

Wykorzystanie egzergii kriogenicznej skroplonego gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej

Tomasz Simla¹

e-mail: t.g.simla@gmail.com

Słowa kluczowe: skroplony gaz ziemny, regazyfikacja, egzergia kriogeniczna, odzysk energii, terminal LNG w Świnoujściu

Streszczenie

Gaz ziemny jest paliwem kopalnym o największej dynamice wzrostu udziału w światowym miksie energetycznym. Transport gazu w postaci skroplonej (LNG, ang. *liquefied natural gas*) stanowi alternatywę dla tradycyjnego transportu rurociągowego. Polska dołącza do światowego rynku LNG dzięki wybudowanemu w Świnoujściu terminalowi regazyfikacyjnemu. Proces skraplania gazu jest bardzo energochłonny. Część energii wykorzystanej w tym procesie zostaje zmagazynowana w LNG jako egzergia kriogeniczna. W konwencjonalnym procesie regazyfikacji egzergia ta jest tracona poprzez uwalnianie do wody morskiej lub innego czynnika służącego jako zewnętrzne źródło ciepła. Istnieje wiele koncepcji wykorzystania egzergii kriogenicznej LNG. Wśród możliwych zastosowań jest wykorzystanie LNG do produkcji energii elektrycznej poprzez użycie go jako dolnego źródła ciepła w obiegach termodynamicznych lub bezpośrednio jako czynnika obiegowego. W ramach niniejszej pracy zamodelowano cztery układy technologiczne regazyfikacji LNG: dwa układy bez odzysku „zimnej” egzergii oraz dwa układy z odzyskiem, produkujące energię elektryczną. Podstawowe dane wejściowe do modelu (strumień masowy, ciśnienie gazu) odpowiadają rzeczywistym parametrom pracy terminalu w Świnoujściu. Wykonano symulację działania wszystkich układów dla zmiennej w skali roku temperatury otoczenia. Obliczono szereg wskaźników służących do porównania między sobą poszczególnych układów, takich jak średnioroczne zużycie paliwa, sprawność egzergetyczna i wskaźnik skumulowanego zużycia energii.

¹ Rozdział przygotowano podczas pracy nad projektem dyplomowym magisterskim wykonywanym przez autora w Instytucie Techniki Ciepłej na Wydziale Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej, pod opieką dra hab. inż. Wojciecha Stanka, profesora nadzwyczajnego na Politechnice Śląskiej.

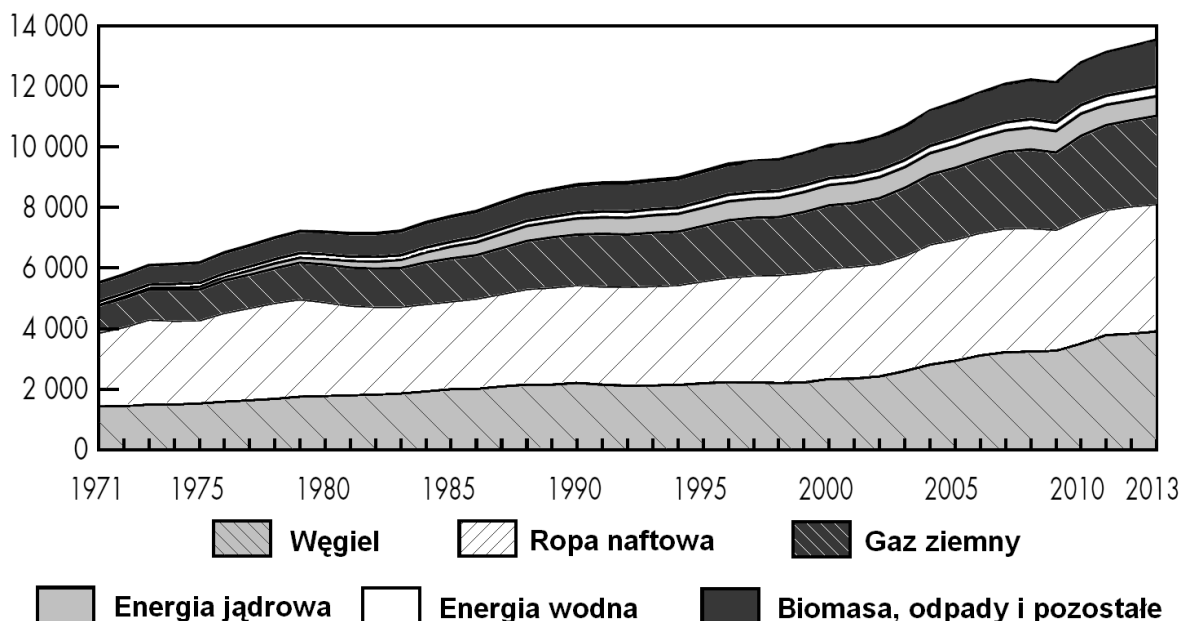


1 Wprowadzenie

Gaz ziemny (ang. *natural gas*, NG) jest paliwem kopalnym pochodzenia organicznego. Jego skład jest zróżnicowany (zależny od złoża), jednak głównym składnikiem gazu ziemnego jest metan. Udział molowy metanu wynosi najczęściej pomiędzy 70 a 98%. Obok metanu w składzie gazu ziemnego mogą występować wyższe węglowodory (etan, propan, butan) w ilościach nie przekraczających 20% oraz gazy inertne i zanieczyszczenia: dwutlenek węgla, azot, tlen i siarkowodór. W procesie oczyszczania gazu usuwane są z niego składniki niepożądane (przede wszystkim siarkowodór) oraz takie, które mogą stanowić osobny produkt handlowy (propan i butan) [1]. Oczyszczony gaz ziemny składa się niemal wyłącznie z metanu, dlatego jego spalanie, w przeciwieństwie do spalania węgla i w mniejszym stopniu produktów przeróbki ropy naftowej, nie wiąże się z emisją żadnych szkodliwych substancji pochodzenia paliwowego. Ponadto uzyskanie jednostki energii ze spalania gazu ziemnego obarczone jest emisją dwutlenku węgla o około połowę mniejszą niż przy uzyskaniu tej samej ilości energii ze spalania węgla. Co więcej, elektrownie gazowo-parowe opalane tym paliwem z łatwością uzyskują sprawności konwersji energii przewyższające sprawności bloków kondensacyjnych opalanych węglem. Są to tylko niektóre z powodów, dla których gaz ziemny staje się coraz bardziej popularnym nośnikiem energii, co odzwierciedla się w zwiększającym się udziale tego paliwa w światowym miksie energetycznym.

1.1 Gaz ziemny w kontekście światowej gospodarki energetycznej

Wydobycie gazu ziemnego na przestrzeni ostatnich 40 lat wykazuje stale rosnący trend. Na rysunku 1.1 przedstawiono światowe zużycie energii pierwotnej (wyrażone w milionach ton oleju ekwiwalentnego) w latach 1971÷2013 w rozbiciu na poszczególne źródła.



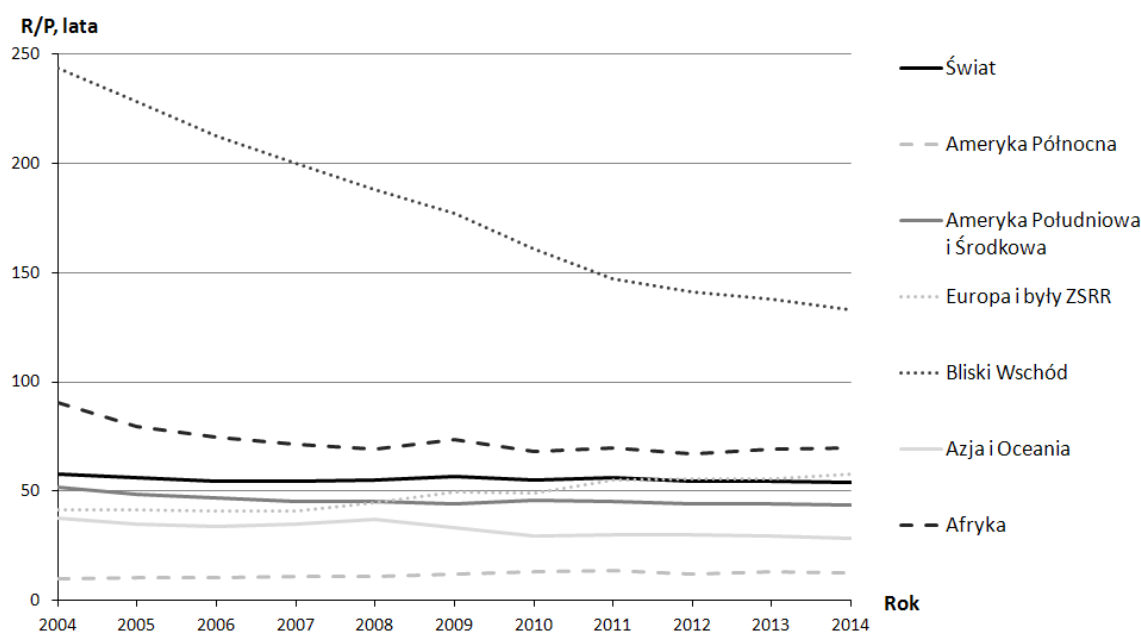
Rysunek 1.1: Zużycie energii pierwotnej na świecie [2]

W tabeli 1.1 porównano wielkości światowego wydobycia węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego w latach 1973 i 2013. Wydobycie gazu ziemnego w analizowanym okresie wzrosło niemal trzykrotnie. W roku 1973 gaz ziemny zaspokajał 16% światowego zapotrzebowania na energię pierwotną, w roku 2013 było to już 21,4% [2].

Tabela 1.1: Statystyki wydobycia paliw kopalnych w latach 1973 i 2013 (opracowanie własne na podstawie [2]).

	Jednostka	Paliwo kopalne		
		Węgiel	Ropa naftowa	Gaz ziemny
Wydobycie w 1973 r.	Mtoe	1474,35	2938,38	990,98
Udział w miksie energetycznym w 1973 r.	%	24,5	46,2	16
Wydobycie w 2013 r.	Mtoe	3958,1	4215,64	2908,64
Udział w miksie energetycznym w 2013 r.	%	28,9	31,1	21,4
Przyrost wydobycia na przestrzeni 40 lat	%	168	43	194

Światowe rezerwy gazu ziemnego na koniec roku 2014 szacowane były na 187 bilionów metrów sześciennych. Globalny wskaźnik R/P (rezerwy do produkcji) przyjmuje wartość około 54 lat, jednak utrzymuje się na stałym poziomie od ponad 30 lat [3]. Zmiany wskaźnika R/P dla gazu ziemnego na przestrzeni lat 2004÷2014 zobrazowano na rysunku 1.2.



Rysunek 1.2: Wartości wskaźnika R/P dla gazu ziemnego w poszczególnych regionach świata (opracowanie własne na podstawie [3])

1.2 LNG jako metoda transportu gazu ziemnego

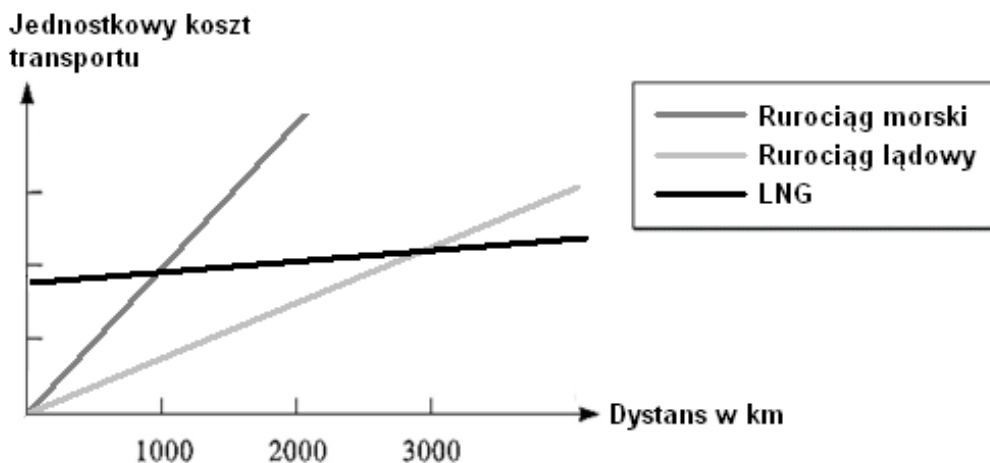
Tradycyjną, stosowaną od ponad stulecia metodą transportu gazu ziemnego jest transport rurociągowy. Gazociągi stanowią stabilne i bezpieczne źródło dostaw gazu ziemnego z dużych, dogodnie zlokalizowanych złóż tego surowca. W miarę wyczerpywania się starych złóż i od-

krywania nowych, oddalonych znacznie od odbiorców i położonych niekorzystnie z punktu widzenia możliwości budowy gazociągu, konieczne stało się opracowanie alternatywnych metod transportu gazu ziemnego.

W warunkach normalnych 1 m³ metanu ma masę 0,66 kg i wartość opałową 32,8 MJ. Dla porównania, 1 m³ ropy naftowej ma masę około 835 kg i wartość opałową około 41 GJ, czyli ponad tysiąc razy większą niż gazowy metan. Ze względu na niską gęstość energii nieracjonalne byłoby transportowanie metanu w postaci gazowej w tankowcach lub cysternach. Jedyłą alternatywą wobec rurociągów technologią transportu gazu ziemnego, która rozwinęła się na komercyjną skalę jest skraplanie gazu ziemnego (LNG, ang. *liquefied natural gas*) [4]. Metan o temperaturze rzędu -162°C pod ciśnieniem normalnym jest bezbarwną, bezwoną, nietoksyczną i niepowodującą korozji cieczą o gęstości około 650 razy większej niż w warunkach normalnych. Skroplenie metanu pozwala zatem na zwiększenie gęstości energii do około 21 GJ na metr sześcienny. Po dostarczeniu surowca do miejsca przeznaczenia jest on na powrót doprowadzany do postaci gazowej.

Zaletą transportu gazu ziemnego w formie LNG jest jego elastyczność. Dostawca gazu ziemnego nie jest sztywno związany z odbiorcą poprzez rurociąg. Skroplony gaz można drogą morską dostarczyć do dowolnego terminalu regazyfikacyjnego na świecie. W ten sposób LNG przyczynia się do zwiększenia konkurencyjności na rynku gazu ziemnego. Odbiorca gazu dysponujący terminalem regazyfikacyjnym może dowolnie wybrać, od kogo zakupi to paliwo.

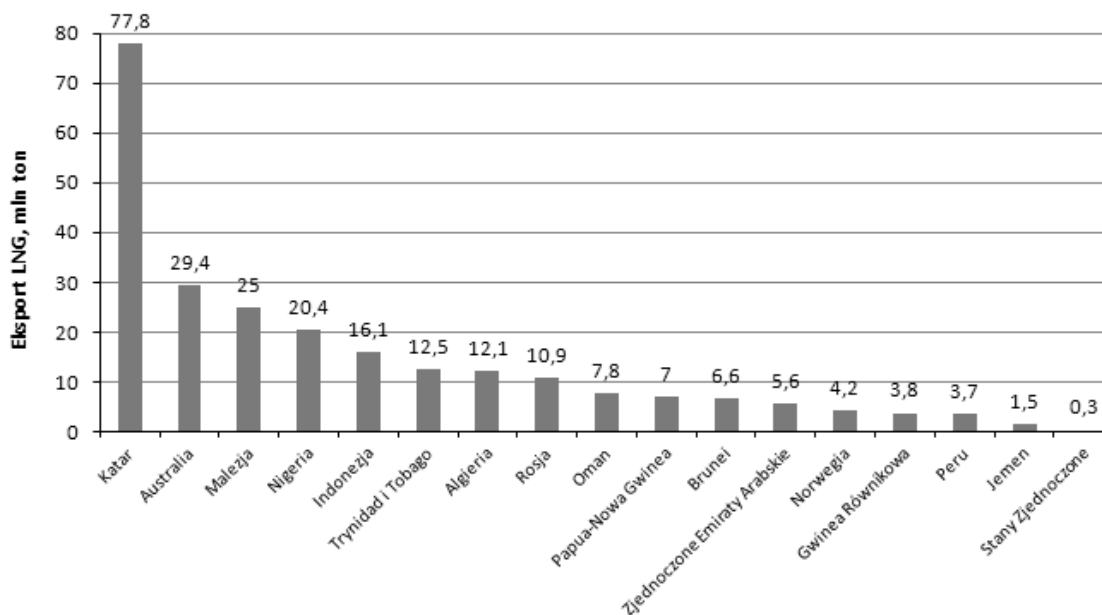
Na rysunku 1.3 przedstawiono porównanie jednostkowych kosztów transportu gazu ziemnego rurociągami i w postaci skroplonej. Jak wynika z wykresu, transport w postaci LNG charakteryzuje się dużymi początkowymi nakładami inwestycyjnymi, lecz dystans między fabryką LNG a odbiorcą nie wpływa znacząco na koszt transportu. Jednostkowy koszt transportu gazu drogą morską w postaci LNG jest niższy niż dla transportu rurociągowego na dystansie powyżej 1000 km dla rurociągów podwodnych i powyżej 3000 km dla rurociągów lądowych.



Rysunek 1.3: Porównanie kosztów transportu gazu ziemnego [5]

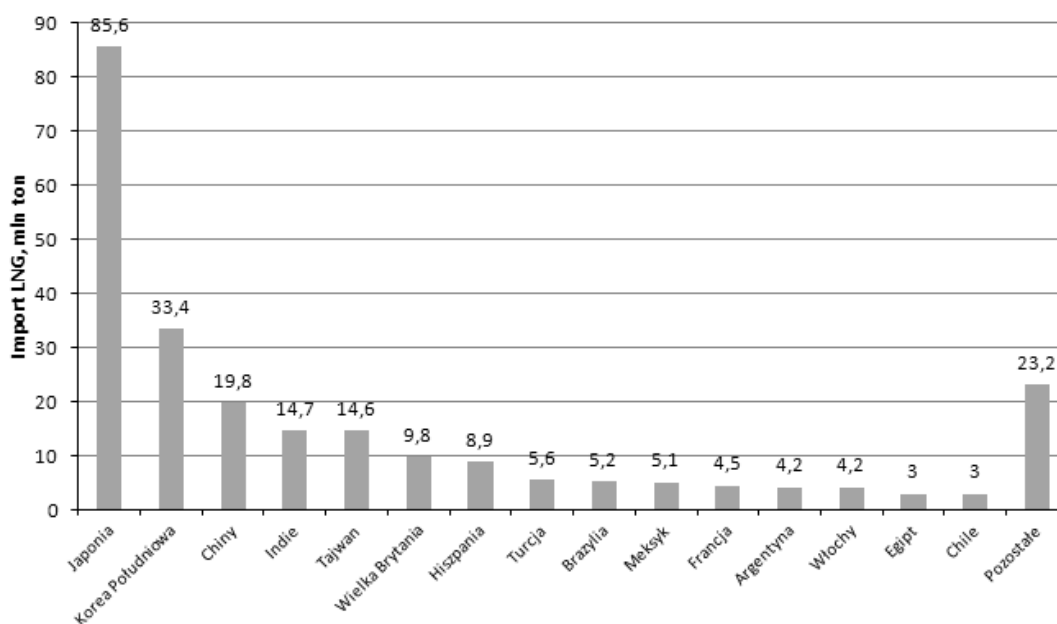
W styczniu 2016 r. łączna wydajność istniejących na świecie terminali skraplających wynosiła 301 milionów ton rocznie. Łączna wydajność terminali regazyfikacyjnych była dwa i pół razy większa i wynosiła 757 milionów ton rocznie. W roku 2015 przetransportowano w formie LNG 245 milionów ton gazu ziemnego, co stanowiło około 10% światowego zużycia

tego surowca [6]. Na rysunku 1.4 przedstawiono wielkości eksportu LNG przez wszystkie 17 państw, które w roku 2015 uczestniczyły w światowym rynku LNG po stronie dostawców. Największym eksporterem LNG jest od kilku lat Katar, który zaspokaja niemal jedną trzecią światowego zapotrzebowania na ten surowiec.



Rysunek 1.4: Eksporterzy LNG w roku 2015 (opracowanie własne na podstawie [6])

W roku 2015 33 państwa brały udział w światowym rynku LNG po stronie odbiorców. Na rysunku 1.5 przedstawiono wielkości importu LNG przez poszczególne państwa. Największym importerem jest Japonia, która zapewnia aż jedną trzecią światowego popytu na ten surowiec. W Europie największymi importerami LNG są Wielka Brytania i Hiszpania [6].



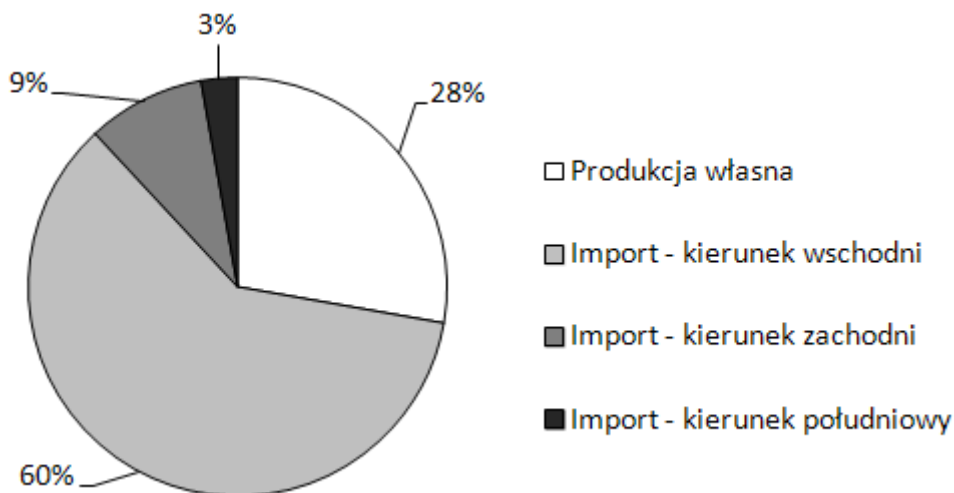
Rysunek 1.5: Importerzy LNG w roku 2015 (opracowanie własne na podstawie [6])

Rynek LNG będzie nadal się rozwijał wraz z budową nowych terminali skraplających i regazyfikacyjnych. Do roku 2021 łączna zdolność wysyłkowa fabryk LNG ma wzrosnąć do 400 milionów ton rocznie [6].

1.3 Gaz ziemny i LNG w kontekście polskiej gospodarki energetycznej

Podobnie jak w skali świata, również w przypadku Polski prognozowany jest wzrost udziału gazu ziemnego w miksie energetycznym. Będzie to powiązane ze stopniowym zmniejszaniem się roli węgla w krajowej gospodarce energetycznej. W roku 2013 w Polsce zużyto 14,08 Mtoe energii pierwotnej gazu ziemnego, co stanowiło 12% krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną wynoszącego 116,86 Mtoe [7]. Projekt polityki energetycznej Polski do 2050 roku zakłada, że zapotrzebowanie na energię pierwotną gazu ziemnego wyniesie 15,3 Mtoe w roku 2030 i 15,5 Mtoe w roku 2050 [8]. Wartości te będą musiały być wyższe w wypadku opóźnień w realizacji polskiego programu atomowego.

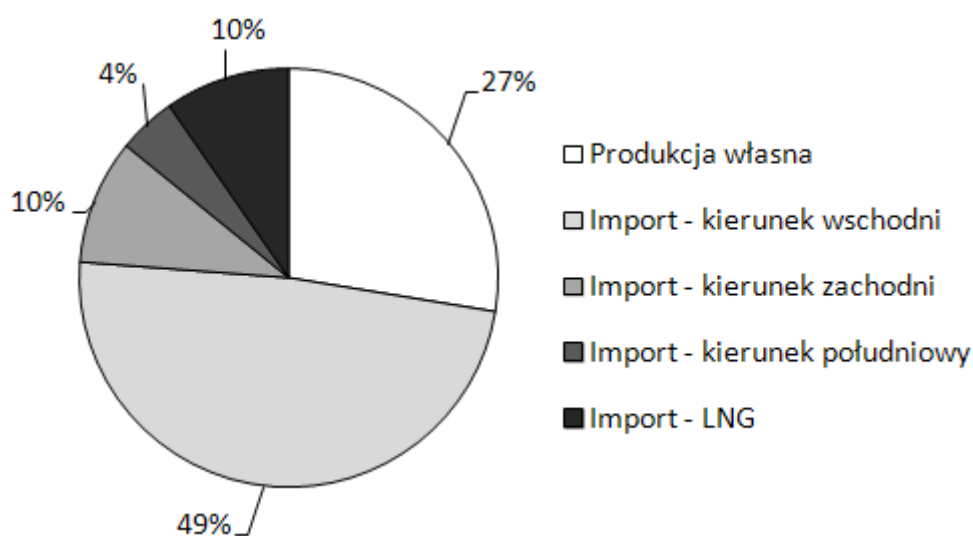
Polska dysponuje własnymi złożami gazu ziemnego, są one jednak niewystarczające do pokrycia krajowego zapotrzebowania na to paliwo. Głównymi regionami występowania konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce są Niż Polski (69% wydobywalnych zasobów), przedgórze Karpat (26%) i strefa ekonomiczna na Morzu Bałtyckim (4%). Złoża gazu w tych trzech regionach kraju stanowią aż 99% wszystkich wydobywalnych zasobów. Na Niżu Polskim dominują złoża gazu zaazotanego (zawierającego od 30 do ponad 80% metanu), z kolei na przedgórzu Karpat występuje głównie gaz ziemny wysokometanowy. W 2014 roku stan wydobywalnych konwencjonalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 129,75 mld m³ (wartość dotycząca gazu zwykłego, nieprzeliczona na gaz wysokometanowy). Na terytorium Polski występują również niekonwencjonalne złoża gazu – gaz łupkowy. Łączne zasoby wydobywalne z tego źródła szacowane są maksymalnie na 1920 mld m³, przy czym z największym prawdopodobieństwem zasoby te mieszczą się w przedziale 346÷768 mld m³ [9]. Na chwilę obecną eksploatacja tych zasobów jest jednak uznawana za nieopłacalną.



Rysunek 1.6: Struktura pochodzenia gazu ziemnego używanego w Polsce w roku 2014 (opracowanie własne na podstawie [7, 10])

Wielkość krajowego wydobycia gazu ziemnego w roku 2014 wyniosła 3,17 Mtoe co stanowiło blisko 28% zużycia tego surowca [7]. Pozostałe 72% gazu pochodziło z importu. Dotychczas całość importu gazu ziemnego do Polski odbywała się za pośrednictwem gazociągów międzysystemowych. Strukturę pochodzenia gazu ziemnego w Polsce przedstawiono na rysunku 1.6. Większość importowanego gazu pochodzi z Rosji i jest kupowana w ramach obowiązującego do 2022 roku kontraktu długoterminowego z firmą Gazprom [10].

Dzięki wybudowanemu w Świnoujściu terminalowi regazyfikacyjnemu (zwanemu też gazoportem) Polska dołącza do światowego rynku LNG. Decyzja o budowie terminalu zapadła w roku 2006, a w lipcu 2010 roku podpisano umowę na jego budowę. Pierwsza, testowa dostawa skroplonego gazu ziemnego miała miejsce 11 grudnia 2015 roku, natomiast 27 kwietnia 2016 roku wydano pozwolenie na użytkowanie obiektu [11]. Pierwsza komercyjna dostawa LNG miała miejsce 17 czerwca 2016 roku [12]. Znaczna część dostaw realizowana będzie na podstawie długoterminowego kontraktu między PGNiG a katarską spółką Qatargas. Umowa dotyczy dostawy 1 mln ton LNG rocznie przez okres 20 lat. Za eksploatację terminalu odpowiedzialna jest należąca do skarbu państwa spółka Polskie LNG. W związku z powyższym, w bieżącym roku dojdzie do dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. Na rysunku 1.7 przedstawiono prognozę struktury pochodzenia używanego w Polsce gazu ziemnego w roku 2020.



Rysunek 1.7: Prognozowana struktura pochodzenia gazu ziemnego zużywanego w Polsce w roku 2020 (opracowanie własne na podstawie [13])

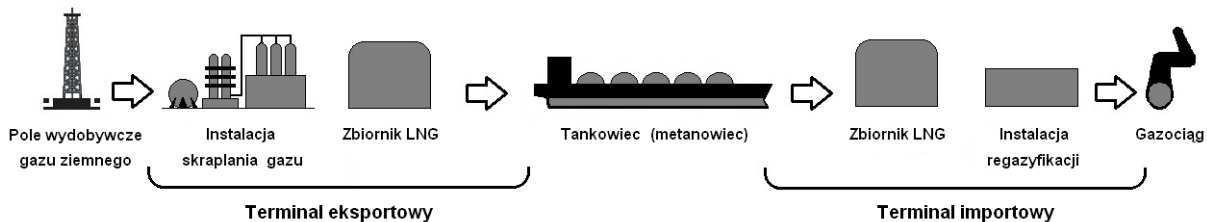
Świnoujski terminal posiada zdolność regazyfikacyjną 5 mld m_n^3 gazu ziemnego rocznie. Największym elementem terminalu są dwa zbiorniki na LNG o pojemności 160 000 m^3 każdy. Na terenie zakładu jest pozostawiona rezerwa na trzeci zbiornik, którego budowa pozwoli na zwiększenie przepustowości do 7,5 mld m_n^3 gazu ziemnego rocznie [14]. Gazoport ma możliwość przyjmowania statków (metanowców) o pojemności od 120 000 do 216 000 m^3 . LNG będzie odparowywany przy użyciu metody *Submerged Combustion Vaporizer*. Technologia *Open Rack Vaporizer* była rozważana jako metoda uzupełniająca, jednak zrezygnowano z niej z uwagi na możliwość wykorzystania jej tylko przez kilka miesięcy w roku i koniecz-

ność uzyskania dodatkowego pozwolenia środowiskowego [15]. Opis poszczególnych metod regazyfikacji zawarto w podrozdziale 2.3.

W ramach projektu, oprócz samego terminalu regazyfikacyjnego, wybudowano także: nowy falochron zewnętrzny przy ujściu rzeki Świny, infrastrukturę cumowania i nabrzeża dla metanowców wewnątrz nowego basenu portowego oraz wysokociśnieniowy (8,4 MPa) gazociąg przyłączeniowy o długości 6 km i gazociąg przesyłowy o długości 74 km łączący terminal z krajową siecią przesyłową gazu [14].

2 Łańcuch produkcji LNG, metody regazyfikacji

Łańcuch produkcji i dostaw LNG przedstawiono schematycznie na rysunku 2.1. Składa się on z czterech głównych etapów: wydobycia gazu ziemnego, oczyszczania i skraplania, transportu morskiego oraz regazyfikacji.



Rysunek 2.1: Schemat łańcucha produkcji i dostaw LNG [16]

Poszczególne etapy opisano w kolejnych podrozdziałach.

2.1 Przygotowanie i skraplanie gazu

Przed przystąpieniem do skraplania gazu ziemnego musi on zostać oczyszczony ze składników niepożądanych. Surowiec dostarczany z pola wydobywczego jest najpierw rozdzielany na frakcję gazową i ciekłą. Następnie gaz przechodzi kilka etapów oczyszczania. Pierwszym etapem jest usuwanie dwutlenku węgla i związków siarki metodami aminowymi. Zawartość CO₂ jest zmniejszana do 50 ppm, zawartość H₂S do 4 ppm. W kolejnym etapie sita molekularne absorbują wilgoć oraz pozostałe związki siarki. Zawartość wilgoci w osuszonym gazie jest niższa od 0,1 ppm, a całkowita zawartość siarki (siarkowodoru, merkaptanów i tlenosiarczku węgla) nie powinna przekraczać 30 ppm. Jeśli gaz ziemny zawiera rtęć, musi ona być również usunięta. Stężenie rtęci powinno być niższe od 10 ng/m³. Wymagania dotyczące maksymalnych stężeń wymienionych powyżej substancji wynikają zarówno ze specyfikacji handlowych gazu ziemnego jak i ze szkodliwego wpływu tych substancji na elementy konstrukcyjne rurociągów i zbiorników na gaz ziemny. Ostatnim etapem przed skraplaniem gazu jest separacja węglowodorów cięższych od metanu. Związki te powodowałyby problemy eksploatacyjne w procesie skraplania. Etan może, lecz nie musi być separowany. Ponadto propan, butan i wyższe węglowodory mogą zostać sprzedane osobno z większym zyskiem, niż gdyby pozostały w składzie LNG. W trakcie skraplania gazu ziemnego jest z niego dodatkowo usuwany azot [4].

Najbardziej energochłonnym procesem w łańcuchu produkcji LNG jest skraplanie gazu. Technologia skraplania bazuje na zasadzie działania cykli chłodniczych. Gaz ziemny musi zostać ochłodzony do temperatury nasycenia, która przy ciśnieniu normalnym wynosi około -160°C . Istniejące technologie skraplania opierają się na trzech podstawowych metodach [4, 17]:

- Klasyczny cykl kaskadowy. Gaz ziemny jest chłodzony w kilku kolejnych cyklach chłodniczych, w których czynnikami chłodniczymi są propan, etan i metan. Parametry cykli chłodniczych są dobrane tak, aby uzyskać jak najlepsze zbliżenie profili temperaturowych skraplanego gazu i czynnika chłodniczego. Do zalet tej metody należą relatywna energooszczędność i prostota technologiczna. Wadami są duża liczba maszyn i urządzeń skutkująca wysokim nakładem inwestycyjnym oraz zapotrzebowanie na czysty etan i propan.
- Cykl z mieszanym czynnikiem chłodniczym. Czynnikiem chłodniczym jest mieszanka węglowodorów dobrana tak, aby jej profil temperaturowy był jak najbardziej zbliżony do profilu temperaturowego skraplanego gazu ziemnego. Metoda ta jest nieco bardziej energochłonna niż klasyczny cykl kaskadowy, ale jej zaletą jest mniejsza liczba sprężarek i wymienników ciepła. Charakteryzuje się dłuższym czasem rozruchu niż metoda kaskadowa.
- Cykl rozprężenia z zastosowaniem turboekspandera. Wykorzystuje on efekt Joule'a-Thomsona. W procesie tym część gazu ulega rozprężeniu, co skutkuje ochłodzeniem do bardzo niskiej temperatury. Schłodzony gaz wykorzystuje się następnie do skroplenia kolejnej porcji gazu przepływającej przez instalację. Metoda ta jest stosunkowo prosta i nie wymaga dużych nakładów inwestycyjnych, lecz jest bardziej energochłonna niż metody kaskadowe i z mieszanym czynnikiem chłodniczym. Z tego powodu jest stosowana w małych instalacjach skraplających i do pokrywania szczytowych zapotrzebowań na przepustowość instalacji skraplającej.

Najpopularniejszą metodą skraplania gazu jest proces AP-C3MR (*Air Products propane pre-cooled mixed refrigerant*), bazujący na metodzie z mieszanym czynnikiem chłodniczym. Gaz ziemny jest w tej metodzie wstępnie chłodzony propanem. W roku 2015 proces ten i jego modyfikacje odpowiadały za 79% światowej zdolności produkcyjnej LNG. 14% pokrywała metoda *ConocoPhillips Optimised Cascade*, czyli proces z kaskadowymi cyklami chłodniczymi [6].

Skroplenie 1 kg gazu ziemnego wymaga zużycia średnio 1,2 MJ energii. To zapotrzebowanie na energię pokrywane jest poprzez spalanie około 8% surowca dostarczanego do fabryki LNG [4]. Część energii wykorzystanej w procesie skraplania gazu ziemnego zostaje zgromadzona w LNG jako egzergia kriogeniczna. Egzergia ta może zostać częściowo odzyskana w procesie regazyfikacji. Definicję egzergii zawarto w podrozdziale 3.5.

2.2 Transport

Małe dostawy LNG do lokalnych odbiorców mogą być realizowane przy użyciu cystern samochodowych, jednak główną metodą transportu LNG jest transport morski w specjalnie do tego zaprojektowanych statkach zwanych metanowcami lub gazowcami. LNG o temperaturze około -169°C jest przechowywany w zaizolowanych zbiornikach przy nadciśnieniu około

0,3 bar. Ponieważ nie jest możliwe idealne zaizolowanie zbiorników, LNG pobiera ciepło z otoczenia i odparowuje w ilości około 0,1÷0,15% dziennie. Odparowany gaz (ang. *boil-off gas*, BOG), w zależności od rozwiązań technicznych zaimplementowanych na statku, może zostać ponownie skroplony lub wykorzystany jako paliwo do napędu statku (w silnikach dwupaliwowych lub kotłach parowych) [4].

Pojemność statków mieści się w zakresie 30÷265 tysięcy m³, przy czym większość statków ma pojemność w przedziale 125÷140 tysięcy m³. Statki nowszego typu Q-Flex (takie, jakie będą dostarczały katarski gaz do Polski) mają pojemność 216 tysięcy m³. Największe metanowce (265 tysięcy m³) noszą oznaczenie Q-Max. W styczniu 2016 roku światowa flota metanowców liczyła 410 statków o łącznej pojemności 60 milionów m³ [4, 6].

2.3 Regazyfikacja

Zadaniem terminalu regazyfikacyjnego jest doprowadzenie LNG do stanu gazowego i wysłanie go pod wymaganym ciśnieniem do sieci gazociągów odbiorczych. LNG wyładowany ze statków jest najpierw przesyłany do zaizolowanych zbiorników, gdzie jest przechowywany pod niewielkim nadciśnieniem w temperaturze o kilka stopni niższej od temperatury parowania. Standardową pojemnością zbiorników jest 160 tysięcy m³. LNG odparowuje w nich w ilości około 0,05% dziennie. Z tego powodu terminal regazyfikacyjny powinien być wyposażony w instalację do skraplania BOG. LNG pobierany ze zbiornika jest najpierw sprężany do ciśnienia wymaganego w gazociągu odbiorczym. Jest to podyktowane faktem, że praca sprężania cieczy jest o wiele niższa niż praca sprężania gazu przy takim samym stosunku ciśnień. Sprężony LNG trafia do wymiennika ciepła, w którym jest odparowywany i ogrzewany do temperatury zbliżonej do temperatury otoczenia. Ze względu na źródło ciepła pobieranego przez LNG metody regazyfikacji można podzielić na następujące grupy [4]:

- ORV (*Open Rack Vaporizers*), STV (*Shell and Tube Vaporizers*) – ciepło potrzebne do odparowania LNG pobierane jest z wody morskiej. Metody ORV i STV różnią się między sobą rozwiązaniem konstrukcyjnym wymiennika ciepła. Są to najpopularniejsze metody regazyfikacji, stosowane w ponad 70% terminali regazyfikacyjnych. Ponieważ terminale są najczęściej usytuowane na wybrzeżach, woda morska jest tanim źródłem ciepła dostępnym w dużych ilościach. Układy regazyfikacji tego typu są proste konstrukcyjnie, bezpieczne, łatwe w konserwacji i charakteryzują się niskimi kosztami operacyjnymi. Wymagają jednak częstej konserwacji ze względu na zanieczyszczanie powierzchni wymiany ciepła przez osady obecne w wodzie morskiej. Możliwość zastosowania tej metody regazyfikacji jest zdeterminowana warunkami klimatycznymi i środowiskowymi w otoczeniu terminalu. Należy zbadać skład wody morskiej. Zbyt duża zawartość metali ciężkich wpływa na przyspieszoną korozję wymienników ciepła, natomiast zbyt duża zawartość osadów stałych pociąga za sobą konieczność dokładnego filtrowania wody. Jeżeli temperatura wody morskiej jest zbyt niska, nie może ona być wykorzystana jako źródło ciepła. Przyjmuje się, że temperatura wody nie powinna być niższa niż 5°C, a spadek temperatury zużywanej wody nie powinien przekraczać 5 K. W chłodnej strefie klimatycznej stosowanie metody ORV może nie być możliwe przez cały rok i wówczas konieczna jest obecność zapasowego systemu regazyfikacji, mogącego działać niezależnie od temperatury otoczenia. Ponadto

mogą wystąpić przeciwwskazania środowiskowe związane z wrażliwością morskiej flory i fauny na obniżoną temperaturę wody.

- AAV (*Ambient Air Vaporizers*) – ciepło potrzebne do odparowania LNG pobierane jest z powietrza atmosferycznego. Metoda AAV jest bardziej przyjazna środowisku niż metoda ORV i jej stosowanie nie jest ograniczone przez temperaturę otoczenia. Jednak ze względu na małą w porównaniu do metody ORV wartość współczynnika przenikania ciepła wymaga o wiele większej powierzchni wymienników, co skutkuje dużą zajętością terenu. Z tego powodu metoda AAV nie jest optymalna dla terminali o dużej projektowanej zdolności regazyfikacyjnej. Głównym problemem eksploatacyjnym tej metody jest obladzanie powierzchni wymienników, w związku z czym co 4 do 8 godzin należy usuwać nagromadzony lód. Dodatkowym problemem, zwłaszcza w wilgotnym klimacie, może być powstawanie mgły ograniczającej widoczność w sąsiedztwie terminalu.
- SCV (*Submerged Combustion Vaporizers*) – ciepło potrzebne do odparowania LNG pochodzi ze spalania części odparowanego gazu. Jest to druga pod względem popularności metoda regazyfikacji, stosowana w około 20% terminali. Ze względu na wysokie koszty operacyjne (zużycie paliwa wynosi około 1,5% regazyfikowanego LNG), proces ten jest używany tylko tam, gdzie nie są dostępne inne, darmowe źródła ciepła. Wymiennik regazyfikacyjny jest umieszczony w zbiorniku z wodą, na dnie którego znajdują się palniki. Spaliny w formie bąbelków wędrują w górę, omywając powierzchnię wymiany ciepła i zapewniając dobre warunki przekazywania ciepła. Spaliny są ochładzane do niskich temperatur i zawarta w nich wilgoć ulega wykropleniu, zwiększając efektywność energetyczną procesu, która sięga powyżej 98%. Dzięki dużej pojemności cieplnej wody system ten dobrze radzi sobie ze zmianami strumienia LNG i jest w stanie dostarczać ciepło przez pewien czas od momentu wyłączenia palników. Problemem eksploatacyjnym jest kwasowy odczyn kąpieli wodnej powodowany rozpuszczanymi w niej składnikami spalin. Nadmiar kwasów należy neutralizować, aby zapobiec korozji. Innym problemem może być powstawanie tlenków azotu podczas spalania gazu ziemnego.
- IFV (*Intermediate Fluid Vaporizers*) – czynnik pośredniczący w wymianie ciepła krąży w obiegu zamkniętym, a ciepło potrzebne do regazyfikacji może pochodzić z otoczenia lub z innego procesu przemysłowego (np. ciepło odpadowe z elektrowni cieplnej). Najczęściej stosowanymi czynnikami obiegowymi są wodne roztwory glikolu i ciekłe węglowodory. Czynnik pośredniczący może dodatkowo pracować w obiegu prawobieżnym (np. obiegu Rankine'a) i napędzać turbinę, produkując w ten sposób energię elektryczną.

2.4 Możliwości odzysku energii

Aby oszacować potencjał energetyczny LNG dostarczanego do terminalu w Świnoujściu przeprowadzono następujące obliczenia. Przy temperaturze otoczenia równej $t_0 = 9^\circ\text{C}$ (średnioroczna temperatura w Świnoujściu) energia fizyczna LNG przechowywanego w zbiornikach ($t_{LNG} = -162^\circ\text{C}$, $p_{LNG} = 0,15\text{ MPa}$) wynosi 978 kJ/kg. Energia ciśnieniowa gazu wysyłanego do sieci ($p_{NG} = 8,4\text{ MPa}$) wynosi 621 kJ/kg (definicje energii i sposób ich obliczania

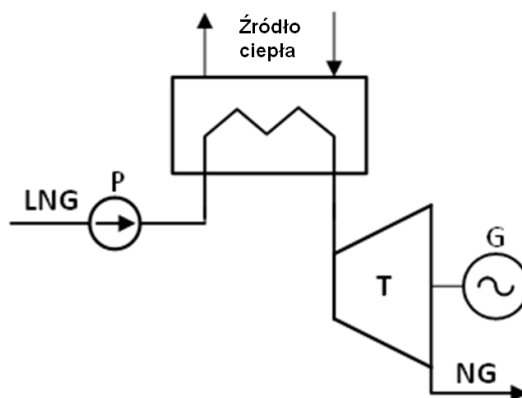
opisano w podrozdziale 3.5). Różnica tych egzergii przemnożona przez zdolność wysyłkową terminalu ($\dot{m}_{LNG} = 113,5 \text{ kg/s}$) daje wynik około 40 MW. W konwencjonalnych procesach regazyfikacji cała egzergia kriogeniczna zmagazynowana w LNG jest uwalniana do wody morskiej lub innego czynnika służącego jako zewnętrzne źródło ciepła i tracona. Może ona jednak zostać częściowo odzyskana. Opłacalność zastosowania odzysku „zimnej” egzergii musi być w każdym przypadku przedmiotem analiz termodynamicznych i ekonomicznych, ale zastosowanie tych technologii zawsze prowadzi do obniżenia energochłonności skumulowanej importu LNG i jednostkowej emisji CO₂ obciążającej importowany gaz.

Istnieje wiele koncepcji wykorzystania egzergii kriogenicznej LNG. Można je podzielić na dwie grupy. Metody pierwszej grupy opierają się na bezpośrednim wykorzystaniu niskiej temperatury LNG. Wśród możliwych zastosowań są: skraplanie i separacja powietrza, przemysł spożywczy (chłodzenie żywności lub jej zamrażanie), klimatyzacja, kriogeniczne odsalanie wody morskiej lub wykorzystanie w różnorodnych procesach przemysłowych, np. w petrochemii [18]. Niska temperatura LNG może też służyć do chłodzenia skraplaczy w siłowniach opartych na obiegu Rankine’a lub do chłodzenia powietrza sprężanego w obiegach turbin gazowych. Druga grupa metod polega na wykorzystaniu egzergii kriogenicznej LNG do produkcji energii elektrycznej. Skroplony gaz ziemny może posłużyć jako dolne źródło ciepła w obiegach termodynamicznych lub bezpośrednio jako czynnik obiegowy. Najczęściej rozpatrywane są metody oparte o [19]:

- Bezpośrednie rozprężanie (ang. *direct expansion cycle*, DEC),
- Obiegi Rankine’a (RC),
- Obiegi Braytona (BC),
- Obiegi Kaliny,
- Silniki Stirlinga,
- Układy skojarzone (połączenie powyższych rozwiązań).

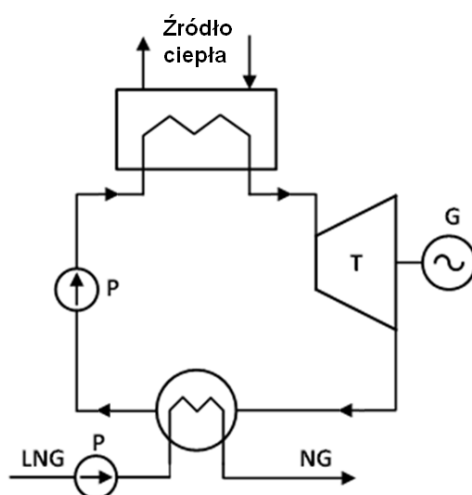
W dalszej części niniejszej pracy skupiono się na trzech pierwszych spośród powyższych rozwiązań.

Najprostszą metodą wytwarzania energii elektrycznej poprzez odzysk egzergii kriogenicznej LNG jest bezpośrednie rozprężanie, czyli otwarty obieg Rankine’a. Polega ona na podniesieniu ciśnienia skroplonego gazu do poziomu wyższego niż wymagany w sieci przesyłowej gazu, odparowaniu gazu i rozprężeniu go w turbinie. Ideę tego rozwiązania przedstawiono na rysunku 2.2. Układy tego typu są proste konstrukcyjnie, ale cechują się niską sprawnością wykorzystania egzergii kriogenicznej LNG. Jest to spowodowane faktem, że niemal cała egzergia temperaturowa LNG jest tracona, a turbina rozprężna wykorzystuje tylko mechaniczną część egzergii. Metoda ta jest najczęściej stosowana w połączeniu z układami opartymi na obiegach Rankine’a i Braytona.



Rysunek 2.2: Schemat układu odzysku energii bazującego na bezpośrednim rozprężaniu

W układach z zamkniętymi obiegami Rankine'a czynnikami obiegowymi mogą być te same płyny, które są stosowane w chłodnictwie (czyli np. węglowodory). Schemat najprostszego układu tego typu przedstawiono na rysunku 2.3. LNG jest dolnym źródłem ciepła (chłodzi skraplacz), a górnym źródłem ciepła jest najczęściej otoczenie.

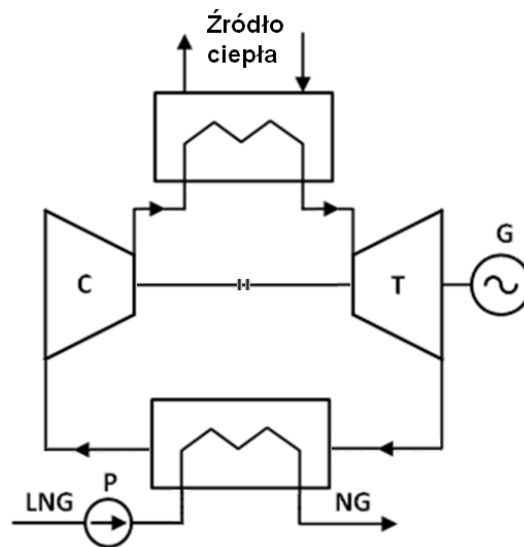


Rysunek 2.3: Schemat układu odzysku energii bazującego na obiegu Rankine'a

Układy te charakteryzują się wyższą sprawnością niż proste układy DEC, ponieważ wykorzystywana jest w nich temperaturowa część energii LNG. Struktura układu może być optymalizowana, przykładowo poprzez wprowadzenie regeneracji ciepła między wylotem z turbiny a wlotem do górnego wymiennika ciepła. Można też zastosować kilka osobnych obiegów Rankine'a połączonych kaskadowo, szczególnie wówczas, gdy do dyspozycji jest ciepło na wysokim poziomie temperaturowym. Możliwość zastosowania układów RC ograniczona jest przez ciśnienie gazu ziemnego dostarczanego do sieci przesyłowej. Nadkrytyczne ciśnienie odparowywanego gazu dyskwalifikuje układy oparte na obiegach Rankine'a ze względu na brak dopasowania profili temperaturowych procesów odparowywania LNG i skraplania czynnika roboczego w obiegu Rankine'a. Ciśnienie krytyczne metanu wynosi około 4,6 MPa [20].

Przy wysokich ciśnieniach wyjściowych gazu ziemnego lepsze dopasowanie profili temperaturowych zapewnia obieg Braytona. Układy z obiegami Braytona mogą występować w róż-

nych konfiguracjach. Podstawową konfigurację układu przedstawiono na rysunku 2.4. LNG służy w nim do chłodzenia gazu obiegowego przed wlotem do sprężarki. Praca sprężania gazu jest tym mniejsza, im niższa jest jego początkowa temperatura. Układy oparte na obiegach Braytona nie osiągają wysokiej sprawności, jeśli górnym źródłem ciepła jest otoczenie. Dlatego najczęściej, jeżeli nie jest dostępne wysokotemperaturowe źródło ciepła, wysoką temperaturę uzyskuje się poprzez spalanie części odparowywanego gazu ziemnego. W literaturze proponowane są różne układy, między innymi z otwartym obiegiem turbiny gazowej, w którym powietrze wlotowe i międzystopniowe jest chłodzone przez LNG oraz połączenia kaskadowe otwartego obiegu turbiny gazowej z obiegiem zamkniętym [19].



Rysunek 2.4: Schemat układu odzysku energii bazującego na obiegu Braytona

Pierwsze instalacje do odzysku energii kriogenicznej LNG powstały w latach 70. Pionierem w tej dziedzinie jest Japonia, tam też znajduje się najwięcej instalacji tego typu. Jest to skutek bardzo dużego importu LNG do Japonii. Większość tamtejszych układów produkcji energii elektrycznej zintegrowanych z terminalami regazyfikacyjnymi bazuje na metodach DEC i RC [19].

3 Opis analizowanych układów i metodyka obliczeń

W ramach niniejszej pracy zamodelowano w programie *Engineering Equation Solver* (EES) cztery układy technologiczne regazyfikacji LNG: dwa układy bez odzysku energii kriogenicznej oraz dwa układy z odzyskiem, produkujące energię elektryczną. Układy z odzyskiem bazują na metodach DEC i BC. Wartość ciśnienia roboczego w gazociągu przesyłowym nie sprzyja stosowaniu układów opartych na metodzie RC. Wspólne założenia dla wszystkich układów są następujące [16, 21]:

$T_{LNG} = 111,15 \text{ K}$	- temperatura LNG w zbiorniku,
$p_{LNG} = 151 \text{ kPa}$	- ciśnienie LNG w zbiorniku,
$m_{LNG} = 3579,3 \text{ Gg}$	- roczna ilość LNG dostarczanego do terminalu,
$\dot{m}_{LNG} = 113,5 \text{ kg/s}$	- strumień masowy LNG,

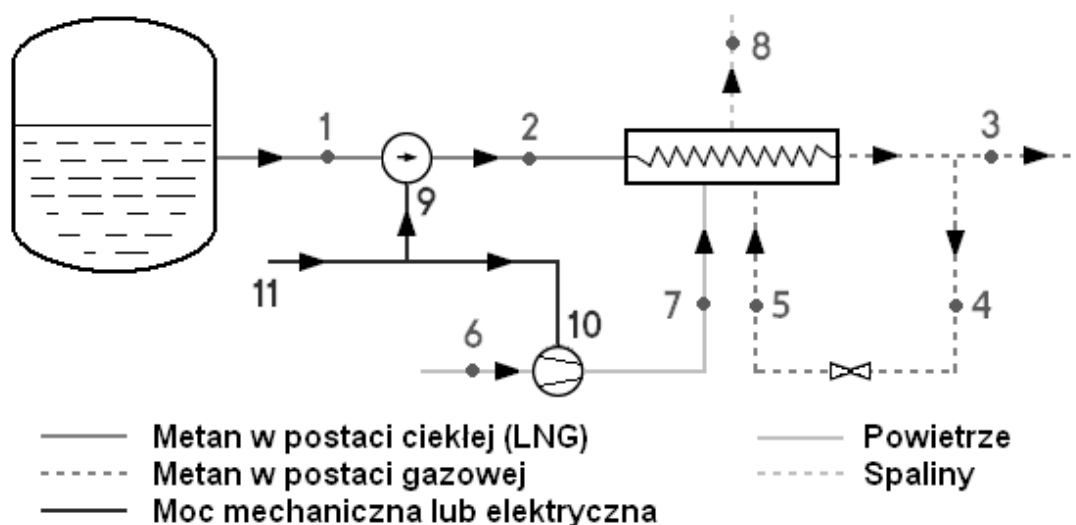
$p_{NG} = 8400 \text{ kPa}$	- ciśnienie gazu wysyłanego do rurociągu,
$T_{NG} = 274,15 \text{ K}$	- temperatura gazu wysyłanego do rurociągu,
$\eta_{i \text{ PNG}} = 0,665$	- sprawność wewnętrzna pomp LNG,
$\eta_{em \text{ P}} = 0,9$	- sprawność elektromechaniczna pomp,
$\eta_{em \text{ C}} = 0,9$	- sprawność elektromechaniczna wentylatorów powietrza.

Założenie dotyczące strumienia masowego LNG wynika ze zdolności regazyfikacyjnej terminalu w Świnoujściu (5 mld m_n^3 na rok). Ciśnienie wysyłanego gazu ziemnego jest równe ciśnieniu robocznemu gazociągu Świnoujście – Szczecin.

Poszczególne układy opisano w kolejnych podrozdziałach.

3.1 Układ referencyjny (SCV)

Referencyjny układ bazuje na metodzie SCV zastosowanej w terminalu w Świnoujściu. Schemat układu zaprezentowano na rysunku 3.1. Skroplony gaz ziemny (1) jest sprężany w pompie do ciśnienia panującego w rurociągu przesyłowym. LNG o wysokim ciśnieniu (2) trafia do wymiennika regazyfikacyjnego, gdzie jest odparowywany i ogrzewany. Większość gazu (3) jest wysyłana do sieci, pozostała część (4) jest zużywana jako paliwo do procesu regazyfikacji. Powietrze atmosferyczne (6) jest sprężane do ciśnienia niezbędnego w palnikach metody SCV. Sprężone powietrze (7) jest mieszane ze zdławionym gazem ziemnym (5) i spalane. Spaliny (8) są odprowadzane do otoczenia. Na moc napędową układu (11) składają się moc pompy LNG (9) oraz moc wentylatora powietrza (10).



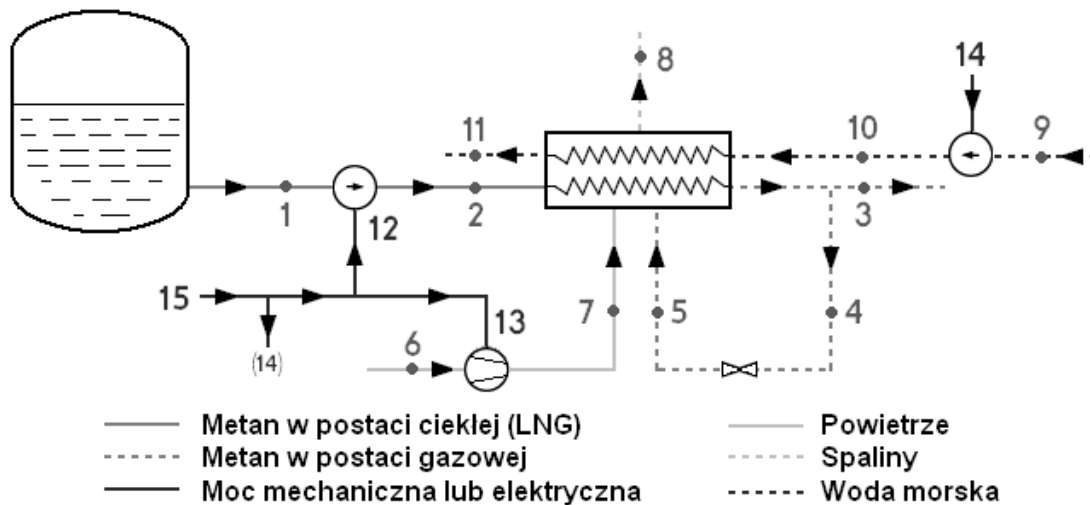
Rysunek 3.1 Schemat układu referencyjnego (SCV)

Dodatkowe założenia do modelu układu referencyjnego:

$\Delta T_{FG} = 15 \text{ K}$	- różnica między temperaturą spalin a temperaturą podgrzanego gazu,
$\lambda = 1,05$	- stosunek nadmiaru powietrza do spalania,
$\Delta p_A = 30 \text{ kPa}$	- przyrost ciśnienia powietrza w wentylatorze,
$\eta_{i \text{ C}} = 0,9$	- sprawność wewnętrzna wentylatora.

3.2 Układ hybrydowy (SCV+ORV)

Hybrydowy układ regazyfikacyjny stanowi połączenie metody SCV i metody regazyfikacji opartej na pobieraniu ciepła z wody morskiej. Schemat układu zaprezentowano na rysunku 3.2. Od układu referencyjnego różni się jedynie obecnością dodatkowej linii dostarczania i odprowadzania wody morskiej. Woda (9) jest pobierana z morza i tłoczona do wymiennika ciepła. Ciśnienie za pompą (10) wynika z różnicy poziomów między punktem poboru wody a wymiennikiem regazyfikacyjnym oraz z oporów przepływu. Woda po opuszczeniu wymiennika (11) odprowadzana jest z powrotem do morza. Na moc napędową układu (15) składają się moc pompy LNG (12), moc wentylatora powietrza (13) oraz moc pompy wody morskiej (14).



Rysunek 3.2 Schemat układu hybrydowego (SCV+ORV)

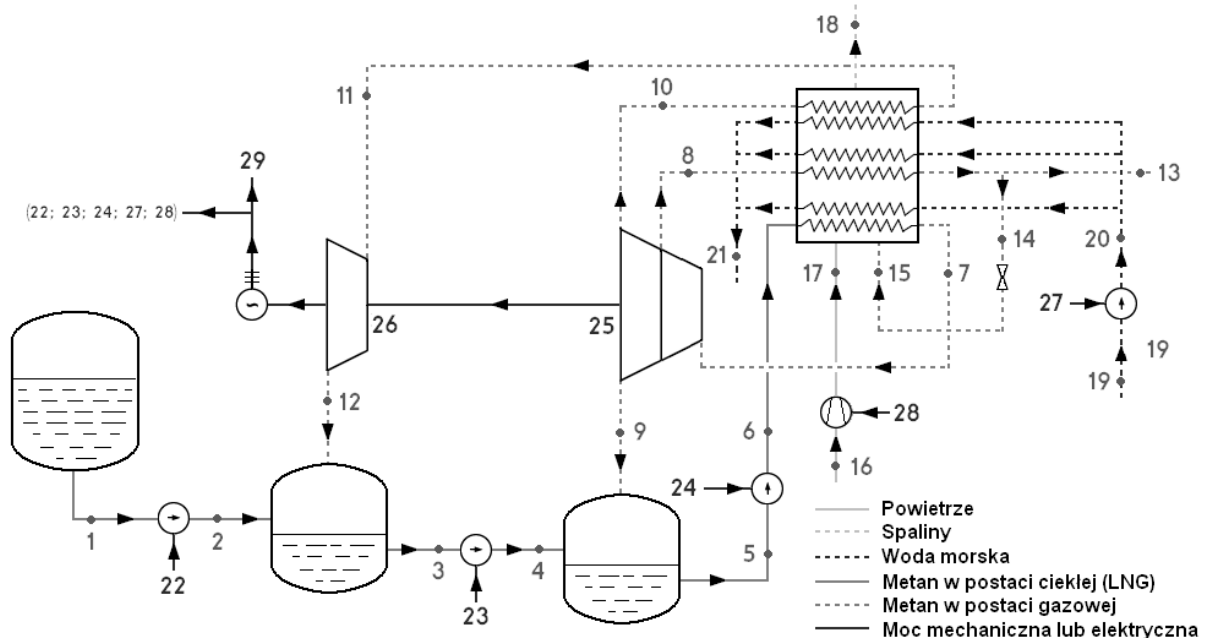
Dodatkowe założenia do modelu układu hybrydowego są następujące:

- | | |
|--------------------------------|---|
| $\Delta T_{FG} = 15 \text{ K}$ | - różnica między temperaturą spalin a temperaturą podgrzanego gazu, |
| $\lambda = 1,05$ | - stosunek nadmiaru powietrza do spalania, |
| $\Delta p_A = 30 \text{ kPa}$ | - przyrost ciśnienia powietrza w wentylatorze, |
| $\eta_{iC} = 0,9$ | - sprawność wewnętrzna wentylatora, |
| $\Delta p_W = 200 \text{ kPa}$ | - przyrost ciśnienia wody morskiej w pompie, |
| $\Delta T_W = 5 \text{ K}$ | - maksymalny spadek temperatury wody morskiej, |
| $T_{gr} = 275,15 \text{ K}$ | - minimalna temperatura wody morskiej odprowadzanej do otoczenia, |
| $\eta_{iPW} = 0,8$ | - sprawność wewnętrzna pompy wody. |

Zdefiniowano trzy stany pracy układu w zależności od temperatury wody morskiej. Jeśli temperatura wody morskiej jest wyższa od $T_{gr} + \Delta T_W$, całe ciepło potrzebne do regazyfikacji pochodzi z wody morskiej i układ spalania jest wyłączony. Gdy temperatura morza spadnie poniżej $T_{gr} + \Delta T_W$, strumień pobieranej wody morskiej pozostaje bez zmian, natomiast włączają się palniki i spalana jest taka ilość paliwa, aby utrzymać temperaturę wody odprowadzanej do morza na poziomie T_{gr} . Gdy temperatura morza spadnie poniżej T_{gr} , wyłączane są pompy tłoczące wodę morską i całe ciepło potrzebne do regazyfikacji pochodzi ze spalania gazu ziemnego.

3.3 Układ z kaskadowym rozprężaniem gazu ziemnego (DEC)

Pierwszy z zamodelowanych układów z odzyskiem energii kriogenicznej bazuje na rozwiązaniu zaproponowanym w [20]. Jest to metoda oparta o bezpośrednie, kaskadowe rozprężanie gazu ziemnego. Schemat układu zaprezentowano na rysunku 3.3.



Rysunek 3.3 Schemat układu z kaskadowym rozprężaniem (DEC)

LNG (1) po pierwszym stopniu sprężania (2) miesza się z parą gazu ziemnego (12) rozprężoną w turbinie niskoprężnej. LNG w stanie nasycenia na wylocie z mieszalnika (3) przechodzi przez drugi stopień sprężania (4), po czym miesza się z parą gazu ziemnego (9) pochodzącą z upustu turbiny wysokoprężnej. LNG w stanie nasycenia na wylocie z mieszalnika (5) jest sprężany do ciśnienia wyższego niż wymagane w rurociągu przesyłowym (6). Następnie w wymienniku regazyfikacyjnym jest odparowywany i ogrzewany (7). Para gazu ziemnego jest rozprężana w turbinie do ciśnienia roboczego rurociągu przesyłowego (8), a następnie ogrzewana ponownie do temperatury wymaganej w rurociągu (13). Cyrkulująca w układzie część gazu ziemnego jest dalej rozprężana w turbinie. Strumień (10) jest przegrzewany (11) i rozprężany w turbinie niskoprężnej. Układ dostarczania ciepła na potrzeby regazyfikacji i przegrzewu gazu ziemnego działa na takich samych zasadach, jak w modelu SCV+ORV (trzy stany pracy, zużywane ciepło pochodzi od wody morskiej lub ze spalania części gazu ziemnego). Temperatura w punktach 7 i 11 jest równa T_{NG} jeśli źródłem ciepła są spaliny lub równa temperaturze wody morskiej pomniejszonej o ΔT_{NG} jeżeli gaz jest ogrzewany wyłącznie wodą morską. Moc turbin (25, 26) napędza generator prądu elektrycznego. Na potrzeby własne układu składają się moce pomp LNG (22, 23, 24), moc pompy wody morskiej (27) oraz moc wentylatora powietrza do spalania (28). Reszta wytworzonej mocy elektrycznej (29) jest odprowadzana do sieci. Założenia do modelu układu DEC są następujące:

- $p_2 = 532 \text{ kPa}$ - ciśnienie LNG po pierwszym stopniu sprężania,
- $p_4 = 2533 \text{ kPa}$ - ciśnienie LNG po drugim stopniu sprężania,
- $p_6 = 11410 \text{ kPa}$ - ciśnienie LNG po trzecim stopniu sprężania,

$\Delta T_{FG} = 15 \text{ K}$	- różnica między temperaturą spalin a temperaturą podgrzanego gazu,
$\lambda = 1,05$	- stosunek nadmiaru powietrza do spalania,
$\Delta p_A = 30 \text{ kPa}$	- przyrost ciśnienia powietrza w wentylatorze,
$\eta_{iC} = 0,9$	- sprawność wewnętrzna wentylatora,
$\Delta p_W = 200 \text{ kPa}$	- przyrost ciśnienia wody morskiej w pompie,
$\Delta T_W = 5 \text{ K}$	- maksymalny spadek temperatury wody morskiej,
$T_{gr} = 275,15 \text{ K}$	- minimalna temperatura wody morskiej odprowadzanej do otoczenia,
$\eta_{iPW} = 0,8$	- sprawność wewnętrzna pompy wody,
$\Delta T_{NG} = 6 \text{ K}$	- różnica między temperaturą wody a temperaturą przegrzewanego gazu,
$\eta_{iTW} = 0,85$	- sprawność wewnętrzna turbiny wysokoprężnej,
$\eta_{iTN} = 0,9$	- sprawność wewnętrzna turbiny niskoprężnej,
$\eta_{mT} = 0,98$	- sprawność mechaniczna turbin,
$\eta_G = 0,99$	- sprawność generatora.

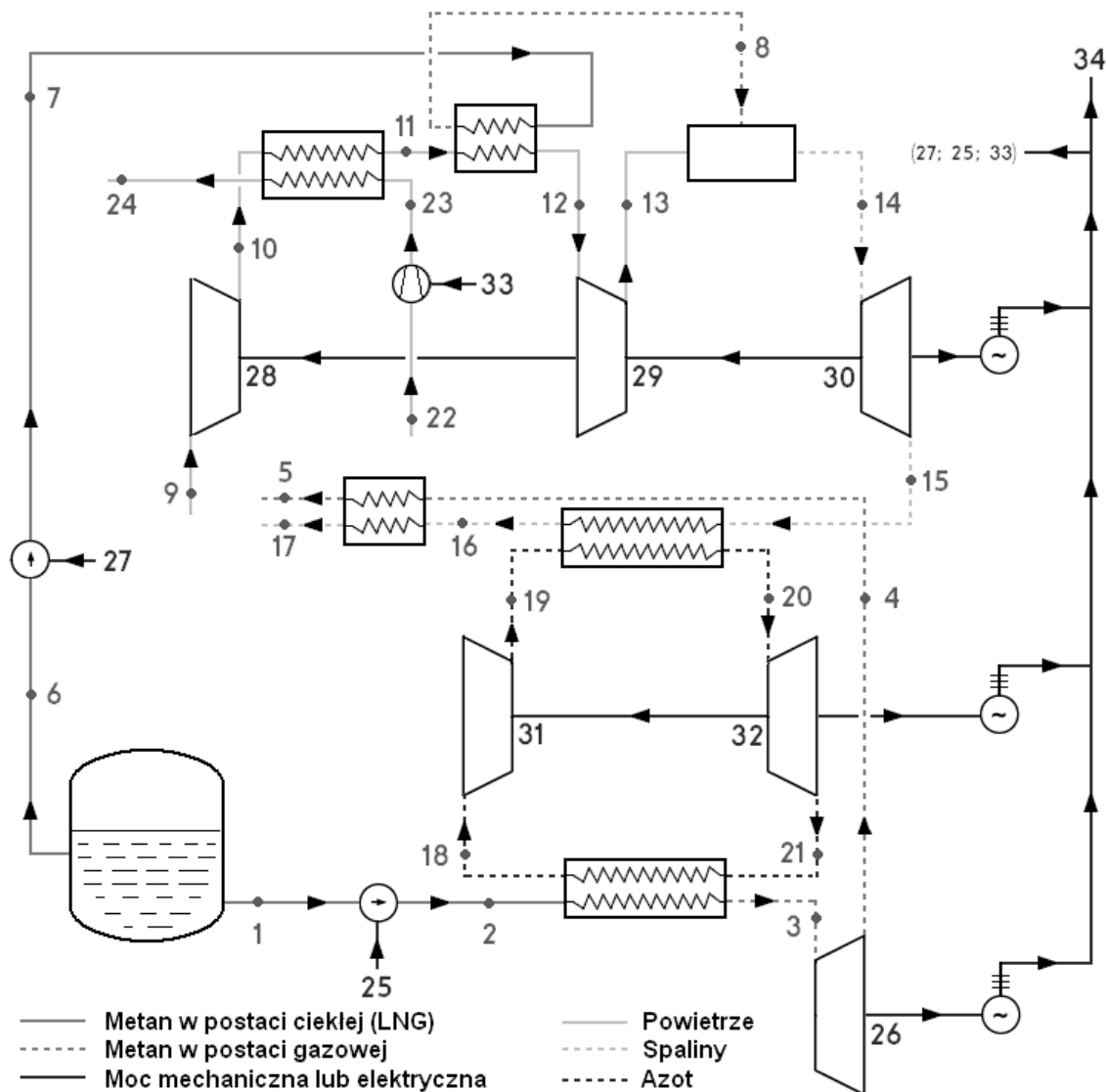
Wartości ciśnień w punktach 2, 4 i 6 są wynikiem przeprowadzonej przy pomocy programu EES optymalizacji. Za kryterium optymalizacji przyjęto maksymalizację mocy elektrycznej netto układu.

3.4 Układ z dwoma obiegami Braytona (BC)

Drugi z zamodelowanych układów z odzyskiem egzergii kriogenicznej bazuje na modelu przedstawionym w [16]. W jego skład wchodzi trzy obiegi. Górny obieg jest zwykłym obiegiem otwartym turbiny gazowej (OBC, *open Brayton cycle*). Dolny obieg jest otwartym obiegiem bezpośredniego rozprężania LNG. Obieg środkowy jest zamkniętym obiegiem Braytona (CBC, *closed Brayton cycle*), w którym czynnikiem obiegowym jest azot. Schemat układu zaprezentowano na rysunku 3.4.

LNG (1) jest sprężany do ciśnienia wyższego niż wymagane w rurociągu przesyłowym (2), po czym trafia do wymiennika regazyfikacyjnego, gdzie odparowuje i ogrzewa się pobierając ciepło od czynnika w zamkniętym obiegu Braytona (CBC). Para gazu ziemnego (3) jest rozprężana w turbinie NG do ciśnienia roboczego rurociągu przesyłowego (4). Przed wysłaniem do sieci jest dogrzewana do wymaganej temperatury (5) przez spaliny wylotowe. Część LNG jest zużywana jako paliwo zasilające turbinę gazową. Strumień ten (6) jest sprężany do ciśnienia panującego w komorze spalania (7), a następnie odparowuje, pobierając ciepło od powietrza międzystopniowego. Odparowane paliwo (8) kierowane jest do komory spalania. Powietrze atmosferyczne do spalania w turbinie gazowej (9) jest sprężane dwustopniowo. Po pierwszym stopniu sprężania (10) jest chłodzone w wymienniku powietrze-powietrze (11) oraz w odparowywaczu paliwa, na wylocie z którego ma swoją początkową temperaturę (12). Powietrze chłodzące jest pobierane z otoczenia (22) i sprężane (23), aby pokonać opory przepływu. Po odebraniu ciepła jest odprowadzane do otoczenia (24). Powietrze do spalania jest następnie sprężane w drugim stopniu sprężarki i kierowane do komory spalania (13). Spaliny (14) rozprężają się w turbinie OBC (15), po czym oddają ciepło czynnikowi w zamkniętym obiegu Braytona (16) i po ogrzaniu dodatkowo gazu ziemnego odprowadzane są do otoczenia (17). Po oddaniu ciepła w wymienniku regazyfikacyjnym czynnik w obiegu zamkniętym (18) jest sprężany w sprężarce CBC. Sprężony czynnik (19) pobiera ciepło od spalin z obiegu otwartego (20) i rozpręża się w turbinie CBC. Po opuszczeniu turbiny (21) czynnik schładza się przekazując ciepło do regazyfikowanego LNG. Moc turbin (26, 30, 32) napędza sprężarki

(28, 29, 31) oraz generator prądu elektrycznego. Po zaspokojeniu potrzeb własnych – mocy pomp LNG (25, 27) i mocy wentylatora powietrza chłodzącego (33) – reszta wytworzonej mocy elektrycznej (34) jest odprowadzana do sieci.



Rysunek 3.4 Schemat układu z obiegami Braytona (BC)

Założenia do modelu układu BC:

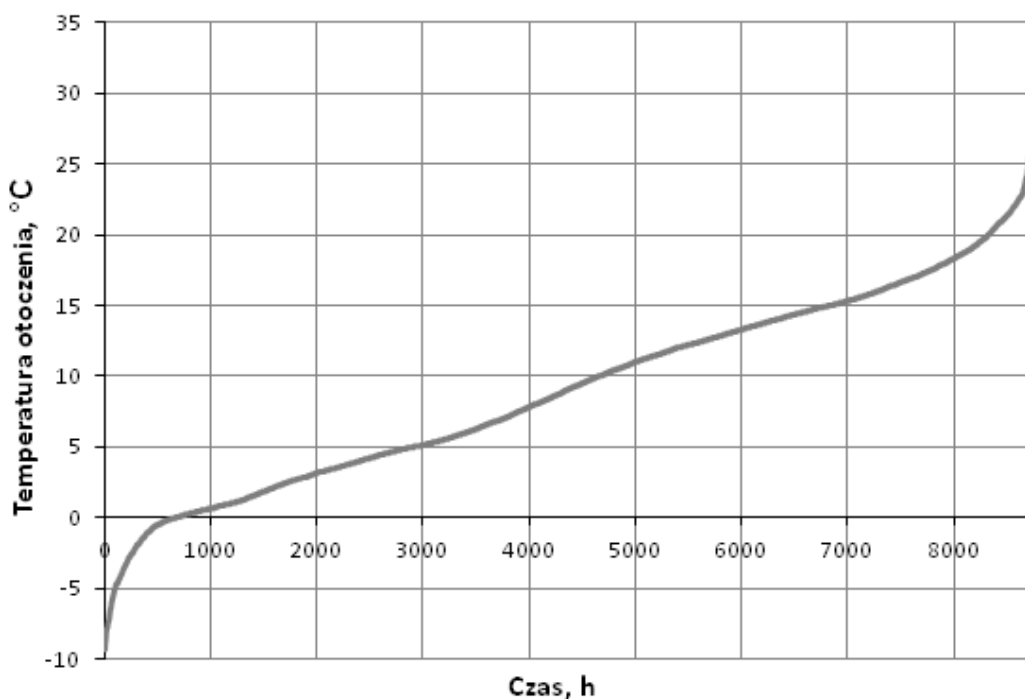
- | | |
|--------------------------------|--|
| $p_2 = 27000 \text{ kPa}$ | - ciśnienie LNG po sprężeniu, |
| $p_{10} = 579 \text{ kPa}$ | - ciśnienie międzystopniowe w obiegu otwartym, |
| $\xi = 43,5$ | - stosunek sprężania w obiegu otwartym, |
| $\lambda = 2,166$ | - stosunek nadmiaru powietrza do spalania, |
| $p_{18} = 280 \text{ kPa}$ | - dolne ciśnienie w obiegu zamkniętym, |
| $p_{19} = 4270 \text{ kPa}$ | - górne ciśnienie w obiegu zamkniętym, |
| $\Delta T_{1g} = 15 \text{ K}$ | - górne śpięźnienie temperatur w wymienniku CBC-NG, |
| $\Delta T_{1d} = 36 \text{ K}$ | - dolne śpięźnienie temperatur w wymienniku CBC-NG, |
| $\Delta T_{2g} = 20 \text{ K}$ | - górne śpięźnienie temperatur w wymienniku OBC-CBC, |

$\Delta T_{2d} = 20 \text{ K}$	- dolne spiętrzenie temperatur w wymienniku OBC-CBC,
$\Delta T_{3g} = 20 \text{ K}$	- górne spiętrzenie temperatur w wymienniku powietrze-powietrze,
$\Delta T_{4g} = 10 \text{ K}$	- górne spiętrzenie temperatur w wymienniku powietrze-paliwo,
$\Delta p_A = 5 \text{ kPa}$	- przyrost ciśnienia powietrza chłodzącego w wentylatorze,
$\eta_{iCOBC} = 0,9$	- sprawność wewnętrzna sprężarek OBC,
$\eta_{iCCBC} = 0,85$	- sprawność wewnętrzna sprężarki CBC,
$\eta_{iCA} = 0,9$	- sprawność wewnętrzna wentylatora powietrza chłodzącego,
$\eta_{iTNG} = 0,85$	- sprawność wewnętrzna turbiny NG,
$\eta_{iTCBC} = 0,85$	- sprawność wewnętrzna turbiny CBC,
$\eta_{iTOBC} = 0,94$	- sprawność wewnętrzna turbiny OBC,
$\eta_{mC} = 0,98$	- sprawność mechaniczna sprężarek,
$\eta_{mT} = 0,98$	- sprawność mechaniczna turbin,
$\eta_G = 0,99$	- sprawność generatora.

3.5 Metodyka obliczeń, definicja egzergii

Opracowane modele oparte są o równania bilansu masy i energii, równania przemian adiabatycznych w maszynach przepływowych oraz równania stechiometrii spalania. Założono, że stałe są sprawności maszyn, ciśnienia w poszczególnych punktach układu oraz wybrane spiętrzenia temperatur w wymiennikach ciepła. W modelach założono, że LNG jest czystym chemicznie metanem (niewielkie udziały innych składników nie wpływają znacząco na wyniki równań, na których bazuje model obliczeniowy). Pominięto straty ciśnienia oraz straty ciepła w wymiennikach ciepła i rurociągach. Założono, że spalanie gazu ziemnego jest całkowite i zupełne. Jako temperaturę odniesienia dla obliczania entalpii oraz egzergii przyjęto średnioroczną temperaturę powietrza w Świnoujściu, czyli 282,18 K. Poziom odniesienia dla obliczania egzergii jest zatem stały, niezależny od zmiennych w skali roku parametrów otoczenia. Skutkuje to dodatnimi wartościami egzergii powietrza i wody morskiej pobieranej z otoczenia, jeśli temperatura tych czynników różni się od temperatury średniorocznej. Przyjęcie zmiennego w ciągu roku poziomu odniesienia utrudniałoby interpretację efektywności działania analizowanych układów w funkcji temperatury otoczenia, gdyż zmienna byłaby wartość egzergii LNG w zbiornikach (występująca w mianowniku wzoru 3.5).

Wykonano symulację działania wszystkich układów dla zmiennej w skali roku temperatury otoczenia. Dane klimatyczne dla Świnoujścia zaczerpnięto z obowiązującej bazy danych klimatycznych [22]. Za temperaturę wody morskiej w poszczególnych dobach przyjęto średnią dobową temperaturę powietrza. Na rysunku 3.5 zaprezentowano uporządkowany wykres temperatury powietrza dla Świnoujścia. Sposób jego interpretacji (oraz innych wykresów uporządkowanych występujących w tej pracy) wyjaśniono na następującym przykładzie: temperatura powietrza w zakresie $5 \div 15^\circ\text{C}$ występuje przez około (7000–3000), czyli około 4000 godzin w roku.



Rysunek 3.5 Uporządkowany wykres temperatur powietrza dla Świnoujścia

Dla każdego układu zestawiono w tabelach parametry termodynamiczne wszystkich strumieni dla wybranego punktu pracy. Sporządzono także uporządkowane względem temperatury otoczenia wykresy mocy elektrycznej N_{el} pobieranej lub oddawanej przez układ, strumienia gazu ziemnego spalonego w instalacji \dot{m}_F oraz sprawności egzergetycznej η_B . Obliczono średnioroczną moc elektryczną (pobieraną $\bar{N}_{el in}$ lub oddawaną $\bar{N}_{el out}$), średnioroczną sprawność egzergetyczną $\bar{\eta}_B$, całkowitą ilość gazu ziemnego spalonego m_F oraz wysłanego do sieci m_{NG} w skali roku, średnioroczny wskaźnik zużycia paliwa ε_F , całkowitą ilość wyprodukowanej lub zużytej energii elektrycznej E_{el} i skumulowany wskaźnik zużycia energii pierwotnej na jednostkę energii chemicznej gazu dostarczonego do systemu przesyłowego w_{NG} . Dla trzech układów obliczono też roczną oszczędność energii pierwotnej PES oraz roczną oszczędność gazu ziemnego Δm_{NG} w porównaniu do układu referencyjnego.

Sprawność energetyczna nie jest odpowiednim wskaźnikiem do określania efektywności układów regazyfikacji z kilku powodów. Po pierwsze, celem działania terminalu regazyfikacyjnego jest dostarczenie do sieci przesyłowej gazu ziemnego pod odpowiednim ciśnieniem. Entalpia gazów idealnych zależy tylko od temperatury, zatem entalpia fizyczna gazu wysłanego przez terminal jest bliska zeru. Po drugie, entalpia LNG ma wartość ujemną. Po trzecie, analiza energetyczna nie uwzględnia różnicy jakościowej pomiędzy różnymi postaciami energii (energia elektryczna, energia chemiczna, ciepło). Do określania potencjału termodynamicznego substancji o temperaturach niższych od temperatury otoczenia lub o ciśnieniu różnym od ciśnienia otoczenia służy egzergia. Egzergia jest miarą jakości energii. Jest definiowana jako maksymalna zdolność rozpatrywanej porcji energii do wykonania pracy z wykorzystaniem ciepła pobranego z otoczenia oraz powszechnie występujących i wzajemnie niezależnych składników otoczenia [23]. Można wyodrębnić różne składowe egzergie; na potrzeby analizy termodynamicznej układów regazyfikacji LNG wystarcza egzergia termiczna, która dzieli się na część fizyczną i chemiczną.

Egzergia fizyczna b_f wynika z różnicy parametrów termodynamicznych danej substancji (temperatury T i ciśnienia p) względem otoczenia. Obliczana jest ze wzoru:

$$b_f(T; p) = [i(T; p) - i(T_0; p_0)] - T_0 \cdot [s(T; p) - s(T_0; p_0)] \quad (3.1)$$

gdzie:

- p_0 - ciśnienie otoczenia,
- T_0 - temperatura otoczenia,
- s - entropia właściwa,
- i - entalpia właściwa.

W egzergii fizycznej można wyodrębnić część temperaturową b_{fT} i ciśnieniową b_{fp} :

$$b_{fT}(T) = [i(T; p_0) - i(T_0; p_0)] - T_0 \cdot [s(T; p_0) - s(T_0; p_0)] \quad (3.2)$$

$$b_{fp}(p) = [i(T_0; p) - i(T_0; p_0)] - T_0 \cdot [s(T_0; p) - s(T_0; p_0)] \quad (3.3)$$

Egzergia chemiczna b_{ch} danej substancji wynika z ilości wydzielanej energii w reakcjach chemicznych prowadzących do przekształcenia tej substancji w substancję odniesienia oraz z różnicy pomiędzy składem chemicznym danej substancji a stężeniem konkretnych jej składników w otoczeniu. Obliczana jest ze wzoru:

$$b_{ch} = \frac{\sum(z_i \cdot Mb_{chi}) + T_0 \cdot (MR) \cdot \sum(z_i \cdot \ln z_i)}{M} \quad (3.4)$$

gdzie:

- z_i - udział molowy i-tego składnika substancji,
- Mb_{chi} - normalna egzergia chemiczna i-tego składnika (odczytywana z tablic [23]),
- (MR) - uniwersalna stała gazowa,
- M - zastępcza masa molowa substancji.

Chwilową (3.5) i średnią (3.6) sprawność egzergetyczną układów zdefiniowano następująco [16]:

$$\eta_B = \frac{\dot{m}_{NG} \cdot (b_{p out} - b_{p in}) + N_{el out}}{\dot{m}_{LNG} \cdot b_{t in} + \dot{m}_F \cdot b_{ch F} + N_{el in}} \quad (3.5)$$

$$\bar{\eta}_B = \frac{m_{NG} \cdot (b_{p out} - b_{p in}) + E_{el out}}{m_{LNG} \cdot b_{t in} + m_F \cdot b_{ch F} + E_{el in}} \quad (3.6)$$

gdzie:

- $b_{p in}$ - egzergia ciśnieniowa LNG w zbiorniku,
- $b_{p out}$ - egzergia ciśnieniowa LNG w rurociągu,
- $b_{t in}$ - egzergia temperaturowa LNG w zbiorniku,
- $b_{ch F}$ - egzergia chemiczna metanu.

Ostona bilansowa obejmuje część terminalu regazyfikacyjnego pomiędzy zbiornikami LNG a początkiem gazociągu przesyłowego. Jako efekt użyteczny działania układu uznano przyrost egzergii ciśnieniowej gazu ziemnego i (tylko dla układów z odzyskiem energii) wytwarzaną moc elektryczną netto. Za nakład przyjęto egzergię temperaturową LNG, egzergię chemiczną spalane go gazu i (tylko dla układów bez odzysku energii) pobieraną z sieci moc elektryczną. We wzorze na sprawność nie jest ujęta egzergia chemiczna całości gazu ziemnego przepływającego przez instalację, a jedynie części spalanej. Ponieważ egzergia fizyczna LNG stanowi poniżej 1% jego egzergii chemicznej, uwzględnienie egzergii chemicznej przy wszystkich

strumieniach gazu ziemnego prowadziłyby do wyników przekraczających 99% i utrudniałyby porównanie sprawności układów między sobą.

Wskaźnik zużycia gazu w terminalu regazyfikacyjnym ε_F zdefiniowano następująco:

$$\varepsilon_F = \frac{m_F}{m_{LNG}} \quad (3.7)$$

Wskaźnik skumulowanego zużycia energii pierwotnej na jednostkę energii chemicznej gazu dostarczonego do systemu przesyłowego w_{NG} zdefiniowano następująco:

$$w_{NG} = \frac{E_{in}^*}{E_{out}} \quad (3.8)$$

gdzie:

- E_{in}^* - skumulowana energia pierwotna dostarczana do terminalu,
- E_{out} - energia chemiczna gazu wysyłanego do sieci.

Wielkości E_{in}^* i E_{out} są zdefiniowane poniżej. Jeżeli układ wytwarza energię elektryczną, to E_{in}^* jest obliczana ze wzoru 3.10, w przeciwnym przypadku ze wzoru 3.9:

$$E_{in}^* = w_{LNG} \cdot m_{LNG} \cdot W_{d\ CH_4} + w_{el} \cdot E_{el\ in} \quad (3.9)$$

$$E_{in}^* = w_{LNG} \cdot m_{LNG} \cdot W_{d\ CH_4} - w_{el} \cdot E_{el\ out} \quad (3.10)$$

$$E_{out} = m_{NG} \cdot W_{d\ CH_4} \quad (3.11)$$

gdzie:

- $W_{d\ CH_4}$ - wartość opałowa gazu ziemnego równa 50 MJ/kg,
- w_{el} - wskaźnik skumulowanego zużycia energii pierwotnej na produkcję jednostki energii elektrycznej, w Polsce równy 3,22 [24],
- w_{LNG} - wskaźnik skumulowanego zużycia energii pierwotnej na dostawę jednostki LNG.

Przyjęto wartość w_{LNG} równą 1, ponieważ przeprowadzana analiza ma na celu porównanie poszczególnych układów regazyfikacji między sobą. Aby porównać energochłonność skumulowaną dostaw LNG z energochłonnością skumulowaną dostaw gazu do Polski z innych źródeł (np. import rosyjskiego gazu poprzez gazociągi) należałoby przyjąć rzeczywistą wartość w_{LNG} , większą od 1. Wartość ta powinna uwzględniać zużycie energii pierwotnej obarczające produkcję i dostawę LNG.

Roczna oszczędność energii pierwotnej PES oraz roczna oszczędność gazu ziemnego Δm_{NG} (bezwzględne i względne) są obliczane ze wzorów:

$$PES = E_{in\ 0}^* - E_{in}^* \cdot \frac{m_{NG\ 0}}{m_{NG}} \quad (3.12)$$

$$PES_{\%} = \frac{PES}{E_{in\ 0}^*} \quad (3.13)$$

$$\Delta m_{NG} = m_{LNG} \cdot \left(1 - \frac{m_{NG\ 0}}{m_{NG}}\right) \quad (3.14)$$

$$\Delta m_{NG\ \%} = \frac{\Delta m_{NG}}{m_{LNG}} \quad (3.15)$$

gdzie indeks „0” odnosi się do układu referencyjnego (SCV).

4 Wyniki obliczeń

W rozdziale przedstawiono wyniki obliczeń dla poszczególnych układów oraz porównanie ich między sobą. Dla każdego układu zestawiono w tabelach parametry termodynamiczne wszystkich strumieni w wybranym punkcie pracy i wszystkie wartości mocy mechanicznych lub elektrycznych występujących w układzie. Zamieszczono uporządkowane względem temperatury otoczenia wykresy mocy elektrycznej generowanej lub pobieranej przez poszczególne układy, strumienia spalane paliwa i sprawności egzergetycznej. Pod koniec rozdziału zamieszczono wykresy zbiorcze dla analizowanych układów oraz wartości wskaźników oceny ich pracy.

4.1 Układ SCV

Wyniki symulacji działania układu przy średniorocznej temperaturze i wilgotności powietrza zestawiono w tabeli 4.1. W tabeli 4.2 zestawiono moce poszczególnych maszyn. Na rysunkach 4.1, 4.2 i 4.3 przedstawiono wykresy uporządkowane $N_{el\ in}$, \dot{m}_F oraz η_B . Wartości 0 na osi odciętych odpowiada najniższa temperatura otoczenia.

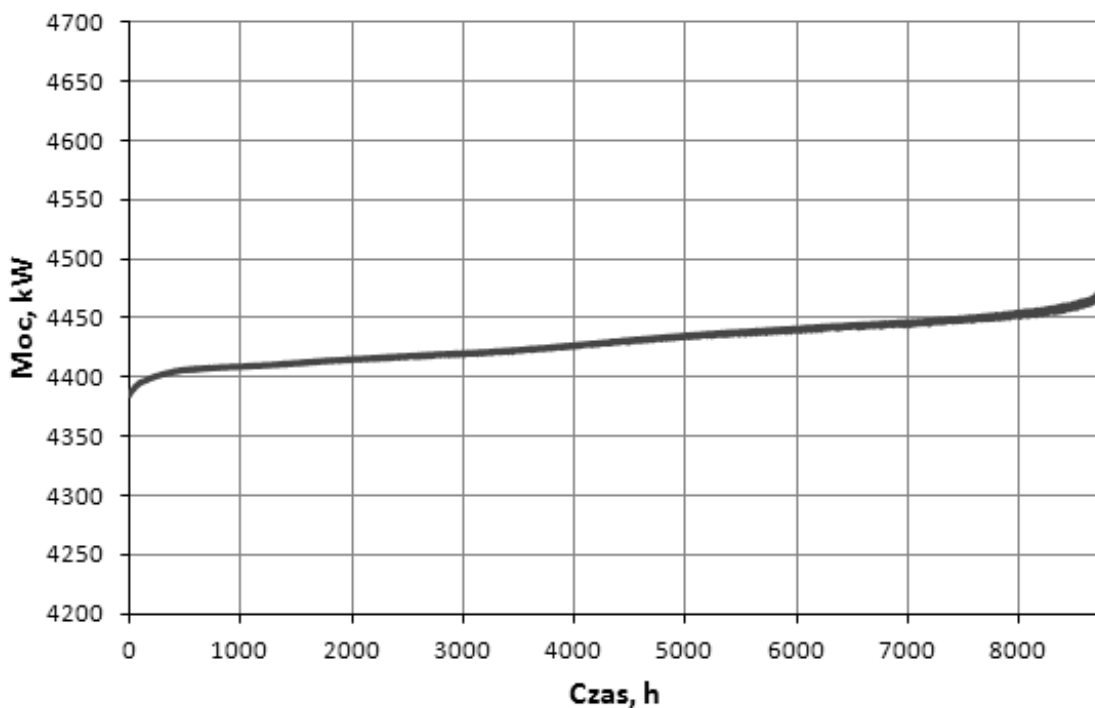
Tabela 4.1 Parametry termodynamiczne wszystkich strumieni w układzie SCV

j	T_j , K	t_j , °C	p_j , kPa	s_j , $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$	i_j , $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$	$b_{f\ j}$, $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$	$b_{ch\ j}$, $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$	\dot{m}_j , $\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$
1	111,15	-162,0	151	-6,571	-876,3	977,8	51800,9	113,50
2	116,14	-157,0	8400	-6,484	-847,0	982,7	51800,9	113,50
3	274,15	1,0	8400	-2,631	-120,3	621,9	51800,9	112,02
4	274,15	1,0	8400	-2,631	-120,3	621,9	51800,9	1,48
5	226,53	-46,6	131	-0,609	-120,3	51,5	51800,9	1,48
6	282,18	9,0	101	0,000	0,0	0,0	0,0	26,93
7	306,34	33,2	131	0,008	24,5	22,2	0,0	26,93
8	289,15	16,0	101	0,025	7,0	0,1	55,6	25,18

Tabela 4.2 Zestawienie mocy występujących w układzie SCV

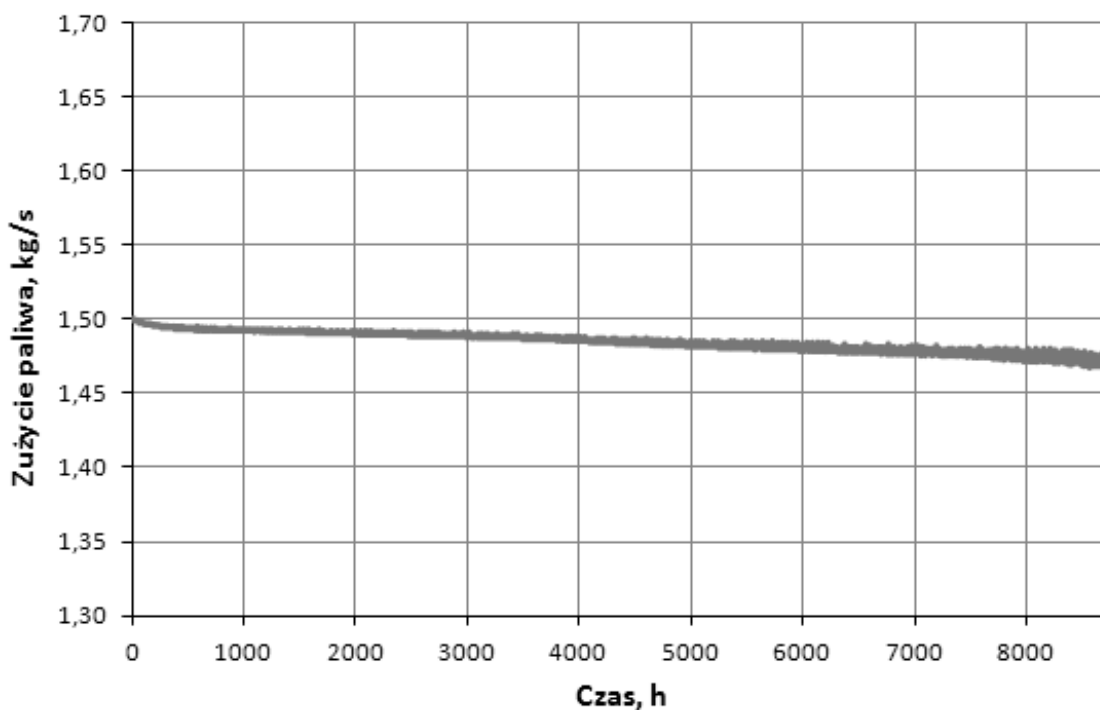
j	9	10	11
N_j , kW	-3697	-733	-4430

Pompa LNG pobiera moc około 3,7 MW, co stanowi około 83% zapotrzebowania układu na energię elektryczną, które wynosi 4,4 MW. Ujemne wartości entalpii i entropii właściwej LNG są skutkiem przyjęcia jako stanu odniesienia średniorocznej temperatury otoczenia. Nie ma to jednak znaczenia z punktu widzenia wyników analizy egzergetycznej.



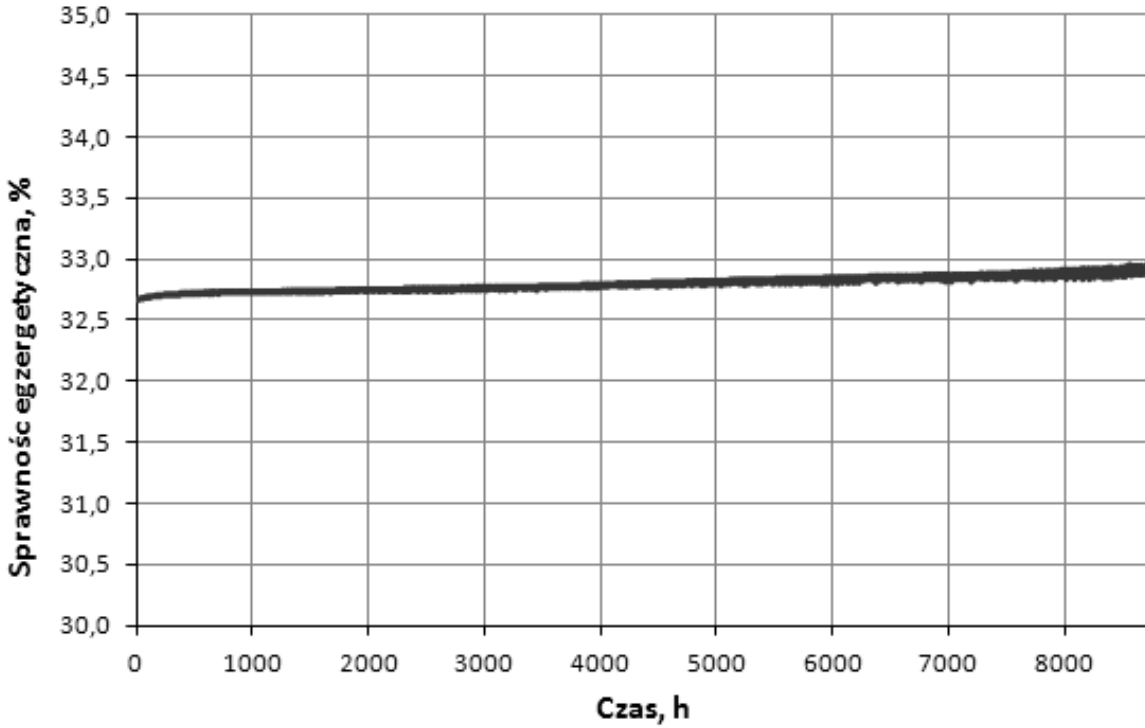
Rysunek 4.1 Uporządkowany wykres poboru mocy elektrycznej przez układ SCV

Pobór mocy elektrycznej przez układ jest rosnącą funkcją temperatury otoczenia. Wpływa na to zmienna moc wentylatora powietrza do spalania. Wynika to ze zmiany gęstości powietrza. Przy wyższych temperaturach gęstość powietrza jest mniejsza i zwiększa się jego strumień objętościowy.



Rysunek 4.2 Uporządkowany wykres zużycia paliwa przez układ SCV

Zużycie paliwa w układzie referencyjnym jest praktycznie stałe przez cały rok i wynosi około 1,48 kg/s. Przy niskich temperaturach powietrza trzeba spalić nieznacznie więcej paliwa, aby uzyskać wymaganą temperaturę gazu ziemnego.



Rysunek 4.3 Uporządkowany wykres sprawności egzergetycznej układu referencyjnego

Sprawność egzergetyczna układu jest również niemal niezmienna przez cały rok. Wyższa sprawność przy wyższych temperaturach otoczenia wynika z mniejszego strumienia spalane-go gazu. Rozmyty charakter wykresów wynika z faktu, że temperatura otoczenia nie jest jedyną zmienną niezależną w analizie. Zmienną niezależną jest także wilgotność powietrza.

4.2 Układ SCV + ORV

W tabeli 4.3 zestawiono wyniki symulacji działania układu przy temperaturze otoczenia równej 276 K, czyli w stanie gdy pracują jednocześnie oba układy dostarczania ciepła na potrzeby regazyfikacji. W tabeli 4.4 zestawiono moce poszczególnych maszyn. Na rysunkach 4.4, 4.5 i 4.6 przedstawiono wykresy uporządkowane $N_{el\ in}$, \dot{m}_F oraz η_B . Wartości 0 na osi odciętych odpowiada najniższa temperatura wody morskiej.

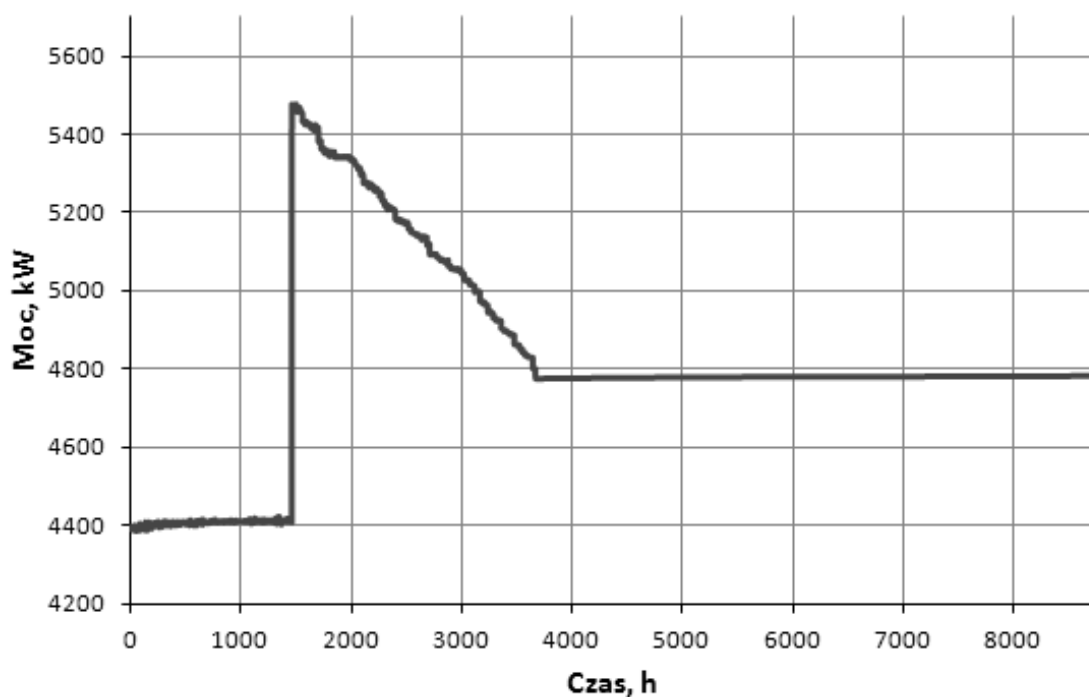
Tabela 4.3 Parametry termodynamiczne wszystkich strumieni w układzie SCV+ORV

j	T_j , K	t_j , °C	p_j , kPa	s_j , $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$	i_j , $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$	b_{fj} , $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$	b_{chj} , $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$	\dot{m}_j , $\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$
1	111,15	-162,0	151	-6,571	-876,3	977,8	51800,5	113,50
2	116,14	-157,0	8400	-6,484	-847,0	982,7	51800,5	113,50
3	274,15	1,0	8400	-2,631	-120,3	621,9	51800,5	112,28
4	274,15	1,0	8400	-2,631	-120,3	621,9	51800,5	1,22
5	226,53	-46,6	131	-0,609	-120,3	51,5	51800,5	1,22
6	276,00	2,9	101	-0,023	-6,5	0,1	0,0	22,10
7	299,65	26,5	131	-0,015	17,5	21,6	0,0	22,10
8	289,15	16,0	101	0,025	7,0	0,1	55,3	20,72
9	276,00	2,9	101	-0,093	-25,9	0,3	0,0	3891,36
10	276,01	2,9	301	-0,093	-25,7	0,5	0,0	3891,36
11	275,15	2,0	101	-0,106	-29,5	0,4	0,0	3891,36

Tabela 4.4 Zestawienie mocy występujących w układzie SCV+ORV

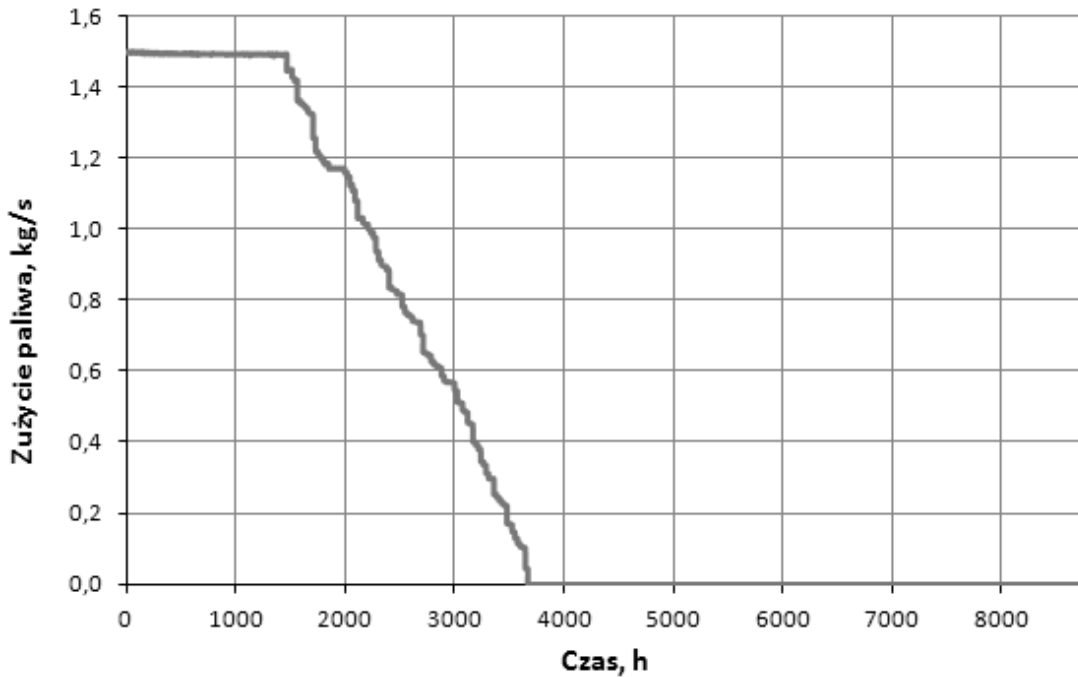
j	12	13	14	15
N_j , kW	-3697	-588	-1081	-5366

Strumień wody morskiej jest około 34 razy większy od strumienia odparowywanego LNG. Pompa wody morskiej pobiera około 1,1 MW mocy, czyli więcej niż wentylator powietrza do spalania. Układ działając w trybie ORV zużywa więcej energii elektrycznej, niż gdy pracuje w trybie SCV.



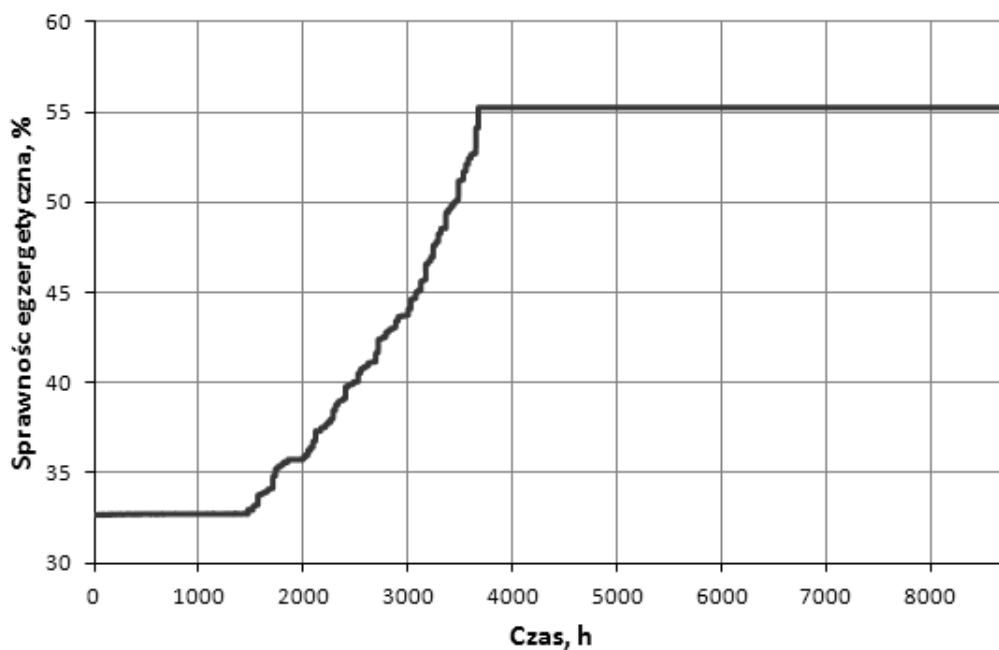
Rysunek 4.4 Uporządkowany wykres poboru mocy elektrycznej przez układ SCV+ORV

Na wykresach można wyraźnie rozróżnić trzy stany pracy układu. W trybie pracy ORV układ regazyfikacji pobiera około 4,8 MW mocy, a w trybie SCV około 4,4 MW mocy. Szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (w trybie mieszanym) wynosi około 5,5 MW.



Rysunek 4.5 Uporządkowany wykres zużycia paliwa przez układ SCV+ORV

Przez około 5000 godzin w roku układ regazyfikacji pracuje w trybie ORV i wówczas nie zużywa paliwa. Okres pracy w trybie SCV wynosi około 1500 godzin, a w trybie mieszanym około 2200 godzin.



Rysunek 4.6 Uporządkowany wykres sprawności egzergetycznej układu SCV+ORV

Zwiększanie udziału ciepła pochodzącego od wody morskiej w procesie regazyfikacji prowadzi do wzrostu sprawności egzergetycznej do wartości około 55%, gdy układ pracuje całkowicie w trybie ORV. Wpływ ilości spalanego gazu na sprawność egzergetyczną jest większy niż wpływ ilości zużywanej energii elektrycznej, dlatego mimo większego poboru mocy w trybie ORV niż w trybie SCV, sprawność egzergetyczna jest wyższa w trybie ORV.

4.3 Układ DEC

W tabeli 4.5 zestawiono wyniki symulacji działania układu DEC przy temperaturze otoczenia równej 276 K, czyli w stanie gdy pracują jednocześnie oba układy dostarczania ciepła na potrzeby regazyfikacji. W tabeli 4.6 zestawiono moce poszczególnych maszyn. Na rysunkach 4.7, 4.8 i 4.9 przedstawiono wykresy uporządkowane $N_{el\ in}$, \dot{m}_F oraz η_B . Wartości 0 na osi odciętych odpowiada najniższa temperatura wody morskiej.

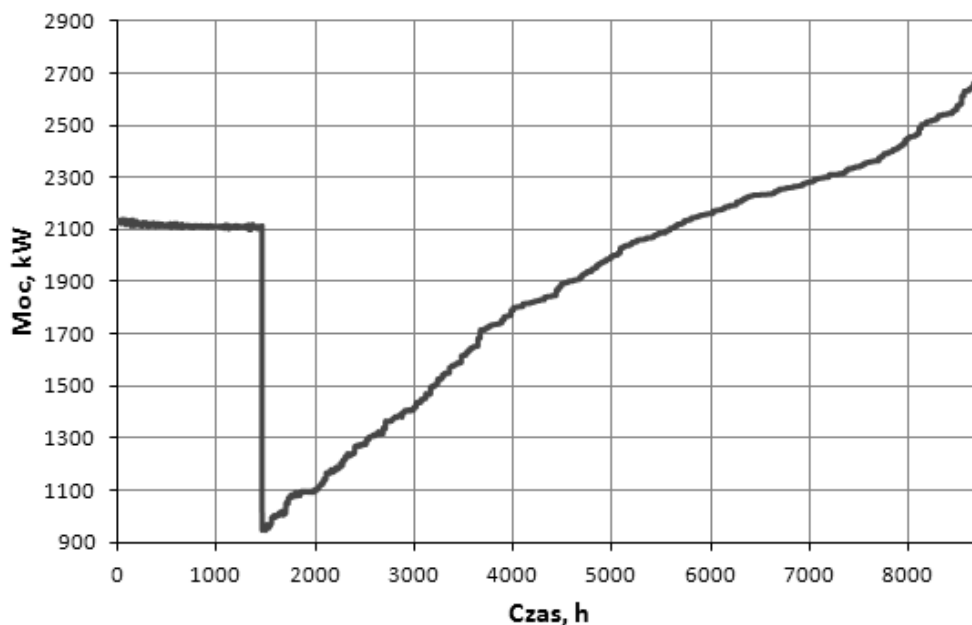
Tabela 4.5 Parametry termodynamiczne wszystkich strumieni w układzie DEC

j	T_j , K	t_j , °C	p_j , kPa	s_j , kJ·kg ⁻¹ ·K ⁻¹	i_j , kJ·kg ⁻¹	$b_{f\ j}$, kJ·kg ⁻¹	$b_{ch\ j}$, kJ·kg ⁻¹	\dot{m}_j , kg·s ⁻¹
1	111,15	-162,0	151	-6,569	-876,3	977,3	51800,5	113,50
2	111,38	-161,8	532	-6,565	-874,9	977,5	51800,5	113,50
3	136,48	-136,7	532	-5,836	-784,8	861,9	51800,5	131,06
4	138,07	-135,1	2533	-5,817	-776,9	864,4	51800,5	131,06
5	172,36	-100,8	2533	-4,881	-631,4	746,0	51800,5	183,77
6	185,46	-87,7	11410	-4,796	-587,4	766,0	51800,5	183,77
7	274,15	1,0	11410	-2,894	-158,5	658,0	51800,5	183,77
8	254,49	-18,7	8400	-2,875	-185,3	626,0	51800,5	113,50
9	187,33	-85,8	2533	-2,795	-269,6	519,0	51800,5	52,70
10	187,33	-85,8	2533	-2,795	-269,6	519,0	51800,5	17,56
11	274,15	1,0	2533	-1,806	-46,0	463,5	51800,5	17,56
12	192,03	-81,1	532	-1,713	-202,0	281,5	51800,5	17,56
13	274,15	1,0	8400	-2,629	-120,3	621,5	51800,5	112,16
14	274,15	1,0	8400	-2,629	-120,3	621,5	51800,5	1,34
15	226,53	-46,6	131	-0,609	-120,3	51,4	51800,5	1,34
16	276,00	2,9	101	-0,023	-6,5	0,1	0,0	24,17
17	299,58	26,4	131	-0,015	17,4	21,6	0,0	24,17
18	289,15	16,0	101	0,025	7,0	0,1	55,3	22,65
19	276,00	2,9	101	-0,093	-25,9	0,3	0,0	4238,90
20	276,01	2,9	301	-0,093	-25,7	0,5	0,0	4238,90
21	275,15	2,0	101	-0,106	-29,5	0,4	0,0	4238,90

Tabela 4.6 Zestawienie mocy występujących w układzie DEC

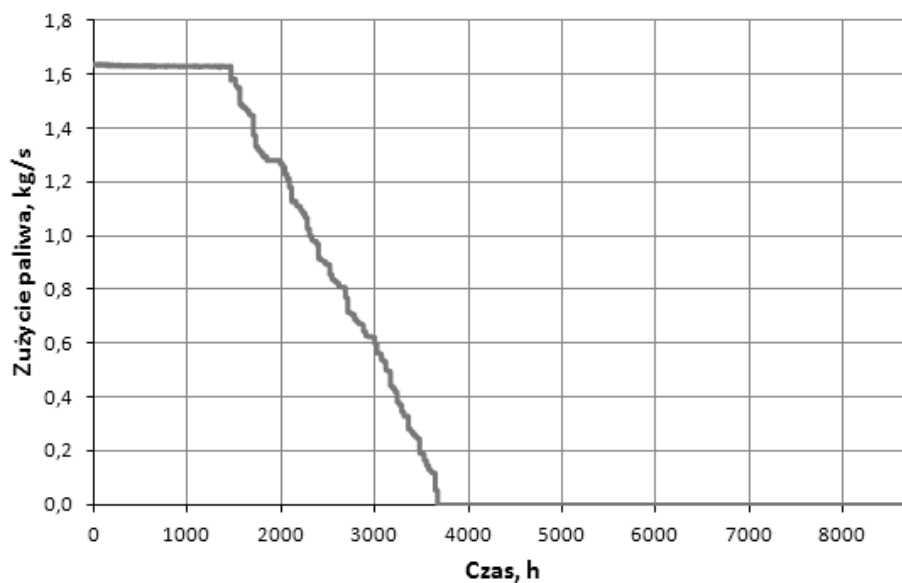
j	22	23	24	25	26	27	28	29
N_j , kW	-171	-1144	-8982	10633	2685	-1177	-641	1070

W układzie cyrkuluje 52,7 kg/s gazu ziemnego w części wysokoprężnej i 17,56 kg/s gazu w części niskoprężnej. Strumień wody morskiej jest większy niż w przypadku układu SCV+ORV. Wynika to ze zwiększonego strumienia LNG, który trzeba odparować oraz dogrzać po rozprężeniu w turbinach. Pompy LNG pobierają łącznie 10,3 MW; turbiny produkują 13,3 MW.



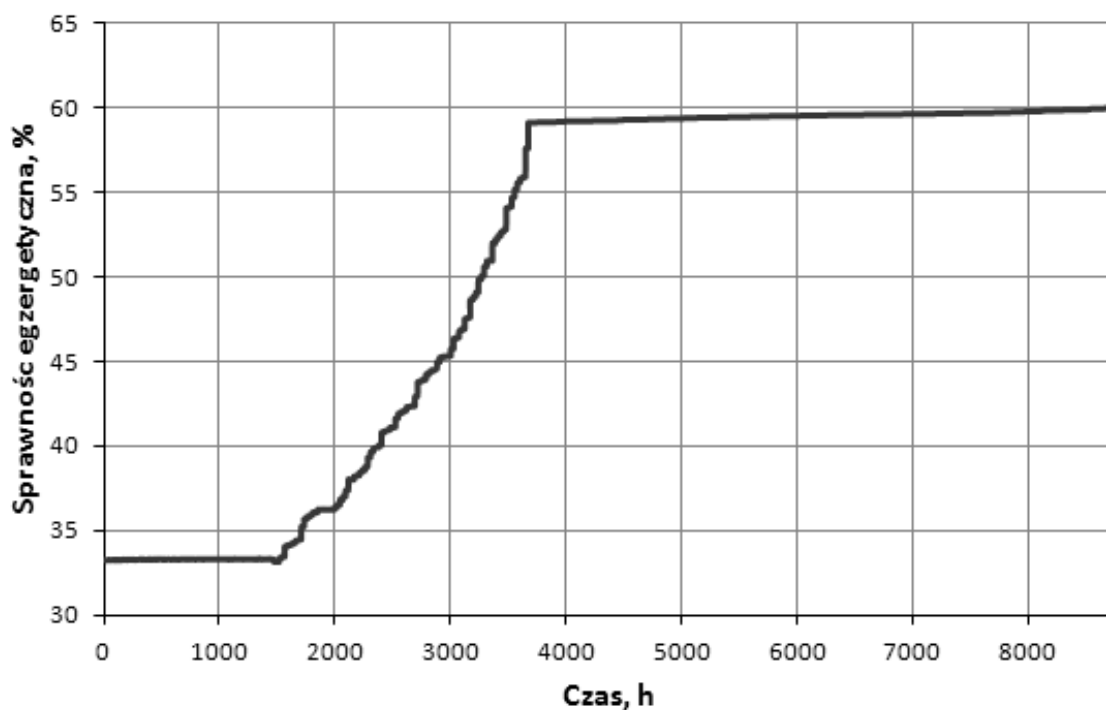
Rysunek 4.7 Uporządkowany wykres produkcji mocy elektrycznej przez układ DEC

W trybie pracy SCV układ DEC produkuje około 2,1 MW mocy elektrycznej. Po włączeniu pompy wody morskiej moc układu spada do 1 MW, a w momencie wyłączenia wentylatora powietrza do spalania wynosi 1,7 MW. Wraz ze wzrostem temperatury wody morskiej moc układu rośnie i osiąga 2,7 MW dla najwyższej występującej w ciągu roku temperatury.



Rysunek 4.8 Uporządkowany wykres zużycia paliwa przez układ DEC

Kształt uporządkowanego wykresu zużycia paliwa w funkcji czasu jest jednakowy, jak dla układu SCV+ORV bez odzysku energii. Nieznacznie większe jest tylko zużycie paliwa w trybie pracy SCV.



Rysunek 4.9 Uporządkowany wykres sprawności egzergetycznej układu DEC

Uporządkowany wykres sprawności ma również podobny przebieg jak w przypadku układu SCV+ORV bez odzysku energii, ale osiągnięte sprawności są nieco wyższe. Przy wysokich temperaturach otoczenia sprawność egzergetyczna układu DEC zbliża się do 60%.

4.4 Układ BC

Wyniki symulacji działania układu przy średniorocznej temperaturze i wilgotności powietrza zestawiono w tabeli 4.7. W tabeli 4.8 zestawiono moce poszczególnych maszyn. Na rysunkach 4.10, 4.11 i 4.12 przedstawiono wykresy uporządkowane $N_{el in}$, \dot{m}_F oraz η_B . Wartości 0 na osi odciętych odpowiada najniższa temperatura otoczenia.

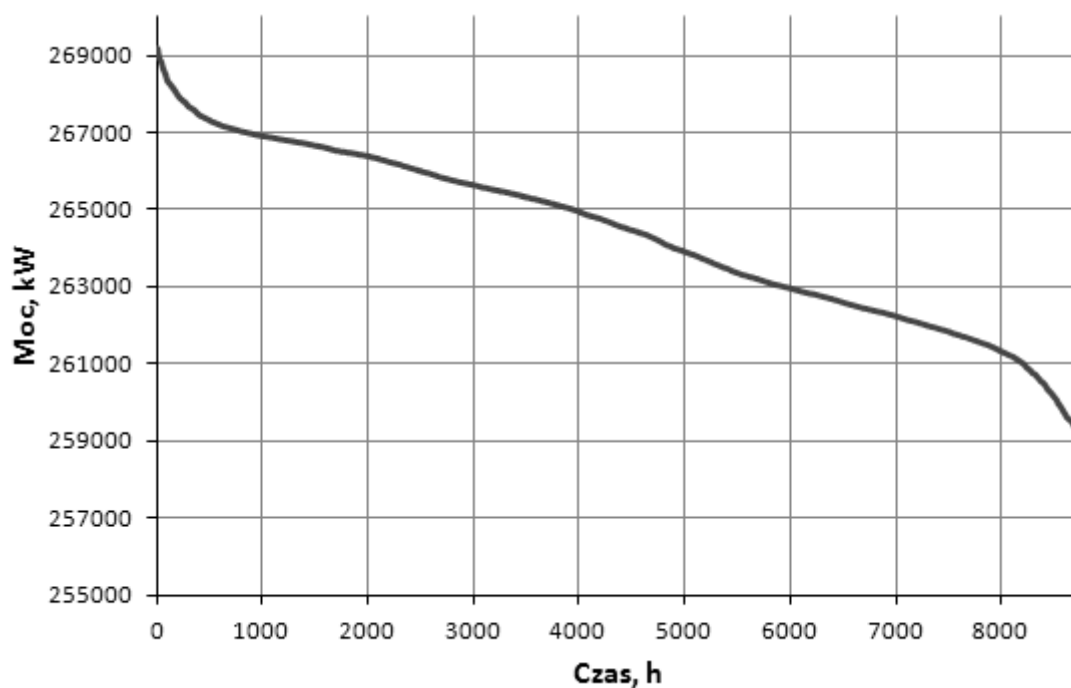
Tabela 4.7 Parametry termodynamiczne wszystkich strumieni w układzie BC

j	T_j , K	t_j , °C	p_j , kPa	s_j , kJ·kg ⁻¹ ·K ⁻¹	i_j , kJ·kg ⁻¹	b_{fj} , kJ·kg ⁻¹	b_{chj} , kJ·kg ⁻¹	\dot{m}_j , kg·s ⁻¹
1	111,15	-162,0	151	-6,569	-876,3	977,3	51800,9	103,75
2	127,49	-145,7	27000	-6,300	-780,9	996,8	51800,9	103,75
3	341,72	68,6	27000	-2,842	-26,1	775,8	51800,9	103,75
4	263,57	-9,6	8400	-2,620	-154,2	585,1	51800,9	103,75
5	274,15	1,0	8400	-2,629	-120,3	621,5	51800,9	103,75
6	111,15	-162,0	151	-6,569	-876,3	977,3	51800,9	9,75
7	113,72	-159,4	4408	-6,524	-861,2	979,7	51800,9	9,75
8	294,41	21,3	4408	-1,972	-17,3	539,2	51800,9	9,75
9	282,18	9,0	101	0,000	0,0	0,0	0,0	364,97
10	481,81	208,7	579	0,043	204,6	192,4	0,0	364,97
11	304,41	31,3	579	-0,427	22,5	143,2	0,0	364,97
12	282,18	9,0	579	-0,504	0,0	142,3	0,0	364,97
13	524,21	251,1	4408	-0,456	249,0	377,6	0,0	364,97
14	1562,84	1289,7	4408	0,881	1545,0	1296,4	25,1	374,72
15	693,96	420,8	101	0,986	454,1	175,8	25,1	374,72
16	411,95	138,8	101	0,405	138,9	24,7	25,1	374,72
17	403,27	130,1	101	0,382	129,5	21,8	25,1	374,72
18	163,49	-109,7	280	-0,876	-125,0	122,3	20,1	386,82
19	391,95	118,8	4270	-0,782	110,1	330,9	20,1	386,82
20	673,96	400,8	4270	-0,196	415,4	470,7	20,1	386,82
21	356,72	83,6	280	-0,058	77,4	93,8	20,1	386,82
22	282,18	9,0	101	0,000	0,0	0,0	0,0	370,36
23	286,52	13,4	106	0,002	4,4	4,0	0,0	370,36
24	461,81	188,7	101	0,504	183,8	41,7	0,0	370,36

Tabela 4.8 Zestawienie mocy występujących w układzie BC

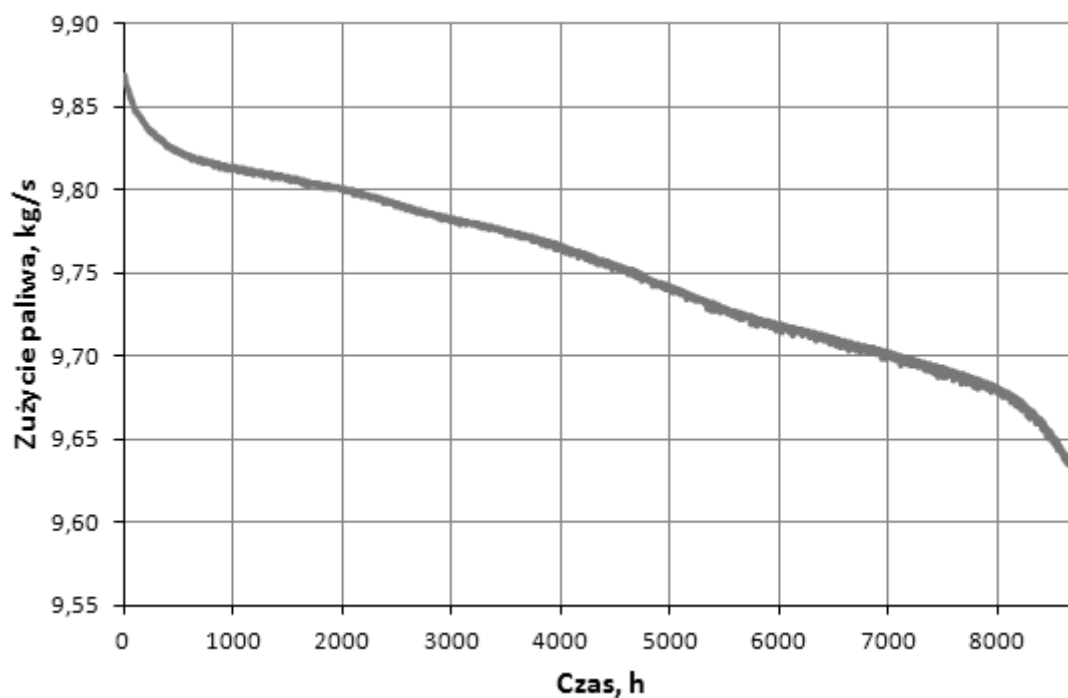
j	25	26	27	28	29
N_j , kW	-10099	13024	-164	-76209	-92736
j	30	31	32	33	34
N_j , kW	400634	-92725	128120	-1811	264273

Strumień czynnika w zamkniętym obiegu Braytona wynosi 387 kg/s. Podobnej wielkości są strumienie powietrza do spalania (365 kg/s), spalin (375 kg/s) i powietrza chłodzącego (370 kg/s). Stosunkowo wysokie są temperatury spalin wylotowych (130°C) i powietrza chłodzącego (189°C). Strumienie te stanowią źródło możliwego potencjalnie do dalszego wykorzystania ciepła odpadowego. Obieg NG (maszyny 25 i 26) odpowiada za produkcję blisko 3 MW mocy, obieg CBC (maszyny 31 i 32) 36 MW, a obieg OBC (maszyny 27, 28, 29, 30 i 33) 230 MW.



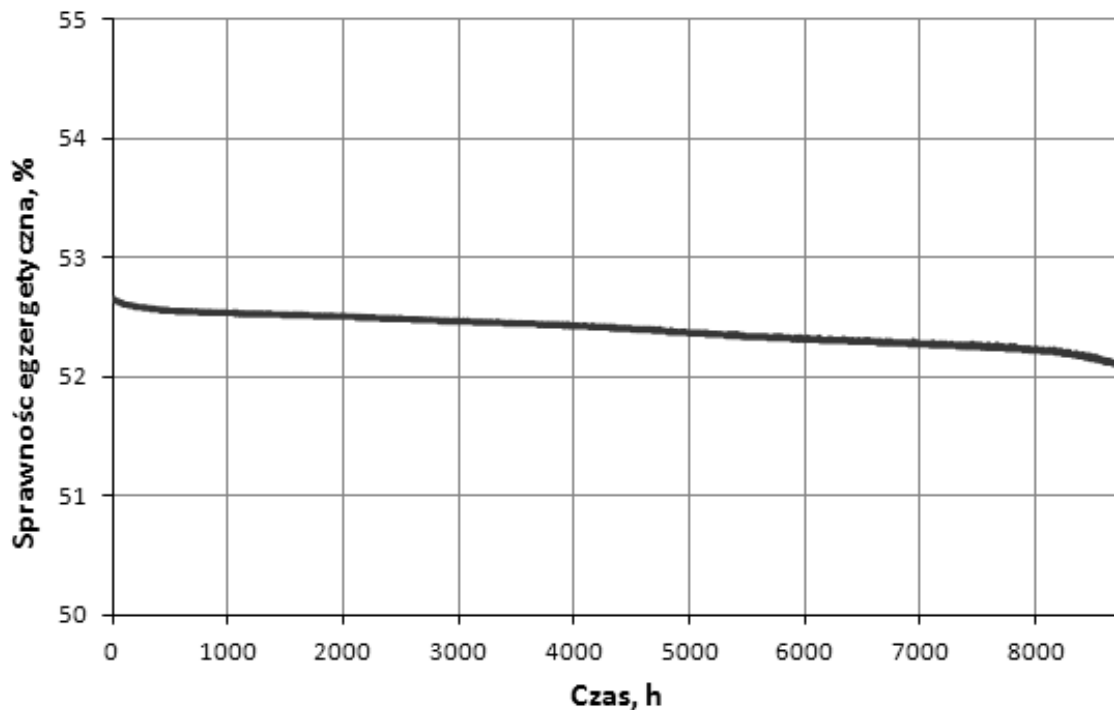
Rysunek 4.10 Uporządkowany wykres produkcji mocy elektrycznej przez układ BC

Wartość mocy elektrycznej wytwarzanej przez układ BC zależy od temperatury otoczenia. Waha się ona od 258 MW w miesiącach letnich do 269 MW w miesiącach zimowych. Przy wyższych temperaturach otoczenia większa jest praca sprężania powietrza do spalania i mniejsza jest moc netto wytwarzana przez zespół turbiny gazowej.



Rysunek 4.11 Uporządkowany wykres zużycia paliwa przez układ BC

Zużycie paliwa maleje wraz ze wzrostem temperatury otoczenia. Jest to spowodowane faktem, że im wyższa jest temperatura wlotowa powietrza, tym wyższa będzie temperatura powietrza przed komorą spalania i tym mniej paliwa należy spalić, aby zapewnić wymagany strumień ciepła przekazany przez spaliny do kolejnych obiegów.

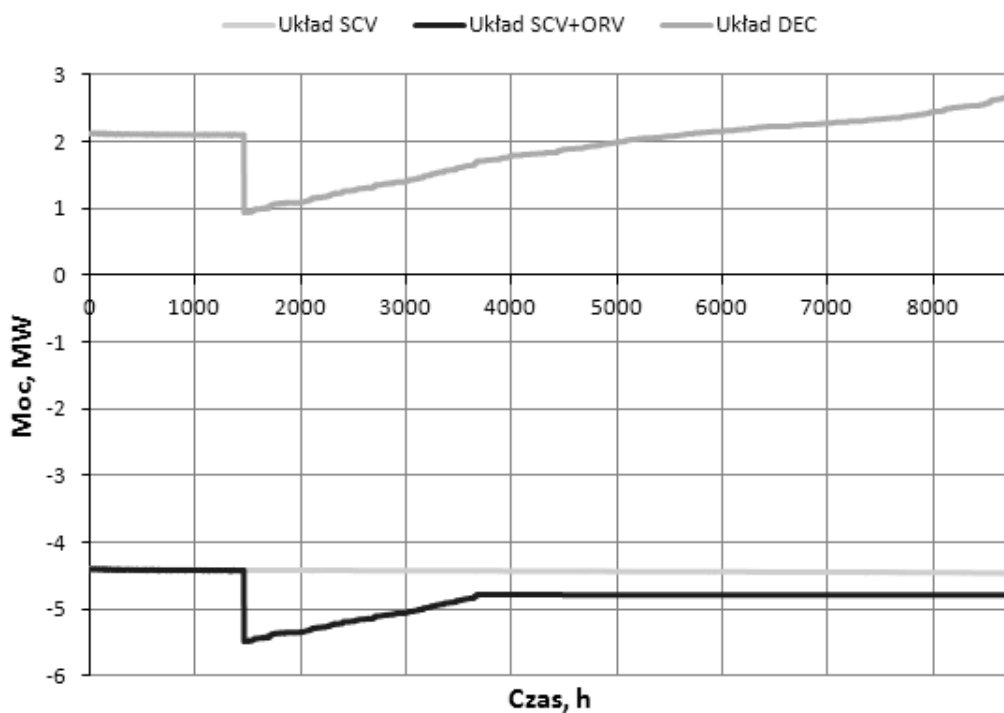


Rysunek 4.12 Uporządkowany wykres sprawności egzergetycznej układu BC

Sprawność egzergetyczna układu BC tylko w niewielkim stopniu zależy od temperatury otoczenia. Niższe wartości sprawności dla wyższych temperatur są skutkiem mniejszej mocy elektrycznej wytwarzanej przez układ.

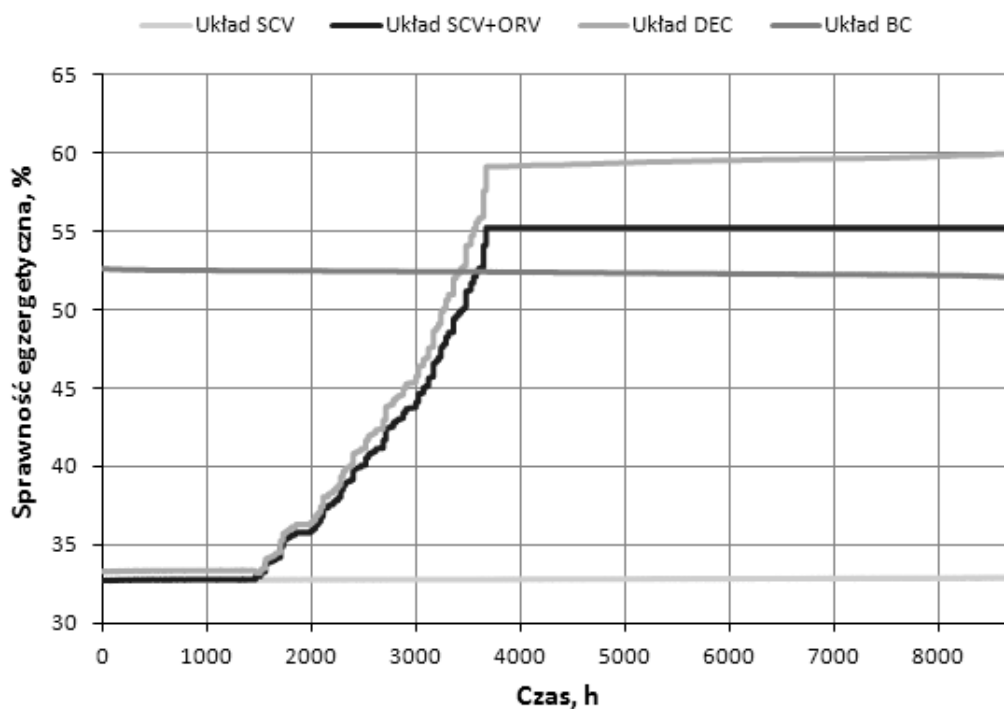
4.5 Porównanie układów

Na rysunku 4.13 zestawiono wykresy uporządkowane produkcji mocy elektrycznej dla układów SCV, SCV+ORV i DEC (ze względu na czytelność wykresu pominięto układ BC, który charakteryzuje się znacznie większą wartością generowanej mocy niż pozostałe układy). Na rysunku 4.14 zestawiono razem wykresy uporządkowane sprawności egzergetycznej dla wszystkich zamodelowanych układów.



Rysunek 4.13 Uporządkowany wykres mocy elektrycznej pobieranej lub oddawanej przez analizowane układy

Na podstawie porównania wykresów dla układów SCV+ORV bez odzysku energii i układu DEC można wywnioskować, że układ DEC pozwala odzyskać z egzergii kriogenicznej i przetworzyć na elektryczność około 6,5 MW.



Rysunek 4.14 Uporządkowany wykres sprawności egzergetycznej analizowanych układów

Przy wysokich temperaturach otoczenia najlepszą sprawność egzergetyczną osiągają układy regazyfikacji wykorzystujące metodę ORV. Układ BC mimo dużej mocy elektrycznej ma od nich mniejszą sprawność egzergetyczną. Spowodowane jest to dużymi stratami egzergii w procesie spalania paliwa. Jednak pozostałe układy działające w trybie SCV charakteryzują się o wiele niższą sprawnością niż układ BC.

W tabeli 4.9 porównano wskaźniki oceny pracy badanych układów.

Tabela 4.9 Zestawienie wskaźników oceny wszystkich układów

Parametr	Jednostka	Układ SCV	Układ SCV+ORV	Układ DEC	Układ BC
\bar{N}_{el}	MW	-4,43	-4,81	1,95	264,34
E_{el}	GWh	-38,806	-42,137	17,041	2315,626
m_F	Gg	46,81	14,01	15,33	307,52
m_{NG}	Gg	3532,53	3565,33	3564,01	3271,81
ε_F	%	1,31	0,39	0,43	8,59
$\bar{\eta}_B$	%	32,80	47,96	50,94	52,39
w_{NG}	MJ*/MJ	1,0158	1,0067	1,0032	0,9299
PES	PJ	-	1,612	2,226	15,170
$PES_{\%}$	%	-	0,90	1,24	8,46
Δm_{NG}	Gg	-	32,93	31,61	-285,22
$\Delta m_{NG\%}$	%	-	0,92	0,88	-7,97

Zastosowanie hybrydowego układu regazyfikacji (SCV+ORV) pozwala w warunkach Świnoujścia (przy poczynionych założeniach dotyczących warunków poboru wody morskiej) zmniejszyć zużycie paliwa ponad trzykrotnie względem układu opartego wyłącznie o metodę SCV. Roczna oszczędność gazu ziemnego wynosi około 33 tysiące ton, czyli 0,92% zdolności wysyłkowej terminalu. Zastosowanie zaproponowanego układu odzysku energii bazującego na metodzie DEC tylko nieznacznie zwiększa zużycie paliwa względem metody SCV+ORV bez odzysku, za to pozwala z niewielką nadwyżką zaspokoić potrzeby własne terminalu na moc elektryczną. Układ BC jest w gruncie rzeczy elektrownią gazową sprzęgniętą z terminalem regazyfikacyjnym. Układ ten zużywa prawie siedmiokrotnie więcej gazu niż układ referencyjny, co w skali roku przekłada się na 285 tysięcy ton mniej gazu ziemnego dostarczonego do krajowego systemu gazowego. Rozwiązanie to nie jest zatem optymalne, jeśli za funkcję celu działania terminalu przyjąć dostarczanie jak największej ilości gazu do systemu. Wszystkie układy charakteryzują się niższym wskaźnikiem skumulowanego zużycia energii niż układ referencyjny i przyczyniają się do oszczędności energii pierwotnej. Układ z turbiną gazową (BC) charakteryzuje się wskaźnikiem skumulowanego zużycia energii mniejszym od jedności. Jest to spowodowane faktem, że sprawność wytwarzania elektryczności w tym układzie jest wyższa od średniej systemowej dla Polski.

5 Podsumowanie

W ramach niniejszej pracy omówiono rolę gazu ziemnego w światowej i polskiej gospodarce energetycznej. Skupiono się na metodzie transportu gazu ziemnego w postaci skroplonej (LNG). Opisano łańcuch produkcji i dostawy LNG oraz aktualny stan światowego rynku tego surowca. Dokonano przeglądu metod regazyfikacji LNG i możliwości odzysku zmagazynowanej w nim egzergii kriogenicznej. Głównym elementem pracy było wykonanie w programie *Engineering Equation Solver* modeli obliczeniowych czterech układów regazyfikacji: standardowego układu SCV (bez odzysku egzergii), połączenia układów SCV i ORV (bez odzysku egzergii), układu produkującego energię elektryczną przy użyciu metody bezpośredniego rozprężania gazu ziemnego oraz układu będącego połączeniem terminalu regazyfikacyjnego z elektrownią gazową. Główne dane wejściowe do modeli wynikały z założenia, że układy te działałyby w terminalu regazyfikacyjnym w Świnoujściu. Wykonano symulację działania wszystkich układów dla zmiennej w skali roku temperatury otoczenia. Obliczono szereg wskaźników służących do porównania między sobą analizowanych układów. Wykorzystano w tym celu elementy analizy egzergetycznej.

Wykazano potencjał gazoportu w Świnoujściu do wytwarzania energii elektrycznej przez odzysk egzergii kriogenicznej LNG oraz związany z tym potencjał oszczędności energii pierwotnej. Na otrzymane wartości liczbowe duży wpływ miały przyjęte założenia, zwłaszcza te dotyczące warunków wykorzystania wody morskiej jako źródła ciepła i sprawności poszczególnych maszyn. Niezależnie jednak od wartości założonych parametrów modelu, wnioski płynące z porównania analizowanych układów byłyby podobne. Zastosowanie zaproponowanego układu odzysku egzergii bazującego na metodzie bezpośredniego, kaskadowego rozprężania LNG tylko nieznacznie zwiększa zużycie paliwa względem układu regazyfikacji bez odzysku, za to pozwala zaspokoić potrzeby własne terminalu na moc elektryczną. Ewentualna nadwyżka mocy byłaby niewielka (rzędu kilku megawatów). Główną wadą tego układu jest brak wykorzystania temperaturowej części egzergii kriogenicznej, ponieważ jest ona w całości oddawana do otoczenia. W tym zakresie można zatem upatrywać możliwości zwiększenia efektywności układu – na przykład poprzez sprzęgnięcie z innym obiegiem termodynamicznym wykorzystującym LNG jako dolne źródło ciepła. Drugi z analizowanych układów odzysku egzergii, będący połączeniem terminalu regazyfikacyjnego z elektrownią z turbiną gazową charakteryzuje się wysoką wartością sprawności wytwarzania energii elektrycznej, wyższą niż osiągalna w elektrowniach węglowych. Moc elektryczna netto tego układu jest rzędu 265 MW. Z tego powodu znacznie bardziej niż pozostałe układy przyczyniałby się do oszczędności energii pierwotnej w skali kraju. Zużywa on jednak kilkukrotnie więcej paliwa niż pozostałe układy i dlatego nie jest dobrym rozwiązaniem z punktu widzenia maksymalizacji dostaw gazu ziemnego z gazoportu do krajowego systemu gazowego.

Decyzja o budowie przy terminalu regazyfikacyjnym układu odzysku zimnej energii powinna być oparta nie tylko o analizę termodynamiczną, ale również analizę ekonomiczną. Zaprezentowane w niniejszej pracy układy są na etapie koncepcji, w związku z czym trudno jest oszacować ich koszty inwestycyjne i eksploatacyjne, a co za tym idzie, opłacalność. W przypadku wyrażenia przez inwestora chęci budowy w ramach świnoujskiego terminalu jednego z przeanalizowanych w ramach tej pracy układów odzysku egzergii, dalszym etapem prac powinno być wykonanie bardziej szczegółowego modelu obliczeniowego danego układu, a następnie przeprowadzenie studium wykonalności oraz analizy ekonomicznej.

Literatura

- [1] Background of natural gas, strona internetowa *NaturalGas.org*, <http://naturalgas.org/overview/background/>, dostęp 23 kwietnia 2016r.
- [2] International Energy Agency, *Key World Energy Statistics*, Paris (2015).
- [3] Natural gas reserves, strona internetowa *British Petroleum*, <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/natural-gas-review-by-energy-type/natural-gas-reserves.html>, dostęp 24 kwietnia 2016r.
- [4] Mokhatab S., Mak J., Valappil J., Wood D., *Handbook of Liquefied Natural Gas*, Gulf Professional Publishing, Houston (2013).
- [5] Foss M. M., *Introduction To LNG - An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, organization of the LNG industry and safety considerations*, Center for Energy Economics, Austin (2007).
- [6] International Gas Union, *2016 World LNG report*, Oslo (2016).
- [7] Główny Urząd Statystyczny, *Energia 2015*, Warszawa (2015).
- [8] Ministerstwo Gospodarki, *Projekt polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, Warszawa (2015).
- [9] Czapigo-Czapla M., *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na dzień 31 grudnia 2014 r.*, Państwowy Instytut Geologiczny / Państwowy Instytut badawczy, Warszawa (2015).
- [10] Import, strona internetowa *PGNiG*, <http://www.pgnig.pl/pgnig/segmenty-dzialalnosci/obrot-i-magazynowanie/import>, dostęp 29 kwietnia 2016r.
- [11] Aktualności, strona internetowa *Polskiego LNG*, <http://www.polskielng.pl/nc/biuro-prasowe/aktualnosc/>, dostęp 17 czerwca 2016r.
- [12] Aktualności, strona internetowa *PGNiG*, <http://www.pgnig.pl/aktualnosc/-/news-list/id/w-czerwcu-pierwsze-dostawy-gazu-lng-dla-pgnig/newsGroupId/10184?changeYear=2016¤tPage=1>, dostęp 17 czerwca 2016r.
- [13] Kaliski M., Nagy S., Rychlicki S., Siemek J., Szurlej A., *Gaz ziemny w Polsce – wydobywanie, zużycie i import do 2030 roku*, *Górnictwo i Geologia* tom 5 zeszyt 3 (2010)
- [14] Terminal LNG w Polsce, strona internetowa *Polskiego LNG*, <http://www.polskielng.pl/lng/terminal-lng-w-polsce/>, dostęp 29 kwietnia 2016r.
- [15] Polskie LNG, *Projekt terminalu LNG Świnoujście – Streszczenie nietechniczne*, Szczecin (2010).
- [16] Tsatsaronis G., Morosuk T., *LNG-Based Cogeneration Systems: Evaluation Using Exergy-Based Analyses*, InTech, Rijeka (2012).
- [17] Molenda J., *Gaz ziemny. Paliwo i surowiec*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa (1996).
- [18] Sharrat C., *LNG terminal cold energy integration opportunities offered by contractors*, *LNG Journal* (marzec 2012)
- [19] Romero Gómez M., Ferreiro Garcia R., Romero Gómez J., Carbia Carril J., *Review of thermal cycles exploiting the exergy of liquefied natural gas in the regasification process*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38 (2014)

- [20] Franco A., Casarosa C., *Thermodynamic and heat transfer analysis of LNG energy recovery for power production*, 32nd UIT Heat Transfer Conference, Pisa (2014)
- [21] Polskie LNG, *Terminal LNG w Świnoujściu - szansa dla regionu*, IX konferencja „Energetyka przygraniczna Polski i Niemiec – doświadczenia i perspektywy”, Sulechów (2012).
- [22] Obowiązująca baza danych klimatycznych, strona internetowa Certyfikat-energetyczny [http://certyfikat-energetyczny.powiat.pl/CE P/baza danych klimatycznych.html](http://certyfikat-energetyczny.powiat.pl/CE_P/baza_danych_klimatycznych.html), dostęp 28 lutego 2016r.
- [23] Szargut J., *Egzergia. Poradnik obliczania i stosowania*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice (2007)
- [24] Stanek W., *Analiza termoeconomiczna w energetyce*, wykład 4, Gliwice (2015)

Exploiting the cryogenic exergy of liquefied natural gas in production of electricity

Tomasz Simla

Key words: LNG, regasification, cryogenic exergy, energy recovery, Świnoujście LNG terminal

Abstract

Natural gas is a fossil fuel, the share of which in the global energy mix is growing the fastest. Transportation of natural gas in liquefied form (LNG) is an alternative to traditional pipeline transport. Poland joins the global LNG market through the receiving terminal which was built in Świnoujście. The liquefaction process is very energy-consuming. Some energy utilised in this process gets stored in LNG as cryogenic exergy. In a conventional regasification process this exergy is destroyed by releasing to sea water or other fluid serving as an external heat source. There are numerous ideas to recover the cryogenic exergy of LNG. Among possible applications, the use of LNG to produce electricity by using it as a lower heat source in thermodynamic cycles or directly as a working fluid can be considered. In the present paper, an analysis of four regasification systems was carried out: two systems without cold exergy recovery and two systems that produce electricity. Main input data to the analysis (mass flow, pressure) correspond to real parameters of natural gas in the Świnoujście LNG receiving terminal. A simulation of operation of the systems for the whole year (with varying ambient temperature) was performed. In order to compare the analysed systems, a number of coefficients, such as average fuel consumption, exergetic efficiency and coefficient of cumulative energy consumption, was calculated.