
12 DOŚWIADCZENIA Z WYKORZYSTANIEM METANU NA PRZYKŁADZIE KOPALNI WĘGLA KAMIENNEGO

12.1 Wprowadzenie

Metan, znany także jako gaz błotny i gaz kopalniany jest organicznym związkiem chemicznym o wzorze CH_4 stosowanym jako gaz opałowy i surowiec do syntezy wielu innych związków organicznych. Powstaje w przyrodzie w wyniku beztlenowego rozkładu szczątków roślinnych (np. na bagnach). Stanowi główny składnik gazu ziemnego, w którym jego zawartość wynosi zwykle $\geq 90\%$ [1].

Metan jest gazem bezbarwnym, pozbawionym smaku oraz zapachu. Przy zawartości 5-15% tworzy z powietrzem mieszaninę wybuchową, która ulega zapłonowi pod wpływem iskry elektrycznej lub temperatury $> 537^\circ\text{C}$. Z tego powodu jest szczególnie niebezpieczny w w wyrobiskach kopalnianych, gdzie stanowi jedno z największych zagrożeń naturalnych podczas prowadzenia prac eksploatacyjnych.

Metan uwalniany podczas robót górniczych stanowi poważne źródło emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Należy jednocześnie zauważyć, że jest on gazem cieplarnianym o wiele bardziej skutecznym niż dwutlenek węgla, co oznacza, że zmniejszenie emisji metanu o 1 tonę jest równoznaczne z uniknięciem emisji 21 ton dwutlenku węgla [2].

12.2 Wsparcie kogeneracji przez Unię Europejską

Z dniem 11.02.2004 r. weszła w życie dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Europy w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie w ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii. Celem dyrektywy było zwiększenie efektywności energetycznej i poprawa bezpieczeństwa dostaw poprzez stworzenie ram dla wspierania i rozwoju produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie wysokosprawnej kogeneracji. Proces ten opiera się na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe i oszczędności w energii pierwotnej na wewnętrznym rynku energii, z uwzględnieniem specyficznych uwarunkowań krajowych, szczególnie w odniesieniu do warunków klimatycznych i ekonomicznych [3].

Dyrektywa nałożyła na państwa członkowskie różne zobowiązania, takie jak:

- przyjęcie jednolitego sposobu obliczania produkcji energii w skojarzeniu,
- określenie wytycznych dla jej wdrożenia,
- zagwarantowanie pochodzenia energii ze skojarzenia o wysokiej sprawności.

Wybór sposobów i środków dla wprowadzania mechanizmów wspierania kogeneracji pozostawiono w gestii państw członkowskich.

Promowanie wysokosprawnej kogeneracji stanowi priorytet Unii Europejskiej ze względu na związane z nią korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji do atmosfery. Wspieranie i zwiększenie produkcji w skojarzeniu, uznane zostało za jedno z działań niezbędnych dla wypełnienia postanowień Protokołu z Kioto.

Protokół z Kioto to uzupełnienie Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (United Nations Framework Convention on Climate Change) i jednocześnie międzynarodowe porozumienie dotyczące przeciwdziałania globalnemu ociepleniu. Protokół ten został wynegocjowany na konferencji w Kioto w grudniu 1997r. Wszedł w życie 16 lutego 2005 roku, trzy miesiące po ratyfikowaniu go przez Rosję 4 listopada 2004r. Polska ratyfikowała Protokół z Kioto w dniu 13.12.2002r.

Na mocy postanowień protokołu kraje, które zdecydowały się na jego ratyfikację, zobowiązały się do redukcji do 2012 roku własnych emisji o wynegocjowane wartości zestawione w załączniku do protokołu (co najmniej 5% poziomu emisji z 1990) dwutlenku węgla, metanu, tlenku azotu, HFC i PFC (związki z grupy hydrofluorowęglowodorów) - gazów powodujących efekt cieplarniany. W przypadku niedoboru bądź nadwyżki emisji tych gazów, sygnatariusze umowy zobowiązali się do zaangażowania się w „wymianę handlową”, polegającą na odsprzedaży lub odkupieniu limitów od innych krajów. Jeżeli protokół z Kioto zostanie w pełni wprowadzony w życie, to przewiduje się, (na skutek jego postanowień), redukcję średniej temperatury globalnej pomiędzy 0,02°C a 0,28°C do roku 2050 [1].

12.3 Metan jako zagrożenie bezpiecznego prowadzenia eksploatacji węgla kamiennego

Zagrożenie metanowe jest jednym z najpoważniejszych zagrożeń naturalnych występujących w większości kopalń węgla kamiennego. Aby zapewnić bezpieczne prowadzenie eksploatacji węgla w warunkach silnego zagrożenia metanowego należy stosować takie metody oraz środki techniczne, technologiczne i organizacyjne, jak m. in.:

- intensywne przewietrzanie wyrobisk,
- prowadzenie skutecznego odmetanowania,
- monitorowanie parametrów charakteryzujących stan zagrożeń naturalnych oraz procesów wentylacji i odmetanowania,
- automatyczne urządzenia zapewniające ciągły pomiar i kontrolę parametrów zagrożeń naturalnych oraz wyłączające urządzenia elektryczne spod napięcia i alarmujące załogi górnicze o niebezpieczeństwie (metanometria automatyczna),
- ciągły nadzór techniczno-organizacyjny.

W przypadku, gdy metody wentylacyjne stosowane do zwalczania zagrożenia metanowego nie są wystarczające, konieczne jest zastosowanie odmetanowania. System odmetanowania kopalni składa się z sieci przewodów złożonych z rurociągów połączonych z otworami odmetanowania. Dopływ metanu z pokładów węgla i skał otaczających do sieci rurociągów wymuszony jest podciśnieniem w otworach odmetanowania, które wytwarzane jest przez stację odmetanowania zlokalizowaną na powierzchni kopalni. Wyróżnia się następujące metody odgazowania górotworu [4]:

- Odmetanowanie wyrobisk korytarzowych.
- Odmetanowanie wyprzedzające – prowadzone przed rozpoczęciem eksploatacji w górotworze nieodprężonym.

- Odmetanowanie eksploatacyjne – prowadzone równocześnie z eksploatacją pokładów węgla w górotworze, w którym naturalna równowaga złoże została naruszona eksploatacją, a sam proces odmetanowania prowadzi się w skałach o zmieniającym się w czasie stanie naprężeń.
- Ujęcie metanu z otamowanych przestrzeni starych zrobów.

12.4 Sposoby zagospodarowania gazu kopalnianego

W praktyce gaz kopalniany pozyskiwany jest przede wszystkim w czynnych kopalniach węgla charakteryzujących się wysoką metanowością relatywną. Proces pozyskiwania metanu prowadzony jest również w kopalniach wyłączonych z eksploatacji, lub jednocześnie z pokładów eksploatowanych jak i nieczynnych. W obu przypadkach może to być proces o porównywalnej opłacalności. W Europie, nie praktykuje się wydobywania gazu z dziewiczych pokładów węgla (jest to natomiast prowadzone w USA i Australii). Doświadczenia praktyczne w zagospodarowaniu metanu z wentylacji jak dotąd istnieją tylko w Australii [5].

W eksploatowanych kopalniach metan wydziela się w efekcie prowadzenia robót górniczych w skutek odprężania pokładów węgla. Całkowitą ilość gazu rozdzielić można na cztery części [6]:

- metan wydzielający się z pokładu do wyrobiska i odprowadzany z powietrzem wentylacyjnym (źródło szkodliwej emisji),
- metan odprowadzany systemami odmetanowania (możliwy do energetycznego wykorzystania),
- metan adsorbowany w porach węgla wydobywanego na powierzchnię (wydzielający się w dalszych fazach obróbki i będący źródłem szkodliwej emisji),
- metan pozostający w złożu.
- W polskim górnictwie metan wykorzystywany jest do spalania w:
 - kotłach gazowych dla potrzeb centralnego ogrzewania,
 - kotłach węglowych, w których zainstalowano dodatkowe palniki gazowe dla tych samych celów,
 - komorach paleniskowych suszarek, dla suszenia koncentratu flotacyjnego (będącego wartościowym produktem przeróbki mechanicznej węgla),
 - komorach paleniskowych kotłów parowych pyłowych w elektrociepłowniach, gdzie dodatkowo spala się gaz dla produkcji pary wysokoprężnej napędzającej turbozespoły ciepłownicze,
 - silnikach spalinowych tłokowych, przystosowanych do spalania gazu z odmetanowania.

Spośród wyżej wymienionych, już stosowanych przykładów wykorzystania gazu metanowego, tylko dwa ostatnie pozwalają wykorzystać go w sposób bardziej efektywny t.j. do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła [7].

12.5 Geneza zabudowy układu kogeneracyjnego do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem funduszy PHARE

Pomysł na budowę układu kogeneracyjnego, produkującego z ujętego metanu kopalnianego energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, wyniknął ze trzech następujących względów:

- bezpieczeństwa – odmetanowanie kopalń jest wymagane do bezpiecznego prowadzenia wydobycia węgla z pokładów silnie metanowych,
- ekologii – emisja metanu do atmosfery przyczynia się do powstawania efektu cieplarnianego,
- gospodarczych – zagospodarowanie ujętego metanu może przynieść wymierne efekty w postaci wyprodukowanej energii i ciepła, czyli po prostu korzyści finansowe.

Inwestycja została zrealizowana w części z funduszy własnych przy dużym wsparciu środków finansowych pozyskanych z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach programu PHARE PL5507.

Program PHARE powstał w roku 1989 w celu udzielania materialnej pomocy państwom kandydującym do Wspólnot Europejskich. Zaniechany w 2007 na rzecz nowego programu Instrument Pomocy Przedakcesyjnej (IPA). Początkowo był kierowany jedynie do Polski i Węgier, skąd też wzięła się jego pierwotna nazwa: Poland and Hungary: Assistance for Restructuring their Economies (PHARE). Od roku 1990 objął on także Bułgarię, Czechosłowację a następnie Albanie, Rumunię, Litwę, Łotwę i Estonię. W związku z rozszerzeniem listy państw beneficjentów, zaprzestano rozwijania skrótu PHARE, a oficjalna nazwa została zmieniona na „PHARE”. Do roku 2000 z PHARE korzystało już 17 państw europejskich. Największym beneficjentem programu była Polska, dla której kwota w budżecie PHARE w okresie 1990-2003 wyniosła ok. 3,9 mld euro [1].

Emisja metanu ze śląskich kopalń była postrzegana przez ekspertów funduszu PHARE jako jeden z istotnych elementów wpływających na niszczenie warstwy ozonowej w stratosferze, a także jako nie wykorzystane źródło taniej, czystej energii, mogące wpłynąć na poprawę stanu atmosfery na Śląsku. Spółka Energetyczna Elektro-Energo-Gaz (SE EEG) znając intencje funduszu PHARE, jego możliwości wsparcia finansowego przedsięwzięcia związanego z efektywnym wykorzystaniem metanu z odmetanowania kopalń, a także dysponując doświadczeniem wynikającym z zabudowy, eksploatacji oraz wprowadzenia udoskonaleń w czasie ruchu próbnego silnika gazowego przy kopalni Krupiński, wystąpiła do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska (NFOŚiGW) z propozycją realizacji programu badawczo-wdrożeniowego w zakresie wykorzystania metanu. Program ten przewidywał zainstalowanie pięciu silników gazowych dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, na pięciu różnych kopalniach, posiadających mniejsze ilości wolnego metanu. Program został ujęty w Planie Pracy nr 3 PHARE i zatwierdzony do realizacji przez Komisję Europejską jako Program PHARE 9507.

Celami programu PHARE 9507 było:

- Rozpowszechnić nowoczesną technologię wykorzystania gazu metanowego na kopalniach gazowych. Udowodnić doświadczalnie, że wykorzystanie nawet małych ilości gazu metanowego jest celowe i opłacalne.
- Korzystając z pięciu instalacji pilotowych przeprowadzić badania dotyczące możliwości wykorzystania gazu z odmetanowania kopalń do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w zróżnicowanych warunkach zasilania metanem – odmiennych dla każdej z kopalń.
- Ograniczenie emisji metanu i emisji dwutlenku węgla. Uzyskanie korzyści ekologicznych dotyczących ochrony warstwy ozonowej w stratosferze i zmniejszenia efektu cieplarnianego.
- Uzyskanie efektów ekonomicznych z tytułu skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej z nadmiarowego gazu metanowego.
- Prowadzenie działalności informacyjnej i szkoleniowej w zakresie eksploatacji i remontów małych elektrociepłowni modułowych z gazowymi silnikami spalinywymi.

W ramach programu finansowaniu przez PHARE podlegały: zakup agregatów prądotwórczych, dostawa na miejsce, montaż, uruchomienie i ruch próbny całego układu przy obciążeniu częściowym i znamionowym, szkolenie załogi oraz odbiór techniczny. Beneficjenci (t. j. kopalnie), były zobowiązane zapewnić odpowiednią lokalizację agregatu, zasilanie metanem, odbiór ciepła i energii elektrycznej. W tym celu musiały wyrazić zgodę na wykonanie na ich terenie odpowiednich połączeń rurowych i kablowych łączących agregat prądotwórczy z siecią gazową, elektryczną i ciepłą, a także spełnić pod względem dokumentacyjnym wymagania Prawa Górniczego dotyczące nowych inwestycji na terenie Zakładu Górniczego. Po zakończeniu programu PHARE nr PL 9507.01.05 beneficjenci przejęli agregaty prądotwórcze na własność.

W roku 2000 kopalnia rozpoczęła realizację programu badawczo-wdrożeniowego PHARE nr PL9507.01.05 pt. „Wykorzystanie gazu kopalnianego dla celów energetycznych” w wyniku czego w kwietniu 2001r. uruchomiony został agregat prądotwórczy JMS 312 GS-B.LC.

12.5.1 Układ kogeneracyjny

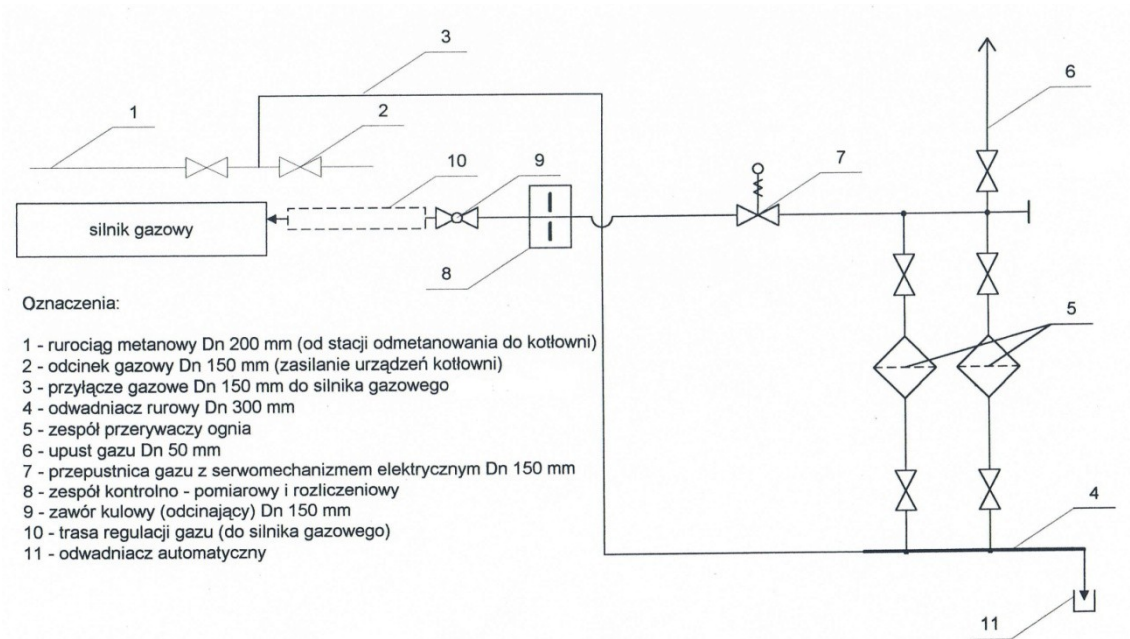
Każdy układ wytwarzający w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło musi mieć połączenie z trzema sieciami: elektryczną, ciepłą i gazową. Na rys. 12.1 przedstawiono schemat podłączenia silnika do układu gazowego w kopalni.

Ujmowany z pokładów węgla i zrobów zawałowych metan, przesyłany jest za pomocą zabudowanego w szybie wdechowym rurociągu \varnothing 350mm, który następnie po wyjściu na powierzchnię prowadzony jest napowietrznie, do budynku stacji odmetanowania.

Wymagane parametry ruchowe gazu metanowego na granicy dostawy:

- koncentracja metanu w gazie: 40%-60%
- ciśnienie zasilania: min. 10 kPa (100mbar)
- temperatura gazu: max. 40°C

- natężenie przepływu gazu: $2,45-2,7 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{min}$



Rys. 12.1 Schemat podłączenia silnika do układu gazowego

W normalnych warunkach ruchowych agregatu prądotwórczego przyjmuje się, że zmiany parametrów koncentracji metanu i ciśnienia gazu nie powinny przekraczać 5% podanych wartości. W przypadku niedotrzymania podanych parametrów układ regulacji reaguje obniżeniem mocy agregatu, a następnie wyłączeniem go z ruchu.

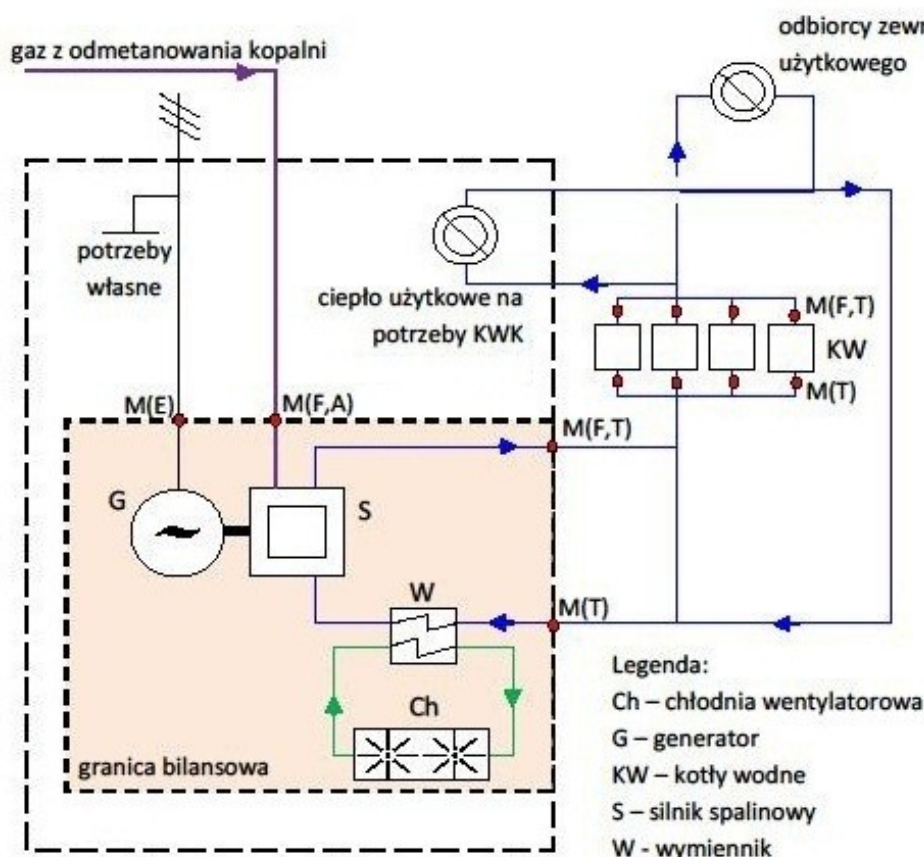
W początkowym okresie ujmowany przez stację odmetanowania gaz kierowany był na komin wydmuchowy, a następnie do atmosfery. Od roku 2001 gaz przesyłany jest rurociągiem $\varnothing 200\text{mm}$ do zlokalizowanego przy kotłowni agregatu prądotwórczego.

Parametry gazu kopalnianego w przedmiotowej kopalni charakteryzują się następującymi wartościami:

- zawartość metanu – 40% - 70%,
- zawartość azotu – 30% - 40%,
- zawartość tlenu – 5% - 8%,
- zawartość dwutlenku węgla – 1% - 5%,
- wilgotność względna – 75% - 95%.

Schemat układu kogeneracyjnego przedstawiony na rys. 12.2, pokazuje m.in granicę bilansową układu, która zawierać powinna wszystkie urządzenia biorące udział w procesie kogeneracji. Konieczność określenia granicy bilansowej podyktowana jest zapisami Załącznika Nr 1 punkt III (pt. Określanie granicy bilansowej i schemat jednostki kogeneracji) rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania

opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.



Rys. 12.2 Schemat układu kogeneracyjnego

12.5.2 Opis agregatu JMS 312 GS - B.L.

Agregat prądowórczy JMS 312 GS-B.L. (rys. 12.3) składa się z 12-cylindrowego silnika spalinowego gazowego w układzie V 70°, o zapłonie iskrowym, umieszczonego na wspólnej ramie z 4-biegunowym, bezszczotkowym generatorem synchronicznym. Obie maszyny są sprzęgnięte za pomocą sprzęgła elastycznego tworząc bardzo wyważoną całość.

Silnik jest 4-suwowy, z czterema zaworami na cylinder, z torbodoładowaniem, bez komór wstępnego spalania. Zasilanie silnika odbywa się przy użyciu mieszanki ubogiej charakteryzującej się współczynnikiem nadmiaru powietrza $\lambda = 1,7-1,8$, co przy jednoczesnym zastosowaniu katalizatora zapewnia bardzo niską emisję toksycznych składników spalin. Nadzór nad ruchem silnika, generatora, układu odzysku ciepła oraz innymi układami funkcjonalnymi spełnia elektroniczny układ sterowania, zabezpieczenia, regulacji i rejestracji danych: Dia-ne (rys. 12.4). Układ ten zapewnia między innymi automatyczny rozruch i synchronizację generatora z siecią, a także samoczynne wyłączenie agregatu w przypadku odejścia od dopuszczalnego zakresu parametrów pracy któregośkolwiek z nadzorowanych urządzeń. Rozruch silnika odbywa się z baterii akumulatorów za pośrednictwem rozrusznika elektrycznego.



Rys. 12.3 Agregat prądowórczy JMS 312 GS-B.LC



Rys. 12.4 Szafa sterownicza agregatu prądowórczego

Silnik JMS 312 GS-B.L. jest tzw. silnikiem 0-ciśnieniowym. Silnik nie wymaga dla swojej normalnej pracy ciśnienia gazu na wejściu. Jedynie jest wymagane ciśnienie gazu w zakresie 100-160 mbar na wejściu do układu regulacji przed silnikiem dla zapewnienia możliwości poprawnej regulacji ciśnienia gazu, która odbywa się przez dławienie ciśnienia gazu do 0.

Składową częścią silnika jest natomiast układ regulacji składu mieszanki LEANOX, który utrzymuje zawartość metanu w mieszance palnej w zakresie od 5,6 do 5,8% niezależnie od obciążenia, zapewnia regulację mocy wg zadanego programu, a ponadto jest odpowiedzialny za jakość spalania i emisję CO i NOx w spalinach.

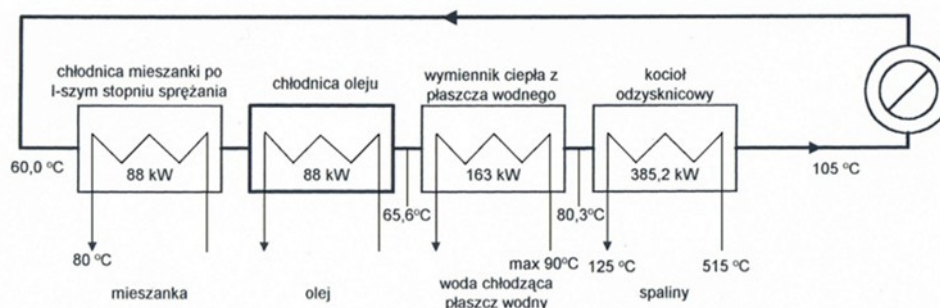
Zastosowany układ czujników i współpracujący z nim układ regulacji Dia-ne zapewnia bardzo dobre właściwości regulacyjne agregatu, co czyni go bardzo przydatnym w warunkach zasilania gazem z odmetanowania kopalni.

12.5.3 Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła

Wytworzona w układzie kogeneracyjnym energia elektryczna z zacisków generatora odprowadzona jest do rozdzielni, gdzie zostaje zużyta na potrzeby własne kopalni. Średnia produkcja energii elektrycznej przez agregat prądowórczy za rok 2011 to ok. 300 MWh/m-c.

Silnik gazowy zapewnia produkcję 703 kW mocy cieplnej przy temperaturze wody zasilającej średniej 105°C i maksymalnej 110°C. Znamionowy przepływ wody grzewczej wynosi 13,4 m³/h (rys. 12.5).

Obieg wody grzewczej: 13,4 m³/h, 703 kW



Rys. 12.5 Układ odzysku ciepła dla agregatu prądowórczego JMS 312 GS-B.L.

Podłączenie wody obiegowej z silnika (temp. około 105°C) doprowadzone jest rurociągiem kopalnianym do kolektora zbiorczego wody powrotnej kotłowni, dzięki czemu zostaje podniesiona temperatura wody powrotnej zasilającej kotłownię o około 5°C w sezonie letnim i o około 1°C w sezonie grzewczym, powodując automatyczne zmniejszenie produkcji ciepła przez kotłownię o ilość ciepła doprowadzoną z silnika.

W związku z tym, że temperatura wody obiegowej silnika nie może przekraczać 60°C konieczne jest stosowanie układu chłodzenia w postaci chłodni wentylatorowej (rys. 12.6).

12.6 Uzyskane efekty ekonomiczne i ekologiczne po jedenastoletniej eksploatacji silnika gazowego

Zainstalowany w kopalni silnik, w ciągu 11 letniej eksploatacji przepracował łącznie 37532 godzin, zużywając w tym czasie 5430,9 tys. m³ metanu. Efektem tego było wyprodukowanie:

- 18084 MWh energii elektrycznej,
- 72788 GJ energii cieplnej.



Rys. 12.6 Chłodnia wentylatorowa wody powrotnej dla agregatu prądotwórczego

Koszt utrzymania silnika gazowego w pełnej gotowości ruchowej wynosi około 50 tys. zł/rok. W kwocie tej zawarta jest wymiana zużywających się części, takich jak:

- świece zapłonowe,
- filtry powietrza,
- filtry gazu,
- filtry oleju,
- wkłady kieszeniowe do klimatyzatora,
- wymiana oleju.

Jak wynika z tabeli 12.1 zwrot kosztów poniesionych przez kopalnię na inwestycję nastąpił pod koniec 2002 roku. Suma przychodów finansowych na przestrzeni jedenastu lat eksploatacji agregatu nie jest zbyt duża, co wiąże się z tym, że w początkowych latach pracy silnika kopalnia nie miała możliwości pozyskania odpowiednich ilości metanu oraz musiała przygotować system oczyszczenia i osuszenia gazu w celu zapewnienia stabilnej pracy silnika. W kolejnych latach, (m.in. po remoncie jaki został przeprowadzony po przepracowaniu 20 tys. godzin) – silnik pracuje bez zastrzeżeń, uzyskując coraz lepsze rezultaty w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Wpływa to na wzrost korzyści ekonomicznych i ekologicznych. Do roku 2011 (włącznie) przychody z pracy silnika wyniosły 4324 tys. zł. W 2012r. kopalnia planuje przeprowadzić remont silnika po 40 tys. godzin pracy, koszt tego remontu szacowany jest na około 380 tys. zł.

Z obliczeń emisji CO₂, wynika, że w przypadku niezagospodarowania ujętego metanu poprzez spalenie go w układzie kogeneracyjnym, emisja CO₂ do atmosfery będąca wynikiem uzyskania odpowiedniej ilości energii elektrycznej i ciepłej przy użyciu węgla oraz z wypuszczenia ujętego metanu do atmosfery wyniosłaby 104863 ton. Zastosowanie kogeneracji pozwoliło na redukcję emisji CO₂ do 10708 ton, czyli o ok. 90%.

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | RAZEM |
|--|------------|----------|---------|---------|----------|----------|---------|---------|---------|----------|----------|-----------|----------|
| Ilość przepracowanych godzin | - | 2 134,5 | 3 875,0 | 2 018,0 | 1 212,0 | 5 575,0 | 4 257,0 | 925,0 | 3 549,0 | 3 605,5 | 3 629,0 | 6 752,0 | 37 532,0 |
| Zużycie CH4 tys Nm ³ | - | 353,5 | 659,1 | 275,6 | 293,6 | 636,1 | 525,8 | 175,1 | 490,5 | 494,7 | 537,2 | 989,7 | 5 430,9 |
| Produkcja energii elektrycznej MWh | - | 1 019,7 | 1 646,1 | 954,0 | 501,4 | 2 320,6 | 1 973,7 | 457,8 | 1 780,2 | 1 833,3 | 1 923,6 | 3 674,0 | 18 084,5 |
| Produkcja ciepła GJ | - | 4 091,0 | 6 546,0 | 3 611,2 | 2 179,4 | 7 998,0 | 6 837,0 | 1 640,0 | 7 145,0 | 7 619,8 | 8 879,0 | 16 242,1 | 72 788,5 |
| Bieżący przepływ pieniężny tys. zł | -655,0 | 243,9 | 472,0 | 214,6 | 8,1 | 538,9 | 517,4 | -16,6 | 137,5 | 498,3 | 702,9 | 1 662,2 | |
| Skumulowany przepływ pieniężny tys. zł | -655,0 | -411,1 | 60,9 | 275,5 | 283,6 | 822,5 | 1 339,9 | 1 323,3 | 1 460,8 | 1 959,1 | 2 661,9 | 4 324,1 | |
| Oszczędność energii pierwotnej PES % | - | 34,1 | 31,2 | 38,0 | 24,4 | 39,4 | 39,2 | 32,1 | 43,0 | 44,5 | 42,3 | 43,4 | |
| Emisja CO ₂ przy wypuszczeniu ujętego metanu do atmosfery Mg | 5 322,4 | 9 923,5 | 4 150,0 | 4 420,1 | 9 577,6 | 7 917,4 | 2 636,5 | 7 386,1 | 7 448,2 | 8 088,9 | 14 902,0 | 81 772,6 | |
| Emisja CO ₂ przy spalaniu węgla - dla en. elektr. Mg CO ₂ /rok | 913,7 | 1 474,9 | 854,8 | 449,3 | 2 079,3 | 1 768,5 | 410,2 | 1 595,0 | 1 642,7 | 1 723,5 | 3 291,9 | 16 203,7 | |
| Emisja CO ₂ przy spalaniu węgla - dla en. ciepłej Mg CO ₂ /rok | 387,1 | 619,3 | 341,7 | 206,2 | 756,7 | 646,9 | 155,2 | 676,0 | 720,9 | 840,1 | 1 536,7 | 6 886,6 | |
| Suma emisji CO ₂ przy spalaniu węgla Mg CO ₂ /rok | 6 623,1 | 12 017,8 | 5 346,4 | 5 075,5 | 12 413,5 | 10 332,7 | 3 201,9 | 9 657,1 | 9 811,8 | 10 652,4 | 19 730,6 | 104 862,9 | |
| Emisja CO ₂ przy spalaniu metanu Mg CO ₂ /rok | 697,0 | 1 299,5 | 543,4 | 578,8 | 1 254,2 | 1 036,8 | 345,3 | 967,2 | 975,4 | 1 059,3 | 1 951,4 | 10 708,3 | |
| Redukcja emisji CO ₂ Mg CO ₂ /rok | 5 926,1 | 10 718,2 | 4 802,9 | 4 496,7 | 11 159,3 | 9 295,9 | 2 856,6 | 8 689,9 | 8 836,5 | 9 593,2 | 17 779,1 | 94 154,6 | |
| | 90% | | | | | | | | | | | | |

12.7 Podsumowanie

Szacuje się w perspektywie kolejnych lat, że ujęcie metanu przez stację odmetanowania będzie sukcesywnie wzrastać. W związku z powyższym jak najbardziej wskazana wydaje się propozycja wykorzystania nadwyżki ujętego gazu do celów energetycznych poprzez rozbudowę istniejącego już systemu o kolejny agregat prądotwórczy.

Rozwiązanie takie, oprócz tego, że jako inwestycja charakteryzuje się dużą opłacalnością i krótkim okresem zwrotu poniesionych nakładów, przynosić będzie takie efekty, jak:

Wydobycie metanu na powierzchnię oraz jego zagospodarowanie wiąże się z korzyściami finansowymi dla kopalni wynikającymi z pozyskania tańszej energii elektrycznej i ciepłej.

Inwestycja ta jest w pełni proekologiczna i zgodna z zobowiązaniem do redukcji gazów cieplarnianych, wynikającym z podpisania przez Polskę „Protokołu z Kioto”. Przyczyni się ona do poprawienia stanu ekologii w regionie, znacznie redukując emisję metanu do atmosfery oraz dwutlenku węgla powstającego przy dotychczas stosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej.

Nie bez znaczenia pozostaje również doświadczenie jakie po jedenastoletniej eksploatacji obecnego układu kogeneracyjnego posiada kopalnia, może ono pomóc w efektywnym wykorzystaniu nowego agregatu prądotwórczego.

LITERATURA

- [1] pl.wikipedia.org
- [2] Stasińska B.: Ograniczenie emisji metanu z kopalń węglowych poprzez katalityczne oczyszczanie powietrza wentylacyjnego, *Polityka energetyczna*, Tom 12, Zeszyt 2/1, 2009.
- [3] Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG.
- [4] Roszkowski J., Szlązak N.: Wybrane problemy odmetanowania kopalń węgla kamiennego, *Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne*, Kraków 1999.
- [5] Badyda K.: Możliwości zagospodarowania gazu kopalnianego w Polsce dla celów Energetycznych, *Energetyka*, czerwiec 2008.
- [6] Skorek J., Kalina J.: Możliwości wykorzystania metanu z pokładów węgla w niemieckich i polskich kopalniach. Materiały międzynarodowej konferencji „Energie odnawialne w Niemczech i w Polsce”. Łódź 2004.
- [7] Czernecki Z., Łach S., Badura H.: Ekonomiczne i ekologiczne aspekty wykorzystania metanu w układzie kogeneracyjnym w KWK „Borynia. *Ekonomika i Organizacja Przedsiębiorstwa* 5/2009 „ORGMASZ”, Warszawa 2009.