować z zadaną wartością jednego z następujących parametrów: ciśnienie wejściowe, ciśnienie wyjściowe, stopień sprężania (stopień redukcji), spadek ciśnienia, przepływ. W sieci może znajdować się dowolna liczba zaworów odcinających, pracujących w stanach: otwarty/zamknięty.

Wynikiem symulacji są: wartości ciśnienia, temperatury i ciepła spalania gazu w węzłach, wartości przepływu i spadki ciśnień oraz średnie wartości prędkości, Liczby Reynoldsa, współczynnika oporów liniowych, współczynnika ściśliwości w rurach.

Punktem wyjściowym przy symulacjach systemów gazowniczych jest model matematyczny opisujący przepływ gazu. Parametrem określającym wartość strat ciśnienia jest współczynnik oporu hydraulicznego λ , który jest funkcją jakości wewnętrznej powierzchni rury i charakteru przepływu (Osiadacz, 2019).

Chropowatość gazociągów ma istotny wpływ na spadek ciśnienia. Bezwzględna chropowatość jest funkcją materiału rury, lat eksploatacji oraz rodzaju przesyłanego gazu. Analizując gazociągi połączone szeregowo, przepustowość gazociągu jest równa przepustowości odcinka o najmniejszej średnicy, tym samym wzrostu prędkości przepływającego medium. Na takich odcinkach odnotowuje się największe straty ciśnienia, zmniejszają akumulację sieci gazowej i czynią droższym w eksploatacji (Osiadacz, 2019, Osiadacz et al., 2021).

Algorytm obliczeniowy programu SimNet umożliwia wyznaczyć parametry gazu z uwzględnieniem różnej wysokości położenia węzłów sieci, wymiany ciepła z otoczeniem, efektu Joule'a-Thomsona¹⁰³, czy zmian składu gazu w rezultacie mieszania strumieni zdefiniowanych w węzłach zasilających (źródłach)¹⁰⁴.

Program umożliwia realizację następujących zadań symulacyjnych¹⁰⁵:

- badania zachowania się sieci w określonych warunkach (np. analiza pracy sieci w sezonie grzewczym),
- wyznaczanie fragmentów, w których sieć jest przeciążona (tzw. *wąskich gardel*) oraz szacowanie rezerwy przepustowości,
- planowanie modernizacji i rozbudowy sieci gazowej,
- wydawanie zapewnień dostawy gazu przyszłym odbiorcom oraz bieżącą analizę rzeczywistej pracy sieci,
- sprawdzanie jakości funkcjonowania sieci podczas planowanych remontów lub wyłączenia części gazociągów,
- ocena jakości pracy systemu telemetrycznego i urządzeń pomiarowych,
- określanie lokalizacji urządzeń pomiarowych (rejestratorów ciśnień), dzięki poprawnie skalibrowanym symulacjom ich ilość może zostać ograniczona,
- śledzenie procesu mieszania się gazów, wyznaczania wartości ciepła spalania w dowolnym punkcie sieci,
- wyliczenia ciśnienia, ciepła spalania i liczbę Wobbego w każdym węźle sieci,
- wyliczenia masę, objętość i energię zakumulowanego gazu,
- analizę chłonności analizowanego obszaru w kontekście procedowania wniosków przyłączenia do sieci biometanowni (Osiadacz et al., 2021).

¹⁰³ Danish Gas Technology Centre, *Joule-Thomson effect in case of mixtures of natural gas and hydrogen*, 2022, https://dgc.dk/media/55ufksdg/jt_hydrogen_ng_mix.pdf

¹⁰⁴ [SimNet SSGas - FLUID SYSTEMS](#)

¹⁰⁵ Ibidem

12.3.1. Rozliczanie gazu w jednostkach energii

Metoda energetycznego rozliczania zużytego przez odbiorcę gazu ziemnego odnosi się do zawartej w gazie ilości energii cieplnej, co skutkuje dokładniejszym procesem rozliczeniowym pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a przesyłowego.

Przedsiębiorstwu takiemu jak Polska Spółka Gazownictwa, stosunkowo łatwo przejść z jednostek objętościowych na jednostki energetyczne. Obliczanie energii w gazie ziemnym pozwala odbiorcy kontrolować jakość gazu, a operatorowi rzetelnie i wiarygodnie rejestrować jakość odbieranego paliwa gazowego w punkcie odbioru. W świetle dostępności różnych rodzajów paliw, ważne jest aby rynek gazu stworzył transparentne kryteria oceny mierzone relacją ceny i jakości. Cena energii powinna być jednolita dla wszystkich odbiorców, bez względu na to, czy mierzona jest w jednostkach objętości czy energii (Bołdaniuk, 2006). Ustalenie ilości energii odebranej od klienta jest procesem złożonym, niemniej jednak z uwagi na to, że jest to metoda dokładniejsza od metody bazującej na objętości przesłanego gazu, wdrożenie jej było konieczne.

Należy pamiętać, że wartość odczytana na gazomierzu u odbiorców indywidualnych pobierających gaz pod niskim ciśnieniem nie jest jednoznaczna z objętością gazu w warunkach normalnych. Dlatego przeliczanie zużytego gazu w jednostkach energii nie można przeprowadzić bez wdrożenia metody objętościowej odniesionej do warunków normalnych (Jarczyk, 2012). W celu poprawnego wyliczenia zużytego gazu, niezbędna jest znajomość średnich warunków termodynamicznych, temperatury gazu oraz wpływu zmian wysokości na ciśnienie.

W celu zdefiniowania jednolitych obszarów rozliczeniowych cały obszar dystrybucyjny jest podzielony na strefy wysokościowe co 50 m. Dla każdej strefy wyliczona jest jednakowa średnia wartość ciśnienia atmosferycznego, w przypadku Krakowa położonego na wysokości 222m n.p.m., średnia wartość roczna ciśnienia atmosferycznego p_{atm} wynosi 99,016500 kPa (dla przedziału wysokości: 201–250 m n.p.m.), a współczynnik ciśnieniowy f_p wynosi 0,99695. Dla Gdańska położonego 0 m n.p.m., $p_{atm} = 101,497000$ kPa, $f_p = 1,01971$ (Bołdaniuk, 2006). Ze wzrostem wysokości geodezyjnego obszaru rosną błędy rozliczeniowe, dlatego niezbędna jest konieczność stosowania współczynników korekcyjnych temperaturowych i ciśnieniowych. Temperatura gazu powinna być ustalana przy pomocy układu pomiarowego, w przypadku braku możliwości pomiaru, ustala ją dostawca gazu, zgodnie z decyzją URE należy ją przyjmować na poziomie 15°C (288,15 K).

W przypadku, kiedy do danego obszaru dostarczany jest gaz o zmiennej wartości energetycznej, ustalana jest średnia wartość ciepła spalania. Gdy obszar zasilany jest z kilku źródeł o zmiennej kaloryczności, średnia ważona objętościowego ciepła spalania jest wynikiem udziału ilości energii dostarczonej oraz sumy objętości gazu dostarczonego.

12.4. Symulacyjna analiza możliwości zapewnienia wymaganego składu gazu dla odbiorcy

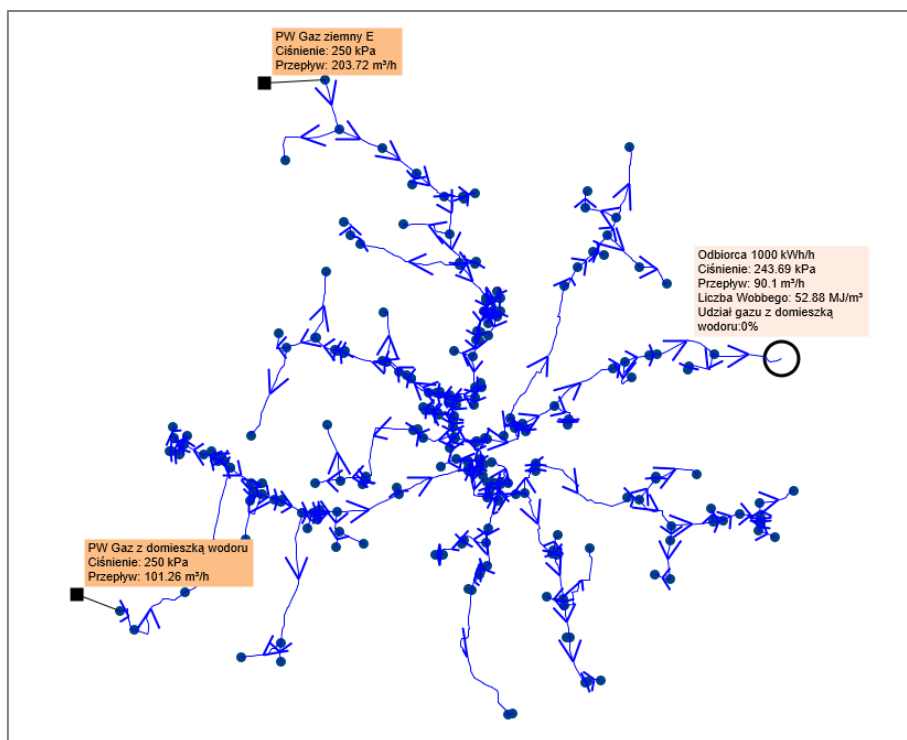
Przygotowano projekt symulacyjny oparty na przykładowej części realnej sieci gazowej, z zapewnieniem dwóch źródeł o różnym składzie gazu oraz analizowanego odbiorcy. W założeniach projektu, na drugim końcu sieci dokonuje się oceny możliwości przyłączenia odbiorcy przemysłowego o wydatku 1000 kWh/h. W omawianym scenariuszu odbiorca ten wymaga zapewnienia gazu z zawartością wodoru w celach biznesowych. Założono źródło gazu ziemnego wysokometanowego E oraz gazu ziemnego z zawartością wodoru. W poniższej tabeli (Tab. 12.1) umieszczono składy użytych gazów oraz zobrazowanie modelu „kalibracyjnego”.

Tabela 12.1. Składy użytego gazu w źródle I (wysokometanowy) oraz źródle II (z wodorem)

Scenariusz	Źródło 1	Źródło 2
Nazwa parametru, kPa	Ciśnienie wyjściowe	Ciśnienie wyjściowe
Wartość parametru	250	250
Temperatura, °C	0	0
Ciepło spalania, MJ/m ³	39,95	37,09
Skład gazu	E (Gz-50)	Użytkownika
Gęstość w warunkach normalnych kg/m ³	0,7379	0,6721
Udział molowy CO ₂ , %	0,2	0,2
Udział molowy H ₂ , %	0	10
Status obiektu	aktywny	aktywny

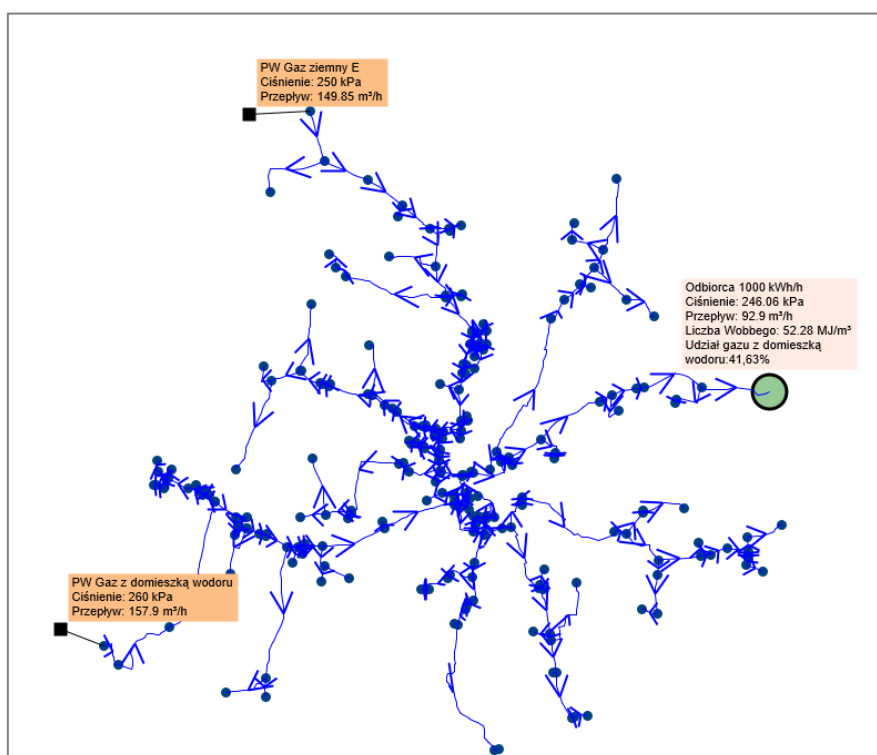
W celu analizy przepływów gazu i zmian ciśnienia w sieci, przygotowano schemat sieci średniego ciśnienia (rys. 12.3) ze zdefiniowanymi źródłami oraz poborami przypisanymi do węzłów obliczeniowych.

Jak ukazano na schemacie (rys. 12.3), w wariantcie kalibracyjnym całkowite zapotrzebowanie odbiorcy na paliwo gazowe jest zapewnione ze źródła gazu wysokometanowego. Przepływ w punkcie przyłączenia odbiorcy wyniósł 90,1 m³/h przy Liczbie Wobbego wynoszącej 52,88 MJ/m³.



Rysunek 12.3. Topologia sieci stosowanej do obliczeń

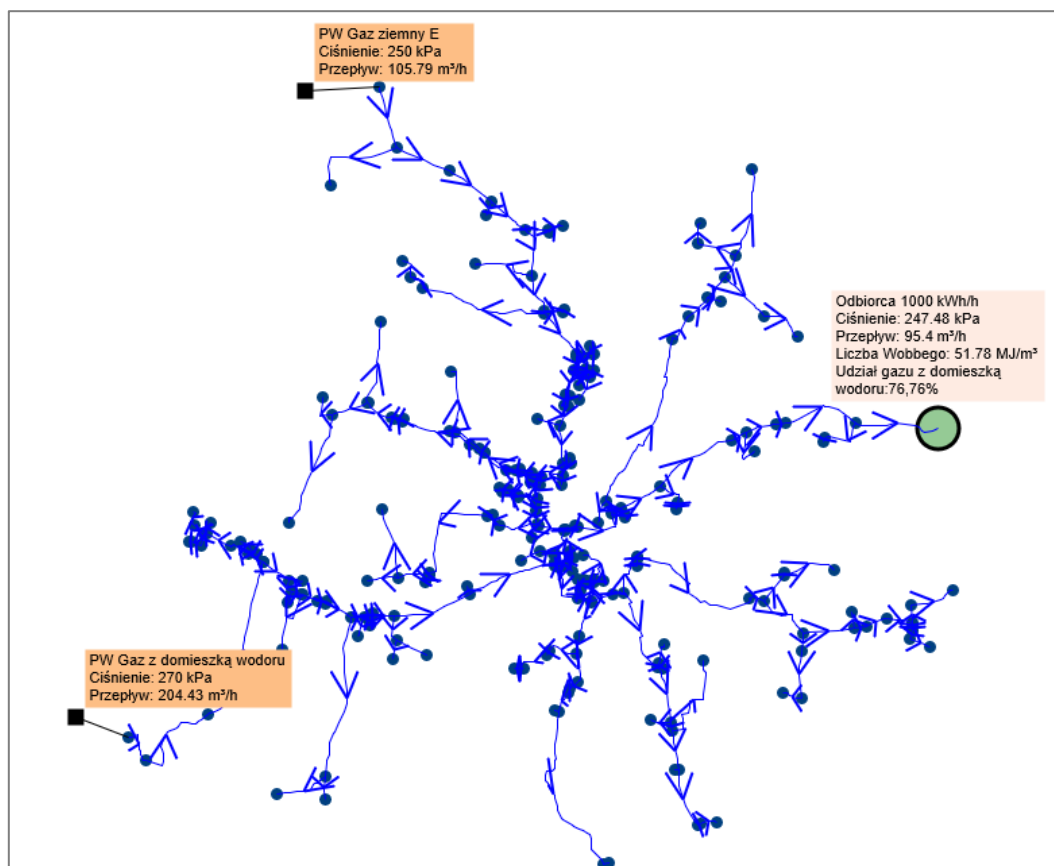
Ponieważ powyższy stan nie spełnia wymagań założonych w projekcie, sprawdzono wariant drugi – zwiększenie ciśnienia zasilania w źródle gazu z zawartością wodoru o 10 kPa (rys. 12.4).



Rysunek 12.4. Wyniki pierwszego wariantu obliczeniowego

W wariancie pierwszym udział gazu z zawartością wodoru wyniósł ponad 40%. Uzyskana wartość wciąż nie spełnia wymagań. Jak można odczytać z powyższego schematu (rys. 12.4), wzrost strumienia objętościowego w punkcie odbioru gazu to 92,9 m³/h. Liczba Wobbego dla roztworu gazów wyniosła 52,28 MJ/m³.

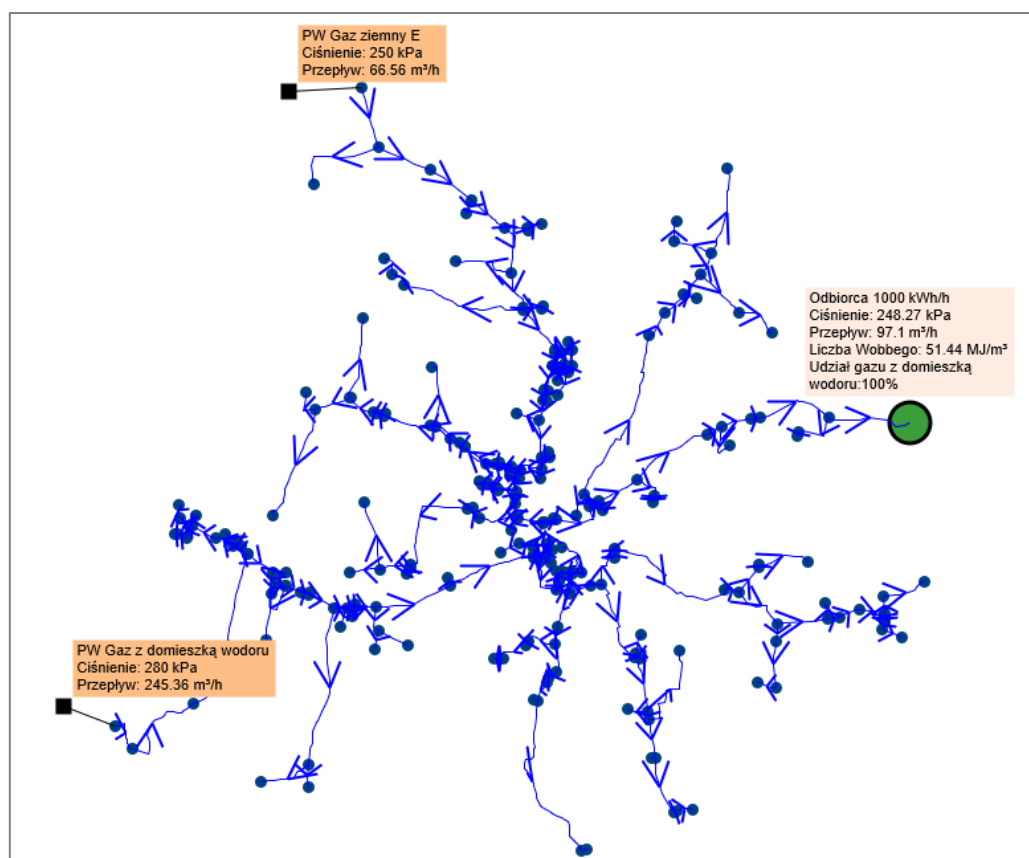
Kolejny analizowany wariant (drugi) zakłada różnicę nastaw ciśnień wylotowych stacji na poziomie 20 kPa. Na rysunku 12.5 zobrazowano wyniki symulacji.



Rysunek 12.5. Wyniki drugiego wariantu obliczeniowego

W wariancie drugim zwiększono udział gazu z zawartością wodoru do około 77% w roztworze. Obserwuje się dalszy wzrost wartości przepływu i zmniejszenia Liczby Wobbego. Ponieważ warunek wciąż nie został spełniony, konieczne jest sprawdzenie kolejnego, trzeciego wariantu (rys. 12.6).

Przy różnicy ciśnień w punktach wejścia do sieci (węzłach zasilających), wynoszącej 30 kPa, uzyskano 100% udziału gazu z zawartością wodoru w gazie odbieranym przez klienta. Ostatecznie obliczona wartość Liczby Wobbego wyniosła 51,44 MJ/m³, w związku z czym wymagany strumień objętości gazu do zapewnienia żadanego poboru wzrósł do 97,1 m³/h. Stanowi to około 8% wzrost przepływu dla różnicy w liczbie Wobbego o 1,44 MJ/m³.



Rysunek 12.6. Wyniki trzeciego wariantu obliczeniowego

Powyższa analiza trzech przypadków rozpyłów gazu sieci, w celu zapewnienia klientowi gazu o odpowiedniej kaloryczności czy jakości, jest typowym przykładem zastosowania symulacji sieci gazowych. W przedstawionych przypadkach zaprezentowano możliwość odpowiedniego sterowania ciśnieniem zasilającym w zdefiniowanych źródłach schematu. W praktyce można się posłużyć całym szeregiem narzędzi umożliwiających dynamiczne i aktualizowaniem bazy danych gazociągów, zbudowania modelu sieci w systemie sterowanie ciśnienia w sieci, np. przy pomocy zasuw.

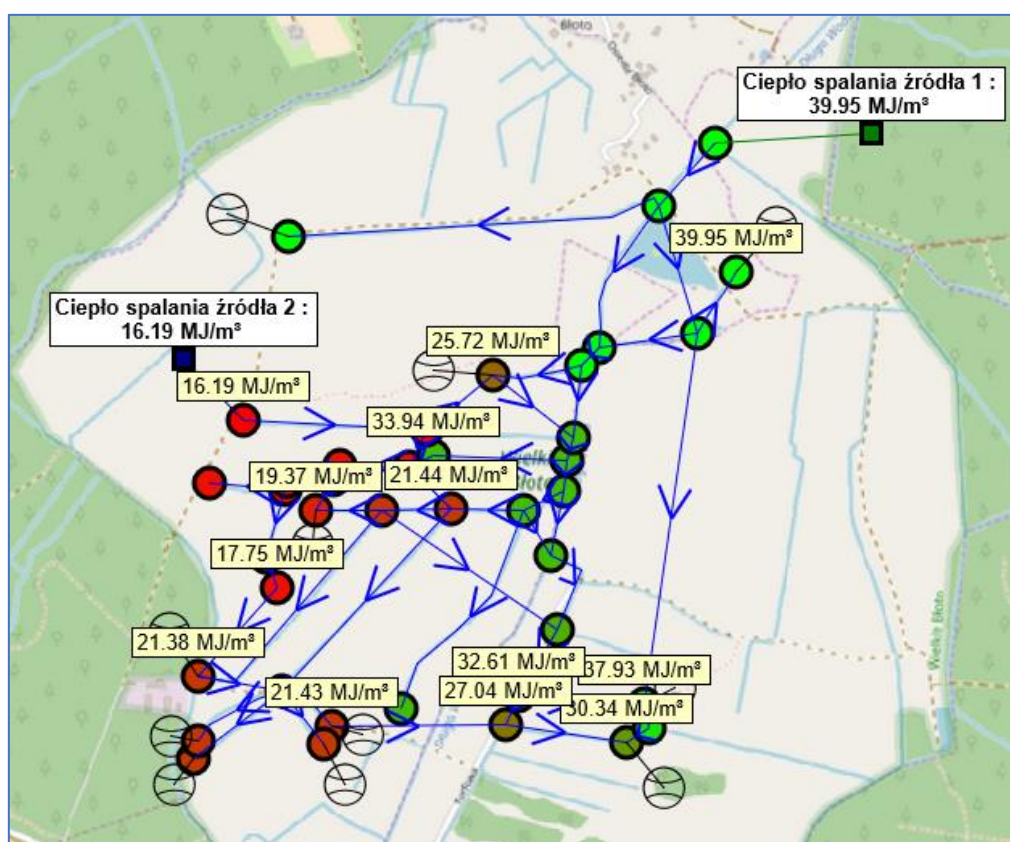
12.5. Model obliczeniowy mieszania się gazów o różnych ciepłach spalania w sieci dystrybucyjnej

Możliwe jest opracowanie i zaimplementowanie modelu obliczeniowego, umożliwiającego dynamiczne wyznaczanie wartości ciepła spalania/kaloryczności w poszczególnych punktach sieci przy pomocy programów symulacyjnych. Rozwiązania te wiążą się m.in. z stworzeniem GIS z pełną wiedzą o zastosowanych elementach infrastruktury, informacji telemetrycznych oraz poborach. Dopuszcza się błędy wyników symulacji (kalibracji) na poziomie 5–10% w odniesieniu do rzeczywistych pomiarów (Laszuk, Bartoszewski, 2023).

Na poniższym modelu symulacyjnym przedstawiono przykładowy schemat symulacyjny z kilkoma odbiorcami (ich obciążenia zostały przypisane w węzłach) oraz dwoma stacjami zasilającymi o różnym cieple spalania podawanego gazu (źródło pierwsze: 39,95MJ/m³ oraz

źródło drugie: 16,19 MJ/m³). Do źródeł została sztucznie przypisana kaloryczność rozprowadzanego gazu, nie została ona wyliczona w oparciu o skład chemiczny. Oczywiście zasięg i poziom mieszania się gazu będzie uzależniony od średnic gazociągów odchodzących od źródeł zasilania, przepływów i ciśnień zasilania (rys. 12.7).

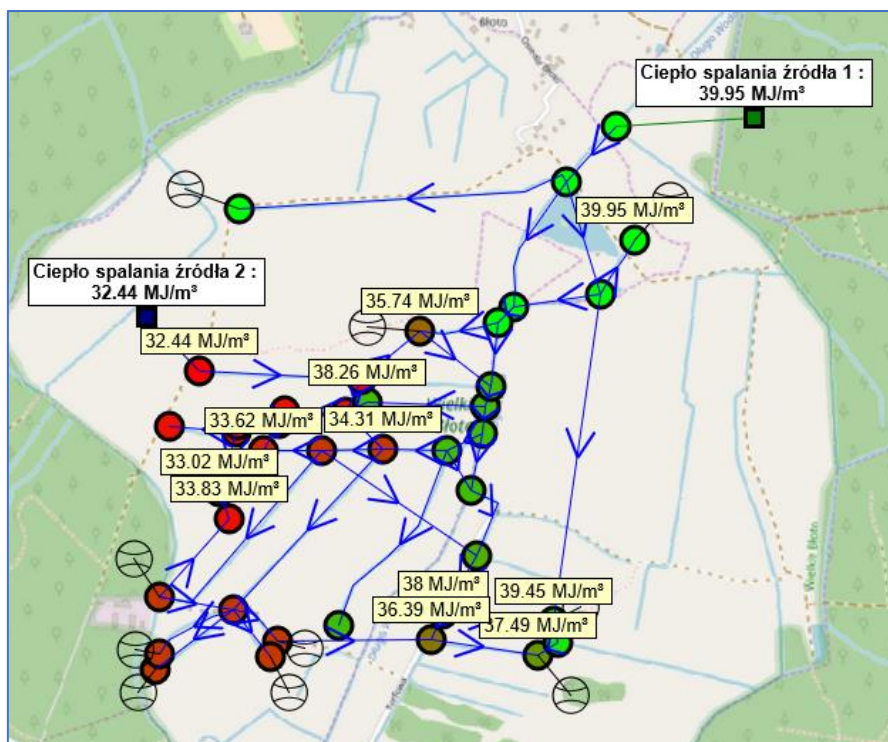
Kolory węzłów określają wyliczone ciepło spalania w węźle, im bardziej zielony kolor, tym ciepło spalania jest wyższe. Kolorem czerwonym zaznaczono węzły o najniżej wyliczonym cieple spalania. Na poniższych rysunkach (12.7, 12.8) zobrazowano wyłącznie efekt mieszania się paliwa gazowego oraz jaki on ma wpływ na wyliczanie ciepła spalania w węzłach. Na tym etapie analiz, kwestią drugorzędną są wyliczone ciśnienia w sieci (choć kluczowe w kontekście dostarczania gazu o niższej kaloryczności), przepływy w rurociągach czy wyliczone wydatki na stacjach zasilających.



Rysunek 12.7. Schemat sieci gazowej zasilanej gazem o różnych ciepłach spalania

W kolejnym modelu symulacyjnym (rys. 12.8), w źródle drugim uwzględniono gaz zaazotowany Lw (Gz-41,5), o wartości ciepła spalania równej 32,44 MJ/m³. Informacje o składzie gazu i cieple spalania pochodzą z programu SimNet. Pobór z sieci został określony na podstawie strumienia objętości. Parametry źródła 1 nie zmieniły się.

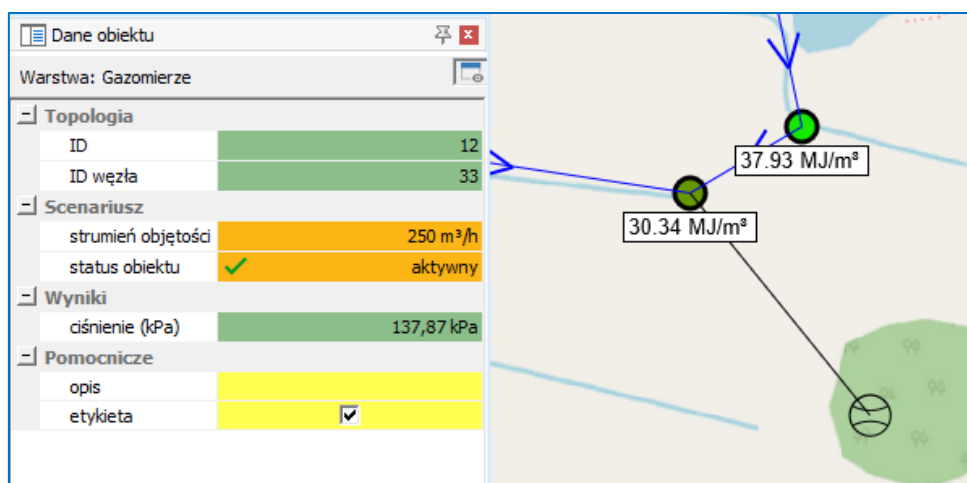
Nie zmieniając wielkość poborów w węzłach obliczeniowych, rozptyw gazu będzie podobny do powyższego.



Rysunek 12.8. Wyniki mieszania się gazu o różnych ciepłach spalania w sieci

Na schemacie nie zostało także przedstawione zapotrzebowanie u odbiorców, jedynie rozprawy gazu wraz z wyliczonym kierunkiem. Oczywiście w celu zainicjowania przepływu, do węzłów/odcinków został przypisany pobór. Poza wyliczoną kalorycznością w węźle, możliwe jest również zobrazowanie procentowego udziału poszczególnych stacji we wskazanym węźle sieci.

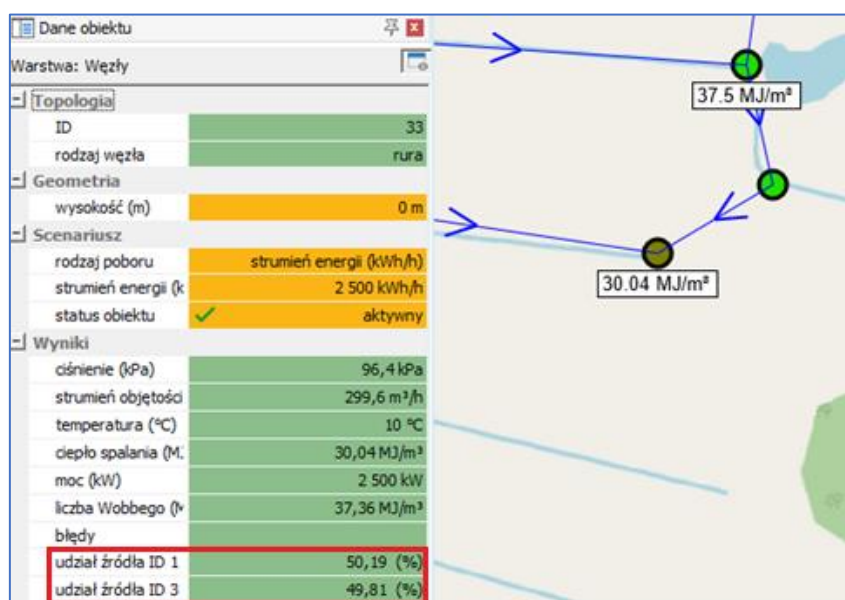
Program SimNet oferuje możliwość uwzględnienia strumienia energii na gazomierz jak i określenie poboru bezpośrednio na węźle. Na poniższym rysunku (rys. 12.9) uwzględniono punkt poboru zlokalizowany na południowo-wschodnim końcu sieci oraz wyliczone ciśnienie w węźle.



Rysunek 12.9. Przykładowy węzeł sieci wraz przypisanym poborem oraz wyliczonym ciśnieniem

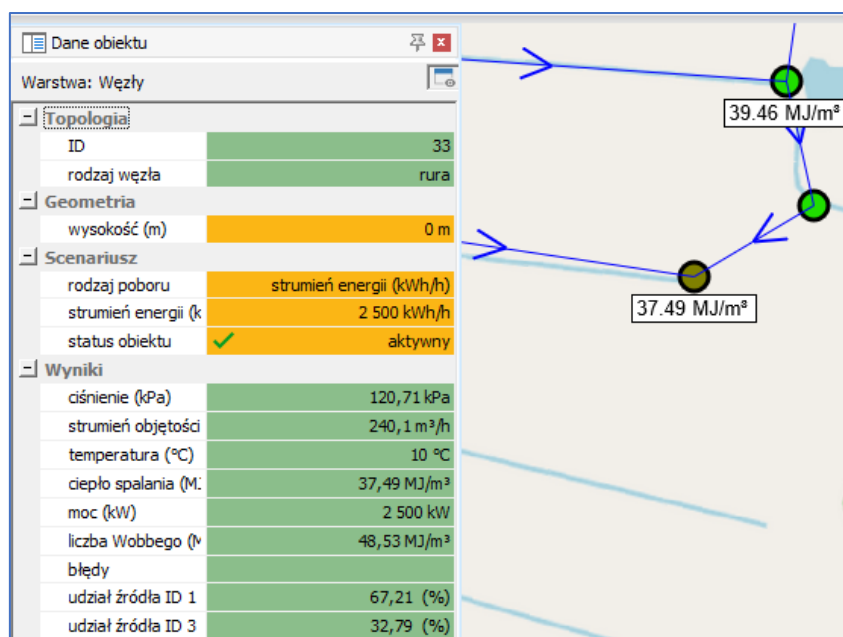
Obciążenie będące odczytem na gazomierzu może zostać wpisane bezpośrednio do poboru w węźle, opisanego jako strumień energii. Dla zachowania podobnego poboru, wartość w m³/h zwiększono dziesięciokrotnie. Poniżej ukazano wyniki symulacji dla dwóch składów gazu w miejscu źródła 2.

W pierwszym przypadku do sieci wprowadzony został gaz koksowniczy w źródle drugim o niższej kaloryczności (rys. 12.10). Ponadto dla każdego węzła wyliczany jest udział procentowy stacji zasilającej (źródła).



Rysunek 12.10. Wyliczone ciepło spalania w węźle dla udziału gazu koksowniczego w jednym źródle zasilającym

Wyniki dla tego samego węzła w przypadku zastosowania gazu zaazotowanego (rys. 12.11).



Rysunek 12.11. Wyliczone ciepło spalania w węźle dla udziału gazu zaazotowanego w jednym źródle zasilającym

Zarówno ciśnienie, jak i strumień objętości wyliczony przez program zmieniły się w znaczący sposób przy zmianie ciepła spalania w punkcie (poboru). Stosowanie obciążeń w kW/h czy m³/h nie stanowi problemu. Mimo, że nie ma możliwości definiowania poboru w jednostkach energii dla gazomierzy, program szczytuje obciążenia gazomierzy i przekazuje je do węzłów.

Warto zwrócić też uwagę na różnice w strumieniu objętości i ciśnieniu, w pierwszym przypadku, dla gazu koksowniczego o niższej kaloryczności (rys. 12.10), strumień objętości w obciążonym węźle wynosi 299,6 m³/h przy ciśnieniu 96,4kPa, w drugim przypadku dla gazu azotowanego – 240 m³/h przy ciśnieniu 120 kPa (rys. 12.11). Wyższe ciśnienie w węźle drugim przypadku jest efektem konieczności dostarczenia mniejszej ilości gazu, ale o wyższym cieple spalania.

13. Analiza rzeczywistych i prognozowanych przepływów na stacjach gazowych z uwzględnieniem roztworu gazu ziemnego i wodoru

13.1. Analiza przepływów na stacjach pod kątem rozpliwów gazu

Przeanalizowano dane rzeczywiste przepływów na trzech stacjach gazowych (X, Y, Z), z uwagi na rzeczywiste dane przepływów na stacjach, wyniki zanonimizowano.

Na wykresach przedstawiono fragment rzeczywistych przepływów na stacjach, uzupełnionych o zużycie gazu wzbogaconego zmiennym strumieniem o stałej zawartości wodoru (5%). W ostatniej kolumnie zamieszczono dane będące wynikiem wielkości strumienia gazu ziemnego oraz gazu ziemnego wzbogaconego, dodatkowego strumienia w wielkości 10m³/h z dodatkiem wodoru (tabela 13.2, 13.3, 13.4).

W dalszej części rozprawy zestawiono i porównano wyniki danych rzeczywistych i prognozowanych na stacji, symulacji oraz jak przepływ wzbogaconego gazu wpływa na ciśnienie w sieci oraz skąd wynikają różnice dla gazu ziemnego i gazu wzbogaconego.

Wartość strumienia dodatkowego została przeliczona na podstawie równania:

$$q = \frac{Moc [kWh] \cdot 3,6}{C_s} \quad (13.1)$$

gdzie: q – wartość strumienia dodatkowego, m³/h,

C_s - ciepło spalania wyliczone dla strumienia dodatkowego, MJ/m³

W poniższej tabeli zamieszczono wyliczone ciepła spalania dla poszczególnych strumieni z zawartością wodoru. Wielkości te zostały także wykorzystane w podrozdziale 13.2, w którym wyznaczono prognozowane ilości roztworu. Wartość ciepła spalania dla poszczególnych strumieni o zawartości 5% wodoru przedstawiono w poniższej tabeli (tabela 13.1).

Tabela 13.1. Wartość ciepła spalania dla poszczególnych strumieni o zawartości 5% wodoru

Strumień dodatkowy, m ³ /h	Ciepło spalania, MJ/m ³
0,01	41,21433384

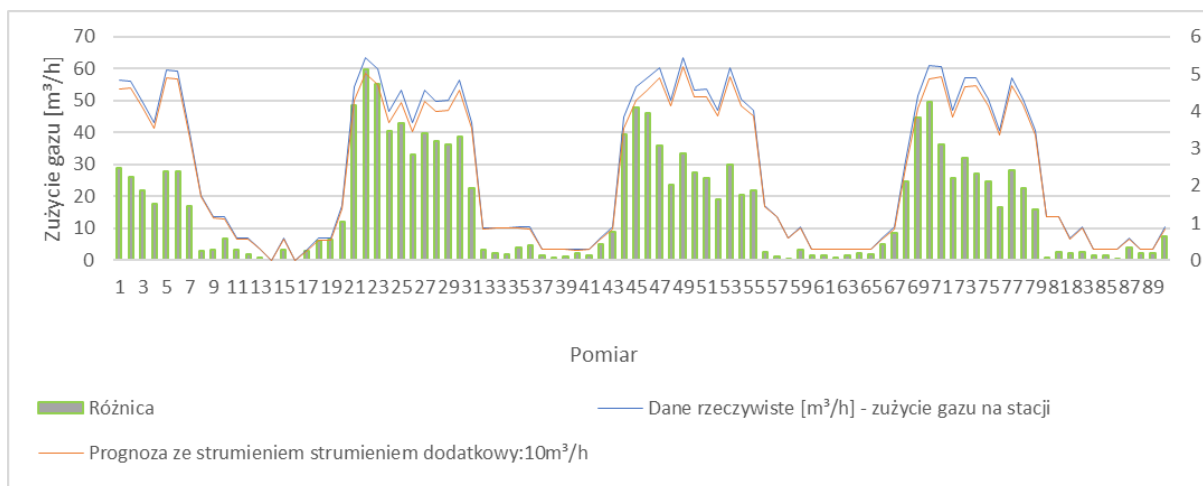
0,5	41,27608483
1,0	41,33342504
2,0	41,43377041
3,0	41,51867803
4,0	41,59145599
5,0	41,65453022
10,0	41,87529004

Podobne obliczenia dokonano dla danych w tabelach 13.2, 13.3, 13.4.

Tabela 13.2. Wyciąg przepływów dla pracy stacji X, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru

Moc, kWh	Dane rzeczywiste – zużycie gazu na stacji, m³/h	Strumień dodatkowy, m³/h							Proгноza ze strumienie m – strumień dodatkowy: 10 m³/h	Różnica
		0,01	0,50	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0		
625,94	56,30	54,67	54,59	54,52	54,39	54,27	54,18	54,10	53,81	2,49
626,96	56,14	54,76	54,68	54,61	54,47	54,36	54,27	54,19	53,90	2,24
554,51	49,54	48,44	48,36	48,30	48,18	48,08	48,00	47,92	47,67	1,87
482,67	43,02	42,16	42,10	42,04	41,94	41,85	41,78	41,71	41,49	1,53
663,84	59,45	57,98	57,90	57,82	57,68	57,56	57,46	57,37	57,07	2,38
661,54	59,27	57,78	57,70	57,62	57,48	57,36	57,26	57,17	56,87	2,40
444,31	39,65	38,81	38,75	38,70	38,60	38,52	38,46	38,40	38,20	1,45
231,59	20,15	20,23	20,20	20,17	20,12	20,08	20,05	20,02	19,91	0,24
153,99	13,53	13,45	13,43	13,41	13,38	13,35	13,33	13,31	13,24	0,29
151,44	13,59	13,23	13,21	13,19	13,16	13,13	13,11	13,09	13,02	0,57
76,05	6,82	6,64	6,63	6,62	6,61	6,59	6,58	6,57	6,54	0,28
77,77	6,83	6,79	6,78	6,77	6,76	6,74	6,73	6,72	6,69	0,15
39,11	3,43	3,42	3,41	3,41	3,40	3,39	3,38	3,38	3,36	0,07

Na poniższym wykresie zobrazowano dziewięćdziesiąt przepływów na stacji X oraz porównano je z przepływami dla gazu ziemnego z zawartością 5% wodoru w ilości 10m³/h (rys. 13.1).

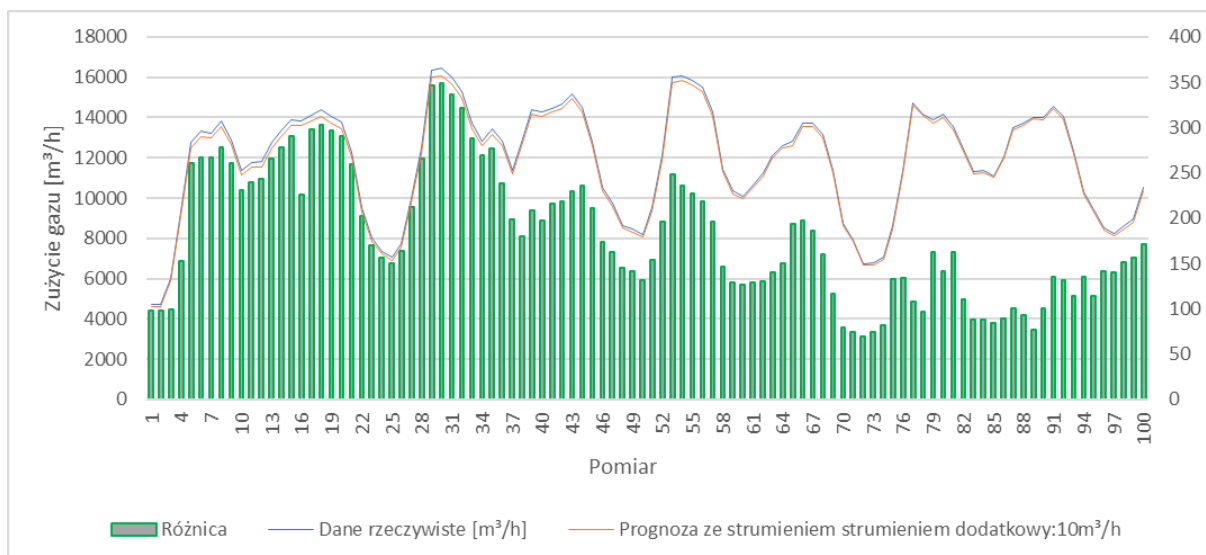


Rysunek 13.1. Różnica ciśnień dla gazu ziemnego i strumienia dodatkowego z zawartością 5% wodoru

Tabela 13.3. Wyciąg przepływów dla pracy stacji Y, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru

Moc, kWh	Dane rzeczywiste - zużycie gazu na stacji, m³/h	Strumień dodatkowy, m³/h							Prognoza ze strumieniem strumień dodatkowy: 10 m³/h	Różnica
		0,10	0,50	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0		
53846,9	4727,6	4703,4	4696,4	4689,9	4678,5	4669,0	4660,8	4653,7	4629,2	98,4
53692,7	4713,8	4690,0	4682,9	4676,5	4665,1	4655,6	4647,4	4640,4	4615,9	97,9
68821,1	6015,5	6011,4	6002,4	5994,1	5979,6	5967,3	5956,9	5947,9	5916,5	99,0
106412,1	9300,7	9294,9	9281,0	9268,1	9245,7	9226,8	9210,6	9196,7	9148,2	152,5
145528,0	12771,9	12711,6	12692,6	12675,0	12644,3	12618,4	12596,4	12577,3	12511,0	260,9
151741,5	13311,8	13254,4	13234,5	13216,2	13184,2	13157,2	13134,2	13114,3	13045,2	266,7
150901,0	13239,3	13180,9	13161,2	13143,0	13111,1	13084,3	13061,4	13041,6	12972,9	266,4
157582,7	13825,8	13764,6	13744,0	13724,9	13691,7	13663,7	13639,8	13619,1	13547,3	278,5
146887,8	12888,8	12830,4	12811,2	12793,4	12762,4	12736,3	12714,1	12694,8	12627,9	260,9
129381,8	11353,9	11301,3	11284,4	11268,7	11241,4	11218,4	11198,8	11181,8	11122,9	231,0
133902,8	11750,6	11696,2	11678,7	11662,5	11634,2	11610,4	11590,1	11572,6	11511,6	239,0
134504,8	11806,8	11748,8	11731,2	11714,9	11686,5	11662,6	11642,2	11624,6	11563,3	243,5
145286,8	12755,5	12690,5	12671,6	12654,0	12623,3	12597,5	12575,5	12556,4	12490,2	265,3

Na poniższym wykresie zobrazowano dziewięćdziesiąt przepływów na stacji Y oraz porównano je z przepływami dla gazu ziemnego z dodatkiem 5% wodoru w ilości 10 m³/h (rys. 13.2).

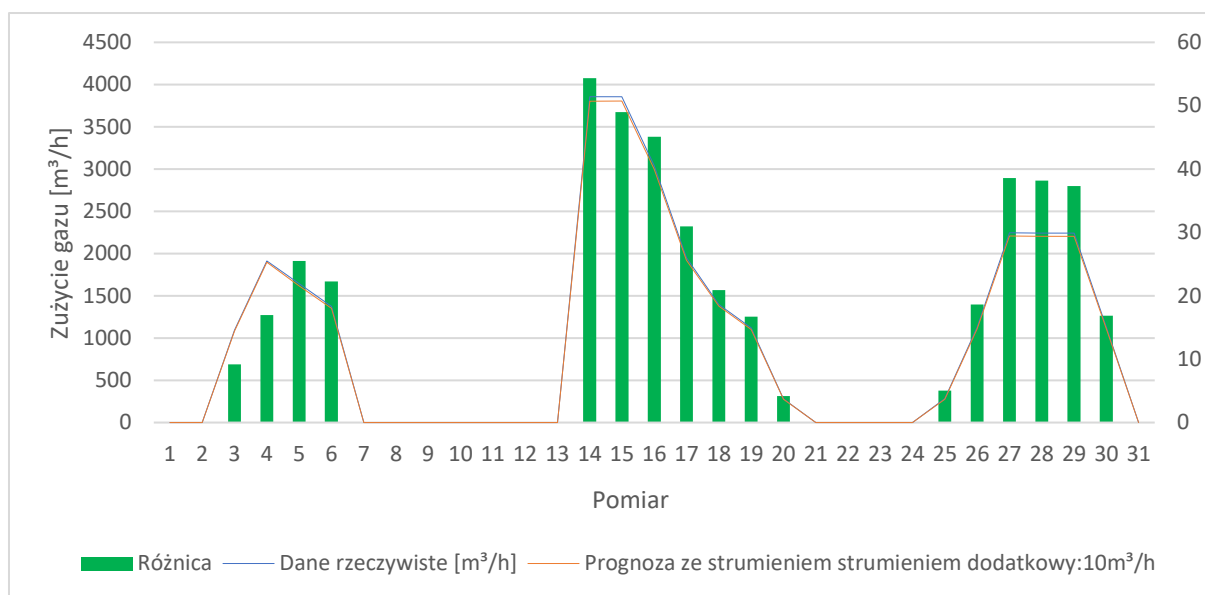


Rysunek 13.2. Różnica ciśnień dla gazu ziemnego i strumienia dodatkowego z zawartością 5% wodoru

Tabela 13.4. Wyciąg przepływów dla pracy stacji Z, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru.

Moc, kWh	Dane rzeczywiste - zużycie gazu na stacji, m³/h	Strumień dodatkowy, m³/h							Prognoza ze strumieniem strumień dodatkowy: 10 m³/h	Różnica
		0,1	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12606,2	1093,0	1101,1	1099,5	1098,0	1095,3	1093,1	1091,1	1089,5	1083,8	9,2
22066,0	1914,0	1927,4	1924,5	1921,9	1917,2	1913,3	1910,0	1907,1	1897,0	17,0
18805,8	1642,2	1642,7	1640,2	1637,9	1634,0	1630,6	1627,8	1625,3	1616,7	25,5
15709,1	1372,8	1372,2	1370,1	1368,2	1364,9	1362,1	1359,7	1357,7	1350,5	22,2
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Na poniższym wykresie zobrazowano sto przepływów na stacji Z oraz porównano je z przepływami dla gazu ziemnego z zawartością 5% wodoru w ilości 10 m³/h (rys. 13.3).



Rysunek 13.3. Różnica ciśnień dla gazu ziemnego i strumienia dodatkowego z zawartością 5% wodoru

13.2. Analiza rzeczywistych przepływów na stacji z danymi prognozowanymi

Podobnie jak w podrozdziale 13.1, w podrozdziale 13.2 przygotowano analizę przepływów na stacji X, Y, Z i z uwzględnieniem stacji V opierając się na danych prognozowanych.

13.2.1. Stacja X

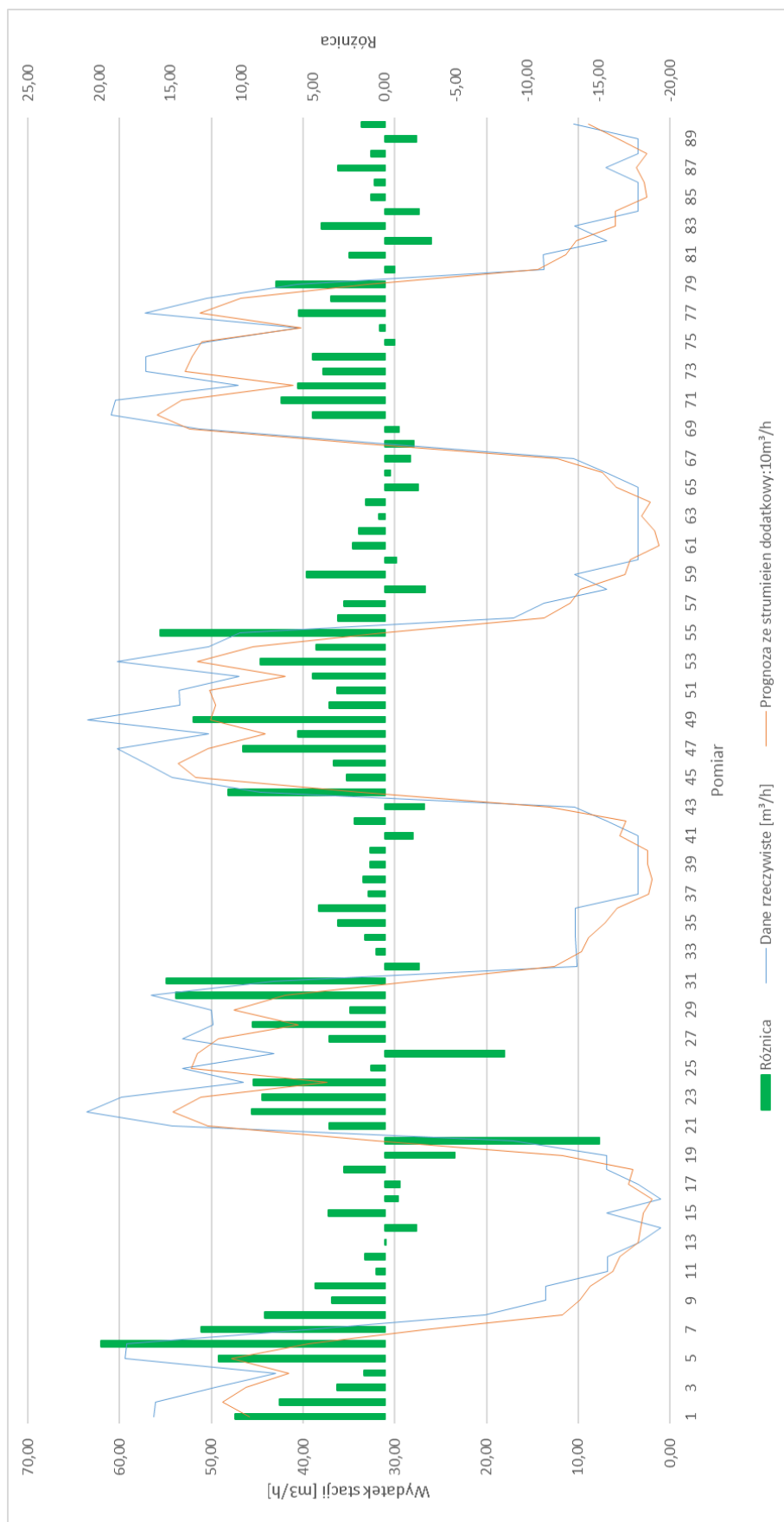
W poniższej tabeli (tabela 13.5) przedstawiono dane prognozowane na stacji X, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru.

Tabela 13.5. Dane rzeczywiste i prognozowane na stacji X z dodatkiem wodoru

Moc, kWh	Dane rzeczywiste - zużycie gazu na stacji, m³/h	Strumień dodatkowy, m³/h							Prognoza ze strumieniem – strumień dodatkowy: 10 m³/h	Różnica
		0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0		
532,85	56,30	46,54	46,47	46,41	46,30	46,20	46,12	46,05	45,81	10,49
567,17	56,14	49,54	49,47	49,40	49,28	49,18	49,09	49,02	48,76	7,38
537,82	49,54	46,98	46,91	46,84	46,73	46,63	46,55	46,48	46,24	3,31
483,91	43,02	42,27	42,21	42,15	42,04	41,96	41,89	41,82	41,60	1,42
556,06	59,45	48,57	48,50	48,43	48,31	48,21	48,13	48,06	47,80	11,64
458,21	59,27	40,02	39,96	39,91	39,81	39,73	39,66	39,60	39,39	19,88
311,95	39,65	27,25	27,21	27,17	27,10	27,05	27,00	26,96	26,82	12,83
136,41	20,15	11,92	11,90	11,88	11,85	11,83	11,81	11,79	11,73	8,42
114,63	13,53	10,01	10,00	9,98	9,96	9,94	9,92	9,91	9,85	3,67
101,35	13,59	8,85	8,84	8,83	8,81	8,79	8,77	8,76	8,71	4,88

Moc, kWh	Dane rzeczywiste - zużycie gazu na stacji, m ³ /h	Strumień dodatkowy, m ³ /h							Prognoza ze strumieniem – strumień dodatkowy: 10 m ³ /h	Różnica
		0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0		
72,21	6,82	6,31	6,30	6,29	6,27	6,26	6,25	6,24	6,21	0,61
63,24	6,83	5,52	5,52	5,51	5,49	5,48	5,47	5,47	5,44	1,40
40,11	3,43	3,50	3,50	3,49	3,48	3,48	3,47	3,47	3,45	-0,02

Na poniższym wykresie zestawiono dane rzeczywiste z prognozowanymi z uwzględnieniem gazu ziemnego wzbogaconego wodorem (rys. 13.4).



Rysunek 13.4. Porównanie różnicy przepływów rzeczywistych i zaprognozowanych z dodatkem wodoru na stacji X

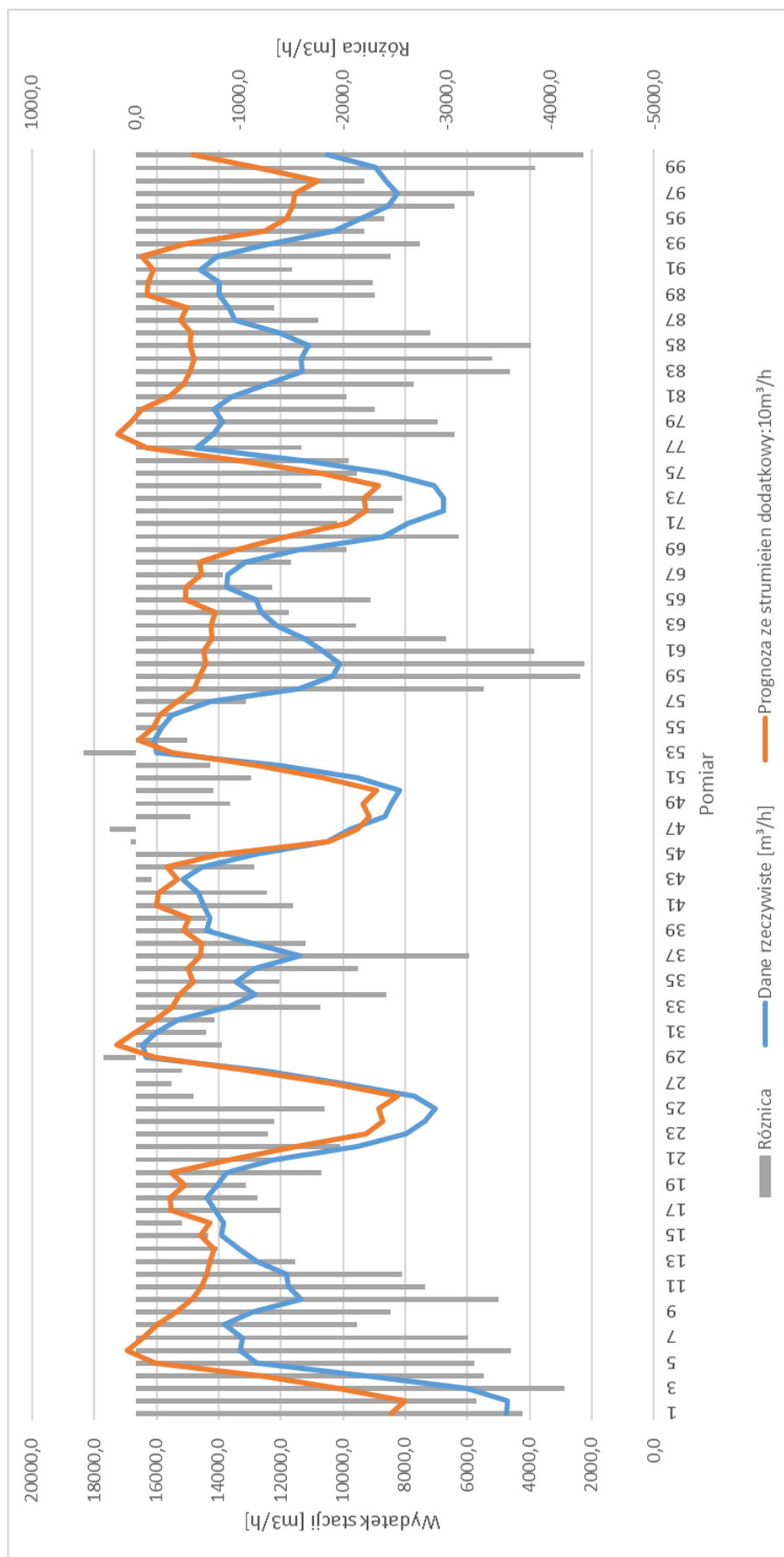
13.2.2. Stacja Y

W poniższej tabeli (tabela 13.6) przedstawiono dane prognozowane na stacji Y, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru.

Tabela 13.6. Dane rzeczywiste i prognozowane na stacji Y z dodatkiem wodoru.

Moc, kWh	Dane rzeczywiste – zużycie gazu na stacji, m³/h	Strumień dodatkowy, m³/h							Prognoza ze strumieniem – strumień dodatkowy: 10 m³/h	Różnica
		0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0		
98403,5	4727,6	8595,4	8582,5	8570,6	8549,9	8532,4	8517,4	8504,5	8459,7	-3732,1
93078,8	4713,8	8130,3	8118,1	8106,8	8087,2	8070,7	8056,6	8044,4	8001,9	-3288,1
118149,4	6015,5	10320,1	10304,7	10290,4	10265,5	10244,5	10226,6	10211,1	10157,3	-4141,7
147237,0	9300,7	12860,9	12841,7	12823,8	12792,8	12766,6	12744,3	12725,0	12657,9	-3357,2
186569,2	12771,9	16296,5	16272,1	16249,5	16210,2	16177,0	16148,7	16124,3	16039,3	-3267,4
196928,7	13311,8	17201,4	17175,6	17151,8	17110,3	17075,3	17045,4	17019,6	16929,9	-3618,0
191277,8	13239,3	16707,8	16682,8	16659,6	16619,3	16585,3	16556,3	16531,2	16444,1	-3204,8
185618,4	13825,8	16213,4	16189,2	16166,7	16127,6	16094,6	16066,4	16042,1	15957,5	-2131,7
178553,6	12888,8	15596,3	15573,0	15551,4	15513,7	15482,0	15454,9	15431,5	15350,2	-2461,4
172821,9	11353,9	15095,7	15073,1	15052,2	15015,7	14985,0	14958,8	14936,2	14857,4	-3503,5
169161,4	11750,6	14775,9	14753,8	14733,4	14697,7	14667,6	14642,0	14619,8	14542,7	-2792,1
167230,8	11806,8	14607,3	14585,5	14565,2	14530,0	14500,2	14474,9	14453,0	14376,8	-2570,0
166230,2	12755,5	14519,9	14498,2	14478,1	14443,0	14413,5	14388,3	14366,5	14290,7	-1535,2

Na poniższym wykresie zestawiono dane rzeczywiste z prognozowanymi z uwzględnieniem gazu ziemnego z zawartością wodoru (rys. 13.5).



Rysunek 13.5. Porównanie różnicy przepływów rzeczywistych i zaprognozowanych z dodatkiem wodoru na stacji Y

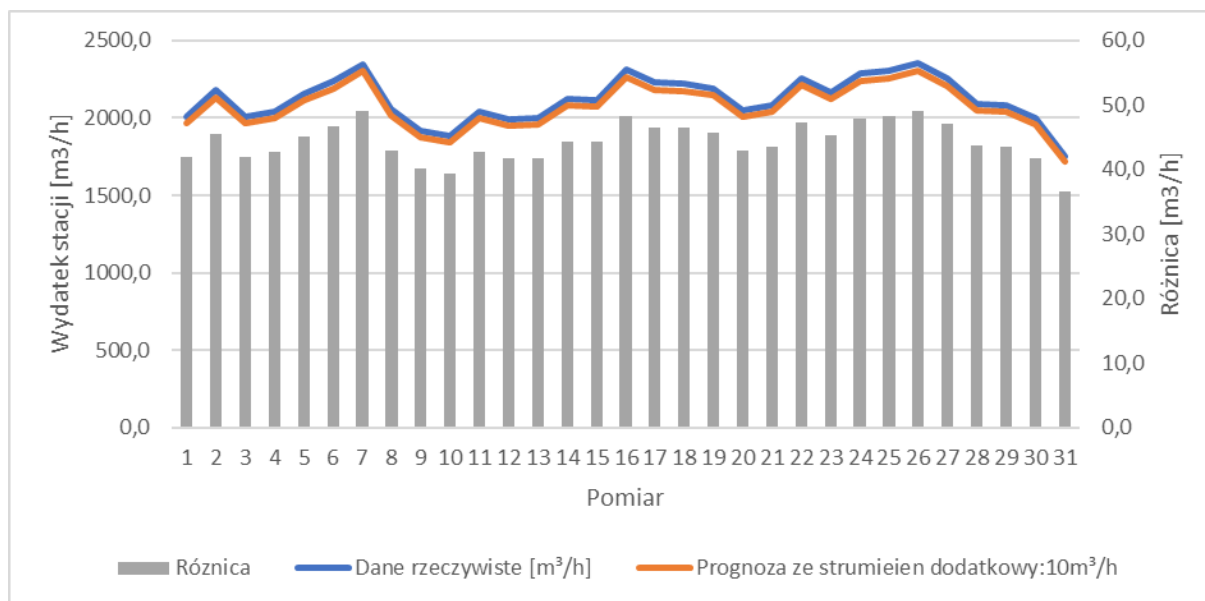
13.2.3. Stacja V

W poniższej tabeli (tabela 13.7) przedstawiono dane prognozowane na stacji V, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru.

Tabela 13.7. Dane rzeczywiste i prognozowane na stacji V z dodatkiem wodoru

Moc, kWh	Dane rzeczywiste – zużycie gazu na stacji, m ³ /h	Strumień dodatkowy, m ³ /h							Prognoza ze strumieniem – strumień dodatkowy: 10 m ³ /h	Różnica
		0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0		
22843,2	2005,7	1995,3	1992,3	1989,6	1984,7	1980,7	1977,2	1974,2	1963,8	41,9
24817,9	2179,1	2167,8	2164,6	2161,6	2156,3	2151,9	2148,1	2144,9	2133,6	45,5
22834,1	2004,9	1994,5	1991,5	1988,8	1984,0	1979,9	1976,4	1973,4	1963,0	41,9
23264,6	2042,7	2032,1	2029,1	2026,3	2021,4	2017,2	2013,7	2010,6	2000,0	42,7
24605,4	2160,5	2149,2	2146,0	2143,0	2137,9	2133,5	2129,8	2126,5	2115,3	45,2
25470,2	2236,4	2224,8	2221,4	2218,4	2213,0	2208,5	2204,6	2201,3	2189,7	46,7
26766,2	2350,2	2338,0	2334,5	2331,2	2325,6	2320,8	2316,8	2313,3	2301,1	49,1
23404,5	2055,0	2044,3	2041,3	2038,4	2033,5	2029,4	2025,8	2022,7	2012,1	43,0
21838,1	1917,5	1907,5	1904,7	1902,0	1897,4	1893,5	1890,2	1887,4	1877,4	40,1
21430,5	1881,7	1871,9	1869,1	1866,5	1862,0	1858,2	1854,9	1852,1	1842,4	39,3
23236,2	2040,2	2029,6	2026,6	2023,8	2018,9	2014,8	2011,2	2008,2	1997,6	42,6
22704,9	1993,6	1983,2	1980,3	1977,5	1972,7	1968,7	1965,2	1962,3	1951,9	41,7
22758,7	1998,3	1987,9	1985,0	1982,2	1977,4	1973,4	1969,9	1966,9	1956,6	41,8

Na poniższym wykresie zestawiono dane rzeczywiste z prognozowanymi z uwzględnieniem gazu ziemnego z zawartością wodoru (rys. 13.6).



Rysunek 13.6. Porównanie różnicy przepływów rzeczywistych i zaprognozowanych z dodatkiem wodoru na stacji V

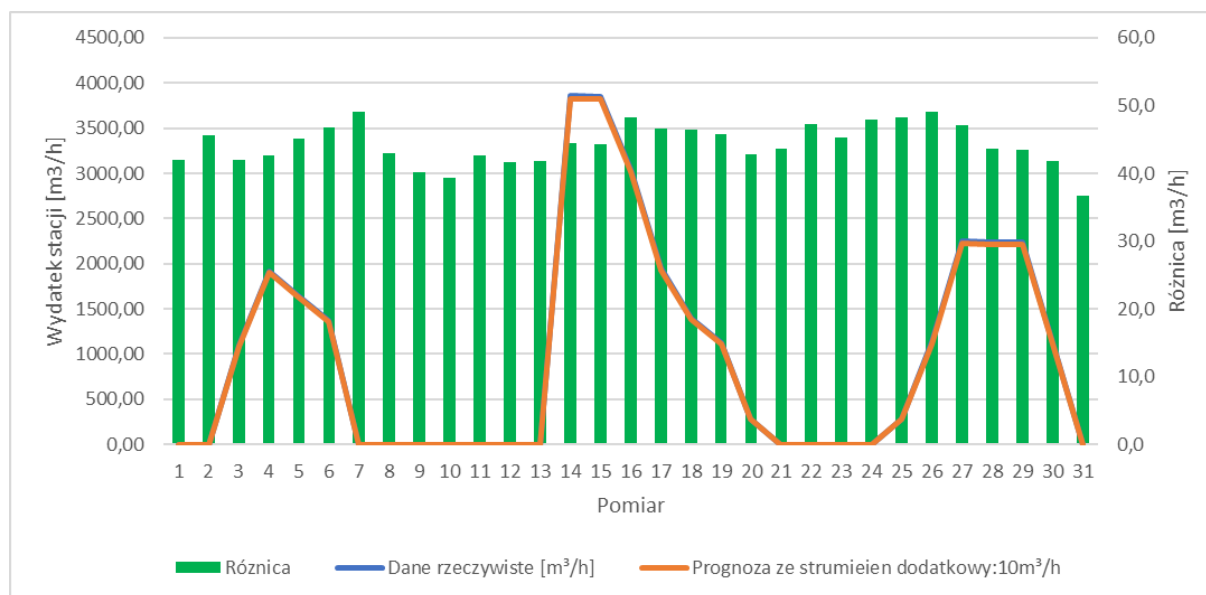
13.2.4. Stacja Z

W poniższej tabeli (tabela 13.8) przedstawiono dane prognozowane na stacji Z, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru.

Tabela 13.8. Dane rzeczywiste i prognozowane na stacji Z z dodatkiem wodorem

Moc, kWh	Dane rzeczywiste – zużycie gazu na stacji, m³/h	Strumień dodatkowy, m³/h							Prognoza ze strumieniem – strumień dodatkový: 10 m³/h	Różnica
		0,01	0,50	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0		
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12606,22	1092,95	1101,13	1099,48	1097,96	1095,30	1093,06	1091,15	1089,49	1083,75	9,20
22066,04	1913,99	1927,43	1924,55	1921,88	1917,22	1913,30	1909,95	1907,06	1897,01	16,98
18805,82	1642,21	1642,66	1640,20	1637,92	1633,96	1630,61	1627,76	1625,30	1616,73	25,48
15709,09	1372,75	1372,16	1370,11	1368,21	1364,89	1362,10	1359,72	1357,66	1350,50	22,25
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

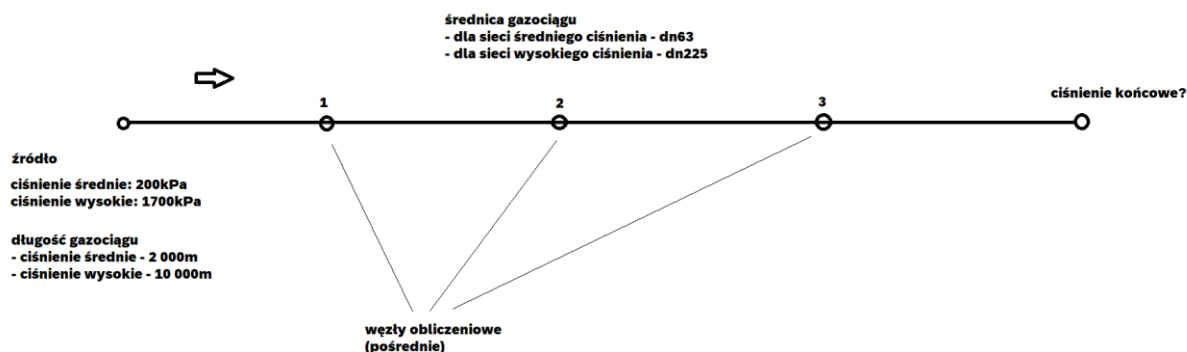
Na poniższym wykresie zestawiono dane rzeczywiste z prognozowanymi z uwzględnieniem gazu ziemnego z dodatkiem wodoru (rys. 13.7).



Rysunek 13.7. Porównanie różnicy przepływów rzeczywistych i zaprognozowanych z dodatkiem wodoru na stacji Z

13.3. Analiza symulacyjna rzeczywistych przepływów na stacji z danymi prognozowanymi

Poniższe analizy zostały przygotowane w oparciu o dane rzeczywiste przepływów dwóch stacji gazowych. Obliczenia zostały przeprowadzone w celu zobrazowania jak zmieniają się ciśnienia gazu ziemnego w rurociągu bez udziału wodoru oraz z dodatkowymi strumieniem wodoru (przedział od 0,01m³/h do 10m³/h). W obliczeniach stacja X jest oddalona od źródła o 2 km i połączona gazociągiem o średnicy DN63. Natomiast stacja Y oddalona jest o 10 km od źródła i połączona gazociągiem o średnicy DN225 (rys. 13.8).



Rysunek 13.8. Uproszczony schemat obliczeniowy dla analiz przepływów gazu od źródła do punktu poboru (stacja)

Na trasie od źródła do punktu odbioru zlokalizowano trzy pośrednie węzły w celu wyliczenia zmian (spadku) ciśnieni w trakcie przesyłu gazu ziemnego i jego roztworów. Średnica gazociągu została dobrana w ten sposób, aby zauważalne były zmiany ciśnienia na trasie przepływu.

Celem obliczeń było wykazanie, jakie zmiany ciśnienia zostaną zarejestrowane przy zmiennym przepływie strumienia dodatkowego o stałej zawartości wodoru (w ilości 5%). Dodatkowy strumień gazu ziemnego ze stałą zawartością wodoru występuje w przedziale od 0,01 do 10 m³/h. Dodatkowy strumień gazu ziemnego ma inny skład niż strumień główny, i wyjściowo wyższe ciepło spalania. Dlatego pomimo zawartości wodoru, wraz ze wzrostem udziału strumienia dodatkowego w roztworze, spada ilość wymaganego gazu w punkcie odbioru, a tym samym ciśnienie końcowe jest wyższe.

13.3.1. Stacja X

Zmiana ciśnienia gazu w węzłach gazociągu o długości 2000 m przy zmiennym strumieniu dodatkowym (o stałej zawartości wodoru w ilości 5%), przedstawiono w tabeli 13.9. Z uwagi na zmianę ciepła spalania roztworu, wolumen przepływającego gazu nie jest stały, w zależności od zawartości strumienia dodatkowego, wynosi w przedziale od 87 do 84,77 m³/h (tabela 13.10).

Tabela 13.9. Zmiana ciśnienia gazu w zależności od zmienności udziału wodoru w roztworze.

Strumień dodatkowy wodoru, m ³ /h	Ciśnienie Źródło, kPa	Ciśnienie Węzeł 1, kPa	Ciśnienie Węzeł 2, kPa	Ciśnienie Węzeł 3, kPa	Ciśnienie Stacja, kPa
0	200	195,429	190,786	186,067	183,439
0,01	200	195,516	190,963	186,337	183,761
0,5	200	195,529	190,989	186,377	183,808
1	200	195,541	191,013	186,413	183,852
2	200	195,561	191,055	186,477	183,928
3	200	195,578	191,090	186,530	183,991
4	200	195,593	191,119	186,576	184,046
5	200	195,606	191,145	186,615	184,093
10	200	195,650	191,235	186,751	184,255

Tabela 13.10. Zmiana objętości i ciepła spalania przesyłanym gazowym roztworze, w zależności od udziału strumienia dodatkowego.

Moc, kWh	Dane rzeczywiste (bez wodoru)	Z uwzględnieniem strumienia dodatkowego o wydatku, m ³ /h, w ilości:							
		0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	10,0
986	87	86,13	86,00	85,88	85,67	85,49	85,34	85,22	84,77

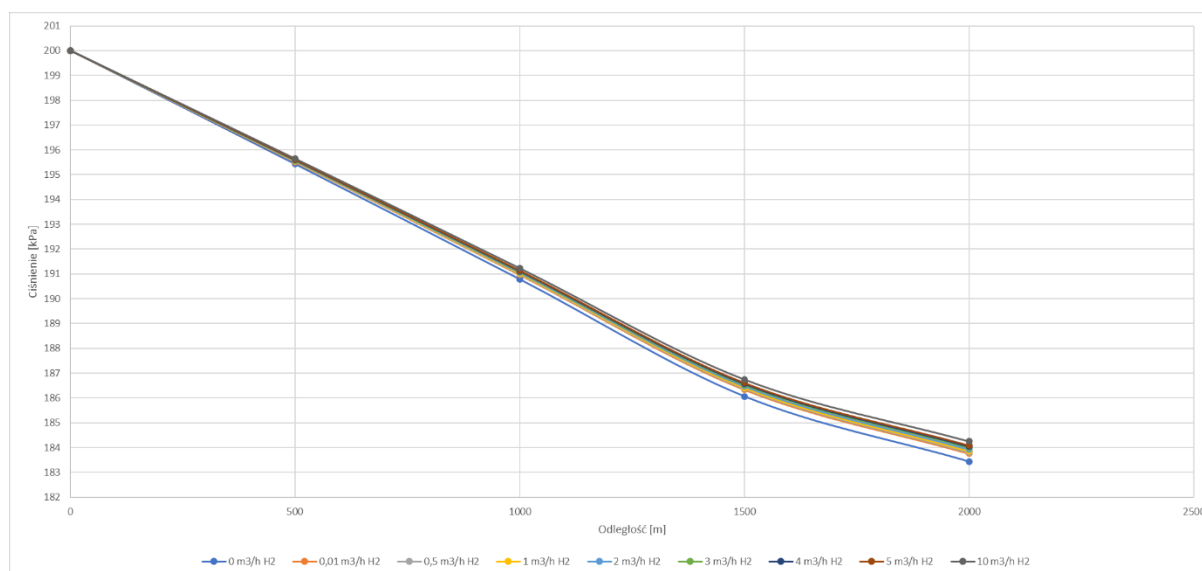
Ciepło spalania roztworu z uwzględnieniem zmiennego udziału strumienia dodatkowego w ilości:							
0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	10,0
41,214	41,276	41,333	41,434	41,519	41,591	41,655	41,875

W tabeli 13.11 przedstawiono zmianę ciśnienia gazu w zależności od odległości od źródła w poszczególnych węzłach gazociągu z uwzględnieniem udziału strumienia dodatkowego z wodorem.

Tabela 13.11. Zmiana ciśnienia gazu przy zmiennym udziale strumienia dodatkowego, kPa

Odległość, m	Ciśnienie → strumień, m³/h								
	0	0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	10,0
0	200	200	200	200	200	200	200	200	200
500	195,429	195,516	195,529	195,541	195,561	195,578	195,593	195,606	195,650
1000	190,786	190,963	190,989	191,013	191,055	191,090	191,119	191,145	191,235
1500	186,067	186,337	186,377	186,413	186,477	186,530	186,576	186,615	186,751
2000	183,439	183,761	183,808	183,852	183,928	183,991	184,046	184,093	184,255

W oparciu o wyniki w tabeli 13.11 wyznaczono wykres zmiany ciśnienia w gazociągu o długości 2000 m dla różnych strumieni gazu ze strumieniem dodatkowym o stałej zawartości wodoru (rys. 13.9).



Rysunek 13.9. Zmiana ciśnienia w gazociągu dla różnych strumieni dodatkowych wodoru

Jak widać na powyższym wykresie, najniższe odnotowane ciśnienie w wysokości 183,439kPa występuje w węźle końcowym (punkt odbioru gazu), w przypadku przepływu

czystego gazu ziemnego bez zawartości wodoru, a najwyższe (184,255 kPa) dla strumienia dodatkowego w ilości 10m³/h. Jest to podyktowane zmianą natężenia przepływu gazu, uzależnionego od wielkości strumienia dodatkowego wzbogaconego stałą zawartością wodoru.

W wyżej analizowanym przypadku, różnica przepływu pomiędzy gazem ziemnym oraz gazem ziemnym z wodorem, wynosi 2,23 m³/h (tabela 13.10).

13.3.2. Stacja Y

Zmiana ciśnienia gazu w węzłach gazociągu o długości 10 000 m przy zmiennym strumieniu dodatkowym (o stałej zawartości wodoru w ilości 5%), przedstawiono w tabeli 13.12. Z uwagi na zmianę ciepła spalania roztworu, wolumen przepływającego gazu nie jest stały, w zależności od zawartości strumienia dodatkowego, wynosi w przedziale od 23 113 do 22 656 m³/h (tabela 13.13).

Tabela 13.12. Zmiana ciśnienia gazu w zależności od zmienności udziału wodoru w roztworze

Strumień dodatkowy wodoru, m ³ /h	Ciśnienie Źródło, kPa	Ciśnienie Węzeł 1, kPa	Ciśnienie Węzeł 2, kPa	Ciśnienie Węzeł 3, kPa	Ciśnienie Stacja, kPa
0	1700	1503,19	1277,46	1005,01	635,11
0,01	1700	1504,87	1281,38	1012,38	649,87
0,5	1700	1505,48	1282,82	1015,07	655,23
1	1700	1506,05	1284,15	1017,56	660,15
2	1700	1507,05	1286,46	1021,87	668,63
3	1700	1507,88	1288,40	1025,48	675,68
4	1700	1508,59	1290,05	1028,55	681,65
5	1700	1509,20	1291,47	1031,19	686,75
10	1700	1511,32	1296,39	1040,28	704,18

Tabela 13.13. Zmiana objętości i ciepła spalania przesyłanego roztworu, w zależności od udziału strumienia dodatkowego

Moc, kWh	Dane rzeczywiste (bez wodoru)	Z uwzględnieniem strumienia dodatkowego o wydatku, m ³ /h, w ilości:							
		0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	10,0
263545	23114	23020	22986	22954	22898	22851	22811	22777	22657
		Ciepło spalania roztworu z uwzględnieniem zmiennego udziału strumienia dodatkowego w ilości:							
		0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	10,0
		41,214	41,276	41,333	41,434	41,519	41,591	41,655	41,875

W tabeli 13.14 przedstawiono zmianę ciśnienia gazu w zależności od odległości od źródła w poszczególnych węzłach gazociągu z uwzględnieniem udziału strumienia dodatkowego z wodorem.

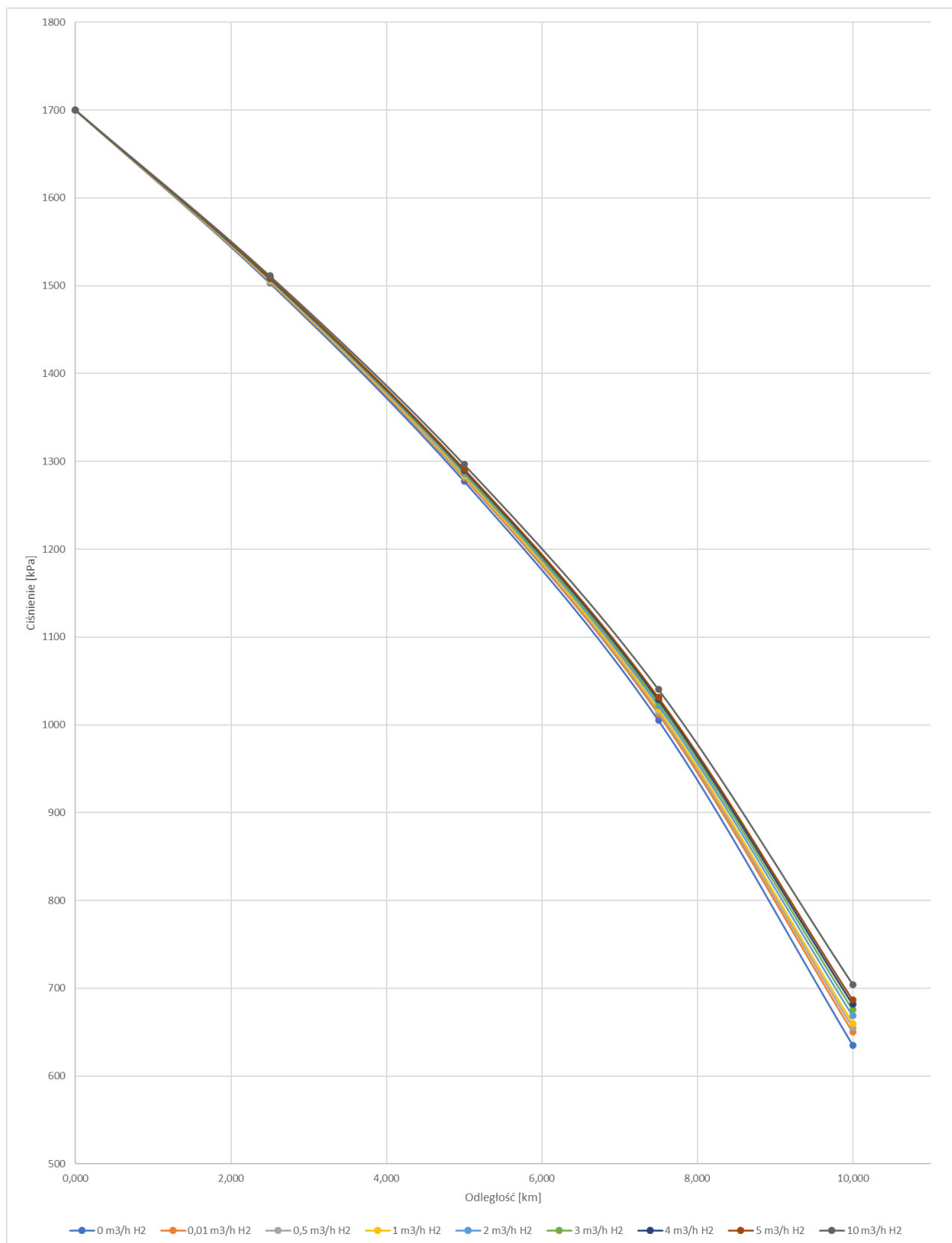
Tabela 13.14. Zmiana ciśnienia gazu przy zmiennym udziale strumienia dodatkowego, kPa

Odległość, m	Ciśnienie -> strumień, m ³ /h								
	0	0,01	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	10,0
0	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
2 500	1503	1505	1505	1506	1507	1508	1509	1509	1511
5 000	1277	1281	1283	1284	1286	1288	1290	1291	1296
7 500	1005	1012	1015	1018	1022	1025	1029	1031	1040
10 000	635	650	655	660	669	676	682	687	704

W oparciu o wyniki w tabeli 13.14 wyznaczono wykres zmiany ciśnienia w gazociągu o długości 10 000 m dla różnych strumieni gazu ze strumieniem dodatkowym o stałej zawartości wodoru (rys. 13.10). Jak widać na wykresie, najniższe odnotowane ciśnienie w wysokości 635 kPa występuje w węźle końcowym (punkt odbioru gazu), w przypadku przepływu czystego gazu ziemnego bez zawartości wodoru, a najwyższe (704 kPa) dla strumienia dodatkowego w ilości 10 m³/h. Jest to podyktowane zmianą natężenia przepływu gazu, uzależnionego od wielkości strumienia dodatkowego ze stałą zawartością wodoru.

W wyżej analizowanym przypadku, różnica przepływu pomiędzy gazem ziemnym oraz gazem ziemnym z wodorem, wynosi 456 m³/h (tabela 13.13)

W przypadku przeliczenia ilość strumienia gazu na stałą jednostkę energii (kWh), w przypadku jednakowego ciepła spalania gazu ziemnego (w strumieniu podstawowym i dodatkowym), wraz z zwiększeniem się udziału wodoru w strumieniu dodatkowym, aby zachować stałą ilość dostarczonej energii, należy zwiększyć nominal objętościowy przesyłanego gazu. W efekcie czego, aby zachować stały odbiór w jednostkach energii, wraz ze wzrostem udziału wodoru w mieszaninie zauważony zostanie większy spadek ciśnienia w węzłach gazociągu z uwagi na zwiększenie przepływającego wolumenu gazu.

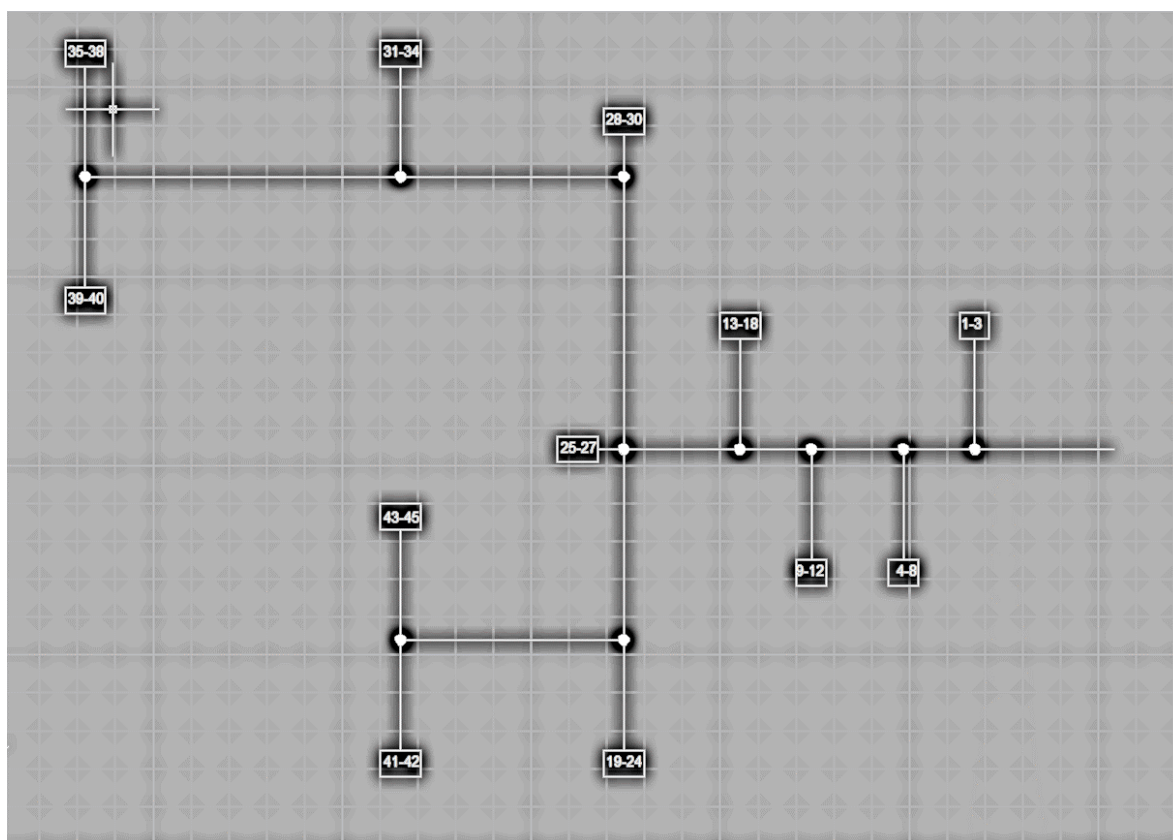


Rysunek 13.10. Zmiana ciśnienia w gazociągu dla różnych strumieni dodatkowych wodoru

14. Symulacja pracy sieci gazowej dla wytypowanego układu obliczeniowego

Przygotowano schemat obliczeniowy (rys. 14.1.), w którym w 12 węzłach pogrupowano obciążenia dla 45 odbiorców komunalnych.

Dla każdego węzła wyliczono dobowe zużycie gazu w cyklu 732 dni, tj. od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2015 r., na podstawie którego w celach wykonania statycznych symulacji sieci gazowych, w każdym węźle wyliczono średnie dobowe oraz maksymalne dobowe godzinowe zużycie gazu.



Rysunek 14.1. Schemat obliczeniowy odbiorców komunalnych
(opracowanie własne)

Topologia oraz obciążenia sieci zostały wyznaczone w celu zwiększenia efektu mieszania się strumieni z dwóch źródeł o zdefiniowanym gazie o różnej kaloryczności. Dla każdego odbiorcy przeliczono 2 tys. sieci/modeli. Wybrano najlepsze wyniki, np. dla odbiorcy 1 opisanym w węźle 1-3, itd.

Dla wszystkich odbiorców (np. w węźle 1-3) obliczono obciążenie (dobowe), następnie prognozowane zużycie, a następnie przeliczono przepływy i spadki ciśnienia w przypadku zastosowania roztworu z wodorem (do rzeczywistego zużycia) oraz z wodorem dla prognozy.

Podsumowując, wykonano 4 symulacje; dla których przyjęto obciążenie średnio godzinowe, (dla danego dnia lub godziny – po dobowym profilu zużycia).

Zmiany ciśnień w sieci wyznaczono na podstawie modeli sieci neuronowych.

Każdy model został opisany: ile zostało wykonanych stopni iteracji, ile było neuronów w warstwie ukrytej, ile było warstw ukrytych, jaki zastosowano algorytm uczenia, jaka była funkcja aktywacji w warstwie ukrytej, w warstwie wyjściowej oraz jakie były parametry samego uczenia i samego testowania.

Zprognozowano zużycie gazu (P1), a rzeczywiste zużycia gazu na okres prognozowania zostało porównane z modelami.

Najwyższy współczynnik korelacji dla 1 odbiorcy to 0,86319, model nr 1132 (rys. 14.2)

Model	Współczynnik korelacji
1132	0,863196014
981	0,861461892
685	0,861140378
443	0,860673653
647	0,86028384
829	0,860116782
514	0,860099268
464	0,85960074
1419	0,859570167
79	0,858914552
1841	0,858896606
143	0,85876055
1983	0,858318336
813	0,858314945
875	0,858277096
1890	0,858261889
490	0,858025296
1530	0,857696346
339	0,85750751
3	0,857453737
1097	0,857203034
1987	0,857172346
1664	0,856746507
1274	0,856708428
1377	0,856691404
1197	0,856657792
621	0,85662635
1705	0,856341171
1470	0,856228204
1057	0,856168033

Rysunek 14.2. Przykładowy odbiorca 1 (węzeł 1-3)

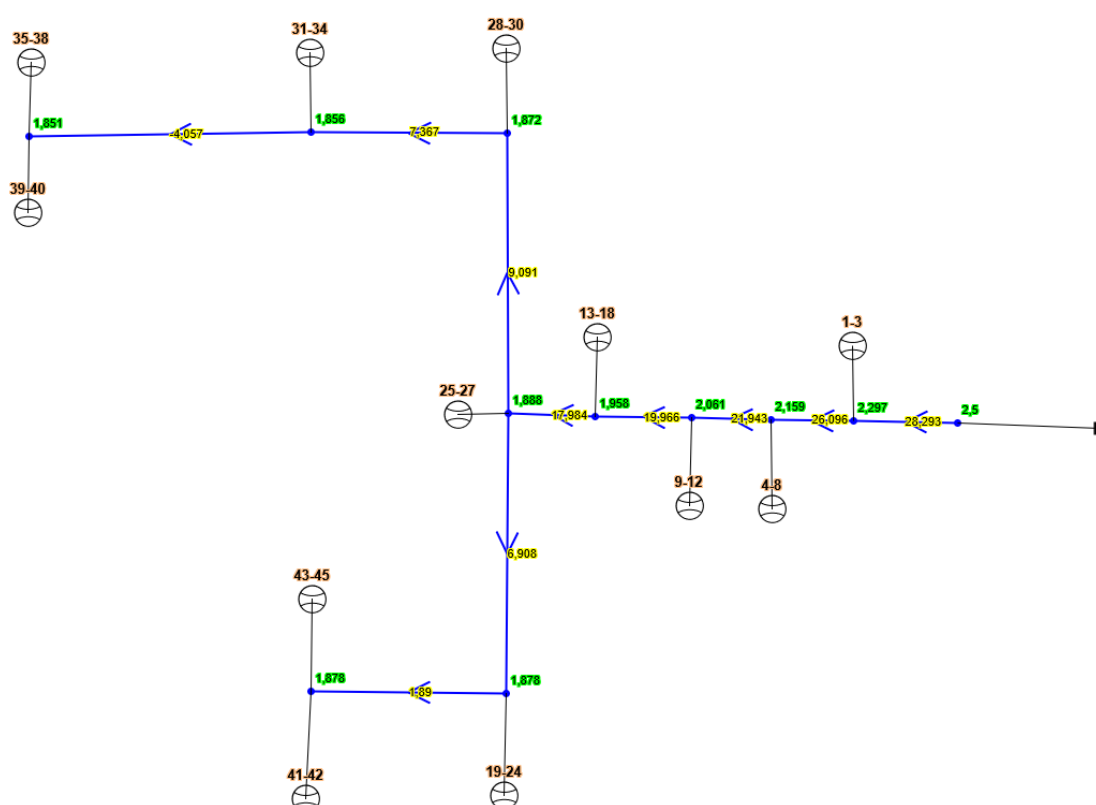
Kolejność interpretacji poszczególnych komórek z komentarzami zaznaczono na pomarańczowo i ponumerowano. W kolumnach G-N wyliczono zużycie gazu: mieszanie pierwszego strumienia (10m³ gazu ziemnego) z roztworem gazu ziemnego z 5% zawartością wodoru w strumieniach o różnym natężeniu. Należy zwrócić szczególną uwagę na wykresy, dla poszczególnych odbiorców, jak i węzłów (ze zgrupowanymi odbiorcami).

14.1. Symulacja zmian ciśnienia dla rzeczywistych obciążeń (obciążenia dobowe, średniogodzinowe)

W celu wykonania symulacji sieci gazowych, w węzłach sieci przypisano średnie dobowe zużycie gazu dla poszczególnych odbiorców, np. do węzła 1–3 przypisano trzech pierwszych odbiorców, których sumaryczne średnio godzinowe zużycie gazu dla wybranego dnia wykonania symulacji wyniosło 2,19 m³/h (rys. 14.3).

Na schemacie poniżej przedstawiono lokalizację węzłów obciążeniowych, kierunek przepływu gazu oraz zmianę ciśnienia gazu. Ciśnienie zasilania układu wynosi 2,5 kPa. Poniższa sieć zasilana jest gazem ziemnym (GZ50) bez zawartości wodoru. Dystans między ciśnieniem zasilania a najbardziej oddalonym punktem poboru gazu wynosi około 2 km.

W dalszym etapie pracy, wykonano obliczenia dla wartości prognozowanych w punkcie odbioru (podrozdział 14.2), przepływów gazu ziemnego z zawartością 5% wodoru (podrozdział 14.3) oraz prognozy poborów gazu ziemnego z zawartością wodoru (podrozdział 14.4).



Rysunek 14.3. Schemat obliczeniowy sieci gazowej niskiego ciśnienia dla rzeczywistych obciążeń w sieci

Rozkład przypisanych odbiorców wraz z rzeczywistym poborem godzinowym oraz wyliczonym ciśnieniem w punkcie poboru gazu przedstawiono w tabeli 14.1.

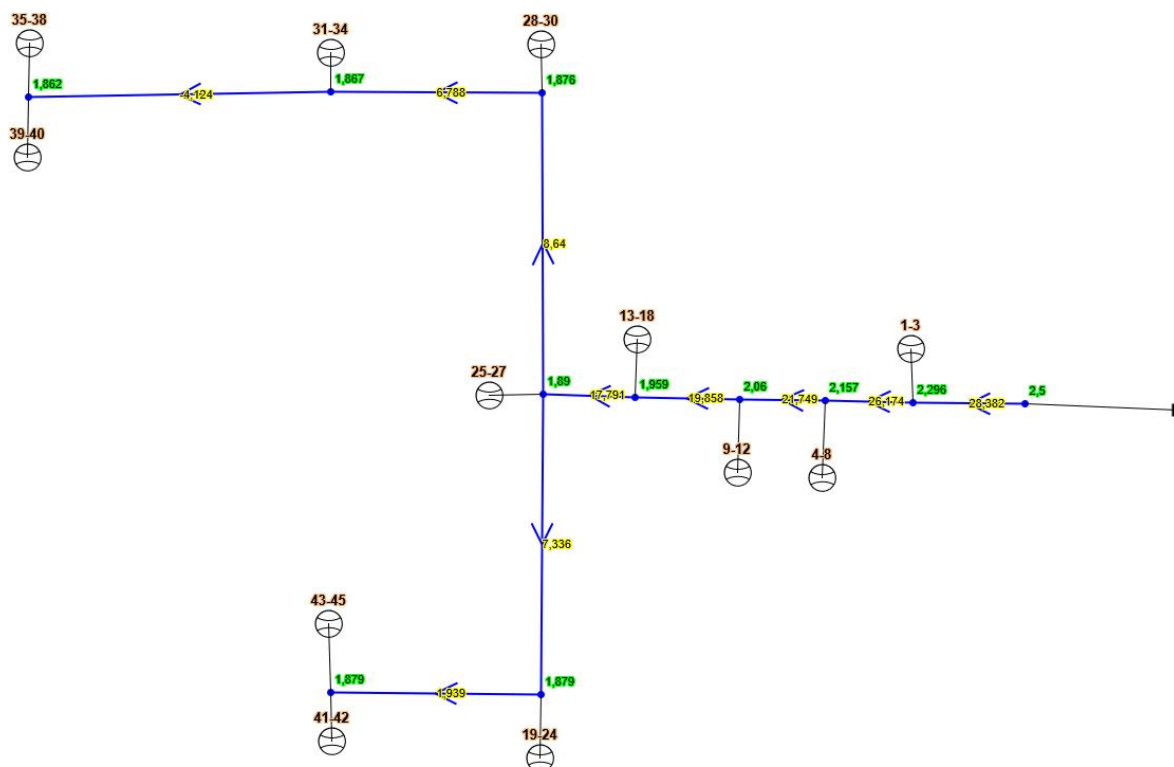
Tabela 14.1. Charakterystyka poboru gazu odbiorców wraz z wyliczonym ciśnieniem w punktach poboru gazu

Numer węzła	Odbiorcy	Pobór gazu [m ³ /h]	Ciśnienie obliczone [kPa]
1	1-3	2,1977	2,297
2	4-8	4,1523	2,159
3	9-12	1,9769	2,061
4	13-18	1,9828	1,958
5	19-24	5,0189	1,878
6	25-27	1,9842	1,888
7	28-30	1,7239	1,872
8	31-34	3,3100	1,856
9	35-38	2,7920	1,851
10	39-40	1,2652	1,851
11	41-42	0,9630	1,878
12	43-45	0,9265	1,878

Zgodnie z uzyskanymi wynikami, minimalne ciśnienie w sieci wynosi 1,851 kPa w najbardziej oddalonych punktach sieci, tj. w węźle 9 i 10, w których zlokalizowani są odpowiednio odbiorcy 35–38 i 39–40. Wydatek na stacji dla wykonanych obliczeń wyniósł 28,29 m³/h.

14.2. Symulacja zmian ciśnienia dla prognozowanych obciążeń

Topologia schematu obliczeniowego nie uległa zmianie. Zmianie uległy zaprognozowane wielkości poboru gazu w punktach dostawy (węzłach), tym samym zmieniły się strumienie gazu w sieci, prędkości, spadki ciśnienia i wydatek na stacji zasilającej (rys. 14.4).



Rysunek 14.4. Schemat obliczeniowy sieci gazowej niskiego ciśnienia dla prognozowanych obciążeń w sieci

W tabeli 14.2 zawarto odbiorców przypisanych do punktów poboru gazu (węzłów) wraz z prognozowanym poborem godzinowym oraz wyliczonym ciśnieniem w punkcie.

Tabela 14.2. Charakterystyka poboru gazu dla wartości prognozowanych wraz z wyliczonym ciśnieniem.

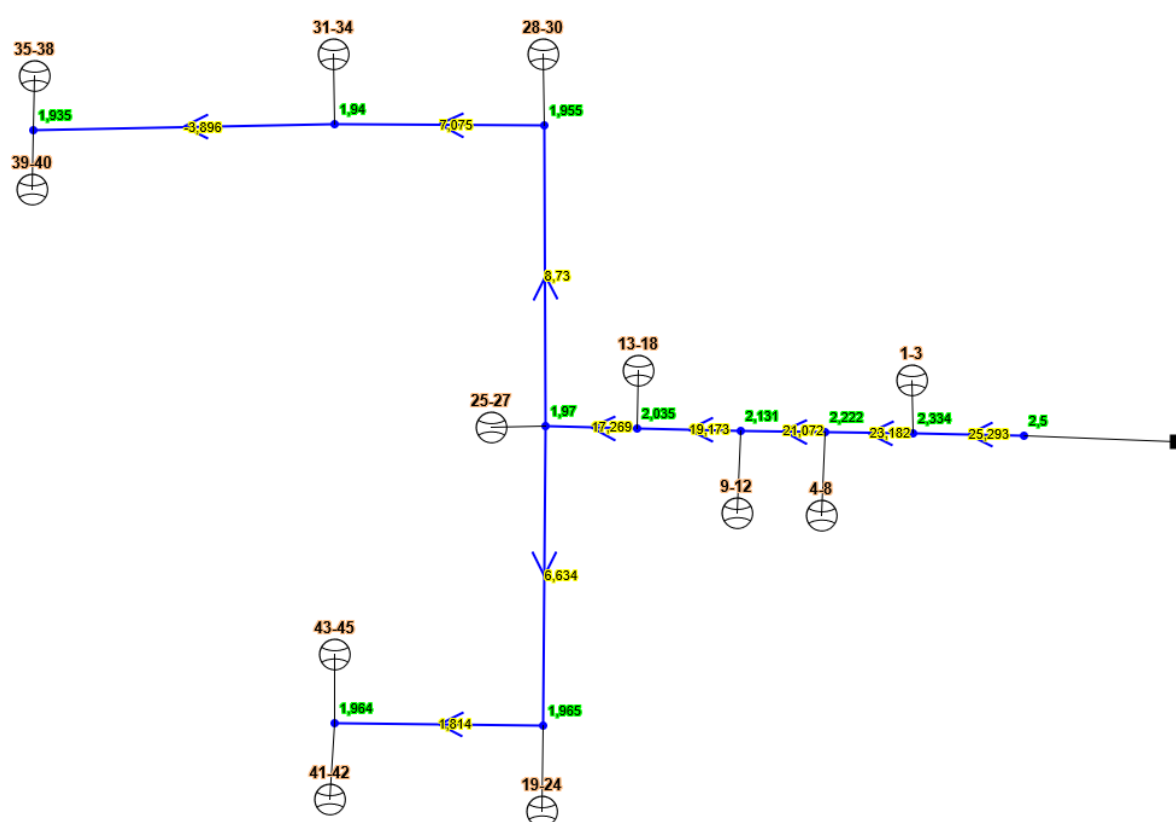
Numer węzła	Odbiorcy	Pobór gazu, m ³ /h	Ciśnienie obliczone, kPa
1	1-3	2,2079	2,296
2	4-8	4,4249	2,157
3	9-12	1,8910	2,060
4	13-18	2,0664	1,959
5	19-24	5,3974	1,879
6	25-27	1,8152	1,890
7	28-30	1,8522	1,876
8	31-34	2,6639	1,867
9	35-38	2,7938	1,862
10	39-40	1,3301	1,862
11	41-42	1,0098	1,879
12	43-45	0,9291	1,879

Zgodnie z uzyskanymi wynikami, minimalne ciśnienie w sieci wynosi 1,862 kPa w najbardziej oddalonych punktach sieci, tj. w węźle 9 i 10, w których zlokalizowani są

odpowiednio odbiorcy 35–38 i 39–40. Wydatek na stacji dla wykonanych obliczeń wyniósł 28,38 m³/h.

14.3. Symulacja zmian ciśnienia dla roztworu gazu ziemnego z wodorem

Topologia schematu obliczeniowego nie uległa zmianie. Do gazu ziemnego dodano wodór o zawartości 5%. Na wskutek dodania wodoru do sieci, zmianie uległy wielkości poboru gazu w punktach dostawy (węzłach), strumienie gazu w gazociągach, prędkości przepływu medium na poszczególnych odcinkach sieci (nie prezentowane na schemacie), spadki ciśnienia i wydatek stacji zasilającej (rys. 14.5).



Rysunek 14.5. Schemat obliczeniowy sieci gazowej niskiego ciśnienia dla roztworu gazu ziemnego z wodorem

W poniższej tabeli 14.3 przedstawiono odbiorców przypisanych do punktów poboru gazu (węzłów) wraz z wyliczonym poborem oraz wyliczonym ciśnieniem w punkcie.

Tabela 14.3. Charakterystyka poboru gazu dla roztworu gazu ziemnego z wodorem

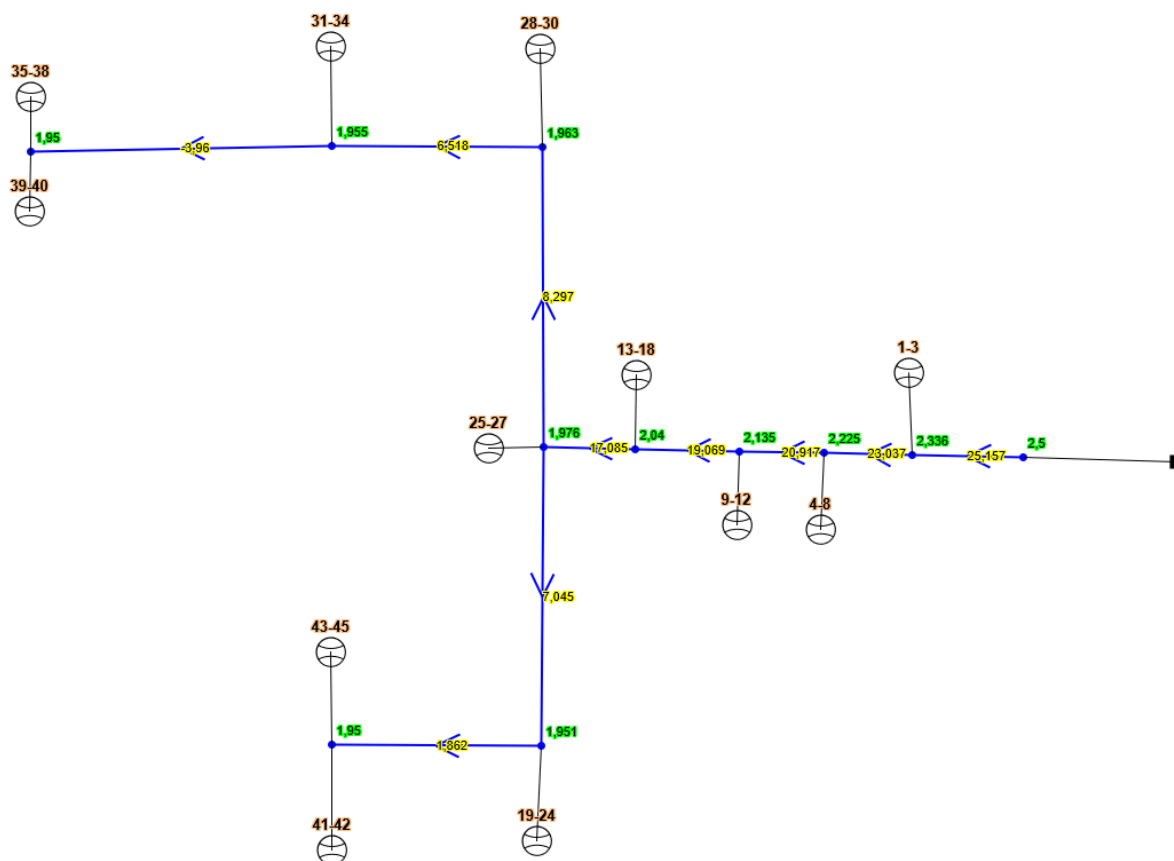
Numer węzła	Odbiorcy	Pobór gazu, m ³ /h	Ciśnienie obliczone, kPa
1	1-3	2,1104	2,334
2	4-8	2,1104	2,222
3	9-12	1,8984	2,131

Numer węzła	Odbiorcy	Pobór gazu, m ³ /h	Ciśnienie obliczone, kPa
4	13-18	1,9040	2,035
5	19-24	4,8196	1,965
6	25-27	1,9054	1,970
7	28-30	1,6554	1,955
8	31-34	3,1785	1,940
9	35-38	2,6811	1,935
10	39-40	1,2149	1,935
11	41-42	0,9247	1,964
12	43-45	0,8897	1,964

Zgodnie z uzyskanymi wynikami, minimalne ciśnienie w sieci wynosi 1,935 kPa w najbardziej oddalonych punktach sieci, tj. w węźle 9 i 10, w których zlokalizowani są odpowiednio odbiorcy 35–38 i 39–40. Wydatek na stacji dla wykonanych obliczeń wyniósł 25,29 m³/h.

14.4. Symulacja zmian ciśnienia dla prognozowanych obciążeń dla gazu ziemnego z wodorem

Topologia schematu obliczeniowego nie uległa zmianie. Zmianie uległy zaprognozowane wielkości poboru gazu z zawartością wodoru w punktach odbioru (węzłach), co spowodowało zmiany strumienia gazu w sieci, zmniejszenie prędkości przepływu, spadki ciśnienia i zmiany wydatku na stacji zasilającej (rys. 14.6).



Rysunek 14.6. Schemat obliczeniowy sieci gazowej niskiego ciśnienia dla prognozowanych poborów roztworu gazu ziemnego z wodorem

W poniższej tabeli (14.4) zawarto odbiorców przypisanych do punktów poboru gazu (węzłów) wraz z zaprognozowanym poborem roztworu gazu ziemnego z wodorem oraz wyliczonym ciśnieniem w punkcie.

Tabela 14.4. Charakterystyka poboru gazu dla zaprognozowanego roztworu gazu ziemnego z wodorem

Numer węzła	Odbiorcy	Pobór gazu, m³/h	Ciśnienie obliczone, kPa
1	1-3	2,1202	2,336
2	4-8	2,1202	2,225
3	9-12	1,8479	2,135
4	13-18	1,9843	2,040
5	19-24	5,1830	1,951
6	25-27	1,7431	1,976
7	28-30	1,7786	1,963
8	31-34	2,5581	1,955
9	35-38	2,6828	1,950
10	39-40	1,2773	1,950
11	41-42	0,9697	1,950
12	43-45	0,8922	1,950

Zgodnie z uzyskanymi wynikami, minimalne ciśnienie w sieci wyniosło 1,950 kPa w najbardziej oddalonych punktach sieci, tj. w węźle 9, 10, 11 i 12 w których zlokalizowani są odpowiednio odbiorcy 35–38, 39–40, 41–42 i 43–45. Wydatek na stacji dla wykonanych obliczeń wyniósł 25,15 m³/h.

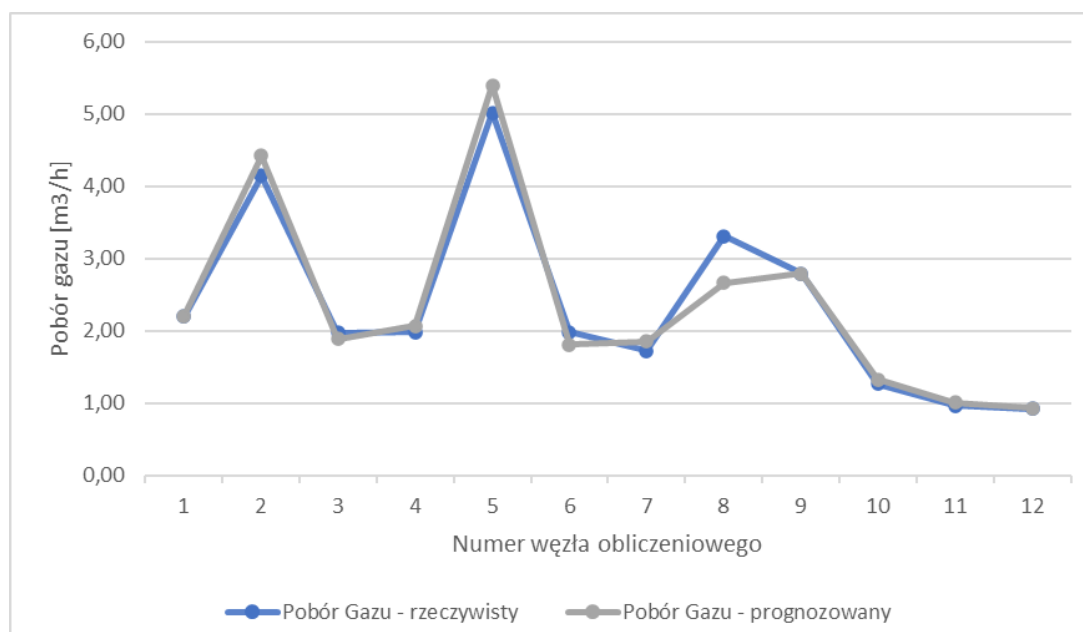
14.5. Analiza zmian poboru gazu i ciśnienia w układzie

W poniższym podrozdziale porównano i przeanalizowano wyniki zmian ciśnienia gazu w układzie dla wcześniejszych czterech symulacji sieci gazowych, tj. dla przepływów gazu ziemnego, przepływu wyliczonego z prognozowanego poboru klientów, przepływu gazu ziemnego z zawartością 5% wodoru oraz prognozowanego przepływu roztworu gazu ziemnego z wodorem.

Należy mieć na uwadze, że gaz wzbogacony z wodorem (strumień dodatkowy) jest o wyższej kaloryczności niż strumień główny. Dlatego sumaryczne zwiększenie wolumenu strumienia dodatkowego w roztworze finalnie podniesie kaloryczność gazu, pomimo posiadania 5% zawartości wodoru w strumieniu dodatkowym.

14.5.1. Porównanie wyników symulacji dla gazu ziemnego – wielkości rzeczywiste i prognozowane

Na poniższym wykresie porównano wyniki symulacji z wykorzystaniem poborów rzeczywistych i prognozowanych. Dla wartości rzeczywistych poborów w sieci wyniósł 28,29 m³/h, prognozowanych – 28,38 m³/h. Z uwagi na niewielkie zmiany w przepływie w sieci (rys. 14.7), ciśnienie w węzłach nie ulega większym zmianom (tabela 14.5).



Rysunek 14.7. Porównanie rzeczywistego poboru z prognozowanym dla gazu ziemnego

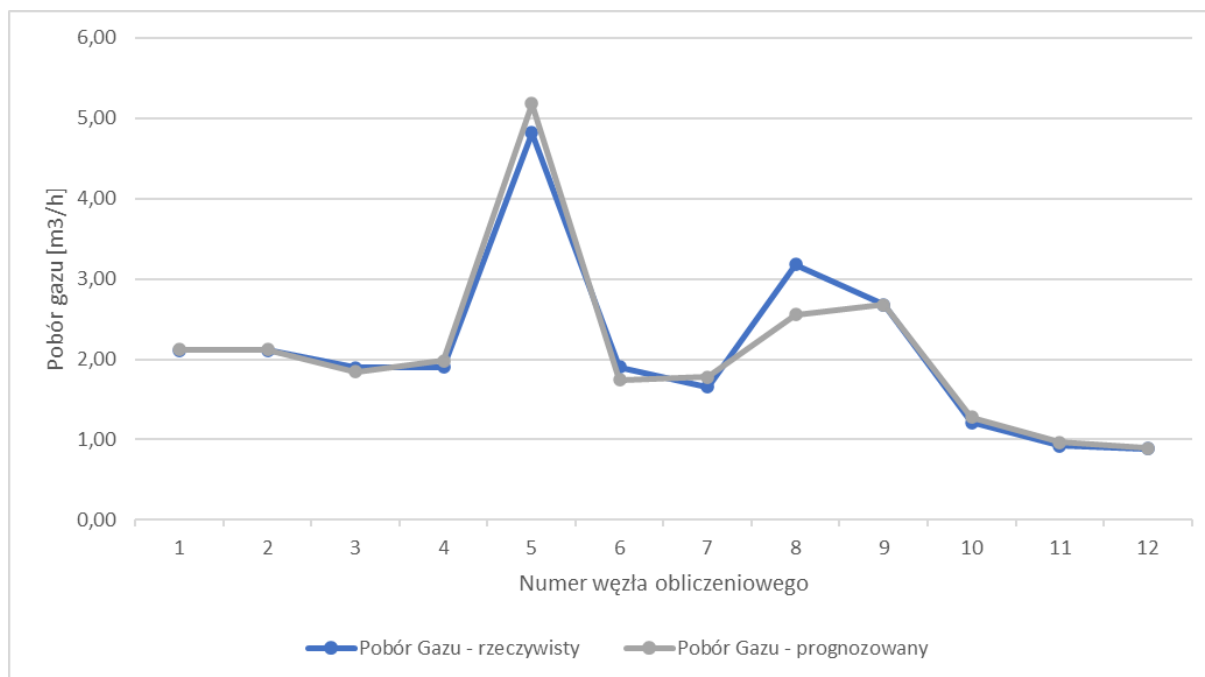
W tabeli 14.5 przedstawiono różnice ciśnienia w węzłach dla wartości obciążenia rzeczywistego i prognozowanego. Różnice wynoszą tysięczne kPa.

Tabela 14.5. Wyliczone ciśnienia z danych rzeczywistych i danych prognozowanych, kPa

Numer węzła	Odbiorcy	Obliczone ciśnienie – rzeczywiste	Obliczone ciśnienie – z danych prognozowanych	Różnica w wyliczonych ciśnieniach
1	1-3	2,297	2,296	0,0010
2	4-8	2,159	2,157	0,0020
3	9-12	2,061	2,060	0,0010
4	13-18	1,958	1,959	-0,0010
5	19-24	1,878	1,879	-0,0010
6	25-27	1,888	1,890	-0,0020
7	28-30	1,872	1,876	-0,0040
8	31-34	1,856	1,867	-0,0110
9	35-38	1,851	1,862	-0,0110
10	39-40	1,851	1,862	-0,0110
11	41-42	1,878	1,879	-0,0010
12	43-45	1,878	1,879	-0,0010

14.5.2. Porównanie wyników symulacji dla gazu ziemnego z zawartością 5% wodoru – wielkości rzeczywiste i prognozowane

Na poniższym wykresie (rys. 14.8) porównano wyniki symulacji z wykorzystaniem danych z poborów gazu wzbogaconego wodorem oraz gazu wzbogaconego prognozowanego. Dla wartości gazu wzbogaconego pobór w sieci wyniósł 25,29 m³/h, prognozowanych – 24,38 m³/h. Z uwagi na niewielkie zmiany w przepływie w sieci, ciśnienie w węzłach nie ulega większym zmianom (tabela 14.6).



Rysunek 14.8. Porównanie rzeczywistego poboru z prognozowanym dla gazu ziemnego z zawartością wodoru

W poniższej tabeli 14.6 przedstawiono różnice ciśnienia w węzłach dla wartości gazu wzbogaconego wodorem i gazu wzbogaconego prognozowanego. Różnice wynoszą setne kilo paskala.

Tabela 14.6. Wyliczone ciśnienia dla gazu wzbogaconego i gazu wzbogaconego prognozowanego, kPa

Numer węzła	Odbiorcy	Obliczone ciśnienia – gaz wzbogacony	Obliczone ciśnienia – gaz wzbogacony prognozowany	Różnica
1	1-3	2,334	2,336	-0,0020
2	4-8	2,222	2,225	-0,0030
3	9-12	2,131	2,135	-0,0040
4	13-18	2,035	2,040	-0,0050
5	19-24	1,965	1,951	0,0140
6	25-27	1,970	1,976	-0,0060
7	28-30	1,955	1,963	-0,0080
8	31-34	1,940	1,955	-0,0150
9	35-38	1,935	1,950	-0,0150
10	39-40	1,935	1,950	-0,0150
11	41-42	1,964	1,950	0,0140
12	43-45	1,964	1,950	0,0140

W dalszej części rozprawy zostaną przedstawione wyniki porównawcze i obliczenia emisji dwutlenku węgla w wyniku zastosowania mieszanek gazu ziemnego z wodorem.

Wyliczone zostaną wielkości emisji dwutlenku węgla oraz jak można je ograniczyć przy zastosowaniu roztworów gazu ziemnego z wodorem.

14.6. Symulacje dla maksymalnych dobowych obciążeń układu sieciowego

W kolejnym kroku wykonano dodatkowe 31 symulacji dla każdego dnia miesiąca dla rzeczywistych poborów szczytowych (szacowanych jako 30% wielkości zużycia dobowego w węźle) oraz dla tego samego okresu – 31 symulacji dla gazu ziemnego względem dostarczonej mocy rzeczywistej.

W tabeli 14.7 zestawiono szczytowe pobory godzinowe dla dostarczonego gazu ziemnego oraz gazu ziemnego z wodorem (o zawartości 5%).

Tabela 14.7. Miesięczne zestawienie szczytowych, godzinowych poborów w cyklu dobowym

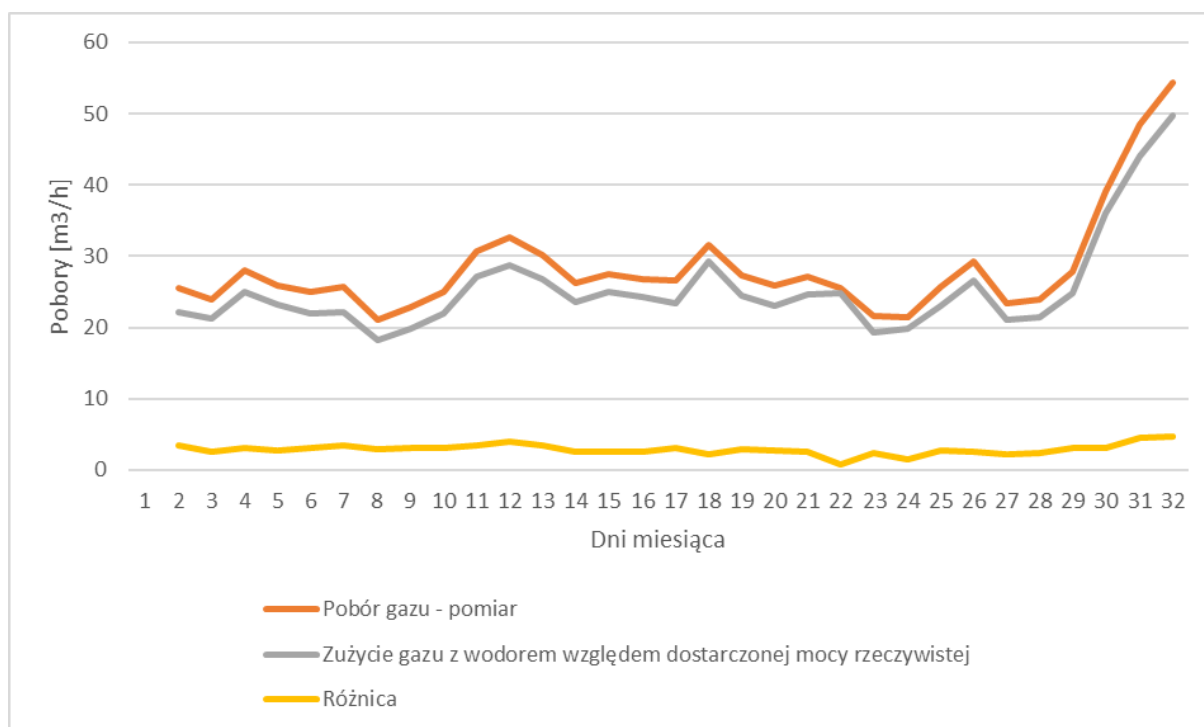
Dzień miesiąca	Szczytowe pobory godzinowe w cyklu dobowym, m ³ /h		Różnica
	Pobór gaz-- pomiar	Zużycie gazu z wodorem względem dostarczonej mocy rzeczywistej	
1	25,565	22,079	3,486
2	23,836	21,198	2,638
3	28,086	24,915	3,171
4	25,971	23,243	2,728
5	25,015	21,967	3,048
6	25,714	22,213	3,501
7	21,003	18,156	2,847
8	22,865	19,808	3,057
9	25,033	21,883	3,15
10	30,732	27,204	3,528
11	32,71	28,806	3,904
12	30,167	26,726	3,441
13	26,169	23,57	2,599
14	27,496	25,009	2,487
15	26,737	24,195	2,542
16	26,559	23,453	3,106
17	31,564	29,318	2,246
18	27,387	24,542	2,845
19	25,803	23,095	2,708
20	27,137	24,548	2,589
21	25,558	24,859	0,699
22	21,65	19,348	2,302
23	21,343	19,816	1,527
24	25,662	23,017	2,645
25	29,183	26,582	2,601
26	23,35	21,118	2,232
27	23,861	21,435	2,426

Dzień miesiąca	Szczytowe pobory godzinowe w cyklu dobowym, m ³ /h		Różnica
	Pobór gaz-- - pomiar	Zużycie gazu z wodorem względem dostarczonej mocy rzeczywistej	
28	27,878	24,844	3,034
29	39,102	36,066	3,036
30	48,534	43,982	4,552
31	54,463	49,78	4,683
SUMA	876,133	786,775	89,358

Sumując szczytowe pobory godzinowe w cyklu dobowym z całego analizowanego miesiąca (31 dni), różnica w ilości przesłanego gazu rzeczywistego, a gazu wzbogaconego wynosi 89,358 m³/h.

Zmiana ciśnienia w sieci jest podyktowana zmianą natężenia przepływu.

Na poniższym wykresie (rys. 14.9) przedstawiono zmiany godzinowych szczytowych poborów w sieci dla gazu ziemnego oraz gazu ziemnego z zawartością wodoru w okresie 31 dni (obliczenia symulacyjne).



Rysunek 14.9. Rozkład szczytowych poborów godzinowych gazu ziemnego i gazu ziemnego z zawartością wodoru

14.7. Analiza przepływów dobowych dla wybranych węzłów sieci

W celu przygotowania danych obciążeniowych dla symulacji, wcześniej należało przeanalizować rzeczywiste dobowe zużycia gazu w cyklu dobowym oraz przygotować dane wynikające z dobowych prognoz zużycia gazu dla klientów przypisanych w węzłach, oraz

danych obciążeniowych dla zastosowania roztworów gazu ziemnego z wodorem i prognozy gazu ziemnego z wodorem.

Przykładowymi węzłami są węzeł (1-3) oraz (43-45). Pozostałe dane na temat odbiorców i prognoz w węzłach z uwagi na obszerność materiału nie zostały przedstawione w pracy.

14.7.1. Dane rzeczywiste, obliczeniowe i prognozowane dla węzła (1-3)

W poniższej tabeli 14.8 zebrano dane rzeczywistego zużycia dobowego w ciągu 31 postępujących po sobie dni w miesiącu dla grupy odbiorców zlokalizowanych w węźle (1-3). Poza tym zamieszczono także wyliczoną prognozę zużycia, wyniki obliczeń przy zastosowaniu dodatkowego strumienia gazu w ilości 5m³/h z zawartością 5% wodoru oraz wyniki dla wartości prognozowanych dla odbiorców z wykorzystaniem roztworu z wodorem.

Tabela 14.8. Dane obciążeniowe dobowe dla węzła (1-3) w cyklu miesięcznym, m³/dobę

Dzień	Pomiar rzeczywisty	Prognoza	Obliczone zużycie gazu z wodorem względem dostarczonej mocy rzeczywistej	Prognoza zużycia gazu z wodorem względem prognozowanego zapotrzebowania na moc
1	55,30	54,98	53,10	52,79
2	50,98	55,39	48,96	53,19
3	52,12	50,37	50,05	48,37
4	50,05	57,38	48,06	55,10
5	47,59	51,18	45,70	49,14
6	47,05	52,50	45,18	50,41
7	40,60	41,48	38,99	39,83
8	42,83	46,44	41,13	44,59
9	48,86	53,22	46,92	51,10
10	56,26	56,11	54,03	53,88
11	57,02	64,30	54,76	61,75
12	59,45	52,71	57,09	50,62
13	51,41	52,97	49,37	50,86
14	64,15	65,87	61,60	63,26
15	63,76	62,83	61,23	60,34
16	59,16	60,02	56,81	57,64
17	59,95	60,95	57,57	58,53
18	45,36	43,72	43,56	41,99
19	48,06	45,76	46,15	43,94
20	49,00	54,08	47,05	51,93
21	46,22	46,37	44,38	44,52
22	40,01	42,41	38,42	40,72
23	39,31	32,52	37,75	31,23
24	44,65	41,80	42,88	40,14
25	40,53	43,57	38,92	41,84
26	31,21	24,89	29,97	23,90
27	32,80	29,88	31,50	28,69

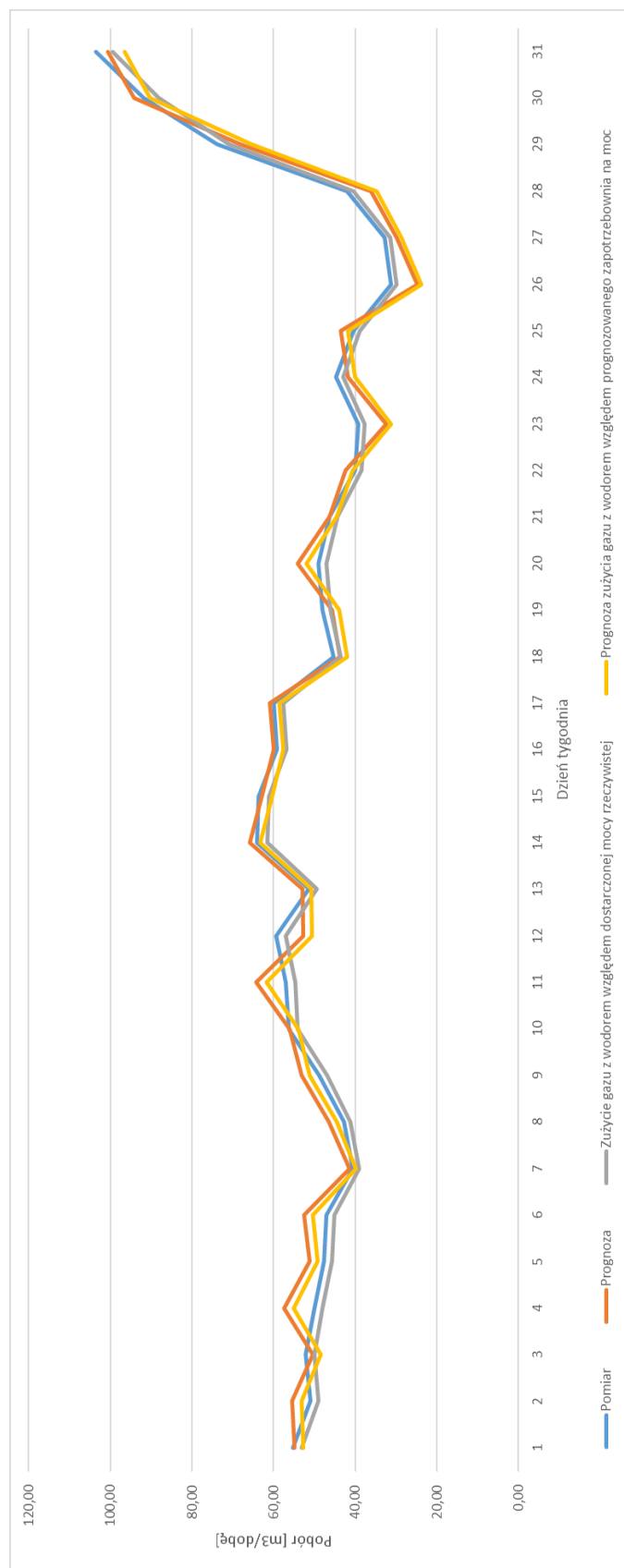
Dzień	Pomiar rzeczywisty	Prognoza	Obliczone zużycie gazu z wodorem względem dostarczonej mocy rzeczywistej	Prognoza zużycia gazu z wodorem względem prognozowanego zapotrzebowania na moc
28	42,05	36,18	40,38	34,74
29	73,92	68,18	70,98	65,47
30	91,79	94,07	88,14	90,33
31	103,61	100,55	99,49	96,56

Średnie godzinowe wielkości dla wartości dobowych w cyklu miesięcznym zostały przedstawione w tabeli 14.9.

Tabela 14.9. Średniogodzinowe wartości obciążeniowe dla węzła (1–3) w cyklu miesięcznym, m³/h

Pomiar	Prognoza	Zużycie gazu z wodorem względem dostarczonej mocy rzeczywistej	Prognoza zużycia gazu z wodorem względem prognozowanego zapotrzebowania na moc
2,20	2,21	2,11	2,12

Na poniższym wykresie (rys. 14.10) przedstawiono w postaci wykresu dane obciążeniowe dla węzła (1–3) w cyklu miesięcznym. Współczynnik korelacji wyniósł 0,9665.



Rysunek 14.10. Pobory rzeczywiste i prognozowane dla węzła (1-3) w cyklu miesięcznym

14.7.2. Dane rzeczywiste, obliczeniowe i prognozowane dla węzła (43-45)

W poniższej tabeli 14.10 zebrano wyniki rzeczywistego zużycia dobowego w ciągu 31 postępujących po sobie dni w miesiącu dla grupy odbiorców zlokalizowanych w węźle (43–45). Zamieszczono w tabeli wyliczoną prognozę zużycia, wyniki obliczeń przy zastosowaniu dodatkowego strumienia gazu w ilości 5 m³/h z zawartością 5% wodoru oraz wyniki dla wartości prognozowanych dla odbiorców z wykorzystaniem roztworu z wodorem.

Tabela 14.10. Dane obciążeniowe dobowe dla węzła (43–45) w cyklu miesięcznym, m³/dobę

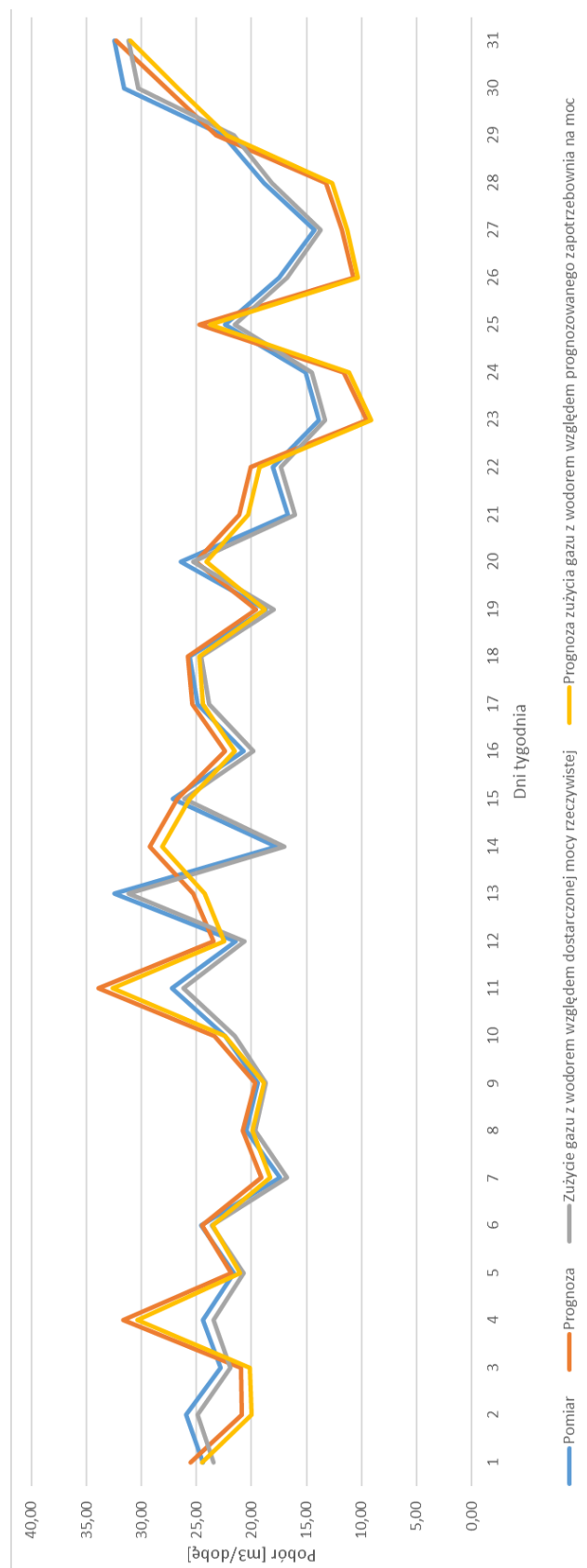
Dzień	Pomiar rzeczywisty	Prognoza	Obliczone zużycie gazu z wodorem względem dostarczonej mocy rzeczywistej	Prognoza zużycia gazu z wodorem względem prognozowanego zapotrzebowania na moc
1	24,44	25,52	23,47	24,50
2	25,95	20,86	24,92	20,03
3	22,81	20,96	21,90	20,13
4	24,44	31,66	23,47	30,40
5	21,57	21,88	20,71	21,02
6	24,55	24,53	23,57	23,56
7	17,46	19,08	16,77	18,32
8	20,45	20,77	19,64	19,95
9	19,47	19,65	18,70	18,87
10	22,43	23,37	21,54	22,44
11	27,24	33,94	26,16	32,59
12	21,46	23,43	20,61	22,50
13	32,44	25,30	31,15	24,30
14	17,76	29,27	17,05	28,11
15	27,19	26,71	26,11	25,65
16	20,69	22,40	19,87	21,51
17	24,88	25,40	23,89	24,39
18	25,59	25,75	24,57	24,73
19	18,70	19,60	17,96	18,82
20	26,39	25,06	25,34	24,06
21	16,71	21,13	16,05	20,29
22	18,05	20,06	17,33	19,26
23	13,88	9,51	13,33	9,13
24	15,09	11,59	14,49	11,13
25	22,43	24,78	21,54	23,79
26	17,51	10,75	16,81	10,32
27	14,30	11,81	13,73	11,34
28	18,86	13,24	18,11	12,71
29	22,53	23,20	21,64	22,28
30	31,58	27,75	30,33	26,65
31	32,49	32,28	31,20	30,99

Średnie godzinowe wielkości dla wartości dobowych w cyklu miesięcznym zostały przedstawione w tabeli 14.11.

Tabela 14.11. Średniogodzinowe wartości obciążeniowe dla węzła (43–45) w cyklu miesięcznym, m³/h

Pomiar	Prognoza	Zużycie gazu z wodorem względem dostarczonej mocy rzeczywistej	Prognoza zużycia gazu z wodorem względem prognozowanego zapotrzebowania na moc
0,93	0,93	0,89	0,89

Na poniższym wykresie (rys. 14.11) przedstawiono w postaci wykresu dane obciążeniowe dla węzła (43–45) w cyklu miesięcznym. Współczynnik korelacji wyniósł 0,75709.



Rysunek 14.11. Pobory rzeczywiste i prognozowane dla węzła (43–45) w cyklu miesięcznym

15. Analiza przepływów roztworu gazowego w sieci i wyliczanie emisji dwutlenku węgla

15.1. Wyznaczanie emisji dwutlenku węgla na podstawie składu gazu ziemnego oraz gazu z zawartością wodoru

W celu wyliczenia ilości emisji dwutlenku węgla wyemitowanego z 1m^3 gazu ziemnego oraz gazu ziemnego wzbogaconego wodorem, należy przeanalizować skład roztworów gazowych mających wpływ na wielkość emisji dwutlenku węgla.

Przygotowano skład gazu bez zawartości wodoru o następujących udziałach procentowych poszczególnych związków chemicznych (tabela 15.1). W obliczeniach strumień tzw. podstawy (główny) wynosi $10\text{m}^3/\text{h}$, strumień dodatkowy o zawartości wodoru będzie zmienny.

Tabela 15.1. Skład gazu strumienia podstawowego, bez dodatku wodoru

Skład	Udział procentowy
Metan	0,96598
Etan	0,01645
Propan	0,00324
n-Butan	0,00073
i-Butan	0,00062
n-Pentan	0,00009
i-Pentan	0,00013
neo-Pentan	0
Suma C6+	0,00013
Tlen	0
CO ₂	0,00541
Azot	0,016763
SUMA	100%

Na wskutek procesu spalania uzyskujemy emisję dwutlenku węgla w ilości 1,0151 (tabela 15.2).

Tabela 15.2. Wyliczenie emisji dwutlenku węgla z gazu ziemnego o wybranym składzie.

1	2	3	4	4	5	5	5	
Metan	Etan	Propan	n-Butan	i-Butan	n-Pentan	i-Pentan	neo-Pentan	CO ₂
0,96598	0,0329	0,00972	0,00292	0,00248	0,00045	0,00065	0	1,0151

W przypadku dodania dodatkowego strumienia gazu o zawartości 5% wodoru o zmiennym przepływie w zakresie od 0,5 do 10 m³/h do podstawowego strumienia gazu ziemnego o stałym przepływie w wysokości 10 m³/h, uzyskujemy roztwory gazowe o następującym składzie procentowym gazu (tabela 15.3).

Tabela 15.3. Skład chemiczny strumieni dodatkowych o zawartości 5% wodoru.

Skład	Strumień dodatkowy [m ³ /h] o zawartości 5% wodoru							10
	0,5	1	2	3	4	5	10	
Metan	0,9338	0,9328	0,9310	0,9295	0,9282	0,9270	0,9231	
Etan	0,0439	0,0424	0,0399	0,0378	0,0360	0,0344	0,0289	
Propan	0,0053	0,0053	0,0054	0,0054	0,0055	0,0055	0,0057	
n-Butan	0,0008	0,0009	0,0011	0,0013	0,0014	0,0015	0,0019	
i-Butan	0,0006	0,0007	0,0007	0,0007	0,0008	0,0008	0,0009	
n-Pentan	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	
i-Pentan	0,0002	0,0002	0,0003	0,0003	0,0003	0,0004	0,0005	
Suma C ₆ +	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
Dwutlenek węgla	0,0054	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0056	0,0057	
Azot	0,0073	0,0074	0,0075	0,0077	0,0078	0,0079	0,0082	

Dla powyższych roztworów dwóch strumieni gazu na wskutek spalania gazu uzyskujemy emisję dwutlenku węgla w ilości podanych w tabeli 15.4.

Tabela 15.4. Ilość wyemitowanego dwutlenku węgla w zależności od spalania roztworu gazowego.

	1	2	3	4	4	5	5	5	
Strumień dodatkowy, m ³ /h	Metan	Etan	Propan	n-Butan	i-Butan	n-Pentan	i-Pentan	neo-Pentan	CO ₂
0,5	0,9338	0,0877	0,0158	0,0034	0,0026	0,0005	0,0008	0,0000	1,0446
1	0,9328	0,0849	0,0160	0,0037	0,0027	0,0005	0,0010	0,0000	1,0415
2	0,9310	0,0798	0,0161	0,0044	0,0028	0,0005	0,0013	0,0000	1,0360
3	0,9295	0,0756	0,0163	0,0050	0,0029	0,0005	0,0015	0,0000	1,0313
4	0,9282	0,0720	0,0165	0,0055	0,0030	0,0005	0,0017	0,0000	1,0273
5	0,9270	0,0688	0,0166	0,0059	0,0031	0,0005	0,0019	0,0000	1,0239
10	0,9231	0,0577	0,0170	0,0075	0,0034	0,0005	0,0025	0,0000	1,0117

15.2. Ograniczenie emisji dwutlenku węgla dla wytypowanej sieci gazowej

Aby przeliczyć ilość emisji dwutlenku węgla dla sieci wzorcowej, przygotowano uproszczony schemat sieci gazowej nie rozgałęzionej niskiego ciśnienia (rys. 14.1). Do dwunastu węzłów przypisano 45 odbiorców o zmiennym godzinowym i dobowym poborze gazu. Dla każdego węzła wyliczono dobowe zużycie gazu w cyklu 732 dni, tj. od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2015 r., na podstawie którego w celach wykonania statycznych symulacji sieci gazowych, w każdym węźle wyliczono średnie dobowe oraz maksymalne dobowe godzinowe zużycie gazu. ³

Przykładowy wycinek danych dla poboru gazu odbiorców dla wybranych dni zamieszczono w poniższej tabeli 15.5.

Tabela 15.5. Dobowe zużycia dla wybranych 4 dni dla 45 odbiorców.

Przykładowy rekord		1	2	173	174	332	333
Data		2014-01-01	2014-01-02	2014-06-22	2014-06-23	2014-11-28	2014-11-29
Odbiorca		-	-	-	-	-	-
Dobowe zużycie gazu przez odbiorców, m ³	1	15,3	16,59	2,06	2	13,98	16,42
	2	39,51	37,86	6,74	3,35	37,48	43,96
	3	20,93	18,61	2,14	2,36	14,47	16,57
	4	9,02	10,16	2,49	0,92	12,57	10,83
	5	20,97	20,9	4,92	3,74	22,25	23,36
	6	35,21	33,3	4,91	4,44	35,96	39,02
	7	44,51	43,15	26,73	23,67	46,58	53,39
	8	14,48	18,43	3,79	2,81	17,04	17,54
	9	41,44	34,13	4,01	3,14	26,32	31,5
	10	4,36	4,82	0,14	0	5,03	5,07
	11	26,95	14,92	3,62	2,95	13,2	4,21
	12	2,13	2,16	0,17	0,01	7,29	4,36
	14	19,2	13,6	6,8	4,7	16,6	20,9
	15	13,5	14,29	0,74	0,33	12,27	11,75
	16	22,98	25,34	6,86	5,58	22,12	24,08
	18	5,49	6,12	1,57	0,74	7,44	7,62
	19	16,18	11,57	1,58	1,98	14,26	17,17
	20	49,67	53,47	16,06	14,04	56,86	69,15
	21	39,86	56,02	9,15	7,56	31,16	34,64
	22	15,07	8,67	4,98	5,46	13,99	16,34
	23	17,11	20,66	6,61	3,58	16,61	16,78
	24	18,39	19,77	3,01	1,59	11,84	6,62
	25	14,25	14,61	1,3	0,91	10,69	14,35
	26	21,46	22,23	2,7	1,17	19,27	20,11
	27	26,08	24,66	4,1	4,47	32,88	31,81
	28	9,04	9,55	0,93	0,86	12,73	13,49
	29	22,23	29,56	5,53	3,54	19,98	27,73

	30	31,31	25,11	3,97	1,99	6,52	22,3
	31	70,6	66,51	23,37	10,33	55,96	57,49
	32	47,92	53,44	10,35	7,28	52,7	47,89
	33	23,04	4,27	1,25	0,25	44,35	10,98
	34	12,71	11,96	4,34	3,61	10,3	10,78
	35	6,29	7,72	3,41	2,11	11,42	11,73
	36	22,86	17,44	10,23	2,71	1,64	9,93
	37	37,82	33,19	15,86	17,07	49,42	75,07
	38	63,44	12,05	24,96	17,3	62,98	74,8
	40	45,31	45,47	4,88	3,86	20,79	21,36
	41	38,8	38,54	10,11	6,66	30	33,97
	44	13,91	13,93	1,25	0,84	12,83	13,86
	45	12,18	12,4	0	0	16,06	13,96
Suma, m³		1011,51	927,18	247,62	179,91	925,84	1002,89

Kluczowa dla poniższych obliczeń będzie nie wielkość ciśnienia wyliczona w węzłach sieci czy wyliczenie prędkości przepływającego wolumenu, tylko ilość zużytego przez odbiorców gazu w cyklu dobowym oraz wyliczona emisja dwutlenku węgla. Wpływ godzinowego przepływu na zmianę ciśnienia w sieci, będzie przedmiotem analizy kolejnego podrozdziału.

W celu dalszych obliczeń przyjęto ciepło spalania gazu ziemnego w wysokości 40 MJ/m³.

Aby przeliczyć z rzeczywistego dobowego zużycia gazu ilość wyprodukowanego dwutlenku węgla, przeliczono wielkość objętościową gazu zużycia gazu wszystkich 45 odbiorców na wartość energetyczną oraz wymnożono przez 1,0151 (wyliczoną wcześniej ilość wyemitowanego dwutlenku węgla przypadającego na spalenie 1m³ gazu). Wartość w jednostkach energii będzie istotna w celu przeliczenia tej samej porcji energii w przypadku różnych strumieni gazu z zawartością wodoru dostarczonego w jednostkach objętości.

Dla wcześniej wytypowanych dni będą to odpowiednio wartości (tabela 15.6):

Tabela 15.6. Dobowe zużycie gazu ziemnego i emisja dwutlenku węgla.

Dzień	Dobowe zużycie gazu, m ³	Moc, kWh	Ilość wyemitowanego CO ₂ , m ³
2014-01-01	1011,51	11239	1026,78
2014-01-02	927,18	10302	941,18
2014-06-22	247,62	2751,33	251,35
2014-06-23	179,91	1999	182,62
2014-11-28	925,84	10287,11	939,82
2014-11-29	1002,89	11143,22	1018,03

W celu kontynuowania dalszych analiz wyliczono ekwiwalentu mocy (w kWh) strumienia podstawowego z uwagi na konieczność wyliczenia ilości przepływającego wzbogaconego gazu do sieci, która odpowiadać będzie tej samej mocy układu, np. dla 1

stycznia 2014 ekwiwalentem dobowego zużycia gazu będzie ilość gazu o energii w ilości 11 239 kWh (tabela 15.6).

Wyliczono ciepło spalania strumienia podstawowego wraz z dodatkowym, z zawartością wodoru na stałym poziomie, zmianie ulega jedynie wielkość strumienia dodatkowego gazu (tabela 15.7).

Tabela 15.7. Ciepło spalania roztworu gazu ziemnego z gazem z wodorem

Wielkość strumienia dodatkowego, m ³ /h					
1	2	3	4	5	10
Wyliczona wartość energetyczna roztworu gazu, MJ/ m ³					
41,3334	41,4337	41,5186	41,5914	41,6545	41,8752

Dla wszystkich 732 dni, z uwzględnieniem różnych wartości strumienia dodatkowego z zawartością 5% wodoru, przeliczono objętościową ilość strumienia gazu w celu dostarczenia tej samej wartości gazu przeliczonej w jednostkach energii.

Dla wcześniej wytypowanych 6 dni, będą to wartości podane w tabeli 15.8.

Tabela 15.8. Objętościowa wartość strumienia gazu dla wytypowanych sześciu dni z przeliczeniem na ekwiwalent energii.

Data	Wielkość strumienia dodatkowego, m ³ /h					
	1	2	3	4	5	10
	Ciepło spalania roztworu gazowego [MJ/m ³]					
	41,3334	41,4338	41,5187	41,5915	41,6545	41,8753
	Wyliczona wartość strumienia – ekwiwalent w m ³ /dobę					
2014-01-01	978,8785	976,5078	974,5108	972,8056	971,3325	966,2118
2014-01-02	897,2690	895,0959	893,2654	891,7024	890,3521	885,6583
2014-06-22	239,6317	239,0514	238,5625	238,1451	237,7845	236,5309
2014-06-23	174,1061	173,6844	173,3292	173,0259	172,7639	171,8531
2014-11-28	895,9722	893,8023	891,9744	890,4136	889,0654	884,3784
2014-11-29	970,5366	968,1861	966,2061	964,5154	963,0549	957,9778

Zgodnie z uzyskanymi wynikami obliczeń, na skutek zwiększenia wolumenu strumienia dodatkowego z zawartością wodoru (o większym cieple spalania niż strumień główny), zwiększa się kaloryczność roztworu, tym samym zmniejsza się ilość strumienia gazu w celu dostarczenia tej samej energii do układu.

15.3. Proces szacowania emisji dwutlenku węgla z roztworu gazu ziemnego z wodorem o zmiennym strumieniu

W zależności od strumienia gazu z zawartością wodoru, wyliczono wartość emisji dwutlenku węgla przypadającą na 1m³ spalonego gazu (tabela 15.4). Następnie wyliczoną wartość emisji dwutlenku węgla przemnożono przez obliczony strumień gazu charakterystyczny dla danego roztworu (tabela 15.9).

Przykładowo, w przypadku strumienia dodatkowego o wielkości 10 m³/h w dniu 01.01.2014 uzyskujemy dwutlenek węgla w ilości 977,5555 m³/dobę. Wynik jest iloczynem strumienia roztworu (966,2118 m³/dobę) i emisji dwutlenku węgla roztworu (1,0117 m³/h).

Tabela 15.9. Ilość wyliczonego dwutlenku węgla w roztworach gazu ziemnego z wodorem

Data	Wielkość strumienia dodatkowego, m ³ /h					
	1	2	3	4	5	10
2014-01-01	1019,4912	1011,6425	1005,0309	999,3853	994,5085	977,5551
2014-01-02	934,4958	927,3014	921,2411	916,0662	911,5959	896,0559
2014-06-22	249,5738	247,6524	246,0339	244,6519	243,4580	239,3078
2014-06-23	181,3296	179,9336	178,7576	177,7535	176,8861	173,8707
2014-11-28	933,1452	925,9613	919,9097	914,7422	910,2784	894,7609
2014-11-29	1010,8032	1003,0214	996,4661	990,8687	986,0334	969,2245

Porównując emisję dwutlenku węgla uzyskaną ze spalania gazu ziemnego (tabela 15.6) o wcześniej podanym składzie (tabela 15.1) i kaloryczności (40 MJ/m³) z emisją uzyskaną ze spalania strumienia głównego z roztworem gazu ziemnego o zmiennym strumieniu, ale stałej zawartości wodoru (5%), uzyskujemy znaczące różnice w ilości wyemitowanego dwutlenku węgla.

W przypadku strumienia dodatkowego w wielkości 10 m³/h, dla prezentowanych powyżej sześciu dni, różnice sięgają 4,8% (tabela 15.10).

Tabela 15.10. Porównanie emisji dwutlenku węgla strumienia podstawowego z roztworem o dodatkowym strumieniu (10 m³/h) i stałej wielkości wodoru dla tej samej ilości dostarczonej energii.

Data	Emisja CO ₂		Różnica w ilości emisji CO ₂	Różnica w ilości emisji CO ₂
	Dla strumienia dodatkowego	Dla strumienia podstawowego	m ³ /dobę	%
2014-01-01	977,5551	1026,7838	49,2287	4,79446
2014-01-02	896,0559	941,1804	45,1245	4,79446
2014-06-22	239,3078	251,3591	12,0513	4,79444
2014-06-23	173,8707	182,6266	8,7559	4,79445

2014-11-28	894,7609	939,8202	45,0593	4,79446
2014-11-29	969,2245	1018,0336	48,8091	4,79445

W celu zobrazowania jak różnica w ilości emisji dwutlenku węgla [m³] przekłada się na jednostki masowe [kg] zastosowano wzór Clapeyrona, który wyraża związek między parametrami stanu – temperaturą bezwzględną T , ciśnieniem bezwzględnym p i objętością gazu o masie m . Równanie jest najprostszym równaniem stanu, które opisuje zachowanie gazów rzeczywistych. W praktyce równanie odnosi się do jednostki masy gazu (Grabarczyk, 2012, Duliński, Rybicki, Zachwieja, 2007).

$$pV = mRT \quad (15.1)$$

$$masa\ CO_2 = \frac{p \cdot V}{R_{CO_2} \cdot T} [kg]$$

gdzie: p – ciśnienie atmosferyczne (101 325 Pa),
 V – objętość, m³,
 T – temperatura (273,15K),
 R_{CO_2} – stała gazowa dla dwutlenku węgla, kJ/(kg·K).

$$R_{CO_2} = \frac{R}{m_{CO_2}}$$

gdzie: R – indywidualna stała gazowa, 8,314 kJ/(kg·K)
 m_{CO_2} – masa dwutlenku węgla (0,044kg).

Przykładowe wyliczenia różnicy wyemitowanego dwutlenku węgla dla wybranych 6 dni w roku przedstawiono w tabeli 15.11.

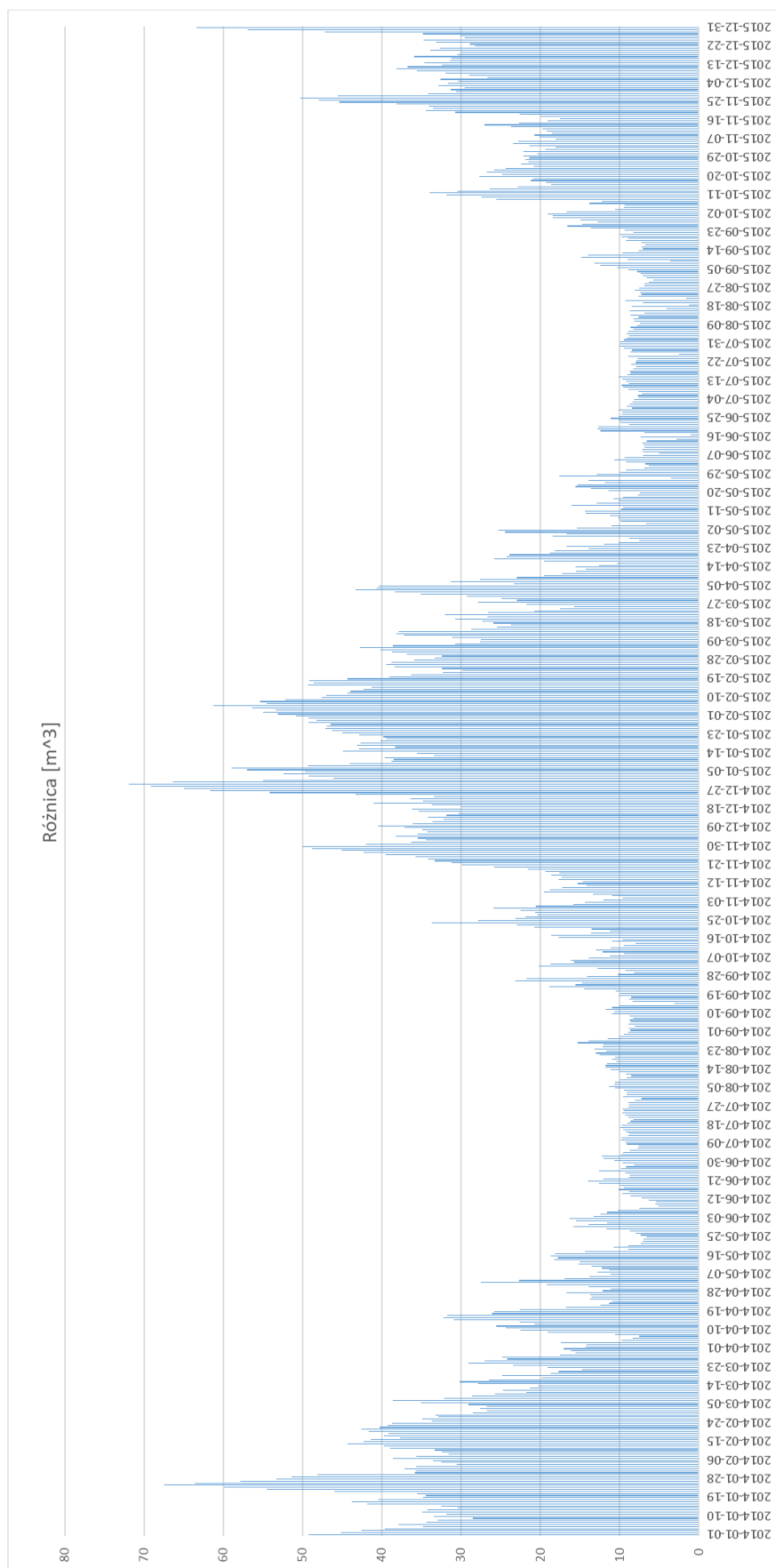
Tabela 15.11. Przeliczona różnica wyemitowanego dwutlenku węgla z m³ na kg dla wybranych dni roku.

Data	Różnica w ilości emisji CO ₂	
	m ³ /dobę	kg/dobę
2014-01-01	49,2287	95,4329
2014-01-02	45,1245	87,4767
2014-06-22	12,0513	23,3622
2014-06-23	8,7559	16,9740
2014-11-28	45,0593	87,3502
2014-11-29	48,8091	94,6197

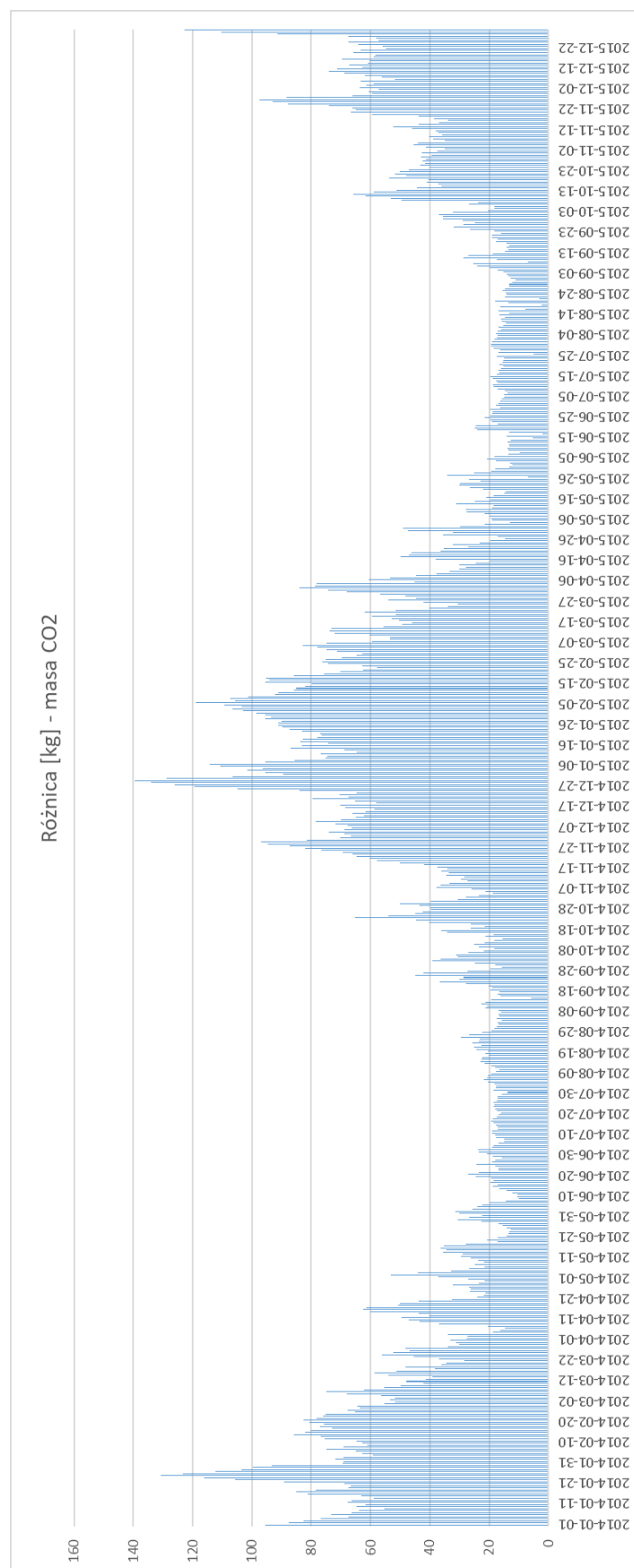
W okresie czasu dla wykonanych danych obliczeniowych ujętych w analizie, tj. od 01.01.2014 do 31.12.2015 r. (730 dni), przy dodaniu do strumienia podstawowego (o przepływie 10 m³/h) strumienia dodatkowego roztworu gazu ziemnego o zawartości 5%

wodoru o wolumenie w wysokości $10\text{m}^3/\text{h}$, w skali całego roku uzyskamy $16\,053\text{ m}^3$, co jest ekwiwalentem $31\,120\text{ kg}$ wyemitowanego dwutlenku węgla.

Na poniższych wykresach przedstawiono różnicę w emisji dwutlenku węgla w cyklu dwóch lat dla analizowanych rzeczywistych przepływów dla teoretycznie stworzonego schematu obliczeniowego. Różnica w emisji dwutlenku węgla została przedstawiona w wyemitowanych m^3 (rys. 15.1.) oraz kg (rys. 15.2.).



Rysunek 15.1. Różnica w emisji dwutlenku węgla w skali dwuletniej
[m³/dobę]



Rysunek 15.2. Różnica w emisji dwutlenku węgla w skali dwuletniej
[kg/dobę]

16. Podsumowanie i wnioski

1) W ramach realizacji niniejszej pracy została opracowana i pozytywnie zweryfikowana metodyka oparta na wykorzystaniu sztucznej sieci neuronowej i komputerowych symulacji sieci gazowych w celu oszacowania rezerw przepustowości, zmian ciśnienia i przepływów w sieci dystrybucyjnej w przypadku tworzenia roztworów gazowych gazu ziemnego z wodorem.

2) Dynamiczna kontrola ciśnienia zrealizowana poprzez wykorzystanie algorytmów sztucznych sieci neuronowych (SSN) oraz klasycznych symulacji sieci gazowych może zostać wykorzystana w procesie przypadku kontroli i stabilizacji dopuszczalnych stężeń wodoru w gazie ziemnym. Dynamiczna kontrola ciśnienia w modelowaniu sieci gazowych przy pomocy SSN lub programów symulacyjnych pozwala utrzymać stabilność systemu oraz utrzymać optymalne ciśnienia w sieci, co będzie szczególnie ważne w przypadku dekarbonizacji sieci gazowniczej i dodawania do gazu ziemnego wodoru i biometanu.

3) Opracowane nowe algorytmy usprawniające wykonywane analizy predykcji zużycia gazu przez odbiorców, zostały wykorzystane w modelach symulacyjnych dla przypadków prognozowania poborów czystego gazu ziemnego oraz prognozowanego poboru gazu ziemnego wzbogaconego wodorem dla odbiorców komunalnych.

4) Zastosowanie SSN oraz zaawansowanych narzędzi symulacyjnych do analizy hydrauliki pracy sieci stanowi dobry kierunek dla wdrażanych przez Polską Spółkę Gazownictwa nowoczesnych, innowacyjnych metod opartych na zaawansowanej telemetrii, modelach symulacyjnych.

5) Określanie realizacji celów strategicznych Spółki i kierunków rozwoju sieci, z zastosowaniem nowoczesnych metod informatycznych i narzędzi oceny realizacji zadań inwestycyjnych będzie kluczowe dla dalszych działań inwestycyjnych i rozwojowych PSG.

6) Ważnym strategicznym elementem w planowaniu rozwoju sektora gazownictwa jest jego systematyczna dekarbonizacja i zagwarantowanie bezpiecznej i wydajnej infrastruktury mogącej dystrybuować biometan i gaz ziemny z zawartością wodoru i pochodne. Regulacje UE, oczekiwania odbiorców, dążących do dekarbonizacji własnego biznesu będą determinować przyszłość gazownictwa w Europie. Opracowana w pracy metodyka wyliczania ograniczenia dwutlenku węgla w przypadku dodawania do sieci gazu ziemnego strumienia o zmiennej wartości przepływu o stałej zawartości wodoru może być

wykorzystywana do wyznaczania aktualnej emisji równoważnej CO₂ w przypadku spalania dostarczanego paliwa gazowego.

16.1. Osiągnięcia pracy i weryfikacja przyjętej tezy rozprawy doktorskiej

W ramach przeprowadzonych analiz danych oraz obliczeń w niniejszej pracy zaprojektowano i przedstawiono wydajne, zintegrowane i łatwe do rozbudowy narzędzie służące do wspomagania decyzji w zakresie szacowania potencjału sieci dystrybucyjnej, przeliczania poborów odbiorców komunalnych zasilanych gazem ziemnym z zawartością wodoru oraz możliwości ograniczania emisji dwutlenku węgla z sieci dystrybucyjnej.

W toku przeprowadzonych obliczeń, tezy rozprawy przedstawione w Rozdziale 2 wnioskujące o możliwości opracowania metodyki prognozowania zużycia gazu za pomocą SSN dla różnych warunków zasilania wynikających m.in. ze zmienności zapotrzebowania, wypracowania metodyki ustalającej stopień i możliwości mieszania się wodoru z gazem ziemnym oraz kontrola przepływów i ciśnień w wybranych punktach sieci zostały zweryfikowane pozytywnie.

Możliwe jest opracowanie i zaimplementowanie modelu obliczeniowego, umożliwiające dynamiczne wyznaczanie wartości entalpii (ciepła) spalania w poszczególnych punktach sieci przy pomocy SSN i programów symulacyjnych oraz ustalenie wpływu udziału wodoru w roztworze z gazem ziemnym na kaloryczność gazu, zmianę poborów gazu u odbiorców i wyznaczenie zmiany emisji ekwiwalentu dwutlenku węgla.

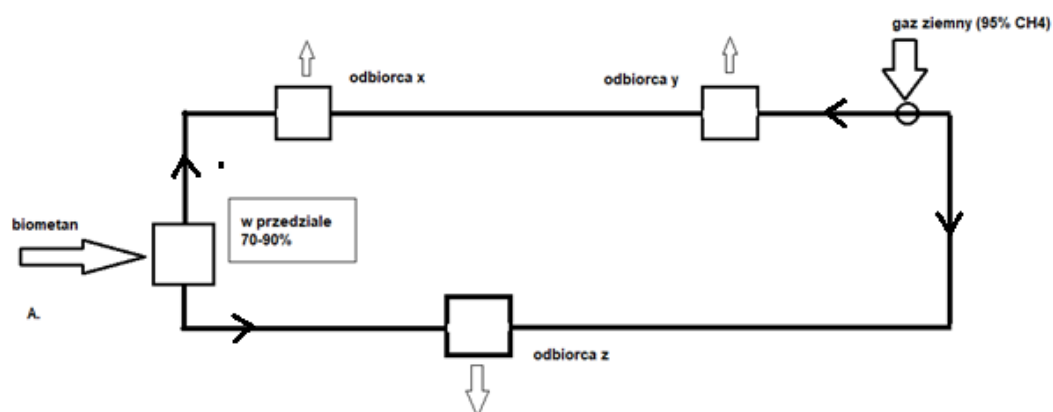
Wykorzystanie inteligentnego systemu zostało pozytywnie zweryfikowane poprzez jego implementację dla danych pochodzących z Polskiej Spółki Gazownictwa.

16.2. Kierunek dalszych badań i wdrożeń

1) Zaprojektowane rozwiązania poszerzają bazę dotychczas wykorzystywanych w Spółce metod analizy danych pomiarowych, rozbudowują możliwości interpretacji i decyzyjności w przypadku podejmowania decyzji inwestycyjnych o mieszanii się strumieni gazu o różnym składzie, jak i interpretacji możliwości i korzyści wynikających z „zazielenia sieci gazowych”. Doświadczenia w wykorzystywaniu poszczególnych modeli SSN zdobyte podczas ich opracowania w ramach programu „Doktorat Wdrożeniowy” będą rozbudowywane i wykorzystywane w procesach realizowanych przez Spółkę.

2) W przygotowaniu i rozwoju podjętych badań nad rozwojem i zastosowania SSN w PSG będzie podjęcie próby śledzenia zmian jakości gazów odnawialnych w sieciach za pomocą metody Monte-Carlo (w kontekście obliczania niepewności). Podjęte zostaną prace nad opracowaniem i testowaniem modelu symulacyjnego wprowadzania periodycznego zatłaczania dwutlenku węgla do sieci gazowych z uwzględnieniem buforowych magazynów biogazu (wspomaganie).

3) Zostaną podjęte prace nad przygotowaniem modelu wzorcowego uwzględniającego zamknięty układ pierścieniowy o różnych typach odbiorców, źródłach o odmiennych parametrach gazu (w tym biometanu i wodoru), oraz wpływie umiejętnego sterowania układem na bezpieczeństwo dostaw oraz ograniczenie emisji dwutlenku węgla (rys. 16.1). Jeśli w toku przeprowadzonych obliczeń, wnioski z prac potwierdzą możliwość dopuszczenia do sieci gazu o obecnie dopuszczalnych parametrach (np. udziału siarki), warto będzie rozważyć zmiany w obowiązujących standardach.



Rysunek 16.1. Wzorcowy schemat blokowy metodyki analizy mieszania gazów

Oznaczenia

AI/SI	–	(<i>Artificial Intelligence</i>) – sztuczna inteligencja
BFGS	–	(algorytm) Broydena-Fletcher-Goldfarb-Shanno
DGW	–	dolna granica wybuchowości
DME	–	eter dimetylowy
EBA	–	European Biogas Association
EHB	–	European Hydrogen Backbone
ENTSO-G	–	The European Network of Transmission System Operators for Gas
GGW	–	górna granica wybuchowości
KSE	–	Krajowy System Elektroenergetyczny
LOHC	–	Liquid Organic Hydrogen Carrier
LPG	–	Liquid Petroleum Gas
ML	–	(<i>Machine Learning</i>) – metody uczenia maszynowego
NCBiR	–	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
OSD	–	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	–	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	–	odnawialne źródła energii
SNG	–	Synthetic Natural Gas
SSN	–	sztuczne sieci neuronowe

Bibliografia

1. AKPINAR M., YUMUSAK A. Year ahead demand forecast of city natural gas using seasonal time series methods, *Energies*, 2016
2. AMBYA, GUNARTO T., HENDRAWATY E., KESUMAH F. S. D., WISNU F. K., Future Natural Gas Price Forecasting Model and Its Policy Implication, *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2020
3. ANAM S., Rainfall prediction using backpropagation algorithm optimized by Broyden-Fletcher-Goldfarb Shanno algorithm, *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019
4. APOSTOL R., ŁACIAK M., OLIINYK A., SZURLEJ A., Analysis of the Methods for Gas Demand Forecasting, *AGH DRILLING, OIL, GAS*, vol. 2/2017
5. ARTHUR D. LITTLE, Rynek energii w Polsce w 2024 r., [https://www.adlittle.com/sites/default/files/2024-04/Rynek energii w Polsce 2024_Arthur D. Little.pdf](https://www.adlittle.com/sites/default/files/2024-04/Rynek%20energii%20w%20Polsce%202024_Arthur%20D.%20Little.pdf), 2024
6. ATLANTIC COUNCIL – GLOBAL ENERGY CENTER, The role of oil and gases in the Energy transition, <https://www.atlanticcouncil.org/wp-content/uploads/2020/07/OGT-final-web-version.pdf>, 2020
7. AWUKU B., HUANG Y., YODO N., Predicting Natural Gas Pipeline Failures Caused by Natural Forces: An Artificial Intelligence Classification Approach, *Applied Sciences* 13(7)/2023
8. BABEŁ M., ANDRZEJEWSKI M., Zasilanie silników ZS pojazdów trakcyjnych metanem – gazodiesel, *Rynek BioLNG*, lipiec 2022
9. BARCZYŃSKI A., Aspekty techniczne i ekonomiczne wprowadzania biogazu (biometanu) do sieci gazowej, *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 3(268)/2021
10. BARCZYŃSKI A., BARCZYŃSKI P., Bezpieczeństwo energetyczne w aspekcie zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego i dywersyfikacji jego źródeł zaopatrzenia, *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 9(274)/2021
11. BARCZYŃSKI A., BARCZYŃSKI P., Możliwość zastosowania gazu ziemnego z platformy wiertniczej ENERGOBALTIC do wymagań dystrybucyjnych, 2010
12. BARCZYŃSKI A., ŁACIAK M., Zamiennosc paliw gazowych (gazu ziemnego), *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 8(196)/2014
13. BARCZYŃSKI A., Możliwości wykorzystania biogazu w systemie dystrybucyjnym, *Konferencja PZiTS*, Bydgoszcz 2017
14. BARCZYŃSKI A., Wprowadzanie biogazu (biometanu) do sieci gazowej - szanse i zagrożenia, *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 3(268)/2021
15. BARON B., PASIERBEK A., Porównanie wydajności algorytmów gradientu sprzężonego i quasi-newtonowskiego BFGS w zagadnieniu optymalizacji rozprywu mocy w systemie elektroenergetycznym, *Elektryka*, tom 3, nr 211, 2009
16. BARTNICKI G., NOWAK B., Zmienność poboru paliwa gazowego w lokalnych źródłach ciepła obsługujących grupy budynków mieszkalnych, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN*, 2018
17. BARTNIK. R., Czy energetyka wodortowa ma sens?, *Nowa Energia*, 3(89)2023
18. BIERNAT K., SAMSON-BRĘK I., Przegląd technologii oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego. *CHEMIK*, 65/2011

19. BIZNES ALERT, DISE: Gaz ziemny jeszcze przez 10 lat będzie paliwem przejściowym w Polsce, BiznesAlert.pl, 2023
20. BIZNES ALERT, Eksperci przy NATO: Dekarbonizacja sił zbrojnych państw Sojuszu skomplikuje logistykę energetyczną, BiznesAlert.pl, 2023
21. BIZNES ALERT, Kowalski: Biometan wymaga wsparcia, BiznesAlert.pl, 2023
22. BIZNES ALERT, Malowanie kaloryferów na zielono ma kosztować Polskę do pół bln zł, ale uwolni od gazu, BiznesAlert.pl, 2023
23. BLELLY A., FELIPE-GOMES M., AUGER A., BROCKHOFF D., Stopping criteria, initialization, and implementations of BFGS and their effect on the BBOB test suite' GECCO '18: Proceedings of the Genetic and Evolutionary Computation Conference Companion, 2018
24. BOJARSKI L., Biometan w sieci - kto potrzebuje zielonego gazu?, Akademia Inwestora Biometanowego, 6(106)/2024, magazynbiomasa.pl
25. BOŁDANIUK W., Rozliczanie gazu w jednostkach energetycznych, Gaz, Woda i Technika sanitarna, 2006
26. BRABEC M., KONAR O., PELIKAN E., MALY M., A Nonlinear Mixed Effects Model for the Prediction of Natural Gas Consumption by Individual Customers, Institute of Computer Science, Academy of Sciences of the Czech Republic, 2008
27. BRZOZOWSKI J., Gaz ziemny - istotny sojusznik walki o czyste powietrze, Przegląd Gazowniczy, 3(79)/2023
28. BUTLEWSKI K., Metody uzdatniania biogazu z uwzględnieniem możliwości integracji termicznej z procesem fermentacji biomasy, Problemy Inżynierii Rolniczej, 2016
29. BYLIŃSKI SZ., Wodór jako element bezpieczeństwa energetycznego, Przegląd Gazowniczy 2(74)/2022
30. CENDROWSKI G., Poprawa chłonności sieci PSG szansą na rozwój rynku biometanu, Przegląd Gazowniczy 2(82)/2024
31. CERNIAUSKAS S. Introduction Strategies for Hydrogen Infrastructure, Energie & Umwelt /Energy & Environment, 2021
32. CHACZYKOWSKI M. OSIADACZ A., Czynniki warunkujące rozwój przemysłu gazowniczego, Przegląd Gazowniczy 2(82)/2024
33. CHACZYKOWSKI M. OSIADACZ A., KOTYŃSKI Ł., Badania procesu transportu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem siecią gazową, XIV Polski Kongres Naftowców i Gazowników - Kraków 2024
34. CHACZYKOWSKI M. OSIADACZ A., KOTYŃSKI Ł., Określenie akumulacyjności systemu gazowniczego na potrzeby magazynowania energii chemicznej, Politechnika Warszawska, Uczelnia Badawcza. Inicjatywa Doskonałości, 2018
35. CHACZYKOWSKI M., OSIADACZ A., Technologie Power-to-gas, Przegląd Gazowniczy nr 49 (1)/2016
36. CHACZYKOWSKI M., OSIADACZ A., Zarządzanie systemem gazowniczym w warunkach zróżnicowanej jakości gazu, Przegląd Gazowniczy, wrzesień/2015
37. CHACZYKOWSKI M., OSIADACZ A., Zarządzanie zróżnicowaniem jakości gazu w systemach gazownicznych, Gaz, woda i Technika sanitarna nr 2(luty)/2023
38. CHMIEŁOWSKI K., Biogaz i biometan jako zielone paliwa przyszłości – realne wsparcie udziału energii ze źródeł odnawialnych, Wiadomości Naftowe i Gazownicze 4(290)/2023

39. CHRULSKI T. Opracowanie metod prognostycznych i algorytmu zapotrzebowania na gaz ziemny dla bilansowania krajowego systemu przesyłowego przy wskazanych punktach wejścia do systemu, praca doktorska, AGH, 2024
40. CHRZANOWSKI P., FABISZEWSKA – SOLARES J., OŚCIÓŁOWSKI M., Ubóstwo energetyczne - Rola efektywności energetycznej w walce z ubóstwem energetycznym, <https://wise-europa.eu/wp-content/uploads/2023/03/UBOSTWO-ENERGETYCZNE.pdf>, 2022
41. CIBORSKI J., OSIADACZ A., Prognoza zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny oraz na usługę przesyłową gazu ziemnego na potrzeby rynku krajowego w perspektywie 2040. Gaz, Woda i Technika Sanitarna, 2019
42. CIBORSKI J., OSIADACZ A., Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny oraz na moce przesyłowe gazu ziemnego przez segment elektroenergetyki gazowej w Polsce w perspektywie 2040. Gaz, Woda i Technika Sanitarna, 2019
43. CIEŚLIK T., KOGUT K., Prognozowanie pracy sieci gazowej za pomocą sztucznych sieci neuronowych, Nafta-Gaz 6/2016
44. CIEŚLIK T., Identyfikacja kluczowych czynników zużycia gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe i ich wykorzystanie w procesie gazyfikacji prognozowania zapotrzebowania na ten nośnik energii, rozprawa doktorska, AGH, Inżynieria środowiska, Górnictwo i Energetyka, 2021
45. CIEŚLIK T., KOGUT K., Prognozowanie pracy sieci gazowej za pomocą sztucznych sieci neuronowych, NAFTA-GAZ, 6/2016
46. CIEŚLIK T., NARLOCH P., KOGUT K., METELSKA K., Próba zbudowania mapy drogowej klientów gazu ziemnego. Gaz, Woda i Technika Sanitarna, 2017
47. CIEŚLIK T., NARLOCH P., KOGUT K., SZURLEJ A., Wpływ pandemii COVID-19 na zużycie gazu ziemnego przez odbiorców komercyjnych w wybranym mieście w Polsce. Rynek Energii 2021
48. CIEŚLIK T., SZURLEJ A., KOGUT K., NARLOCH P., WNEK P., Wpływ rozwoju systemu dystrybucji gazu oraz zwiększenia zużycia tego paliw, poster, V konferencja naukowa Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju, Rzeszów, 2020
49. CIEŚLIK T., ŻERO A., KOGUT K., NARLOCH P., Prognozowanie zużycia gazu ze stacji LNG, poster, VII konferencja naukowa Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju, Rzeszów, 2022
50. CIRE.PL, Produkcja energii elektrycznej z OZE - podsumowanie roku 2021, (cire.pl), 2022
51. DACH J., Biometan tak. Ale czy już teraz?, Biogaz i Biometan w Polsce 2024. Raport, magazynbiomasa.pl
52. DACH J., KRASUSKA E., RACIĘCKI W., KRZYMIŃSKI M., Rola biometanu w zielonej transformacji gospodarki na przykładzie przedsięwzięcia "Innowacyjna biogazownia", Przegląd Gazowniczy 1(77)/2023
53. DACH J., Rynek biometanu w Polsce: perspektywa inwestycyjna, 7. Kongres Biometanu, Poznań, 2024
54. DANISH GAS TECHNOLOGU CENTRE, Joule-Thomson effect in case of mixtures of natural gas and hydrogen, 2022
55. DEMIREL O., ZAIM S., Forecasting natural gas consumption in Istanbul using neural networks and multivariate time series methods, Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences, 2012
56. DISE ENERGY, Zielony wodór z OZE w Polsce, 2021

57. DOBSKI T., ŚLEFARSKI R., Redukcja efektu cieplarnianego przez zwiększenie udziału gazu ziemnego w energy mix Polski, *Przegląd Gazowniczy* 4(60)/2018
58. DULIŃSKI W., RYBICKI C., ZACHWIEJA R., *Transport gazu*, Wydawnictwo AGH, 2007
59. EBA – EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION, EBA-GiE biomethane map 2020, <https://www.europeanbiogas.eu/eba-gie-biomethane-map/>, European Biogas Association
60. ENGLART S., JEDLIKOWSKI A., Wpływ dodatku wodoru na eksploatację osiedlowej sieci gazowej, *INSTAL*, 7-8/2023
61. ESS Energie Systeme & Service GmbH, *Biogaz jako materiał eksploatacyjny*, 2007
62. EUR-Lex, *Zielona Księga - Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*, 2006
63. EUROPEAN GREEN DEAL, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT..., Brussels, 2019
64. GASNETZ HAMBURG, Hydrogen Tracking in the City Grid of Hamburg, EGATEC 2022, The 5th European Gas Technology Conference
65. GAWRON M.: Metody symulacji statycznej sieci gazowej. Uniwersytet Zielonogórski, *Zeszyty Naukowe – Inżynieria Środowiska*, 2011
66. GONCU A., A new interpretation of the logistic model in estimating seasonal and yearly natural gas consumption, *Macrothink Institute, Research in Applied Economics*, vol. 5, 2013
67. GONCU A., An ARMA Model for Natural Gas Consumption, 3rd International Conference on Energy and Environmental Science, 2013
68. GONCU A., Estimating Seasonal and Yearly Natural Gas Consumption, www.macrothink.org/rae, 2013
69. GONENC A., KARAHAN M.O., KUZUBAS T. U., Forecasting Daily Residential Natural Gas Consumption: A Dynamic Temperature Modelling Approach, http://bujournal.bogazici.edu.tr/_uploads/33_1_3.pdf, 2013
70. GORYL A., JĘDRZEJCZYK Z., KUKŁA K., *Wprowadzenie do ekonometrii*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2018
71. GRABARCZYK C., *Mechanika gazów – Jednowymiarowe przepływy ustalone*, Wydawnictwo WNT, 2012
72. GRZĄDZIELSKI W., Dekarbonizacja sieci gazowej. Zmiana sposobu planowania rozwoju sieci gazowej, *Przegląd Gazowniczy*, 1(73)/2022
73. GRZĄDZIELSKI W., Dystrybucyjne sieci gazowe dla transformacji energetycznej, *Przegląd Gazowniczy* 1(81)/2024
74. GRZĄDZIELSKI W., FILANOWSKI P., Europejski Zielony Ład, czyli nowe podejście do dystrybucji paliw gazowych, *Przegląd Gazowniczy*, 1(69)/2021
75. GRZĄDZIELSKI W., Holistyczne podejście do transformacji energetycznej, *Rynek Polskiej Nafty i Gazu*, Nr 18/2023
76. GRZĄDZIELSKI W., Odnawialne paliwa gazowe w dekarbonizacji miejskiej sieci ciepłowniczej, III Seminarium Nowoczesne ciepło - sieci ciepłownicze, chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła, Poznań, 2022
77. GRZĄDZIELSKI W., Sieci gazowe wsparciem dla rozwoju OZE, *Rynek Energii*, 2023
78. GRZĄDZIELSKI W., Wykorzystanie biogazu i biometanu w dekarbonizacji sektora ciepłowniczego i gazowego, 7. Kongres Biometanu, Poznań, 2024
79. GUILLAUME P., *Wojna o metale rzadkie. Ukryte oblicze transformacji energetycznej i cyfrowe*, Wydawnictwo Kogut, 2020

80. GZYRA Z., Unijne cele dla transportu a krajowa rzeczywistość, 7. Kongres Biometanu, Poznań, 2024
81. HAKIMIPOOR N., AKBARIAN H., ALIPOUR M. S., TAHERI S., The Estimation of Demand for Natural Gas Consumption in Industry Sector in Iran and Prediction it Until 2021: Structural Time Series Model Analysis, www.arpapress.com, 2016
82. HENRYK M., ZAWARTKO A., JAKÓBIK W., Gazownicy myślą o transformacji, ale na pierwszym planie mają kryzys energetyczny - BiznesAlert.pl, 2023
83. HERCOG J., KUPECKI J., KIEEDRZYŃSKA A., BOCIAN P., ŚWIĄTKOWSKI B., KOWALIK P., Transformacja przemysłu w kierunku wykorzystania technologii wodorowych, *Przegląd Gazowniczy*, 1(73)/2022
84. HERTZ J., KROUGH R., PALMER G., Wstęp do teorii obliczeń neuronowych, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1993
85. HOLEWA J., KUKULSKA-ZAJĄC E., PEGIELSKA M., Analiza możliwości wprowadzenia biogazu do sieci przesyłowej, *NAFTA-GAZ*, 2012
86. HUNTINGTON H. G., Industrial natural gas consumption in the United States: An empirical model for evaluating future trends, *Energy Economics*, 2007
87. IGNACIUK H., GIŁOWSKI P., Czym są koncepcje "karty zielonego gazu" i lokalnych sieci dystrybucyjnych, *Rynek Biogazu i Biometanu*, 7(79)/2021
88. IGNACIUK H., IGNACIUK I., Jak biometan zatłaczać do sieci gazowej, *Rynek Biogazu i Biometanu*, 2(92)/2023
89. IZBA GOSPODARCZA GAZOWNICTWA, INSTYTUT STUDIÓW ENERGETYCZNYCH, Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej Polski w stronę neutralności klimatycznej, 2021
90. IZBA GOSPODARCZA GAZOWNICTWA, Paliwa gazowe. Jakość paliw gazowych w sieci przesyłowej, Standard techniczny, ST-IGG-4402:2022
91. IZBA GOSPODARCZA GAZOWNICTWA, ST IGG 3501:2019: Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzonego do sieci gazowej. Cz. 1 Wymagania jakościowe
92. JAKÓBIK W., Aktualizacja strategii energetycznej. Pożegnanie z węglem odroczone, a co z pułapką gazową, BiznesAlert.pl, 2023
93. JAKÓBIK W., Polska szykuje się na wojnę węgla z gazem w aktualizacji strategii energetycznej PEP2040, BiznesAlert.pl, 2023
94. JAKUBOWSKI P., Sposoby produkcji i przesyłu wodoru oraz skroplonego wodoru - budowanie przewag konkurencyjnych, Bezpieczeństwo energetyczne. Wybrane zagadnienia, Oficyna Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej, 2022
95. JAMROŹEK P., Efektywność energetyczna wytwarzania biometanu, 7. Kongres Biometanu, Poznań, 2024
96. JARCZYK D., Rozliczanie w jednostkach energetycznych, *Przegląd Gazowniczy*, 2012
97. JAWORSKI J., KUKULSKA - ZAJĄC E., KUŁGA P., Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego, *Nafta-Gaz*, 10/2019
98. JEDLIKOWSKI A., ENGLART S., SKRZYCKI M., Wpływ dodatku wodoru do sieci gazowej, projektowanie instalacji gazowej w budynku mieszkalnym, *Gaz, Woda i Technika sanitarna*, grudzień 2023
99. JOHNSTON R. J. , BLAKEMORE R., BELL R. The role of oil and gas companies in energy transition, Energy Council 2019

100. JONSSON J., POLMAN E., JENSEN J., EKLUND R., SCHYL H., IVARSSON S., Sustainable gas enters the European gas distribution system, http://members.igu.org/html/wgc2003/WGC_pdffiles/10042_1045303060_28611_1.pdf (dgc.dk), 2010
101. KARNEY Raport: Green horizons: Poland on the path to a sustainable future, 2024
102. KOGUT K., BYTNAR K., Obliczanie sieci gazowych. Tom 1: Omówienie parametrów wymaganych do obliczeń, Uczelniane Wydawnictwo Naukowo-Dydaktyczne AGH, 2007
103. KOGUT K., Analiza możliwości modelowania sieci przesyłowej gazu ziemnego, Wydawnictwa AGH, 2007
104. KOGUT K., BYTNAR K., Obliczanie sieci gazowych. Omówienie parametrów wymaganych do obliczeń. Tom I, Uczelniane Wydawnictwo Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków, 2007
105. KOMISJA EUROPEJSKA: European Green Deal: EU agrees stronger rules to boost energy efficiency. www.ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1581 (data dostępu: 10.03.2023).
106. KOMISJA EUROPEJSKA: State aid: Commission amends General Block Exemption rules to further facilitate and speed up green and digital transition
107. KORONACKI J., Statystyczne systemy uczące się, EXIT, 2005
108. KOSTOWSKI W., GÓRNY K., Analiza możliwości mieszania biogazu z gazem ziemnym z uwzględnieniem limitów wymaganej jakości gazu ziemnego, INSTAL nr 3/2010
109. KOTELES T., TIHANYI L., SZUNYOG I., KIS L., Specific Features of Natural Gas Supply in Some EU Countries, International Scientific Journal about Technologies, vol. 4/2018
110. KOWALSKI R., LISZKA K., ŁACIAK M., OLIINYK A., SZURLEJ A., Analiza dokładności obliczeń hydraulicznych przesyłu gazu, Gaz, Woda i Technika sanitarna, 2017
111. KOWALSKI R., LISZKA K., ŁACIAK M., OLIINYK A., SZURLEJ A., Analiza wpływu udziału różnych składników na transport gazu ziemnego, 28th Conference Drilling-Oil-Gas AGH 2017
112. KOZIOŁEK S., BIAŁOWIEC A., MYSIOR M., ŚLUPIŃSKI M., PTAK M., DERLUKIEWICZ D., Rozproszone systemy dystrybucji biogazu, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2017
113. KRAJEWSKI A., Czy wodór to kolejna, niemiecka wunderwaffe? <https://gt-bt.com/raport-lat-dwudziestych/czy-wodor-to-kolejna-niemiecka-wunderwaffe>, 2024
114. KRUPA I., Gotowi na wodór, Przegląd Gazowniczy nr 4(72), grudzień 2021
115. KRZEMIŃSKI J., Parlament za przyspieszeniem zakazu montowania pieców gazowych w nowych budynkach. Portal Samorządowy.pl (data dostępu: marzec 2023)
116. KUCHARSKA A.: Transformacja energetyczna. Napędy i Sterowanie 10/2022
117. KUCZYŃSKI S., KOGUT K., Wybrane aspekty bezpieczeństwa przesyłu wodoru: monitoring oraz granice wybuchowości wodoru i jego mieszaniny z gazem ziemnym, Wiadomości Naftowe i Gazownicze 4(290)/2023
118. KUPIEC B., BioLNG w dekarbonizacji transportu morskiego - prawo unijne, Rynek BioLNG, styczeń 2023
119. KURCEK J., CZARNOTA J., Metody oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego. Materiały pokonferencyjne V Konferencji Naukowej "Bezpieczeństwo Energetyczne", Rzeszów, 2020
120. KUROWSKI A., Wprowadzenie do Sztucznej Inteligencji – podstawy techniki uczenia maszynowego, Katedra Systemów Multimedialnych, Wydział Elektroniki, Telekomunikacji i

Informatyki PG, Akademia Innowacyjnych Zastosowań Technologii Cyfrowych (AI Tech) 2014-2020

121. LAIB O., KHADIR M. T., MIHAYLOVA L., Gaussian Process Regression for Natural Gas Consumption Prediction Based on Time Series Data, The University of Sheffield, 2018
122. LASZUK W., BARTOSZEWSKI G., Wpływ biometanu na transport gazu siecią dystrybucyjną, Forgaz 2023
123. LULA P., PALIWODA - PĘKOSZ G., TADEUSIEWICZ R., Metody sztucznej inteligencji i ich zastosowanie w ekonomii i zarządzaniu, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej, Kraków, 2007
124. ŁACIAK M., Analiza możliwości zamienności i zmian jakościowych gazów w aspekcie bezpiecznego użytkowania i wspomagania zasilania sieci gazu ziemnego z zastosowaniem równoważnych mieszanin gazowych, Wiertnictwo, Nafta, Gaz, 28/2011
125. ŁACIAK M., Properties of artificial gaseous mixtures for their safe use and support the natural gas supply network, VERSITA, 57/2012
126. MACIEJASZ M., Zastosowanie sieci neuronowych do analizy pracy sieci przesyłowych, Wydawnictwo AGH, 2006.
127. MAGAZYN BIOMASA, Dekarbonizacja miast czyli droga do zeroemisyjnych budynków, Redukcja CO₂ w budownictwie. Droga do neutralnych klimatycznie miast (magazynbiomasa.pl), 2023
128. MAGAZYN BIOMASA, Dyrektywa RED III – komu pomoże, komu zaszkodzi?, 2024
129. MAGAZYN BIOMASA, Kryzys energetyczny? Czas na biogaz i biometan, kwiecień 2023, (magazynbiomasa.pl) 2023
130. MAGAZYN BIOMASA, UE z ambitnymi celami na 2030 rok dotyczącymi zielonego wodoru, kwiecień 2023, (magazynbiomasa.pl), 2023
131. MAGIERA J., Sztuczna inteligencja w branży gazowniczej, Przegląd Gazowniczy 1(77)/2023
132. MAHAJAN D., TAN K., VENKATESH T., KILETI P., CLAYTON C.R., Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks, Energies 2022
133. MAJEWSKI P., Od gazu ziemnego do zielonego. Biometan i wodór w strategii PGNiG, Przegląd Gazowniczy nr 4(72), grudzień 2021
134. MANOWSKA A., RYBAK A., DYLONG A. PIELOT J., Forecasting of Natural Gas Consumption in Poland Based on ARIMA-LSTM Hybrid Model, Energies, 2021
135. MARCOGAZ, Garoductitroductiononon implementation pilot project, 2014
136. MIELCZARSKI W., Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej, Przegląd Gazowniczy, 1(69)/2021
137. MIKUSEK P., GRZYBOWSKI M., TARGOWSKI F., TCHOREK G., Łącuch wartości gospodarki wodorowej - magazynowanie i transport, Przegląd Gazowniczy, 3(79)/2023
138. MINISTERSTWO ENERGII, Polityka energetyczna Polski do 2040 roku, 2018
139. MINISTERSTWO GOSPODARKI, Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020, 2010
140. MINISTERSTWO KLIMATU I ŚRODOWISKA, Minister A. Moskwa: Odpowiedzią na najważniejsze wyzwania transformacji energetycznej w Polsce jest spójna strategia działania, Ministerstwo Klimatu i Środowiska - Portal Gov.pl (www.gov.pl), 2023
141. MINISTERSTWO KLIMATU I ŚRODOWISKA, Polityka energetyczna Polski do 2040 r. www.gov.pl

142. MINISTERSTWO KLIMATU I ŚRODOWISKA, Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2022, poz. 1899), 2022
143. MROCZKOWSKI P., SEIFFERT M., Oczyszczanie i załaczanie biogazu na przykładzie Niemiec. Możliwości wdrożenia technologii w Polsce, (docplayer.pl), 2011
144. MUNOZ R., MEIER L., DIAZ I., JEIDSON D., A review on the state of the art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading. Reviews in Environmental Science and Biotechnology No. 14/2015
145. NAGY S. Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050, Wiadomości Naftowe i Gazownicze, 3(257)/2020
146. NAGY S., Gospodarka wodorowa a dekarbonizacja przemysłu gazowniczego, Przegląd Gazowniczy, 4(64)/2019
147. NAGY S., Technologia CCS jako wsparcie procesów dekarbonizacyjnych w energetyce i przemyśle, Przegląd Gazowniczy, 1(73)/2022
148. NARLOCH P., PODGÓRSKA M., Rozwój i potencjał energetyczny biogazu i biometanu, Rynek Energii, 2022
149. NCBiR, Nowoczesne rozwiązania biogazowe i biometanowe jako stabilne i bezpieczne źródło OZE dla gmin, 2023
150. NOCÓN M., Biometan – przyszłość przemysłu gazowniczego w Polsce?, Gaz, woda i Technika sanitarna nr 2(luty)/2023
151. NORDSOL, Opłacalność produkcji bioLNG przy biogazowni, Rynek BioLNG, styczeń 2023
152. OSIADACZ A., CHACZYKOWSKI M., Comparative assesment of steady-state pipeline gas flow models, VERSITA, Archives of Mining Sciences, vol. 57, 2012
153. OSIADACZ A., KOTYŃSKI Ł., CHACZYKOWSKI M., SimNet - pakiet oprogramowania do statycznej symulacji sieci gazowych o dowolnej strukturze, Gaz, Woda i Technika sanitarna, 2021
154. OSIADACZ A., Możliwości zmniejszenia kosztów transportu gazu, Przegląd Gazowniczy 1(61)/2019
155. OSIADACZ A., Statyczna symulacja sieci gazowych. Biblioteka Inżyniera Gazownika, Warszawa, 2001
156. OSKOU K. N., BELAIFA M., Forecasting Natural Gas Demand in the Short-term, Gas Market Analysis Department GECF, 2017
157. OSKOU K.N., BELAIFA M., Forecasting natural gas demand in the short-term, <https://www.semanticscholar.org/paper/Forecasting-Natural-Gas-Demand-in-the-Short-term-Osko>, 2018
158. OSTASZ-BABICZ A., WARDEGA P., Wyzwania i szanse rynkowe w transformacji energetycznej, Przegląd Gazowniczy 2(82)/2024
159. OŚRODEK STUDIÓW WSCHODNICH, Analiza: UE: rekordowy spadek popytu na gaz w 2022 roku (osw.waw.pl)
160. PANEK W., T. WŁODEK., Natural gas consumption forecasting based on the variability of external meteorological factors using machine learning algorithms, Energies, 2021
161. PAŃKO A., Rozprawa doktorska: Inteligentny system wspomagający proces identyfikacji, udostępniania i eksploatacji wielohoryzontowych złóż gazu ziemnego w świetle prac prowadzonych przez ORLEN Upstream na koncesji „Siennów-Rokietnica” na obszarze zapadliska przedkarpackiego, AGH, WwNiG, 2023

162. PARLAMENT EUROPEJSKI: Parliament and Council negotiators agree on new rules to boost energy savings.
163. PIASKOWSKA-WASIAK J. Uzdatnianie biogazu do parametrów gazu wysokometanowego. Nafta-Gaz nr 2/2014.
164. PIECHOTA G., IGLIŃSKI B., Biomethane in Poland – Current Status, Potential, Perspective and Development, Energies, 2021
165. PIGEOR, Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce na lata 2010-202, <https://www.teraz-srodowisko.pl/media/pdf/aktualnosci/1043-kierunki-rozwoju-biogazowni-rolniczych.pdf> (pigeor.pl), 2010
166. PITUŁA M., Znowelizowana ustawa o OZE oraz wpływ przyjętych regulacji na rynek biometanu w Polsce, Przegląd Gazowniczy 1(81)/2024
167. PN-C-04750, Paliwa gazowe. Klasyfikacja, oznaczenie i wymagania, Polskie Normy opracowane przez Komitet Techniczny, 2022
168. PODGÓRSKA M., NARLOCH P., Przegląd metod oczyszczania biogazu do biometanu, Rynek Energii, Nr 6(163)/2022
169. PODGÓRSKA M., NARLOCH P., Synergia barier technicznych zatłaczania biometanu do sieci gazowej, VII Konferencja Naukowa "Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju, Rzeszów, 2022
170. Polityka Energetyczna Polski do roku 2040, <https://www.gov.pl/web/ia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-pep2040>
171. POLSKA ORGANIZACJA BIOMETANU, Analiza wybranych zagadnień dot. obrotu biometanu w Polsce, www.bioch24.org, 2024
172. POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, Biuro Strategii i Analiz Strategicznych, Analiza potencjału rynku biogazu i biometanu w Europie. Raport statystyczny 2022 European Biogas Association., 2023
173. POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, Biuro Strategii i Analiz Strategicznych, W drodze po biometan, Analiza potencjału rynku biogazu i biometanu w Europie, 2024
174. POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, Podłączenie biogazowni do sieci? To proste!, Akademia Inwestora Biometanowego, 6(106)/2024, magazynbiomasa.pl
175. POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, PSG – gotowi na biometan, (psgaz.pl), 2023
176. POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, PSG stawia na biometan – zeroemisyjne paliwo przyszłości, (psgaz.pl), 2023
177. POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, Wymagania techniczne i technologiczne Wytyczne obszarowe – Transport Gazu, Załącznik do Zarządzenia Prezesa Zarządu w sprawie zbioru wytycznych w zakresie wymagań technicznych i technologicznych przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzających biometan, SUD/2021/6/2, styczeń 2021
178. POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, Wymagania techniczne i technologiczne. Wytyczne obszarowe – Rozwój, 2021
179. POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA (JACHIMCZYK D.), Zestawienie wyników badań i opracowań nr. Wpływu mieszanin gazu ziemnego z wodorem na elementy sieci gazowej, urządzenia użytkowników końcowych i ciepło spalania, 2024
180. POLSKI INSTYTUT EKONOMICZNY, Polska w porę zdywersyfikowała źródła dostaw gazu, Tygodnik Gospodarczy, 13/2023. Tygodnik-PIE_13-2023.pdf
181. QUINTINO F.M., NASCIMENTO N., FERNANDES E.C., Aspects of hydrogen and biomethane introduction in natural gas infrastructure and equipment, Hydrogen 2021

182. RABACKA P., UE chce dalej ograniczać zużycie gazu, stawiając jednocześnie na rozwój biometanu i wodoru, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/UE-gaz-ziemny-biometan-wodor-13221.html>, (teraz-srodowisko.pl), 2023
183. RABIEJ M., Statystyka z programem Statistica, Helion, 2012
184. RAPORT POLSKIEGO TOWARZYSTWA ELEKTROCIEPŁOWNI ZAWODOWYCH, Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, 2023
185. RATAJ. M., HOLEWA-RATAJ J., Analiza zmian jakości powietrza Małopolski w latach 2012–2020, NAFTA-GAZ Nr 11, 2020
186. Report Gas for Climate, Biomethane production potentials in the EU, lipiec 2022
187. ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI z dnia 14 sierpnia 2008 w sprawie szczegółowego z zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii
188. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowniczego
189. SADŁOK R., Przeciwdziałanie niskiej emisji na terenach zwartej zabudowy mieszkalnej, HELIOS, 2014
190. SAFJAŃSKI J., Perspektywy wykorzystania biometanu w polskiej gospodarce, Przegląd Gazowniczy 1(81)/2024
191. SCARPA F., BIANCO V., Assessing the quality of natural gas consumption forecasting: An application to the Italian residential sector, Energies, 2017
192. SCHLEY P., HIELSCHER A., FIEBIG C., RICKELT S., Gas quality tracking supports integration of renewable gases in the gas network, 27th World Gas Conference, Washington DC, IGU, 2028
193. SIENKIEWICZ M., GÓRKA A., Perspektywa dla gazu ziemnego jako paliwa pomostowego transformacji energetycznej w dobie dekarbonizacji gazownictwa, Wiadomości Naftowe i Gazownicze, 2(300)/2024
194. SIENKIEWICZ M., Rola wodoru odnawialnego w polityce klimatycznej Unii Europejskiej, Wiadomości Naftowe i Gazownicze, 3(279)/2022
195. SIENKIEWICZ. M., Konsekwencje kryzysu gazowego dla europejskich rynków gazu, Przegląd Gazowniczy, 3(79)/2023
196. SIKORA A., Zauroczony wodorem. Dlaczego wodór będzie paliwem XXI wieku?, Przegląd Gazowniczy, 3(79)/2023
197. SILVA N. I., Artificial Neural Network Architectures and Training Processes, Artificial Neural Networks, Szwajcaria, Springer International Publishing, 2017
198. SIWOŃ Z., CIEŻAK W., CIEŻAK J., Modele neuronowe szeregów czasowych krótkotrwałego zużycia wody w osiedlach mieszkaniowych, Zaopatrzenie w Wodę, Jakość i Ochrona Wód, Gniezno, 2008
199. SKOCZKO I., OFMAN P., SZATYŁOWICZ E., Zastosowanie sztucznych sieci neuronowych do modelowania procesów oczadzania ścieków w małej oczyszczalni ścieków, Annual Set The Environment Protection, t. 18, 2016
200. SKRZYPCZAK S. Doświadczenia z eksploatacji agregatu kogeneracyjnego zasilanego biogazem, 2004

201. SOLDÓ B., POTOCNIK P., SIMUNOVIC G., SARIC T., OVEKAR E., Improving the residential natural gas consumption forecasting models by using solar radiation, *Energy Build*, 2014
202. SOWA S., Współspalanie gazu ziemnego i wodoru. Rozwój nowej technologii w kotłach gazowych, *INSTAL* 9/2021
203. STACHURA J., Aktualizacja PEP2040: Więcej OZE i atomu. Gaz zejdzie na drugi plan, - *BiznesAlert.pl*, 2023
204. STACHURA J., DISE: Gaz ziemny jeszcze przez 10 lat będzie paliwem przejściowym w Polsce, - *BiznesAlert.pl*, 2023
205. STACHURA J., Rybnik postawił na gaz i ma czyste powietrze - *BiznesAlert.pl*, 2024
206. STAROŚCIK J., Gaz w przyszłym gazownictwie, *Przegląd Gazowniczy*, 3(79)/2023
207. STECZKO K., RACHWAŁSKI J., Parametry charakteryzujące jakość gazu ziemnego i ich znaczenie dla uczestników rynku gazu, *Gaz, Woda i Technika sanitarna*, 2007
208. STEFANOWSKI J., KRAWIEC K., Wykłady z sieci neuronowych, Instytut Informatyki Politechniki Poznańskiej, 1995
209. STREFA INSTALATORA, Kotły na wodór. Rozwój nowej technologii 2021
210. STRUGAŁA A., PORADA S., Ćwiczenia laboratoryjne z gazownictwa, cz. 1: Badanie składu i własności fizykochemicznych paliw gazowych, Wydawnictwo AGH, 1988
211. SYFERT M., STACHURA M., Model sieci gazowej w systemie monitorowania i diagnostyki AMaD, *Pomiary Automatyka Robotyka*, 11/2010
212. SZEWCZYK G., Łańcuch wartości rynku biogazu/biometanu, *Rynek Polskiej Nafty i Gazu*, Nr 18/2023
213. SZOPLIK J., CIUKSZA M., Sterowanie przepływem gazu w sieci na podstawie wyników symulacji przepływu, *INSTAL* 4/2020
214. SZOPLIK J., Forecasting of natural gas consumption with artificial neural networks, *Energy*, t. 85, 2015
215. SZYMAŃSKI M., KORALEWSKI K., BioCNG i bioLNG - potencjał stacji paliw PGNiG, *Przegląd Gazowniczy* 2(82)/2024
216. TADEUSIEWICZ R., Elementarne wprowadzenie do technik sieci neuronowych z przykładowymi programami, *Akademicka Oficyna Wydawnicza PLJ*, 1998
217. TADEUSIEWICZ R., GĄCIARZ T., BOROWIK B., LEPPER B., Odkrywanie własności sieci neuronowych, *Polska Akademia Umiejętności*, 2007
218. TADEUSIEWICZ R., Sieci neuronowe, *Akademicka Oficyna Wydawnicza RM*, Warszawa, 1993
219. TARKA M., Obniżenie emisji w gazownictwie jako główny temat innowacyjny dekady branży?, *Magazyn Ozo*, 2020
220. TASPINAR F., CELEBI N., TUTKUM N., Forecasting of daily natural gas consumption on regional basis in Turkey using various computational methods, *Energy and Buildings*, 2013
221. TCHOREK G., Gaz ziemny jako paliwo krytyczne dla Polski paliwo przejściowe, *Przegląd Gazowniczy* 1(77)/2023
222. TOKARSKI S., Priorytety transformacji energetyki na początku 2024 r., *Nowa Energia*, 1(92)/2024
223. UMEDA T., Zielony wodór w dekarbonizacji, *Przegląd Gazowniczy*, 3(79)/2023
224. UMEDA T., Znaczenie wodoru w procesie transformacji sektora energii, Bezpieczeństwo energetyczne. Wybrane zagadnienia, *Oficyna Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej*, 2022

225. USTAWA z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii. Dziennik Ustaw z 2022r., poz. 1378, 1383, 2370, 2687.
226. WAJSZCZUK K., Rynek zielonego wodoru ma przed sobą duży wzrost. Europa będzie zależna od importu, 300Gospodarka, 2024
227. WAWRYNIU K., BIERNAT K., Techniki membranowe w procesach otrzymywania biometanu z biogazu, *Studia Ecologiae et Bioethicea*, 2015
228. WIELGUS G., Optymalizacja kosztów przedsięwzięć inwestycyjnych, *Przegląd Gazowniczy* 1(61)/2019
229. WOJCIECHOWSKI L., BioLNG, bioCNG, jako paliwa zrównoważonego rozwoju, *Akademia Inwestora Biometanowego*, 6(106)/2024, magazynbiomasa.pl
230. WOJTOWICZ R., Analiza przyczyn rozbieżności określania wymienności paliw gazowych za pomocą metod teoretycznych oraz na drodze eksperymentalnej, *NAFTA-GAZ*, rok LXXII, Nr 6/2016
231. WORLD ENERGY OUTLOOK, *World Energy Outlook 2019 – Analysis* – IEA, 2019
232. WÓJCIK M., Model sieci gazowniczej oparty o sztuczne sieci neuronowe, Wydawnictwo AGH, 2005
233. WRÓBEL-SIEMIENIUK J., Dekarbonizacja w gazownictwie, *Przegląd Gazowniczy* 2(82)/2024
234. YUKSELTAN E., YUCEKAYA A., BILGE A. H., AKTUNC E A., Forecasting Models for Daily Natural Gas Consumption Considering Periodic Variations and Demand Segregation, <https://arxiv.org>, 2020
235. ZAJĄC U., JANUSZ P. Rola gazowej sieci dystrybucyjnej w rozwoju sektora biometanu – możliwości i wyzwania, magazynbiomasa.pl, 2023
236. ZIENKIEWICZ R., Dlaczego nie można wykorzystać biometanu do ogrzewania domów?, farmer.pl. 2024
237. ŻURADA J., BARSKI M., JĘDRUCH W., *Sztuczne sieci neuronow*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 1996

Spis rysunków

Rysunek 3.1. Procentowy udział poszczególnych źródeł wytwórczych w wytwarzaniu energii elektrycznej w roku 2030 oraz 2040 (źródło: Global Compact Poland, czerwiec 2024).....	23
Rysunek 3.2. Import gazu ziemnego w Polsce, 2018–2023, TWh (źródło: Arthur D. Little, URE, GK ORLEN, ENTSG).....	25
Rysunek 3.3. Struktura produkcji energii elektrycznej w roku 2020 i 2021 (źródło: CIRE)	27
Rysunek 3.4. Prognozowany udział źródeł energii w zużyciu energii pierwotnej (źródło: Karney).....	28
Rysunek 3.5. Struktura dostaw gazu ziemnego do Polski w 2023 r. (źródło: ENTSG, AGH).....	29
Rysunek 3.6. Zużycie wybranych rodzajów paliw dla domu jednorodzinnego przed i po termomodernizacji (źródło: 6paliwo.pl).....	32
Rysunek 3.7. Liczba zlikwidowanych przestarzałych kotłów na paliwa stałe w Małopolsce w latach 2013-2023 (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023).....	36
Rysunek 3.8. Średnie stężenia pyłu PM10 w poszczególnych sezonach grzewczych dla stacji pomiarowych (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023)	37
Rysunek 3.9. Liczba dni z przekroczeniem poziomu dopuszczalnego PM10 na wybranych stacjach w województwie małopolskim w latach 2011 – 2023 (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023).....	37
Rysunek 3.10. Średnioroczne stężenia pyłu PM2.5 na wybranych stacjach w Małopolsce w latach 2022-2023 (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023).....	38
Rysunek 3.11. Średnioroczne stężenie benzopirenu na wybranych stacjach w Małopolsce w latach 2022-2023 (źródło: Podsumowanie realizacji Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego za rok 2023).....	38
Rysunek 3.12. Zmiana średniorocznego stężenia PM10 w Rybniku w latach 2010 – 2023 (źródło: opracowanie własne na podstawie).....	39
Rysunek 3.13. Zmiana ilości instalacji gazowych w Rybniku w latach 2017–2023 (źródło: opracowanie własne).....	40
Rysunek 4.1. Mapa biogazowni w Europie (źródło: EBA)	56
Rysunek 4.2. Potencjał produkcji biogazu i biometanu w Europie w latach 2030-2050 (źródło: Raport statystyczny 2022, EBA).....	57
Rysunek 4.3. Stopnie oczyszczania biogazu w zależności od jego zastosowania (źródło: Butlewski)	59

Rysunek 4.4. Metody uzdatniania biogazu w zakresie usuwania dwutlenku węgla (źródło: Kurcek, Czarnota, 2020).....	60
Rysunek 4.5. Przykład analizy chłonności strefy (źródło: PSG)	62
Rysunek 5.1. Schemat sprawności systemu kogeneracyjnego (źródło: ESS Energie Systeme & Service GmbH)	65
Rysunek 5.2. Wariat podłączenia biometanowni do sieci gazowej pod wysokim ciśnieniem (źródło: PSG)	67
Rysunek 5.3. Wariat podłączenia biometanowni do sieci gazowej o podwyższonym średnim ciśnieniu (źródło: PSG).....	67
Rysunek 5.4. Wariat podłączenia biometanowni do sieci gazowej o średnim ciśnieniu (źródło: PSG)	68
Rysunek 5.5. Wariat podłączenia biometanowni do sieci gazowej o średnim ciśnieniu z rewersem do wysokiego ciśnienia (źródło: PSG).....	68
Rysunek 6.1. Zależność ciepła spalania gazu ziemnego od zawartości wodoru (źródło: Jaworski, Kukulska-Zajac, Kułaga, 2019).....	74
Rysunek 7.1. Zmienność ciepła spalania i górnej liczby Wobbego gazu ziemnego dystrybuowanego w Polsce w latach 2009–2015 (źródło: IGG).....	81
Rysunek 7.2. Diagram zamienności Delbourga dla gazów I, II i III strefy. D – potencjał spalania, kW – rozszerzona liczba Wobbego (źródło: Kogut, Barczyński, Łaciak, 2014).....	87
Rysunek 9.1. Zdefiniowanie składów gazu, strumienia i obliczanie mieszaniny	99
Rysunek 9.2. Wyliczone parametry strumienia głównego, dodatkowego i zmieszanego	99
Rysunek 9.3. Wyznaczenie zbioru uczącego się i walidującego	100
Rysunek 9.4. Przykładowa inicjacja uczenia sieci	100
Rysunek 9.5. Zakres możliwości mieszania się biogazu z gazem ziemnym grupy E (Źródło: Kostowski, Górny, 2010)	106
Rysunek 10.1. Przykładowa sieć neuronowa (źródło: Silva, 2017)	110
Rysunek 10.2. Model sztucznego neuronu. u_i – wejścia – dendryty przewodzące sygnały, w_i – wagi – odpowiedniki synaps, Σ – blok sumacyjny – odpowiednik jądra, $f()$ – blok aktywacji – odpowiednik wzgórek aksonu, y – wyjście – odpowiednik aksonu (źródło: Cieślík, Kogut, 2016)	111
Rysunek 11.1. Przyjęta metodyka obliczeń (opracowanie własne)	115
Rysunek 11.2. Zależność ciepła spalania od udziału metanu w gazie (opracowanie własne)	119
Rysunek 11.3. Zależność ciepła spalania od udziału etanu w gazie (opracowanie własne)	120
Rysunek 11.4. Zależność ciepła spalania od udziału propanu w gazie (opracowanie własne)	120
Rysunek 11.5. Zależność gęstości bezwzględnej od udziału metanu w gazie (opracowanie własne)	122

Rysunek 11.6. Zależność gęstości bezwzględnej od udziału etanu w gazie (opracowanie własne)	122
Rysunek 11.7. Zależność gęstości bezwzględnej od udziału propanu w gazie (opracowanie własne)	123
Rysunek 11.7. Zależność Liczby Wobbego od udziału metanu (opracowanie własne)	124
Rysunek 11.8. Zależność Liczby Wobbego od udziału dwutlenku węgla (opracowanie własne)	124
Rysunek 11.9. Zależność Liczby Wobbego od udziału azotu (opracowanie własne)	125
Rysunek 11.10. Zależność współczynnika ściśliwości od udziału metanu (opracowanie własne)	126
Rysunek 11.11. Zależność współczynnika ściśliwości od udziału etanu (opracowanie własne)	127
Rysunek 11.12. Zależność współczynnika ściśliwości od udziału propanu (opracowanie własne)	127
Rysunek 11.13. Współczynnik ściśliwości od udziału dwutlenku węgla (opracowanie własne)	128
Rysunek 11.14. Schemat mieszania gazu (opracowanie własne)	129
Rysunek 11.15. Zależność udziału strumienia dodatkowego na ciepło spalania w strumieniu zmieszanym (opracowanie własne)	131
Rysunek 11.16. Zależność udziału strumienia dodatkowego na górną Liczbę Wobbego (opracowanie własne)	132
Rysunek 11.17. Zależność udziału strumienia dodatkowego na gęstość gazu (opracowanie własne)	132
Rysunek 11.18. Zależność udziału strumienia dodatkowego na temperaturę krytyczną strumienia zmieszanego (opracowanie własne)	133
Rysunek 11.19. Wykres przedstawiający zależność pomiędzy ciepłem spalania a ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla (opracowanie własne)	133
Rysunek 11.20. Korelacja pomiędzy ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla, a ciepłem spalania w MJ/m ³ (opracowanie własne)	134
Rysunek 11.21. Korelacja pomiędzy ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla a ciepłem spalania w m ³ /m ³ (opracowanie własne)	134
Rysunek 11.22. Wykres przedstawiający zależność pomiędzy gęstością, a ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla (opracowanie własne)	135
Rysunek 11.23. Wykres przedstawiający zależność pomiędzy liczbą Wobbego, a ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla (opracowanie własne)	135
Rysunek 11.24. Wykres przedstawiający zależność pomiędzy metanem, a ilością wyprodukowanego dwutlenku węgla (opracowanie własne)	136
Rysunek 11.25. Dopasowanie prognozy ciepła spalania do danych pomiarowych (opracowanie własne)	137
Rysunek 11.26. Dopasowanie prognozy gęstości do danych pomiarowych (opracowanie własne)	138

Rysunek 11.27. Dopasowanie prognozy Liczby Wobbego do danych pomiarowych (opracowanie własne)	138
Rysunek 11.28. Dopasowanie prognozy gęstości do danych pomiarowych (opracowanie własne)	139
Rysunek 11.29. Dopasowanie prognozy ciepła spalania do danych pomiarowych i analitycznych (opracowanie własne).....	140
Rysunek 11.30. Dopasowanie prognozy gęstości do danych pomiarowych i analitycznych (opracowanie własne).....	140
Rysunek 11.31. Dopasowanie prognozy Liczby Wobbego do danych pomiarowych i analitycznych (opracowanie własne).....	141
Rysunek 11.32. Dopasowanie prognozy gęstości do danych pomiarowych i analitycznych (opracowanie własne).....	142
Rysunek 11.33. Zależność zużycia gazu od temperatury i prędkości wiatru (opracowanie własne)	143
Rysunek 11.34. Zależność zużycia gazu od ciepła spalania (opracowanie własne)	143
Rysunek 11.35. Średnie zużycie gazu w ciągu doby (opracowanie własne).....	144
Rysunek 11.36. Średnia wartość ciepła spalania w ciągu godziny w cyklu dobowym (opracowanie własne)	144
Rysunek 11.37. Średnie zużycie gazu w dniu tygodnia [m ³ /h] (opracowanie własne)	145
Rysunek 11.38. Wyniki prognoz wszystkich konfiguracji modeli (opracowanie własne)	145
Rysunek 11.39. Dopasowanie najlepszego modelu (opracowanie własne)	146
Rysunek 11.40. Zależność zużycia gazu od temperatury i prędkości wiatru dla Przypadku 2 (opracowanie własne)	147
Rysunek 11.41. Zależność zużycia gazu od ciepła spalania dla Przypadku 2 (opracowanie własne)	147
Rysunek 11.42. Średnie zużycie gazu w ciągu godziny dla Przypadku 2 (opracowanie własne)	148
Rysunek 11.43. Średnia wartość ciepła spalania w ciągu godziny dla Przypadku 2 (opracowanie własne)	148
Rysunek 11.44. Średnie zużycie gazu w danym dniu dla Przypadku 2 [m ³ /dobę] (opracowanie własne)	149
Rysunek 11.45. Wyniki prognoz wszystkich konfiguracji modeli dla Przypadku 2 (opracowanie własne)	149
Rysunek 11.46. Dopasowanie najlepszego modelu dla Przypadku 2 (opracowanie własne)	150
Rysunek 11.47. Zależność zużycia gazu od temperatury i prędkości wiatru dla Przypadku 3 (opracowanie własne)	151
Rysunek 11.48. Średnie zużycie gazu w wybranym dniu tygodnia dla Przypadku 3 (opracowanie własne)	151

Rysunek 11.49. Średnie zużycie gazu w danym miesiącu dla Przypadku 3 (opracowanie własne)	152
Rysunek 11.50. Wyniki prognoz wszystkich konfiguracji modeli dla Przypadku 3 (opracowanie własne)	152
Rysunek 11.51. Dopasowanie najlepszego modelu dla Przypadku 3 (opracowanie własne)	153
Rysunek 11.52. Wpływ dodania wodoru dla Przypadku 1 (opracowanie własne)	154
Rysunek 11.53. Wpływ dodania wodoru dla Przypadku 2 (opracowanie własne)	154
Rysunek 11.54. Wpływ dodania wodoru dla Przypadku 3 (opracowanie własne)	155
Rysunek 12.1. Mieszanie strumieni gazu (źródło: Chaczykowski et al., 2024)	161
Rysunek 12.2. Menu definiowania składu gazu w programie SimNet	162
Rysunek 12.3. Przykładowe wyniki dla węzła w jednej ze stref mieszania	162
Rysunek 12.4. Definiowanie poborów gazu w programie SimNet (źródło: Chaczykowski et al., 2024)	163
Rysunek 12.3. Topologia sieci stosowanej do obliczeń	167
Rysunek 12.4. Wyniki pierwszego wariantu obliczeniowego	167
Rysunek 12.5. Wyniki drugiego wariantu obliczeniowego	168
Rysunek 12.6. Wyniki trzeciego wariantu obliczeniowego	169
Rysunek 12.7. Schemat sieci gazowej zasilanej gazem o różnych ciepłach spalania	170
Rysunek 12.8. Wyniki mieszania się gazu o różnych ciepłach spalania w sieci	171
Rysunek 12.9. Przykładowy węzeł sieci wraz przypisanym poborem oraz wyliczonym ciśnieniem	172
Rysunek 12.10. Wyliczone ciepło spalania w węźle dla udziału gazu koksowniczego w jednym źródle zasilającym	172
Rysunek 12.11. Wyliczone ciepło spalania w węźle dla udziału gazu zaazotowanego w jednym źródle zasilającym	173
Rysunek 13.1. Różnica ciśnień dla gazu ziemnego i strumienia dodatkowego z zawartością 5% wodoru	177
Rysunek 13.2. Różnica ciśnień dla gazu ziemnego i strumienia dodatkowego z zawartością 5% wodoru	178
Rysunek 13.3. Różnica ciśnień dla gazu ziemnego i strumienia dodatkowego z zawartością 5% wodoru	179
Rysunek 13.4. Porównanie różnicy przepływów rzeczywistych i zaprognozowanych z dodatkiem wodoru na stacji X	181
Rysunek 13.5. Porównanie różnicy przepływów rzeczywistych i zaprognozowanych z dodatkiem wodoru na stacji Y	183
Rysunek 13.6. Porównanie różnicy przepływów rzeczywistych i zaprognozowanych z dodatkiem wodoru na stacji V	185
Rysunek 13.7. Porównanie różnicy przepływów rzeczywistych i zaprognozowanych z dodatkiem wodoru na stacji Z	186

Rysunek 13.8. Uproszczony schemat obliczeniowy dla analiz przepływów gazu od źródła do punktu poboru (stacja).....	186
Rysunek 13.9. Zmiana ciśnienia w gazociągu dla różnych strumieni dodatkowych wodoru.....	188
Rysunek 13.10. Zmiana ciśnienia w gazociągu dla różnych strumieni dodatkowych wodoru.....	191
Rysunek 14.1. Schemat obliczeniowy odbiorców komunalnych (opracowanie własne)	192
Rysunek 14.2. Przykładowy odbiorca 1 (węzeł 1-3)	193
Rysunek 14.3. Schemat obliczeniowy sieci gazowej niskiego ciśnienia dla rzeczywistych obciążeń w sieci	194
Rysunek 14.4. Schemat obliczeniowy sieci gazowej niskiego ciśnienia dla prognozowanych obciążeń w sieci	196
Rysunek 14.5. Schemat obliczeniowy sieci gazowej niskiego ciśnienia dla roztworu gazu ziemnego z wodorem	197
Rysunek 14.6. Schemat obliczeniowy sieci gazowej niskiego ciśnienia dla prognozowanych poborów roztworu gazu ziemnego z wodorem	199
Rysunek 14.7. Porównanie rzeczywistego poboru z prognozowanym dla gazu ziemnego.....	200
Rysunek 14.8. Porównanie rzeczywistego poboru z prognozowanym dla gazu ziemnego z zawartością wodoru.....	202
Rysunek 14.9. Rozkład szczytowych poborów godzinowych gazu ziemnego i gazu ziemnego z zawartością wodoru.....	204
Rysunek 14.10. Pobory rzeczywiste i prognozowane dla węzła (1–3) w cyklu miesięcznym.....	207
Rysunek 14.11. Pobory rzeczywiste i prognozowane dla węzła (43–45) w cyklu miesięcznym.....	210
Rysunek 15.1. Różnica w emisji dwutlenku węgla w skali dwuletniej [$\text{m}^3/\text{dobę}$]	219
Rysunek 15.2. Różnica w emisji dwutlenku węgla w skali dwuletniej [$\text{kg}/\text{dobę}$]	220
Rysunek 16.1. Wzorcowy schemat blokowy metodyki analizy mieszania gazów	223

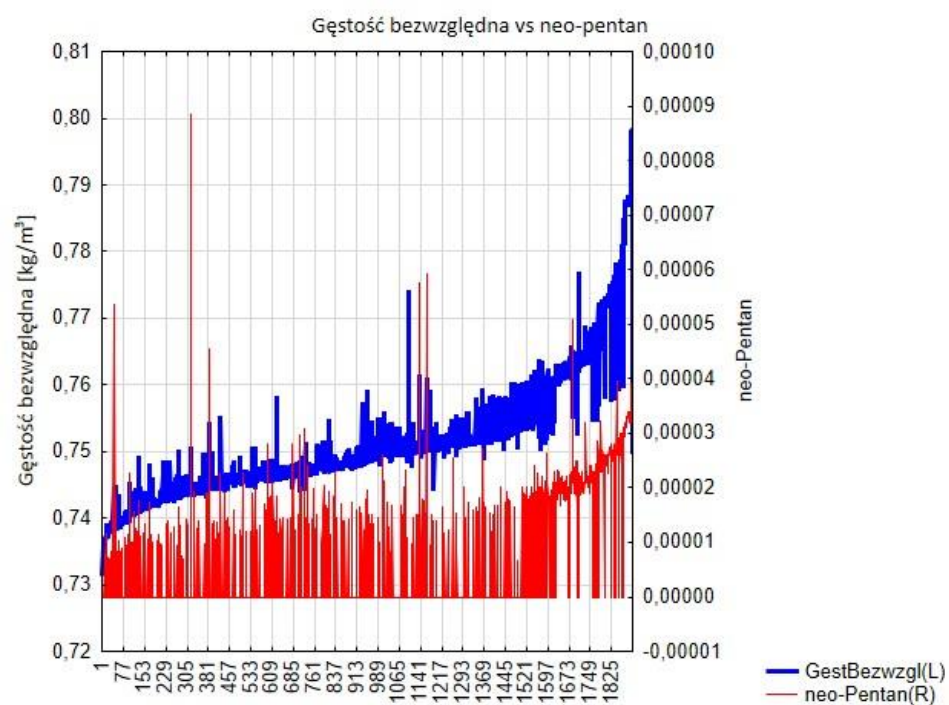
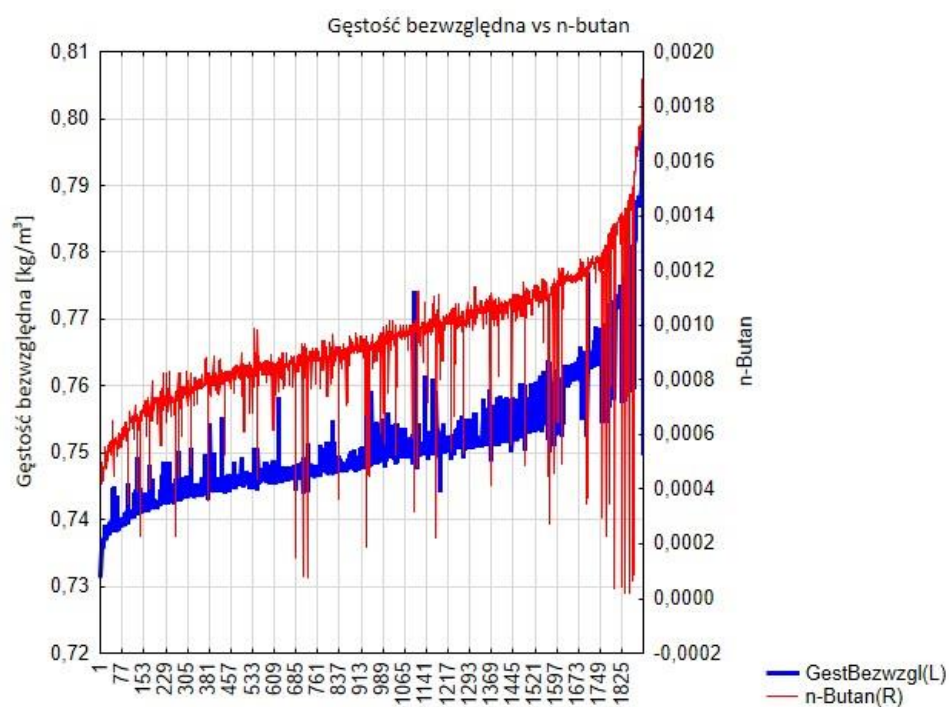
Spis tabel

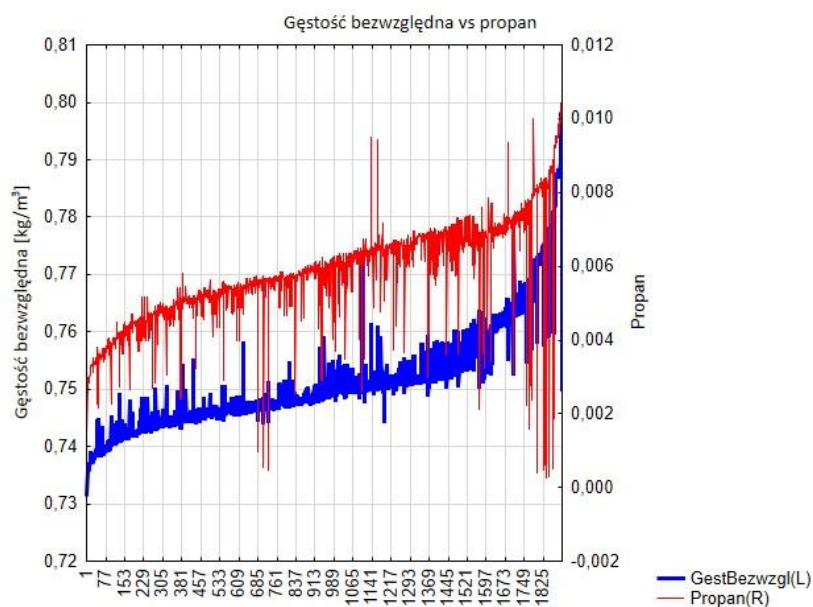
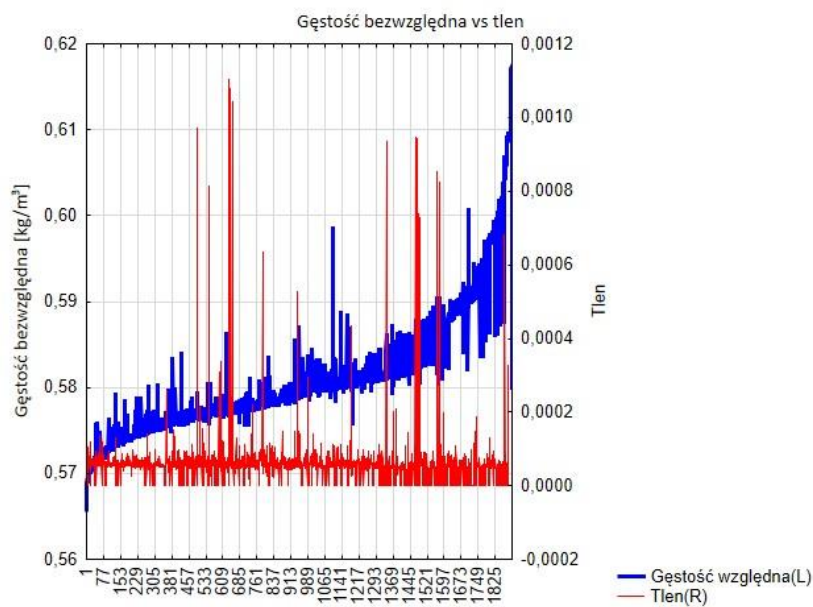
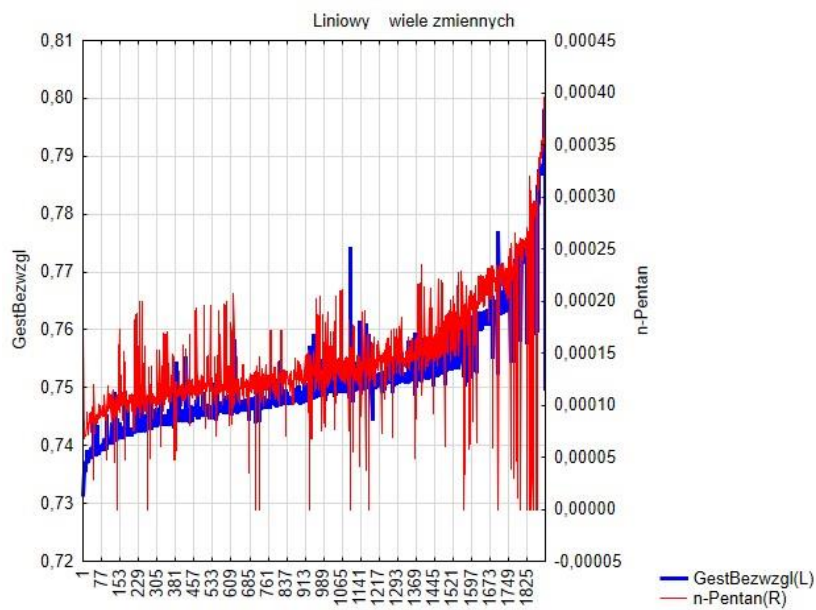
Tabela 4.1. Skład biogazu w zależności od źródła pochodzenia (źródło: Wiadomości Naftowe i Gazownicze)	51
Tabela 4.2. Porównanie parametrów fizykochemiczne biogazu (źródło: Mroczkowski, Seiffert, 2011)	52
Tabela 4.3. Porównanie liczby biogazowni rolniczych i biometanowni w Polsce i Niemczech (źródło: Dach, 2024)	55
Tabela 4.4. Wymagania jakościowe biometanu wprowadzonego do sieci gazowej – wybrane parametry według ST IGG 3501:2019 (źródło: IGG)	60
Tabela 5.1. Specyfika biogaz/biometanu (Koziołek et al., 2017)	66
Tabela 5.2. Wykorzystanie biometanu w sektorze transportu w wybranych państwa UE w 2022 r. (źródło: PSG, Biuro Strategii i Analiz Strategicznych)	70
Tabela 6.1. Wrażliwość elementów systemu dystrybucyjnego na zawartość wodoru w gazie ziemnym (źródło: Englert, Jedlikowski, 2023)	77
Tabela 7.1. Wartość współczynnika F1 do obliczenia szybkości zapłonu dla wybranych gazów (źródło: Barczyński, Łaciak, 2014)	89
Tabela 9.1. Skład chemiczny (molowy) strumienia dodatkowego biogazu oraz gazu ziemnego z 5% udziałem wodoru	97
Tabela 9.2. Skład chemiczny (molowy) gazu strumienia głównego (grupa E)	98
Tabela 9.3. Charakterystyka gazu ziemnego oraz wzbogaconego dla temperatury 273,15 K	98
Tabela 9.4. Wymagane parametry jakościowe biometanu dla gazu typu E dla sieci średniego ciśnienia (źródło: PSG)	101
Tabela 9.5. Wymagane parametry jakościowe biometanu dla gazu typu E dla sieci podwyższonego średniego lub wysokiego ciśnienia (źródło: PSG)	102
Tabela 9.6. Granice palności metanu i wodoru (źródło: Kuczyński, Kogut, 2023)	103
Tabela 9.7. Parametry bezpieczeństwa i kaloryczności zmiennej zawartości wodoru w roztworze z gazem ziemnym (źródło: Wasserstoff in der Gasinfrastruktur)	103
Tabela 9.8. Właściwości gazów uzyskanych po zmieszaniu gazu ziemnego grupy E z biogazem (źródło: Kostowski, Górny, 2010)	105
Tabela 11.1. Udziały poszczególnych skalników w badanych próbkach gazu	128
Tabela 11.2. Parametry badanych próbek gazu	129
Tabela 11.3. Skład strumienia głównego i dodatkowego	130
Tabela 11.4. Parametry strumienia głównego i dodatkowego	130
Tabela 11.5. Skład strumienia zmieszanego	130
Tabela 11.6. Parametry gazu zmieszanego	131
Tabela 12.1. Składy użytego gazu w źródle I (wysokometanowy) oraz źródle II (z wodorem)	166

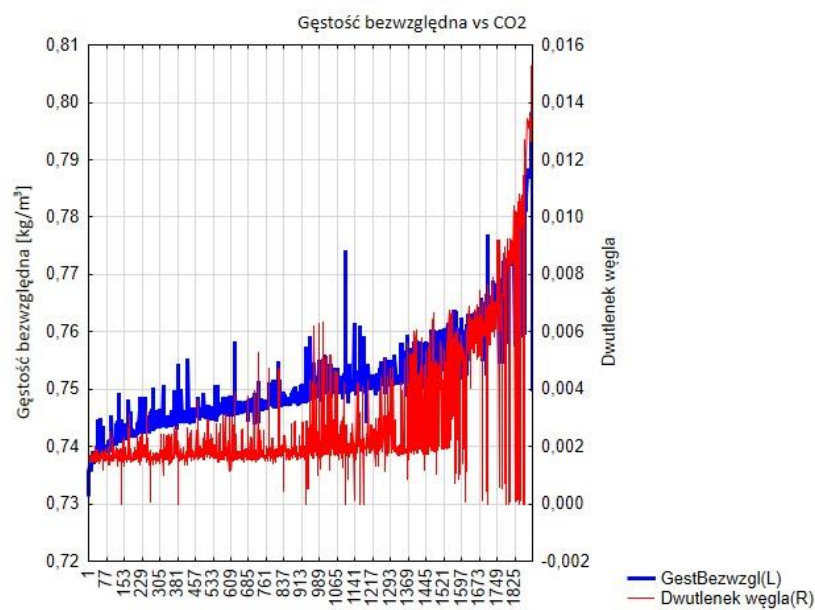
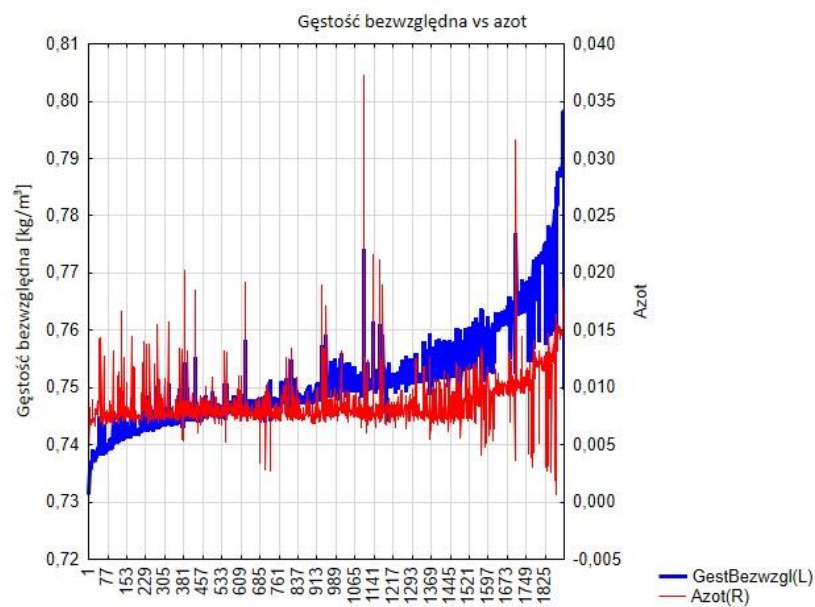
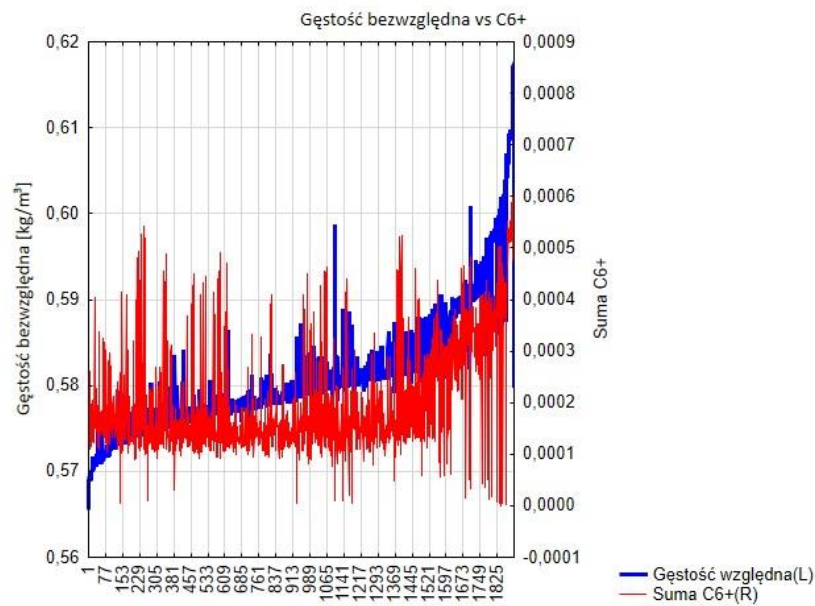
Tabela 13.1. Wartość ciepła spalania dla poszczególnych strumieni o zawartości 5% wodoru.....	175
Tabela 13.2. Wyciąg przepływów dla pracy stacji X, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru	176
Tabela 13.3. Wyciąg przepływów dla pracy stacji Y, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru	177
Tabela 13.4. Wyciąg przepływów dla pracy stacji Z, z uwzględnieniem strumieni dodatkowych z 5% zawartością wodoru.	178
Tabela 13.5. Dane rzeczywiste i prognozowane na stacji X z dodatkiem wodoru.....	179
Tabela 13.6. Dane rzeczywiste i prognozowane na stacji Y z dodatkiem wodoru.....	182
Tabela 13.7. Dane rzeczywiste i prognozowane na stacji V z dodatkiem wodoru	184
Tabela 13.8. Dane rzeczywiste i prognozowane na stacji Z z dodatkiem wodorem.....	185
Tabela 13.9. Zmiana ciśnienia gazu w zależności od zmienności udziału wodoru w roztworze.....	187
Tabela 13.10. Zmiana objętości i ciepła spalania przesyłanym gazowym roztworze, w zależności od udziału strumienia dodatkowego.	187
Tabela 13.11. Zmiana ciśnienia gazu przy zmiennym udziale strumienia dodatkowego, kPa.....	188
Tabela 13.12. Zmiana ciśnienia gazu w zależności od zmienności udziału wodoru w roztworze.....	189
Tabela 13.13. Zmiana objętości i ciepła spalania przesyłanego roztworu, w zależności od udziału strumienia dodatkowego	189
Tabela 13.14. Zmiana ciśnienia gazu przy zmiennym udziale strumienia dodatkowego, kPa.....	190
Tabela 14.1. Charakterystyka poboru gazu odbiorców wraz z wyliczonym ciśnieniem w punktach poboru gazu	195
Tabela 14.2. Charakterystyka poboru gazu dla wartości prognozowanych wraz z wyliczonym ciśnieniem.	196
Tabela 14.3. Charakterystyka poboru gazu dla roztworu gazu ziemnego z wodorem.....	197
Tabela 14.4. Charakterystyka poboru gazu dla zaprognozowanego roztworu gazu ziemnego z wodorem.....	199
Tabela 14.5. Wyliczone ciśnienia z danych rzeczywistych i danych prognozowanych, kPa	201
Tabela 14.6. Wyliczone ciśnienia dla gazu wzbogaconego i gazu wzbogaconego prognozowanego, kPa	202
Tabela 14.7. Miesięczne zestawienie szczytowych, godzinowych poborów w cyklu dobowym.....	203
Tabela 14.8. Dane obciążeniowe dobowe dla węzła (1–3) w cyklu miesięcznym, m ³ /dobę	205
Tabela 14.9. Średniogodzinowe wartości obciążeniowe dla węzła (1–3) w cyklu miesięcznym, m ³ /h	206

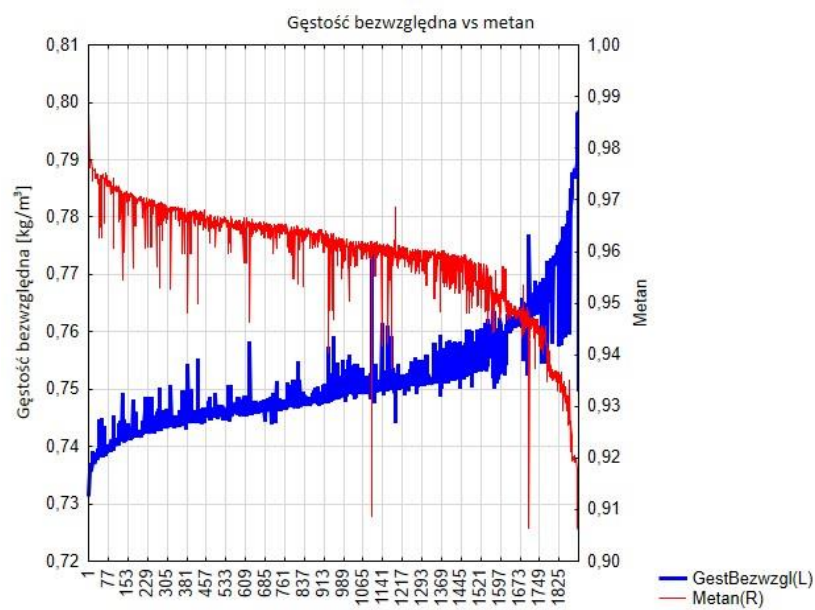
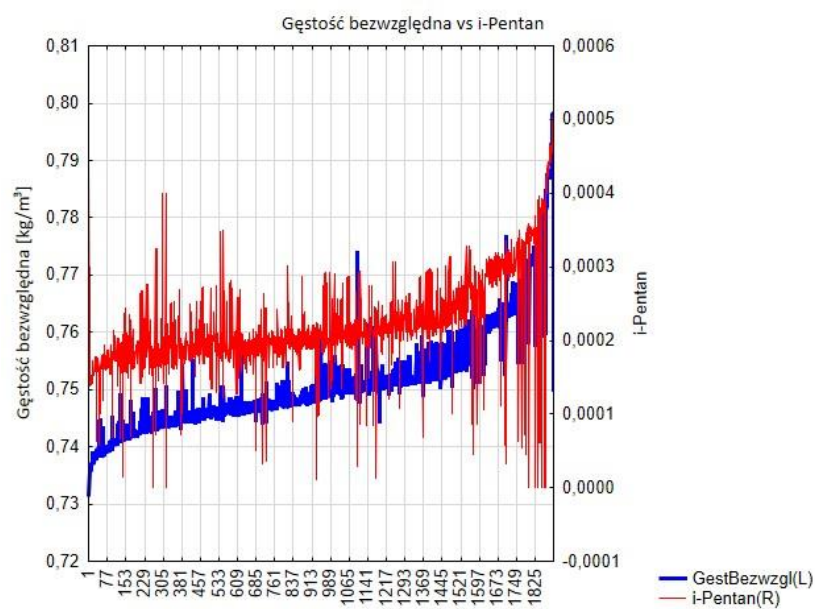
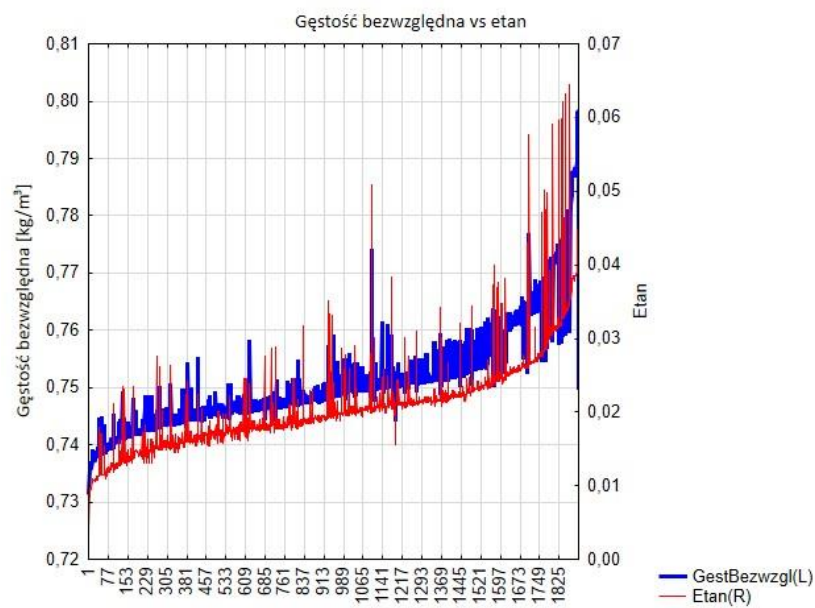
Tabela 14.10. Dane obciążeniowe dobowe dla węzła (43–45) w cyklu miesięcznym, m ³ /dobę	208
Tabela 14.11. Średniogodzinowe wartości obciążeniowe dla węzła (43–45) w cyklu miesięcznym, m ³ /h	209
Tabela 15.1. Skład gazu strumienia podstawowego, bez dodatku wodoru.....	211
Tabela 15.2. Wyliczenie emisji dwutlenku węgla z gazu ziemnego o wybranym składzie.	212
Tabela 15.3. Skład chemiczny strumieni dodatkowych o zawartości 5% wodoru.....	212
Tabela 15.4. Ilość wyemitowanego dwutlenku węgla w zależności od spalania roztworu gazowego.	212
Tabela 15.5. Dobowe zużycia dla wybranych 4 dni dla 45 odbiorców.	213
Tabela 15.6. Dobowe zużycie gazu ziemnego i emisja dwutlenku węgla.....	214
Tabela 15.7. Ciepło spalania roztworu gazu ziemnego z gazem z wodorem	215
Tabela 15.8. Objętościowa wartość strumienia gazu dla wytypowanych sześciu dni z przeliczeniem na ekwiwalent energii.....	215
Tabela 15.9. Ilość wyliczonego dwutlenku węgla w roztworach gazu ziemnego z wodorem.....	216
Tabela 15.10. Porównanie emisji dwutlenku węgla strumienia podstawowego z roztworem o dodatkowym strumieniu (10 m ³ /h) i stałej wielkości wodoru dla tej samej ilości dostarczonej energii.	216
Tabela 15.11. Przeliczona różnica wyemitowanego dwutlenku węgla z m ³ na kg dla wybranych dni roku.....	217

Załącznik 1 - Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami, a gęstością gazu

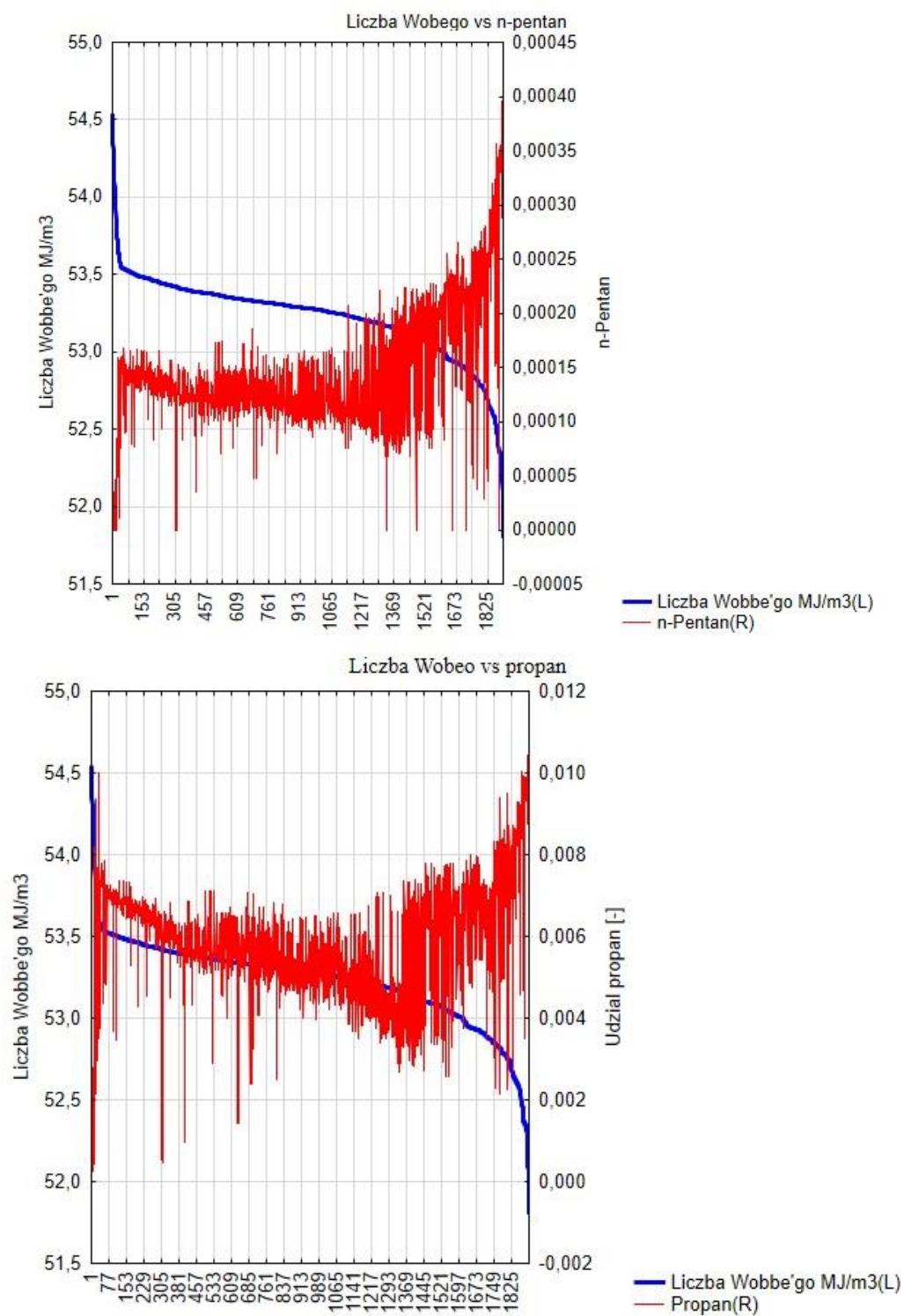


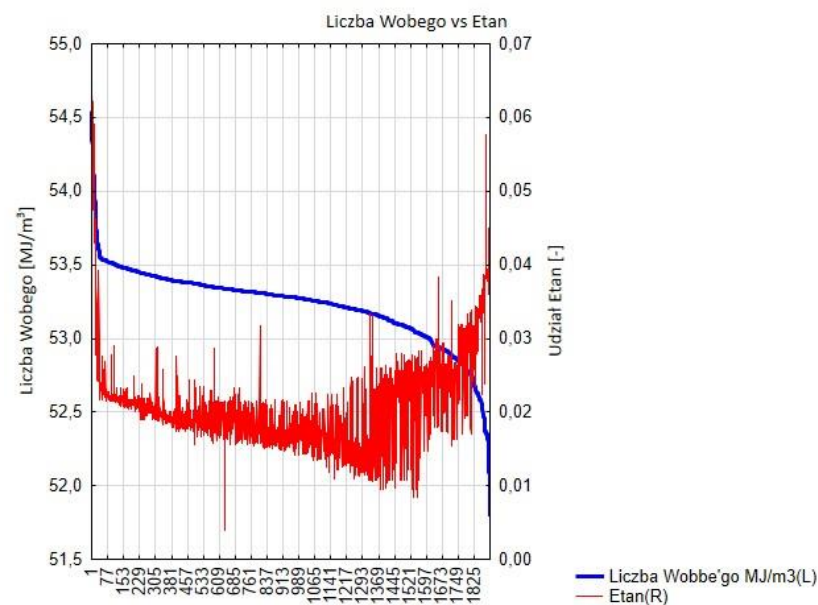
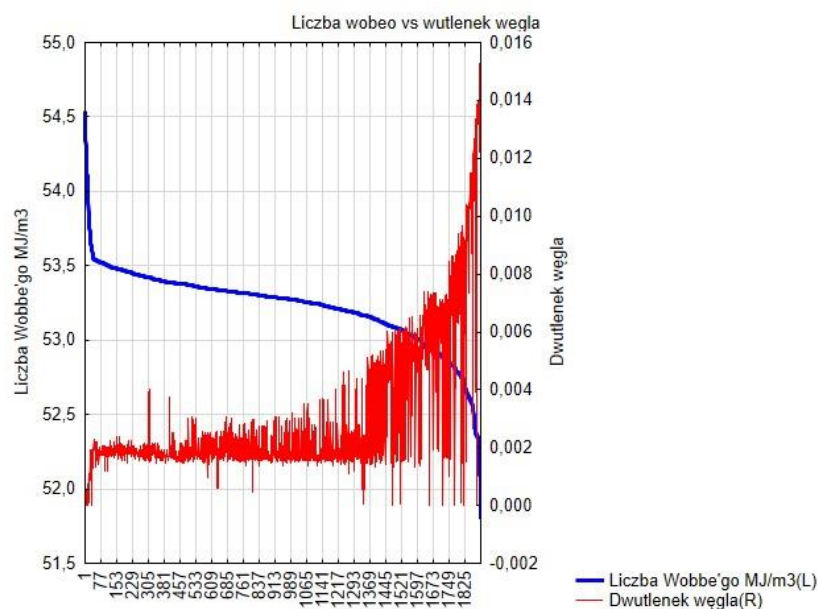
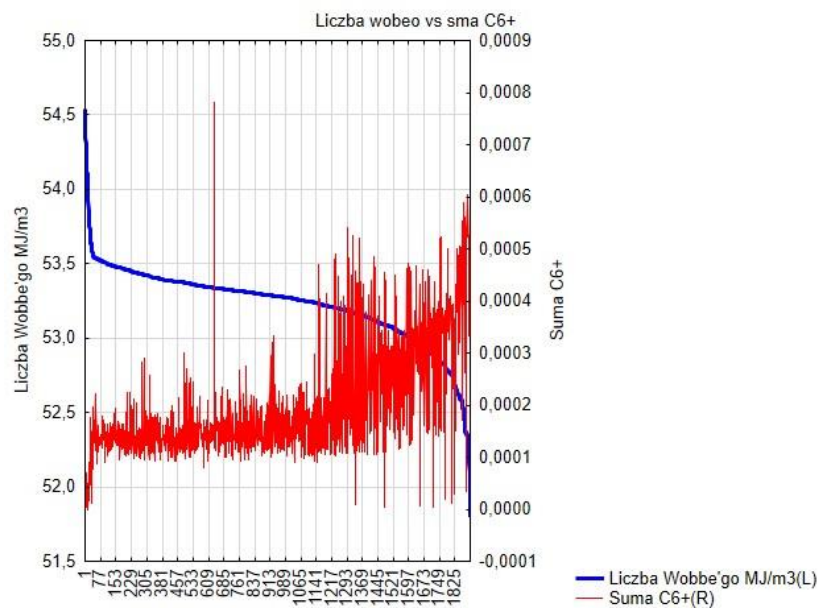


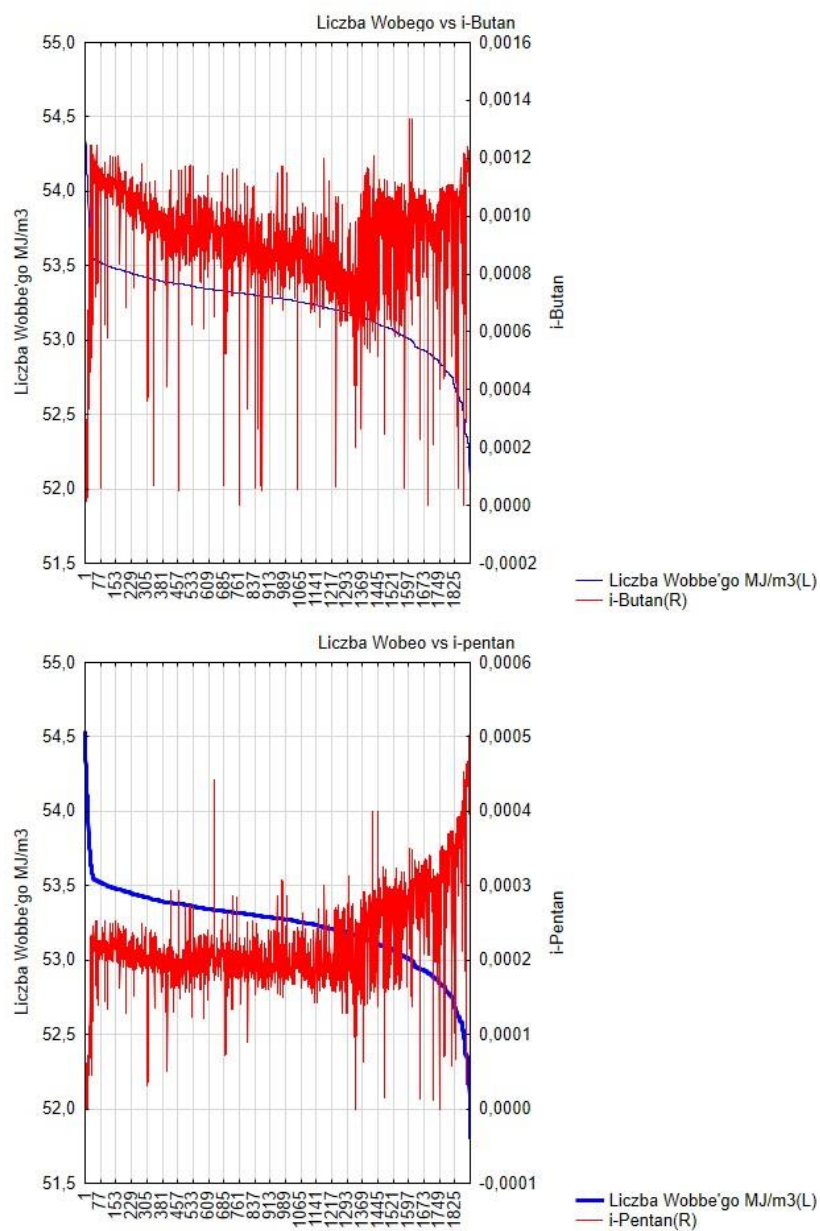




Załącznik 2 - Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami, a Liczbą Wobbe'go







Załącznik 3 - Relacje pomiędzy poszczególnymi składnikami, a współczynnikiem ściśliwości gazu

