

# Zero-plus energetyczna stacja gazowa – analiza dostępnych rozwiązań technologicznych

## Zero/plus-energy city gate station – analysis of available technological solutions

Marcin Piotr Gontarski<sup>\*)</sup>

**Słowa kluczowe:** stacja gazowa, turboekspander, zero/plus-energetyczna stacja gazowa, bilans energetyczny stacji redukcyjnej.

### Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki analizy gazowej stacji redukcyjnej zero-plus energetycznej, tj. samowystarczalnej energetycznie. Opisano możliwości modernizacji układów redukcyjnych obecnie stosowanych w przemyśle gazowniczym. Zaprezentowane zostały rozwiązania techniczne stacji gazowej, w której energia odpadowa dostępna w procesie redukcji ciśnienia gazu jest przekształcana na energię elektryczną i ciepło, odpowiednio do procesów osuszania i podgrzewania gazu.

**Keywords:** Gas stations, Turboekspander, Zero/plus-energy city gate station Energy balance of pressure regulator station.

### Abstract

This article presents the results of analysis of zero/plus-energy city gate station, i.e. energy-self-sufficient. Describes the tasks that are function of gas stations. Presented are the possibilities of modernization of reduction systems currently used in the gas industry. The technical solutions of the city gate station, in which the waste energy from pressure reduction process is subsequently converted into electricity and heat for the processes of gas dehydration and gas preheating, are presented.

## Wstęp

Stacja gazowa jest to zespół urządzeń technologicznych służących do redukcji ciśnienia, pomiaru wybranych parametrów przepływającego gazu oraz, gdy zajdzie taka potrzeba, do rozdzielania wejściowego strumienia gazu na przynajmniej dwa niezależne kierunki wyjściowe.

Podstawowymi zadaniami stacji gazowej redukcyjno-pomiarowej są redukcja i stabilizacja ciśnienia gazu na określonym poziomie, wymaganym na wyjściu stacji, w sposób umożliwiający utrzymanie zdolności do zaopatrywania odbiorców w paliwo gazowe, niezależnie od wartości przepływu i wahań ciśnienia wejściowego (Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997r. Dz. U. z 2018r. poz. 755 tekst jednolity z późn. zm.).[1]

## Redukcja ciśnienia gazu ziemnego na stacjach gazowych

Rozprężający się w warunkach adiabatycznych gaz rzeczywisty, nie wykonujący pracy, najczęściej zmienia swoją temperaturę. Duże znaczenie posiada adiabatyczno-izoentalpowe dławienie gazu rzeczywistego. Entalpia początkowa w tym procesie jest równa entalpii końcowej. Podczas przepływu gazu przez reduktor, gdzie następuje nagle zmniejszenie przekroju poprzecznego, następuje proces dławienia. Ze względu na krótki czas trwania procesu możliwe jest

przyjęcie założenia, że redukcja przebiega w miejscu adiabatycznie izolowanym. Jak przedstawiono w pracy [4] możemy z przybliżeniem określić stan początkowy i końcowy procesu, przy założeniu stanu ustalonego, zgodnie z równaniem zachowania energii:

$$u_2 - u_1 + p_2 * v_2 - p_1 * v_1 + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} + g * (z_2 - z_1) = 0 \quad (1)$$

gdzie:

u – energia wewnętrzna właściwa,  
p – ciśnienie absolutne gazu,  
v – objętość właściwa,  
w – prędkość gazu,  
g – przyspieszenie grawitacyjne,  
z – wysokość położenia.

Kolejno zakładając jednakową wysokość położenia wejścia jak i wyjścia reduktora oraz pomijając niski przyrost energii kinetycznej, stwierdzić można, że proces ten przebiega przy przemianie izentalpowej.

$$h = u_2 + p_2 * v_2 = u_1 + p_1 * v_1 = idem \quad (0)$$

Dla gazu rzeczywistego, entalpię można zapisać w postaci funkcji, dwóch parametrów stanu, np. ciśnienia i temperatury w postaci:

$$dh = (\partial h / \partial T) p dT + (\partial h / \partial p) T dp = 0 \quad (3)$$

<sup>\*)</sup> Marcin Piotr Gontarski, mgr inż. – Multiconsult Polska Sp. z o.o. Bonifraterska 17, 00-203 Warszawa

Różniczkowy efekt Joule'a Thompsona charakteryzuje nam nachylenie krzywej entalpii w układzie współrzędnych T-p, który jest określany tzw. współczynnikiem Joule'a Thompsona (J-T), i który można opisać wzorem:

$$\mu = (\partial T / \partial p)_h \quad (4)$$

Ponadto uwzględniając reakcję cykliczności oraz przyrost entalpii, współczynnik ten możemy zapisać w postaci:

$$\mu = T(\partial v / \partial T)_p - vcp \quad (5)$$

Wartość współczynnika J-T umożliwia określenie zmian temperatury gazu spowodowanych redukcją ciśnienia. Z tego względu zmiany te określane są jako efekt Joule'a Thompsona. W zależności od stanu początkowego gazu oraz rodzaju gazu opisanego przez daną postać równania stanu, zmiany te mogą się objawiać jako ogrzewanie lub oziębianie, a nawet nie przedstawiać zmian temperatury. Dla omawianego gazu ziemnego, będącego w większości mieszaniną węglowodorów, w zakresach ciśnienia i temperatury obecnych w sieci wysokiego ciśnienia, efekt ten powoduje spadki temperatury gazu.

Temperatura gazów wieloatomowych w warunkach panujących na stacji redukcyjnej, ulega więc zmniejszeniu o 2-7 K na, każdy 1 MPa spadku ciśnienia. Przy wysokim stopniu redukcji gazu uwidacznia się realny problem, związany z efektem Joule'a Thompsona. Redukcja ciśnienia o kilka MPa, tak jak to ma miejsce w stacjach redukcyjnych wysokiego ciśnienia, może spowodować spadek temperatury gazu poniżej 0°C.

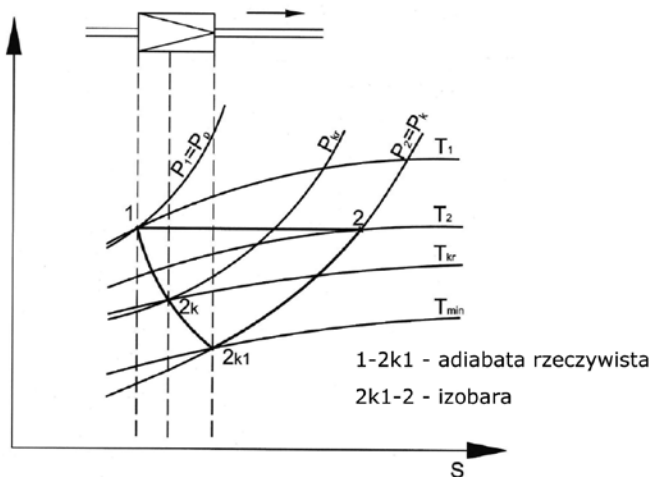
Taka zmiana temperatury może doprowadzić nawet do zamarznięcia urządzeń redukcyjnych, a zwłaszcza pilotów sterujących pracą reduktorów. Efekty spadku temperatury są powiązane z następującymi problemami w eksploatacji reduktorów:

- oblodzone gniazdo reduktora przez skryształizowaną parę zawartą w gazie, może spowodować niestabilną pracę, a nawet zablokować urządzenie,
- hydraty [8], powstające przy dużym spadku temperatury, mogą mieć negatywny wpływ na pracę innych urządzeń będących w stacji redukcyjnej, np. urządzeń pomiarowych, a w krytycznym przypadku znacząco ograniczyć przepustowość stacji redukcyjnej,
- przyspieszenie korozji spowodowane skraplaniem pary wodnej,
- zmniejszenie elastyczności elementu dławiącego przepływ w reduktorach membranowych, co skutkuje wzrostem ciśnienia sterującego oraz brakiem szczelności podczas domknięcia reduktora. Możliwe są odkształcenia membrany na skutek niskich temperatur, utrudniające jej powrót do pierwotnego kształtu, będącego gwarancją odciążenia przepływu gazu.

### Wariant I - układ wyposażony w reduktor z wcześniejszym podgrzewaniem gazu

Powszechnie spotykanym sposobem redukcji ciśnienia w tradycyjnych stacjach gazowych jest układ dławiący strumień gazu przy pomocy reduktora. Reduktor ma za zadanie obniżyć ciśnienie gazu, występującego na jego wejściu do określonej (stałej) wartości, niezależnie od zmian ciśnienia wejściowego oraz przepływu.

Podczas przepływu strumienia gazu przez reduktor, wskutek nagłego zmniejszenia przekroju poprzecznego strugi gazu w gnieździe reduktora, występuje proces, zwany dławieniem gazu. Krótki czas trwania tego procesu umożliwia przyjęcie założenia, że reduktor, w którym zachodzi dławienie jest adiabatycznie izolowany. Na rys. 1, zamieszczonym poniżej, możemy zaobserwować wykres przemian termodynamicznych zachodzących na skutek dławienia strumienia gazu w reduktorze.



Rys. 1. Przebieg przemian termodynamicznych w reduktorze [4]  
Fig.1. The thermodynamic transformations in the reducer[4]

Z wykresu wynika, że podczas rozprężania gazu występują gwałtowne przemiany termodynamiczne, mogące wpłynąć w znacznym stopniu na bezpieczeństwo przesyłanego paliwa gazowego. Szczególnie ważne, ze względu na eksploatację reduktora, są ekspansja gazu w gnieździe elementu dławiącego reduktora oraz ekspansja poza elementem dławiącym. Pierwszy etap ekspansji wykreślony został przy pomocy adiabaty rzeczywistej, a jej charakterystyczne punkty przecięć zaznaczono na wykresie odpowiednio 1, 2k, 2k1. W punkcie 2k, czyli w odpowiadającym mu gnieździe elementu dławiącego, gaz uzyskuje temperaturę krytyczną (Tkr). Tak więc w tym punkcie temperatura gazu może obniżyć się poniżej temperatury punktu rosy, może to skutkować początkowo wykraplaniem się wody, a następnie jej zamarznięciem i w konsekwencji doprowadzić do niestabilnej pracy reduktora. Kolejnym istotnym punktem jest oznaczony na wykresie punkt 2k1. W tym punkcie gaz osiąga znacznie niższą temperaturę i może okazać się, że wartość temperatury gazu jest niższa niż temperatura punktu rosy węglowodorów. W tym przypadku realnym zagrożeniem staje się wykroplenie zawartych w gazie ciężkich węglowodorów, doprowadzając tym samym do powstawania niebezpiecznego zjawiska jakim są hydraty. W ostatnim kroku gaz rozpręża się izobarycznie do wartości ciśnienia wyjściowego, ochładzając się z temperatury T1 do temperatury T2. Temperaturę wyjściową T2, gaz osiąga w punkcie 2, gdzie co prawda wilgotność względna jest mniejsza niż przed redukcją ciśnienia, jednak w tym punkcie temperatura gazu nadal może spaść poniżej 0°C.

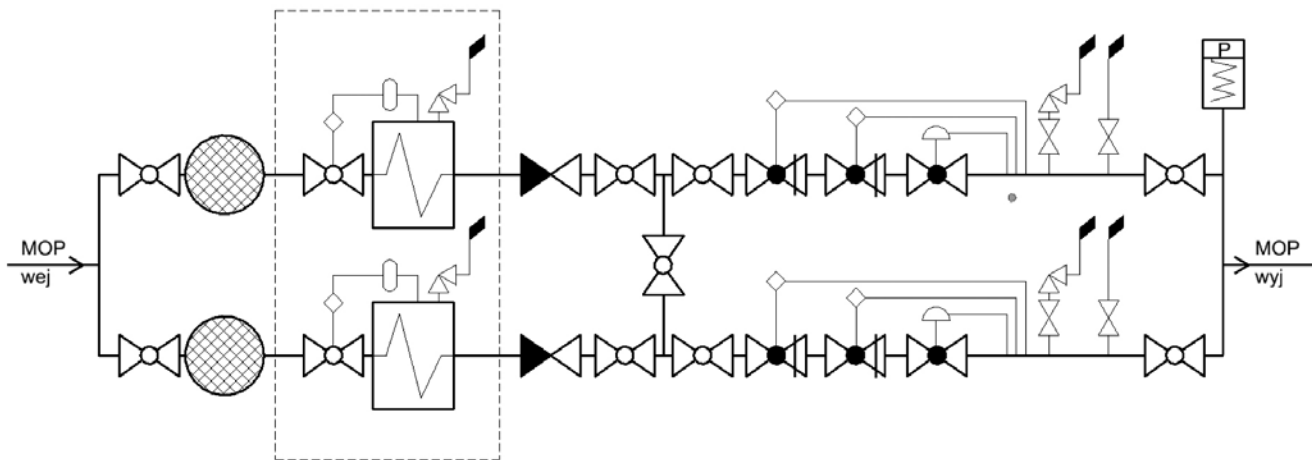
Spadek temperatury gazu podczas procesu dławienia zależy jest bowiem od składu chemicznego gazu i jego aktualnych parametrów (ciśnienia i temperatury), jednakże można przyjąć, że wynosi około 4,5–6°C, na każdy 1 MPa spadku ciśnienia.

Oznacza to, że potencjalne niebezpieczeństwa wynikające z redukcji ciśnienia gazu w reduktorze są głównie związane ze spadkiem temperatury, wynikającym z występowania określonych zjawisk fizycznych, podczas procesu rozprężania. Do prawidłowej pracy reduktora niezbędnym jest podgrzanie gazu ziemnego bezpośrednio przed redukcją ciśnienia do takiej temperatury, by temperatura gazu po redukcji ciśnienia była wyższa od temperatury punktu rosy.

Sposób właściwie zbudowanego ciągu redukcyjnego wyposażonego w układ podgrzewający gaz ziemny przed reduktorem, przedstawiony został na schemacie – rys. 2.

Jeżeli przyjmiemy, że średnio do podgrzewu gazu w stacjach gazowych zużywa się około 1,5% przesyłanego gazu, to oznacza, że koszty związane z tym celem są znaczące.

Drogą do obniżenia kosztów jest wymiana elementu redukującego lub układu.

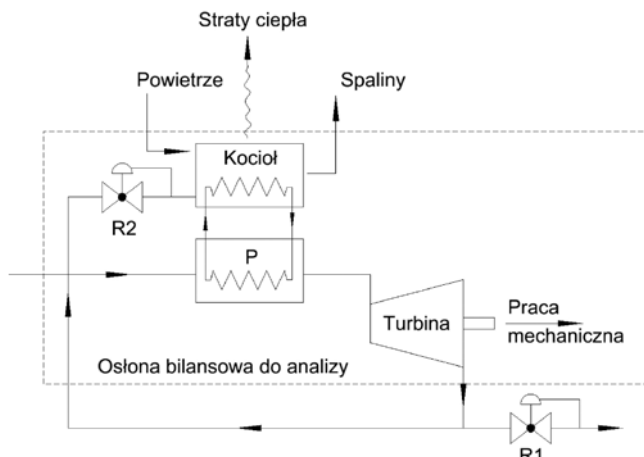


Rys. 2. Schemat ciągu redukcyjnego

Fig. 2. Diagram of the regulation row

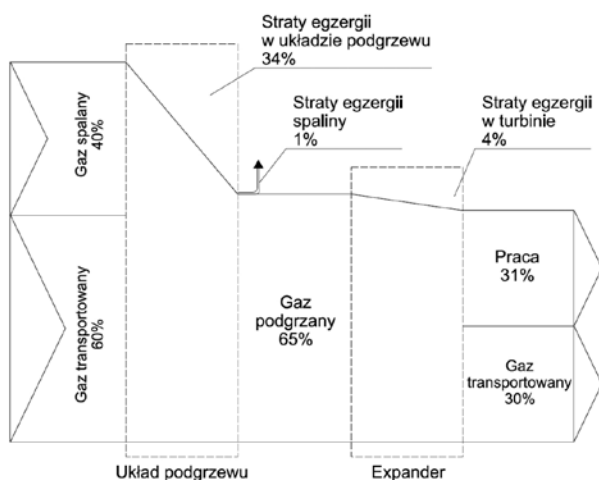
Przykładowo, w miejsce reduktora można zastosować np. turbospannder a tradycyjną kotłownię zastąpić np. absorpcyjną pompą ciepła.

W pracy [3] została przeprowadzona analiza układu redukcyjnego, składającego się z jednostopniowego turbospanndera z podgrzewaczem gazu, zasilanym z lokalnej kotłowni gazowej. Schemat układu przedstawiono na rys. 3.



Rys.3. Model układu z turbospannderem

Fig.3. Model of city gate station with turboexpander



Rys.4. Przemiany egzergii w turbospannderze przy parametrach projektowych: temperatura podgrzewugazu 110 °C, sprawność ekspandera 90% [3]

Fig.4. Exergy transformations in the turboexpander at design parameters: gas heating temperature 110 °C, expander efficiency 90%[3]

Z artykułu wynika, że praca jednostkowa, efektywność i sprawność egzergetyczna rosną wraz ze sprawnością wewnętrzną turbospanndera. Jednakże niższe wartości sprawności wewnętrznej ekspandera pozwalają obniżyć temperaturę podgrzewu gazu. Efektywność samego układu spada ze wzrostem temperatury podgrzewu gazu, oznacza to, że korzystniejsze są układy z jak najniższą wartością podgrzewu. Innymi słowy, ograniczenie minimalnej temperatury wylotowej (przyjmowanej  $T > 0^{\circ}\text{C}$ ) utrudnia uzyskanie wysokich efektywności. Warto więc podkreślić, iż główną przyczyną strat egzergii w systemie jest nieodwracalny przepływ ciepła w układzie grzewczym. Niemniej w pewnych warunkach istnieje możliwość osiągnięcia efektywności układu  $> 1$ , co wskazywałoby, że możliwe jest uzyskanie układu zero-plus energetycznego, czyli o charakterze odzyskowym.

Wymiana tradycyjnego układu grzewczego na gazową adsorpcyjną pompę ciepła ograniczyłaby ilości spalane go gazu ziemnego na potrzeby ogrzewania gazu.

Wspomniana pompa jest urządzeniem, które transportuje ciepło ze źródła o temperaturze niższej, do obszaru o wyższej temperaturze. Jest to możliwe dzięki zjawiskom fizycznym, wynikającym m.in. z różnicy gęstości i ciśnienia. Niezbędnym do zaistnienia przytoczonych zjawisk jest zastosowanie odpowiedniego absorbentu. Takie rozwiązanie pozwala na zwiększenie efektywności egzergetycznej spalane go gazu ziemnego nawet do 174%, dzięki wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii w postaci gruntu, powietrza lub wody.

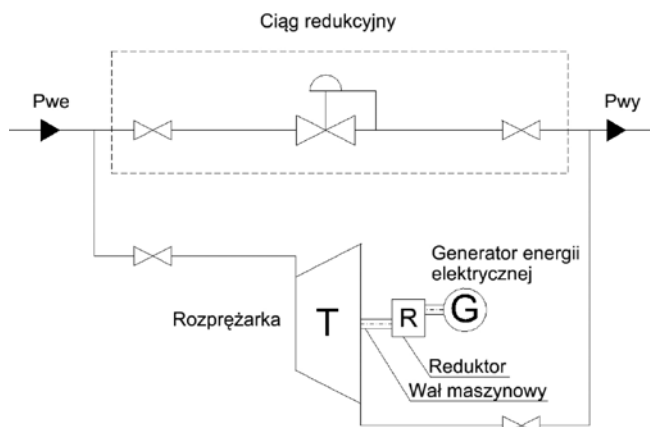
## Wariant II - układ wyposażony w turbospannder z wcześniejszym osuszaniem gazu

Innym sposobem na ograniczenie kosztów eksploatacji stacji gazowej jest zastosowanie rozprężarki w miejsce tradycyjnego reduktora oraz układu osuszające go gaz w miejsce układu podgrzewania gazu. Przy jednoczesnym wykorzystaniu generatora energii elektrycznej, który połączony jest z wałem rozprężarki (rys. 5) co pozwala na wykorzystanie energii rozprężanego gazu do wytwarzania energii elektrycznej.

W instalacjach do rozprężania gazu, z produkcją energii elektrycznej, stosuje się dwa typy rozprężarek:

- turbiny rozprężające,
- urządzenia rozprężające tłokowe.

Turbiny rozprężające wyposażone są w dyszę o zmiennej powierzchni przekroju poprzecznego, dzięki której mogą pracować w szerokim zakresie zmian natężenia przepływu. Podobną cechą charakteryzują się rozprężarki tłokowe, ale mają ponadto wyższe sprawności całkowite. Sprawność całkowita turbin rozprężających

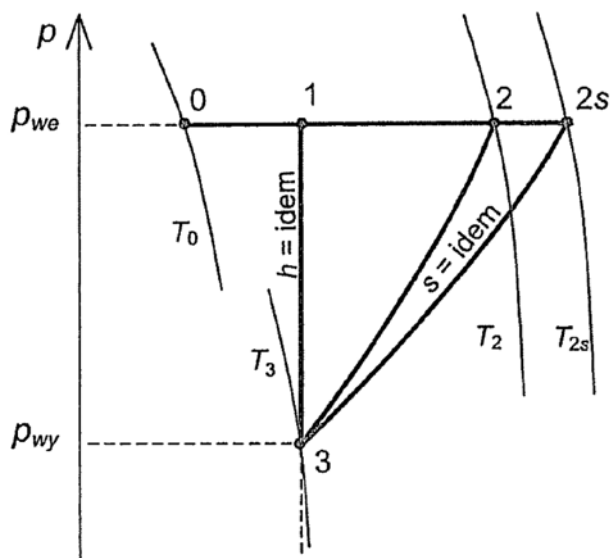


Rys.5. Schemat układu redukcji ciśnienia z równoległym ciągiem z rozprężarką turbinową i generatorem energii elektrycznej

Fig.5. Diagram of gas pressure regulation stations with a turbine expander and an electricity generator on a parallel located row

jest mniejsza, ze względu na duże prędkości obrotowe i konieczność stosowania przekładni mechanicznych, w przypadku napędzania generatora energii elektrycznej.

Spadek temperatury podczas rozprężania gazu w turboekspanderze jest większy od spadku temperatury na reduktorze. Wiąże się to z przetwarzaniem energii strumienia gazu na pracę techniczną. Sytuację tę ilustruje wykres przedstawiony na rys. 6.



Rys.6. Termodynamiczna przemiana gazu [4]

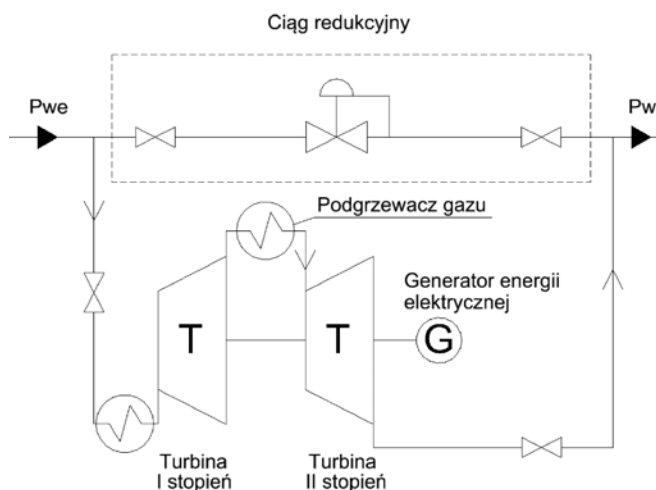
Fig.6. The thermodynamic gas transformations [4]

Podobnie jak w przypadku reduktora, zastosowanie turboekspandera wymaga by temperatura po rozprężaniu była wyższa, niż wynika to bezpośrednio z niebezpieczeństwa związanego z tworzeniem się hydratów.

Jak wskazuje literatura zaleca się, by minimalna temperatura gazu po stronie średniego ciśnienia nie była niższa niż 2-5°C i powinna być odpowiednio wyższa od temperatury punktu rosy oraz temperatury na krzywej tworzenia się hydratów. By warunek ten był spełniony dla turbin o wysokiej sprawności, w artykule [5] podano, iż w praktyce gaz podgrzewany jest do temperatury 55-85°C (znacznie wyższej niż układy z reduktorem). Wynika to ze względów ekonomicznych oraz możliwości eksploatacyjnych kotłów i wymienników ciepła. W przypadku turbin o niższej wewnętrznej sprawności, może się okazać, że spadek temperatury jest niewielki i nie jest konieczne zastosowanie

podgrzewania gazu. Podobną zależność możemy zauważyć w niektórych instalacjach np. magazynach gazu lub kopalniach, gdzie temperatura początkowa może okazać się na tyle wysoka, iż również nie będzie konieczności podgrzewania gazu przed procesem rozprężania.

W praktyce, w stacjach gazowych wysokiego ciśnienia zasilających sieci dystrybucyjne, najczęściej spotykane są dwustopniowe układy rozprężania gazu, z podgrzewaniem gazu przed każdym stopniem, sytuację tę przedstawia prosty schemat zamieszczony na rys. 7.



Rys.7. Schemat układu redukcji ciśnienia z równoległym ciągiem redukcyjnym złożonym z dwustopniowego układu rozprężania gazu z podgrzewem przed każdym stopniem

Fig.7. Diagram of gas pressure regulation stations with a two-stage gas expansion system with pre-heating exchanger before each stage on parallel located row

Po przeanalizowaniu procesu rozprężania gazu zaproponowano modyfikację stacji redukcyjnej wyposażonej w turboekspander z odzyskiem energii, w której tradycyjny układ podgrzewania zastąpiony zostanie układem osuszającym tworząc tym samym stacją zero-plus energetyczną, a więc samowystarczalną energetycznie.

Osuszanie gazu ziemnego nie polegać będzie na całkowitym usunięciu pary wodnej, a jedynie na jej usunięciu w takim stopniu, aby zapobiec skropleniu się wody po redukcji ciśnienia, czyli do uzyskania wartości tzw. temperatury punktu rosy gazu ziemnego niższej od temperatury zachodzącego procesu. W praktyce wystarczające jest osuszenie gazu do takiego poziomu, aby temperatura punktu rosy była o około 5°C niższa od minimalnej temperatury gazu.

Metody osuszania gazu ziemnego można podzielić na kilka rodzajów:

- ochładzanie — powietrzem, wodą, czynnikiem chłodzącym lub poprzez rozprężanie. Możliwy do osiągnięcia poziom osuszenia określony temperaturą punktu rosy wynosi -20°C. Metody z tej grupy są wystarczające do osuszania gazu ziemnego transportowanego gazociągami;
- absorpcyjne — (wchłaniające) umożliwiają osuszenie gazu do temperatury punktu rosy około -30°C. Najczęściej stosowane są roztwory, np. DEG (glikol dietylenowy) lub TEG (glikol trietylenowy);
- adsorpcyjne — (pochłaniające) wykorzystywane są przy głębokim osuszeniu gazu do temperatury punktu rosy nawet -80°C.

Spośród przedstawionych powyżej metod osuszania gazu ziemnego, najbardziej rozpowszechnioną i ekonomiczną metodą jest metoda absorpcyjna, wykorzystująca glikol (TEG) w postaci inhibitora. Wynika to z relatywnie najtańszego i najprostszego rozwiązania, zarówno pod względem kosztów budowy jak i kosztów eksploatacji. Podstawowe parametry technologiczne glikoli stosowanych do osuszania gazu zamieszczono w tab. 1, natomiast podstawowe parametry termodynamiczne glikoli stosowanych do osuszania gazu zamieszczono w tab. 2.

Tabela 1. Podstawowe parametry technologiczne glikoli stosowanych do osuszania gazu[7]

Table.1. Basic technological parameters of glycols used for gas drying [7]

Glikol	Temperatura rozpadu [°C]	Koncentracja ubogiego glikolu	Temperatura punktu rosy H <sub>2</sub> O (1 atm. w 38°C)
EG	165	69,0	3°C
DEG	164	97,1	3°C
TEG	206	98,7	-8°C
TREG	238	>99	-18°C

Tabela 2. Podstawowe parametry termodynamiczne glikoli stosowanych do osuszania gazu [7]

Table.2. Basic thermodynamic parameters of glycols used for gas drying [7]

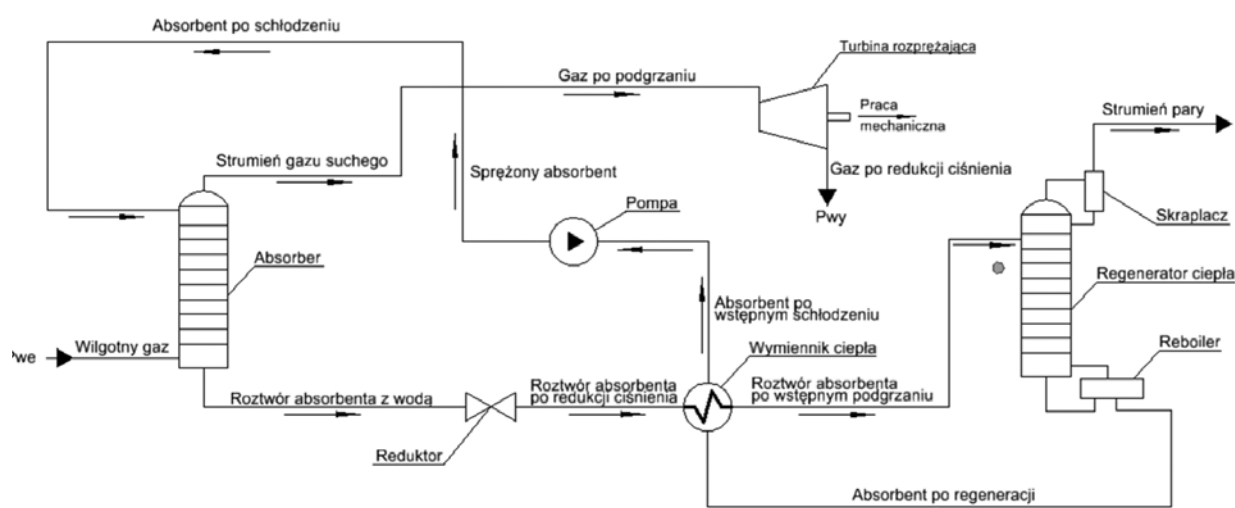
Wzór ogólny	Jednostka	EG	DEG	TEG	TREG
		C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O <sub>2</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O <sub>3</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> O <sub>4</sub>	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> O <sub>5</sub>
Temp. wrzenia w 1 atm.	[°C]	197,1	244,7	287,8	304,9
Temp. topnienia w 1 atm.	[°C]	-12,60	-7,80	-4,30	-4,10
Gęstość w 25°C	[g/ml]	1,111	1,114	1,119	1,122
Gęstość w 60°C	[g/ml]	1,085	1,089	1,092	1,096
Temp. krzepnięcia	[°C]	-13,4	-8,7	-7,2	-4,1
Lepkość w 25°C	[cP]	14,06	30,42	31,43	33,66
Lepkość w 60°C	[cP]	5,00	8,92	9,93	9,94
Napięcie pow. w 25°C	[dyn/cm]	47,98	48,09	44,99	44,00
Ciepło parowania 25°C	[cal/g]	197,04	73,55	81,69	99,18
Ciepło właściwe 25°C	[cal/g°C]	0,571	0,559	0,500	0,562
Ciepło topnienia	[cal/g]	38,34	36,94	49,65	45,01
Ciepło spalania	[MJ/m <sup>3</sup> ]	126,2	237,2	495,0	495,0
Temp. zapłonu	[°C]	115,5	137,8	160,0	204,0
Temp samozapłonu	[°C]	410	370	370	358
Granica wybuch. dolna	[% obj.]	3,2	2,0	0,9	0,5
Granica wybuch. górna	[% obj.]	53,0	22,0	9,2	3,4
Klasa wybuchowości	-	IIB	IIA	IIA	IIA
Klasa niebezpiecz. poz.	-	0	0	0	0
Klasa temperaturowa	-	2	2	2	5

Proces osuszania gazu metodą glikolową jest jednym z prostszych procesów technologicznych, a regeneracja glikolu prowadzona jest na wiele sposobów.

W praktyce przemysłowej osuszanie gazu metodą glikolową spełnia wszystkie wymagania w zakresie parametrów gazu zawarte w normie PN-C-04752:2011 Gaz ziemny – Jakość gazu w sieci przesyłowej.

Na rys. 8 przedstawiono schemat instalacji glikolowej służącej do osuszania gazu ziemnego.

Zgodnie z rys. 8 zawilgocony gaz wpływa do dolnej sekcji kolumny absorbera, natomiast w górnej sekcji kolumny wtryskiwany zostaje glikol, który grawitacyjnie spływa do dolnej sekcji kolumny. W czasie, gdy wilgotny gaz płynie do górnej części kolumny, glikol

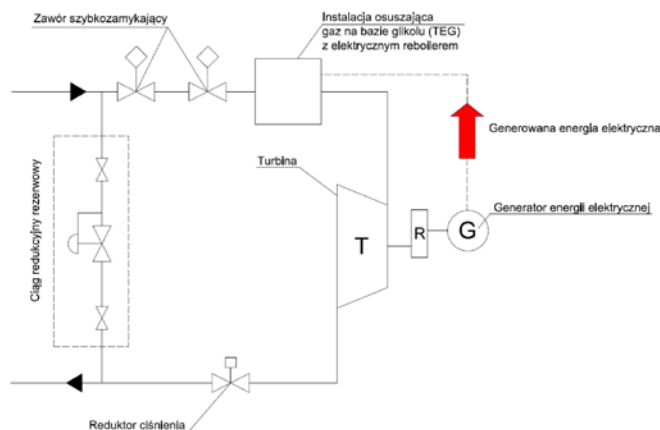


Rys.8. Schemat typowej instalacji osuszającej gaz ziemny z absorbentem w postaci glikolu TEG

Fig.8. Diagram of typical gas dehydration plant with TEG glycol absorber

dzięki swoim właściwości absorpcyjnym, pochłania wodę z przepływającego gazu. Na szczycie kolumny wydostaje się osuszony gaz, podczas gdy na dole kolumny wypływa bogaty w wodę roztwór glikolu. Suchy gaz trafia do turboekspandera, gdzie redukowane jest jego ciśnienie. Bogaty w wodę roztwór glikolu jest kolejno rozprężany i wstępnie podgrzewany, by następnie trafić na wężownicę umieszczoną w górnej części regeneratora ciepła. Kolejny spływa do odgazowywacza, gdzie odseparowany zostaje od gazu. Odgazowany glikol trafia do reboilera, gdzie jest podgrzewany do temperatury ok. 204°C, by odparowała z niego woda. Następnie regenerowany glikol trafia za pomocą pompy wtryskowej ponownie do kolumny absorbera, zamykając tym cykl pracy. Energia cieplna, niezbędna do podgrzania glikolu, pochodzi z generatora energii elektrycznej, a więc bezpośrednio z procesu rozprężania, czyniąc tym stację samowystarczającą (zero-energetyczną).

W układach, gdy na generatorze wytwarzana jest większa ilość energii elektrycznej niż jest wykorzystywana na wewnętrzne potrzeby stacji, uzyskamy tym samym stację zero-plus energetyczną. Na rys. 9 przedstawiono schemat układu redukcji ciśnienia wyposażony w turboekspander, generator energii elektrycznej oraz stację glikolową.



Rys.9. Schemat układu do redukcji ciśnienia gazu wyposażony w turboekspander, generator energii elektrycznej i instalację glikolową

Fig.9. Diagram of gas pressure regulation stations with a turbine expander and an electricity generator and gas dehydration plant

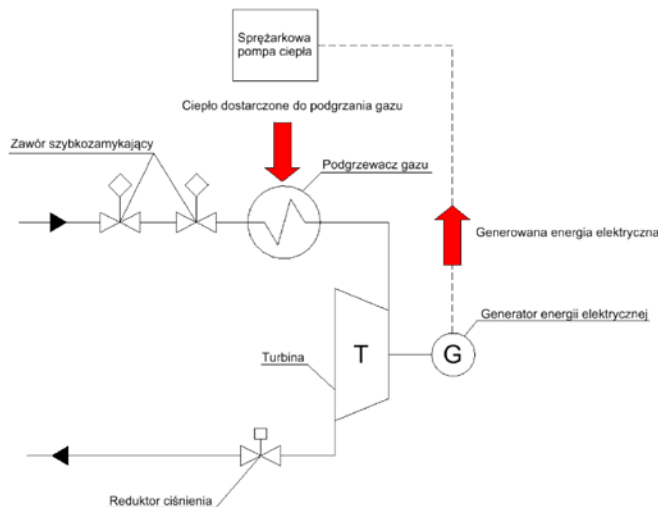
W instalacjach z odzyskiem energii gazu przy jego rozprężaniu, ciąg reducyjny z rozprężarką turbinową instaluje się równolegle do ciągu reducyjnego z reduktorem. Stanowi to bowiem zabezpieczenie zachowania ciągłości dostaw gazu, w przypadku wyłączenia rozprężarki w stanach awaryjnych lub na skutek zbyt małego przepływu gazu w stacji.

### Wariant III - układ wyposażony w turboekspander z wcześniejszym podgrzewaniem gazu z OZE

W III wariantcie proponuje się zastosowanie turboekspandera wraz z generatorem energii elektrycznej oraz układu podgrzewu wykorzystującego odnawialne źródła energii (OZE).

Jak pokazano na rys. 10, główną różnicą pomiędzy wariantem II, a wariantem III stanowić będzie sposób wykorzystania energii elektrycznej. W artykule [6] energią elektryczną zasilano hybrydową instalację OZE, wykorzystującą cieczowe kolektory słoneczne i pompy ciepła. W rozpatrywanym przypadku proponuje się sprężarkową pompę ciepła.

W tab. 3. zamieszczono ogólną charakterystykę niskotemperaturowych źródeł ciepła stosowanych w pompach ciepła.



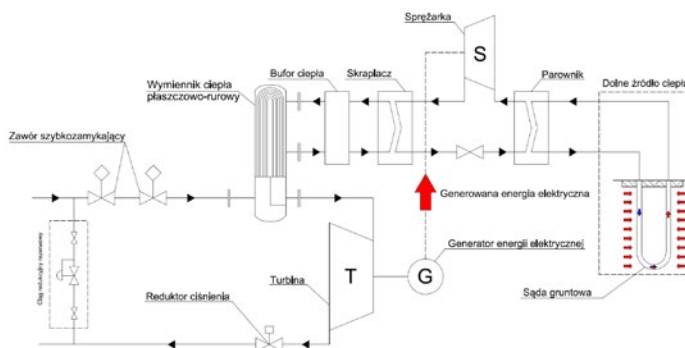
Rys.10. Schemat układu do redukcji ciśnienia gazu wyposażony w turboekspander, generator energii elektrycznej i sprężarkową pompę ciepła

Fig.10. Diagram of gas pressure regulation stations with a turbine expander and an electricity generator and compressor heat pump

Tabela 3. Ogólna charakterystyka źródeł ciepła niskotemperaturowego w pompach ciepła

Table 3. General characteristics of low-temperature heat sources in heat pumps

Rodzaj źródła	grunt	słońce	pow. zewn.	Woda	
				grunt	pow.
temperatura, °C	8÷12	20÷80	4÷15	8÷12	5÷15
spadek temp., K	-	-	4÷6	4÷5	
jednostkowa moc pobierana ze źródła	15÷30 W/m <sup>2</sup>	30÷460 W/m <sup>2</sup>	1,4÷2,2 W/(m <sup>3</sup> /h)	4500÷5900 W/(m <sup>3</sup> /h)	
jednostkowy wzgl. koszt pozyskania 1 kW mocy	4÷5	-	1	3÷5	-



Rys.11. Schemat technologiczny instalacji wykorzystującej odnawialne źródła energii służące do podgrzewania gazu w stacji gazowej wyposażonej w turboekspander

Fig.11. Technological diagram of an installation using renewable energy sources for heating gas in a gas station equipped with a turboexpander

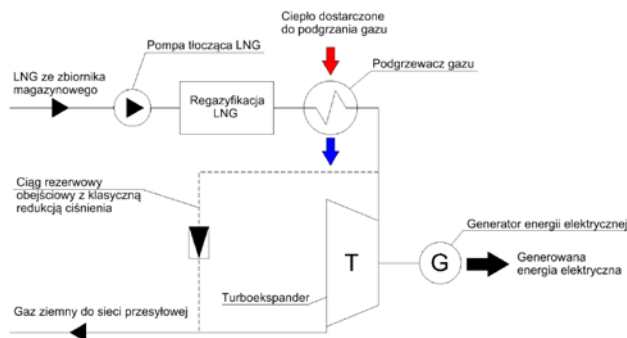
Zespół sprężarkowej pompy ciepła złożony jest z następujących elementów:

- Agregat sprężarkowy (sprężarka grzejna) napędzany energią elektryczną generowaną przez turboekspander,
- Układ dolnego źródła ciepła,
- Wymiennik ciepła (skraplacz, parownik, wymiennik płaszczowo-rurowy),
- Sieć przewodów czynnika roboczego,
- Urządzenia regulacyjno-zabezpieczające,
- Zasobnik ciepła (bufor).

## Wariant IV - układ wyposażony w turboekspander bez wcześniejszego podgrzewania gazu

W tym wariantcie zakłada się, że gazowa stacja redukcyjna zasilana jest gazem ziemnym po regazyfikacji LNG. Redukcja ciśnienia gazu odbywać się będzie przy pomocy turboekspandera z generatorem energii elektrycznej. W takim przypadku może się okazać, że nie ma potrzeby dodatkowego osuszania gazu ziemnego, czy też podgrzewania go przed rozprężaniem, ponieważ osuszony gaz ziemny będzie osiągał temperaturę punktu rosy znacznie poniżej temperatury gazu po redukcji. Schemat układu przedstawiono na rys. 12.

Wyprodukowana energia elektryczna zostanie wykorzystana na lokalne potrzeby stacji gazowej, jednak to stanowić będzie jedynie niewielką jej część. Pozostała część potencjalnego nadatku energii elektrycznej mogłaby zostać wykorzystywana na potrzeby własne zakładów przemysłowych, pod warunkiem, że byłyby to zakładowe stacje gazowe.



Rys. 12. Schemat procesu regazyfikacji z wykorzystaniem turboekspandera do produkcji energii elektrycznej

Fig. 12. Diagram of the regasification process with the use of a turboexpander for electricity production

## Analiza energetyczna [2]

Przykładową analizę energetyczną przeprowadzono dla wybranej stacji gazowej w miejscowości X. Celem analizy jest określenie minimalnej wartości energii cieplnej, która jest niezbędna do zachowania odpowiednich parametrów gazu po redukcji ciśnienia.

Szczegółowe parametry pracy stacji podano w tab. 4.

Oznaczenia używane podczas obliczeń:

- Przepustowość stacji  $Q_n$  [m<sup>3</sup>/h],
- Nadciśnienie gazu na wejściu  $p_1$  [MPa],
- Nadciśnienie gazu na wyjściu  $p_2$  [MPa],

- Ciśnienie absolutne  $p_a$  [MPa],
- Temperatura gazu na wejściu turbiny  $T_1$  [K],
- Temperatura gazu na wyjściu turbiny  $T_2$  [K],
- Temperatura gazu przy rozprężaniu adiabatycznym  $T_{2ad}$  [K],
- Temperatura punktu rosy gazu  $T_r$  [K],
- Natężenie masowe przepływu podgrzanego gazu  $G^s$  [kg/h],
- Efektywny współczynnik sprawności  $\eta_e$  [%],
- Współczynnik sprawności adiabatycznej turbiny  $\eta_0$  [%],
- Współczynnik sprawności mechanicznej turbiny  $\eta_m$  [%],
- Współczynnik sprawności generatora prądu  $\eta_{gm}$  [%],
- Współczynnik sprawności kotła  $\eta_k$  [%],
- Współczynnik sprawności wymiennika ciepła  $\eta_{wc}$  [%],
- Współczynnik sprawności instalacji grzewczej  $\eta_g$  [%],
- Ilość wymienników ciepła  $n$  [-],
- Gęstość w warunkach normalnych  $\rho_n$  [kg/m<sup>3</sup>],
- Średnia wartość ciepła właściwego ( $P=idem.$ )  $C_p$  [kJ/(kg\*K)],
- Średnia wartość ciepła opałowa gazu  $H$  [kJ/m<sup>3</sup>],
- Średnia wartość współczynnika adiabaty gazu  $k_m$  [-],
- Spadek entalpii w rozprężarce  $\Delta h$  [kJ/kg],
- Współczynnik Joule'a-Thomsona  $\mu = \left[ \frac{K}{MPa} \right]$ ,  
 $N = [kW]$
- Moc cieplna/grzewcza  $N = [kW]$
- Moc wytwarzana przez generator  $N_e = [kW]$

Przyjęto:

$$\mu = 6,0 \text{ K/MPa}$$

Średnia wartość ciśnienia absolutnego gazu

$$p_a = 0,1 + \frac{(3,75 - 0,38)}{2} = 1,79 \text{ MPa}$$

Średnia wartość temperatury gazu

$$T = 278,22 + \frac{(3,75 - 0,38) + 6,0}{2} = 288,33 \text{ K}$$

Na podstawie wykresu zamieszczonego na rysunku 13, określono współczynnik Joule'a-Thomsona.

Współczynnik Joule'a-Thomsona dla parametrów zamieszczonych powyżej wynosi:

$$\mu = 5,79 \text{ k/MPa}$$

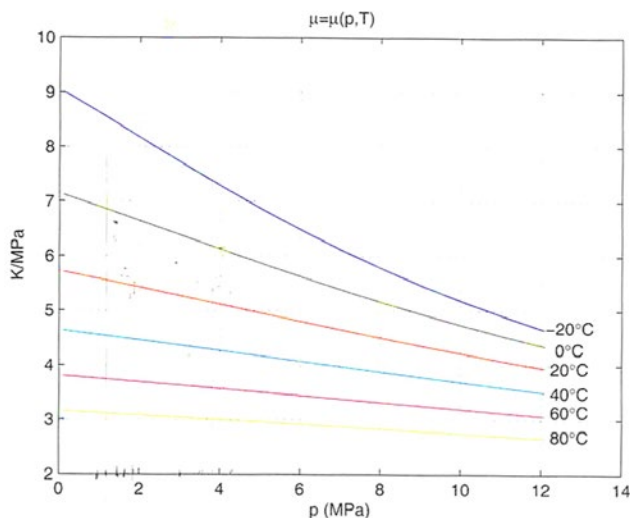
W kolejnej iteracji powtórzono obliczenia dla nowej wartości  $\mu$  i otrzymano:

$$T = 278,22 + \frac{(3,75 - 0,38) + 5,79}{2} = 287,98 \text{ K}$$

Tabela 4. Średniomiesięczne parametry stacji gazowej w miejscowości X w ujęciu rocznym

Table 4. The monthly average parameters of the gas station in X on an annual basis

Miesiąc	T wej [°C]	T wyj [°C]	T punktu rosy [°C]	Qn [m <sup>3</sup> /h]	P wej [kPa]	P wyj [kPa]	Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]
Luty	3,69	5,07	-20,40	1 918,46	3 748,19	377,24	0,750
Marzec	2,78	8,75	-19,90	1 724,29	3 597,59	377,95	0,750
Kwiecień	8,73	13,71	-20,70	793,05	3 870,63	387,06	0,753
Maj	13,13	11,45	-20,40	561,48	3 912,23	388,87	0,751
Czerwiec	15,16	10,21	-21,20	554,91	4 120,80	388,56	0,747
Lipiec	16,55	12,38	-20,90	557,09	3 989,24	388,03	0,753
Sierpień	18,45	14,29	-20,60	548,17	3 753,05	384,67	0,749
Wrzesień	15,82	13,58	-19,70	626,58	3 605,40	389,45	0,748
Październik	11,90	10,67	-20,10	1 045,10	3 548,02	388,77	0,746
Listopad	9,15	8,96	-20,40	1 464,80	3 846,78	388,06	0,748
Grudzień	5,61	9,45	-20,50	1 786,25	3 888,54	384,27	0,747
Styczeń	4,71	7,30	-20,00	1 736,96	3 427,18	368,81	0,748

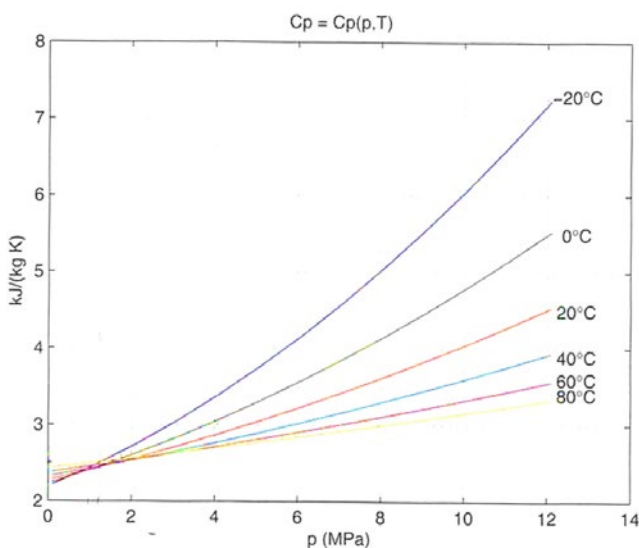


Rys.13. Współczynnik Joule'a-Thomsona dla gazu ziemnego wysokometanowego E [4]  
Fig.13. Joule-Thomson coefficient for high-methane natural gas [4]

Współczynnik Joule'a-Thomsona dla aktualnych parametrów wynosi:

$$\mu = 5,95 \text{ k/MPa}$$

Na podstawie wykresu zamieszczonego na rys. 14, określono ciepło właściwe przy stałym ciśnieniu.



Rys.14. Ciepło właściwe przy stałym ciśnieniu dla gazu ziemnego wysokometanowego E [4]

Fig.14. Specific heat at constant pressure for high-methane natural gas [4]

Ciepło właściwe przy stałym ciśnieniu wynosi:

$$C_p = 2,61 \text{ kJ/(kgK)}$$

Na podstawie powyższych danych zapotrzebowanie na moc cieplną instalacji podgrzewania wynosi:

$$N = 0,7504 * \frac{1918}{3600} * 2,61 * (278,22 + (3,75 - 0,38) * 5,95 - 276,84) = 22,37 \text{ kW}$$

Uwzględniając współczynnik sprawności instalacji grzewczej  $\eta_g = 0,85$ , wymagana moc podgrzewacza wynosi  $N = 26,32 \text{ kW}$ .

Otrzymane rezultaty bazują na parametrach stacji gazowej w miesiącu lutym. W tabeli 5 i 6, zamieszczono wyniki analogicznego ciągu obliczeń dla 12 kolejnych miesięcy.

Tabela 5. Roczne zestawienie zapotrzebowania na energię dla wariantu z reduktorem

Table.5. Annual inventory of energy demand for the variant with a reducer

Miesiąc	Współczynnik J-T [K/MPa]	Ciepło właściwe [kJ/(kg*K)]	Moc cieplna [kW]	Całkowita moc cieplna [kW]
Luty	5,95	2,61	22,37	26,32
Marzec	5,70	2,61	22,84	26,87
Kwiecień	5,33	2,53	9,89	11,63
Maj	5,42	2,53	5,16	6,07
Czerwiec	5,40	2,54	4,45	5,23
Lipiec	5,37	2,53	4,47	5,26
Sierpień	5,31	2,53	4,51	5,30
Wrzesień	5,35	2,53	4,93	5,80
Październik	5,42	2,53	10,30	12,11
Listopad	5,49	2,53	15,77	18,56
Grudzień	5,56	2,53	21,87	25,73
Styczeń	5,74	2,54	18,46	21,72

Tabela 6. Roczne zestawienie spadku temperatury dla wariantu z reduktorem

Table.6. Annual inventory of temperature drop for the variant with a reducer

Miesiąc	Temperatura punktu rosy [°C]	Temperatura wejściowa [°C]	Spadek temperatury gazu na reduktorze [°C]
Luty	-20,4	3,69	20,06
Marzec	-19,9	2,78	18,35
Kwiecień	-20,7	8,73	18,57
Maj	-20,4	13,13	19,10
Czerwiec	-21,2	15,16	20,15
Lipiec	-20,9	16,55	19,34
Sierpień	-20,6	16,55	17,89
Wrzesień	-19,7	15,82	17,21
Październik	-20,1	11,90	17,12
Listopad	-20,4	9,15	18,99
Grudzień	-20,5	5,61	19,48
Styczeń	-20,0	4,71	17,56

Dla określonej przepustowości i stopnia redukcji stacji gazowej w poszczególnych miesiącach roku dobrano układ rozprężający (turboekspander) wraz z generatorem energii elektrycznej, a następnie wykonano bilans energetyczny proponowanego wariantu. Zaproponowano dwustopniowe rozprężanie, z jednakowym stopniem redukcji oraz z równymi wartościami temperatury przed każdym ze stopni.

Końcowa wartość temperatury gazu przy rozprężaniu adiabatycznym w rozprężarce dla I stopnia wynosi:

$$T_{2,ad} = T_1 * \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{\frac{k_m-1}{k_m}} \text{ [K]} \quad (6)$$

gdzie:

$$k_m = \sum_{i=1}^n g_i * k_i \text{ [-]} \quad (7)$$

$$\eta_0 = \frac{i_t}{i_{ad}} = \frac{C_p * (T_1 - T_2)}{C_{p,ad} * (T_1 - T_{2,ad})} \text{ [-]} \quad (8)$$

Ostatecznie otrzymujemy:

$$T_{2,ad} = (276,84) * \left(\frac{p_2 + 0,1013}{p_1 + 0,1013}\right)^{\frac{1,325-1}{1,325}} = 211,74 \text{ [K]}$$



Przy założeniu, że:

$$\frac{c_p}{c_{p,ad}} = 1$$

temperatura na wyjściu z turbiny:

$$\begin{aligned} T_2 &= T_1 - \eta_0 * (T_1 - T_{2,ad}) \\ T_2 &= T_1 - 0,8 * (T_1 - T_{2,ad}) = 224,76 \text{ K} \end{aligned} \quad (9)$$

Rzeczywisty spadek entalpii w rozprężarce:

$$\begin{aligned} \Delta h &= c_p * (T_1 - T_2) \text{ [kJ/kg]} \\ \Delta h &= 2,57 * (T_1 - T_2) = 133,85 \text{ [kJ/kg]} \end{aligned} \quad (10)$$

Moc prądu wytwarzanego przez generator:

$$N_e = \frac{\Delta h * Q^g * \eta_e}{860} \quad (11)$$

gdzie:

$Q^g$  – natężenie przepływu gazu przez rozprężarkę.

$\eta_e$  – efektywny współczynnik sprawności

$$\eta_e = \eta_0 * \eta_m * \eta_{gm} \quad (12)$$

Otrzymana moc wytworzonego prądu wynosi

$$N = \eta_0 * \eta_m * \eta_g * Q_m * \Delta h = 0,8 * 0,98 * 0,95 * \frac{0,750 \cdot 1918,46}{3600} * 133,85 = 39,87 \text{ kW}$$

Końcowa wartość temperatury gazu przy rozprężaniu adiabatycznym w rozprężarce dla II stopnia wynosi:

$$T_{2,ad} = T_1 * \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{\frac{k_m-1}{k_m}} \text{ [K]} \quad (13)$$

gdzie:

$$k_m = \sum_{i=1}^n g_i * k_i \text{ [-]} \quad (14)$$

$$\eta_0 = \frac{i_t}{i_{ad}} = \frac{c_p * (T_1 - T_2)}{c_{p,ad} * (T_1 - T_{2,ad})} \text{ [-]} \quad (15)$$

otrzymujemy

$$T_{2,ad} = (224,76) * \left(\frac{p_1+0,1013}{p_2+0,1013}\right)^{\frac{1,325-1}{1,325}} = 176,22 \text{ [K]}$$

Przy założeniu, że

$$\frac{c_p}{c_{p,ad}} = 1$$

Temperatura na wyjściu z turbiny

$$\begin{aligned} T_2 &= T_1 - \eta_0 * (T_1 - T_{2,ad}) \\ T_2 &= T_1 - 0,8 * (T_1 - T_{2,ad}) = 185,92 \text{ K} \end{aligned} \quad (16)$$

Rzeczywisty spadek entalpii w rozprężarce

$$\begin{aligned} \Delta h &= c_p * (T_1 - T_2) \text{ [kJ/kg]} \\ \Delta h &= 2,27 * (T_1 - T_2) = 88,15 \text{ [kJ/kg]} \end{aligned} \quad (17)$$

Moc prądu wytwarzanego przez generator

$$N_e = \frac{\Delta h * Q^g * \eta_e}{860} \quad (18)$$

gdzie:

$Q^g$  – natężenie przepływu gazu przez rozprężarkę.

$\eta_e$  – efektywny współczynnik sprawności

$$\eta_e = \eta_0 * \eta_m * \eta_{gm} \quad (19)$$

Otrzymana moc wytworzonego prądu wynosi

$$\begin{aligned} N &= \eta_0 * \eta_m * \eta_g * Q_m * \Delta h = 0,8 * 0,98 * 0,95 \\ &\cdot \frac{0,750 \cdot 1918,46}{3600} * 88,15 = 26,26 \text{ kW} \end{aligned} \quad (20)$$

Otrzymane rezultaty bazują na parametrach stacji gazowej w miesiącu lutym. W tab. 7 i 8 zamieszczono wyniki analogicznego ciągu obliczeń dla 12 kolejnych miesięcy.

Tabela 7. Roczne zestawienie spadku temperatury dla wariantu z turboekspanderem  
Table.7. Annual inventory of temperature drop for the variant with a turboexpander

Miesiąc	Temperatura wejściowa [°C]	Spadek temperatury gazu na układzie rozpręż. [°C]	Temperatura wyjściowa [°C]	Temp. punktu rosy [°C]
Luty	3,69	90,92	-87,23	-20,4
Marzec	2,78	89,85	-87,07	-19,9
Kwiecień	8,73	92,96	-84,23	-20,7
Maj	13,13	94,65	-81,52	-20,4
Czerwiec	15,16	97,14	-81,98	-21,2
Lipiec	16,55	96,52	-79,97	-20,9
Sierpień	16,55	96,53	-78,08	-20,6
Wrzesień	15,82	92,62	-76,80	-19,7
Październik	11,90	90,80	-78,90	-20,1
Listopad	9,15	92,76	-83,61	-20,4
Grudzień	5,61	92,28	-86,67	-20,5
Styczeń	4,71	88,83	-84,12	-20,0

Tabela 8. Roczne zestawienie ilości wyprodukowanej energii przez turboekspander  
Table.8. Annual inventory of quantity of electricity produced from a turboexpander

Miesiąc	Wytworzona moc na I stopniu rozprężania [kW]	Wytworzona moc na II stopniu rozprężania [kW]	Łącznie wytworzona moc podczas rozprężania [kW]
Luty	39,87	26,26	66,12
Marzec	33,17	23,10	56,27
Kwiecień	16,12	11,05	27,17
Maj	11,53	7,97	19,50
Czerwiec	11,62	7,95	19,57
Lipiec	11,80	8,07	19,88
Sierpień	11,17	7,73	18,90
Wrzesień	12,46	8,68	21,13
Październik	20,29	14,15	34,44
Listopad	29,46	20,13	49,59
Grudzień	35,62	24,26	59,88
Styczeń	33,30	22,80	56,09

Z powyższych rezultatów obliczeń wynika, że temperatura gazu po rozprężaniu jest poniżej temperatury punktu rosy gazu doprowadzanego na stację redukcyjną. Koniecznym jest więc podgrzanie lub osuszenie gazu przed procesem rozprężania.

Analizowany wariant IV tzn. układ wyposażony w turboekspander oraz generator energii elektrycznej bez dodatkowego układu podgrzewającego czy osuszającego, jest niemożliwy do zastosowania w przypadku analizowanej stacji gazowej.

## Podsumowanie

Zaprezentowane zostały rozwiązania techniczne, pozwalające na ograniczenie emisyjności oraz na obniżenie zapotrzebowania na energię pierwotną, niezbędną w procesie redukcji ciśnienia gazu w stacjach gazowych. Wspomnianą energię odpadową, dostępną

w procesie redukcji ciśnienia gazu, zagospodarowano do procesów osuszania lub podgrzewania gazu ziemnego.

Na podstawie uzyskanych danych można zauważyć, iż stosowanie turboeskpandera jest tym bardziej opłacalne, im większy i stabilny jest strumień objętości gazu przechodzącego przez stację oraz im większy jest stopień redukcji.

#### LITERATURA:

- [1] Bąkowski K. 2007. Sieci i instalacje gazowe poradnik projektowania budowy i eksploatacji, WNT, Warszawa.
  - [2] Gontarski M. 2021. Analiza zero-plus energetycznej stacji gazowej, praca magisterska, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej.
  - [3] Kostowski W., Żydek T., Górny K. 2010. "Turboeskpander jako perspektywiczna technologia dla systemu gazowego" *Rynek energii* 3.
  - [4] Osiadacz A., Chaczykowski M. 2010. "Stacje gazowe, Teoria, projektowanie, Eksplantacja" Fluid Systems, Warszawa.
  - [5] Osiadacz, A., Chaczykowski, M., Kwestarz M. 2017. "An evaluation of the possibilities of using turboexpanders at pressure regulator stations" *Journal of Power Technologies* (97)3.
  - [6] Osiadacz A. J., Kwestarz M., Chaczykowski M. 2018. "Hybrydowa instalacja OZE do podgrzewania gazu w stacjach gazowych" *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, (6): 202–206.
  - [7] Pokrzywniak C. 2007. "Analiza rozwiązań technicznych i efektywności stosowania procesów osuszania gazu ziemnego" *Wiertnictwo Nafta Gaz* 24.
  - [8] Sloan E. Dendy Jr. 1998. "Clathrate hydrates of natural gases 2nd ed." *Marcel Dekker INC.*, New York.
-