



Projekt układu pomiarowego do wyznaczenia charakterystyk energetycznych gazogeneratora

Łukasz Niedźwiecki

*Politechnika Wroclawska, Wydział Mechaniczno-Energetyczny
Zakład Kotłów, Spalania i Systemów Energetycznych
E-mail: lukasz.niedzwiecki@pwr.edu.pl*

REKOMENDACJA: *dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. PWr*

STRESZCZENIE

Wysokie wymagania odnośnie systemu elektroenergetyczny ze strony niesterowalnych źródeł energii, takich jak wiatr czy słońce, rosnącym zainteresowaniem cieszą się badania mające na celu poprawę elastyczności źródeł systemowych. Z tego względu techniki badania elastyczności źródeł sterowalnych, takich jak gazogeneratory, będą zyskiwały na znaczeniu. Niniejsza praca poświęcona jest układowi pomiarowemu do wyznaczenia charakterystyk energetycznych gazogeneratora. W pracy opisany jest szczegółowo taki układ. Praca zawiera także kompleksowe sformułowanie zadania pomiarowego wraz z omówieniem niepewności pomiarowych, mających wpływ na wynik takich pomiarów. Przedstawiony w pracy projekt układu pomiarowego pozwala na uzyskanie potwierdzenia, że badany gazogenerator pracuje w stanie ustalonym, przed wykonaniem pomiaru smół i cząstek stałych, które ze względu na swą specyfikę usredniają wynik pomiaru. Przedstawiony w pracy układ pomiarowy pozwala na izokinetyczny pomiar stężenia cząstek stałych w gazie generatorowym w szerokim zakresie prędkości gazu na wyjściu z gazogeneratora, co jest istotne w przypadku konieczności wykonywania pomiarów w szerokim zakresie obciążeń.

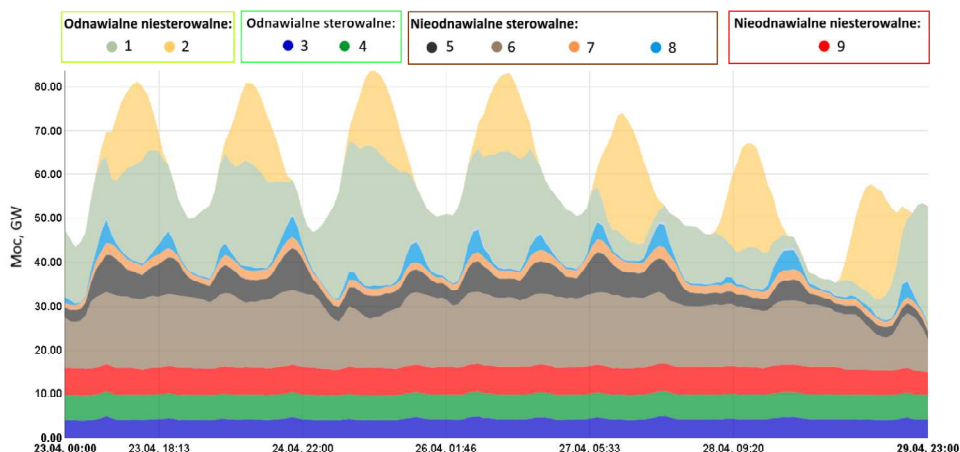
SŁOWA KLUCZOWE: *zgazowanie, charakterystyka energetyczna, gazogenerator*

1. WSTĘP

Zgazowanie paliw stałych jest tematyką o dość długim rodowodzie. Początki wykorzystania tzw. gazu miejskiego sięgają przełomu XVIII i XIX wieku [1]. Początkowo głównym sposobem wykorzystania gazu pochodzącego ze zgazowania paliw stałych

było oświetlenie ulic, a później także budynków [1]. Pierwsze wykorzystanie gazu generatorowego przez silnik zostało zanotowane w 1877 roku [2]. W trakcie II wojny światowej dużą popularność, ze względu na utrudnioną dostępność paliwa, zyskały gazogeneratory małej mocy pracujące na potrzeby silników spalinowych. W Szwecji w czasie wojny ok. 40% wszystkich pojazdów silnikowych stanowiły pojazdy napędzane gazem ze zgazowania drewna [2]. Udział pojazdów napędzanych gazem generatorowym dla pojazdów innych niż osobowe był jeszcze wyższy i w 1945 r. wynosił odpowiednio 77,0% i 54,9% dla autobusów i samochodów ciężarowych [2].

W chwili obecnej typowym uzasadnieniem podjęcia badań nad gazogeneratorami ze złożem stałym wydaje się być, potwierdzona w praktyce, możliwość ich wykorzystania na potrzeby energetyki rozproszonej. Układy takie mogłyby, ze względu na możliwość wykorzystania biomasy jako paliwa, zwiększyć udział źródeł odnawialnych przy jednoczesnym zaspokojeniu zapotrzebowania energetycznego terenów o niskiej gęstości zaludnienia.



Rys. 1: Praca źródeł sterowalnych i niesterowalnych w systemie elektroenergetycznym, na przykładzie systemu elektroenergetycznego Niemiec – tydzień 18 roku 2018 (1 – wiatr; 2 – fotowoltaika; 3– el. wodne; 4 – biomasa; 5 – węgiel kamienny; 6 – węgiel brunatny; 7 – gaz ziemny; 8 – el. szczytowo-pompowe; 9 – elektrownie jądrowe); klasyfikacja źródeł energii do poszczególnych grup – oprac. własne

Nie umniejszając wagi takiego zastosowania warto zauważyć, że przystania ono nieco inną potencjalną korzyść związaną z tego typu układami. Przy rosnącym w dzisiejszych czasach udziale źródeł odnawialnych o niestabilnej (w czasie) wydajności, takich jak słońce czy wiatr, coraz poważniejszym problemem staje się bilansowanie mocy w systemie elektroenergetycznym (rys. 1).

Przykład systemu elektroenergetycznego Niemiec, przedstawiony na rys. 1, wyraźnie pokazuje jak elektrownie ciepłe oparte na węglu kamiennym oraz węglu brunatnym równoważą nierównomierną podaż energii z elektrowni wiatrowych i fotowoltaiki. Wyraźnie widać także niewykorzystany potencjał małej energetyki wodnej oraz biomasy, który podobnie jak inne paliwa stałe jest doskonałym akumulatorem energii, w postaci energii chemicznej paliwa przechowywanego na pryzmach i w bunkrach. Elektrownie Jądrowe (EJ), pomimo możliwości sterowania ich pracą, zostały zaklasyfikowane do

źródeł niesterowalnych, że względu na ich dużą bezwładność. W przypadku pracy EJ w systemie, powoduje to konieczność wspomagania ich pracy przez inne jednostki (np. elektrownia szczytowo-pompowa w Żarnowcu była budowana na potrzeby planowanej EJ, której budowy zaniechano).

Elastyczność źródła energii nabiera szczególnego znaczenia w przypadku pracy małych, rozproszonych źródeł, gdyż na terenach o niskiej gęstości zaludnienia, nie w pełni zelektryfikowanych, muszą one pracować jako tzw. „wyspa”. Jeśli dodatkowo w takich miejscach zainstalowane są ww. niestabilne źródła, niezwykle istotnym parametrem staje się minimum techniczne sterowalnych jednostek. Jest to ściśle związane z koniecznością równoważenia nadwyżki mocy w instalacji pracującej jako wyspa, poprzez obniżenie mocy źródła podstawowego oraz odpowiednio możliwości zwiększenia mocy układu, w razie niedoboru energii związanego np. z silnym zachmurzeniem lub brakiem wiatru. Pomocna w tym zakresie może być np. akumulacja energii elektrycznej, jednakże nie daje ona gwarancji bezpieczeństwa w przypadku długoterminowego występowania niekorzystnych warunków. W takim przypadku najlepszą gwarancją wydaje się zapas paliwa, będący w swej istocie zakumulowaną energią słoneczną.

Elastyczność gazogeneratorów ze złożem stałym jest stosunkowo wysoka w porównaniu np. do kotłów energetycznych. Typowe minimum techniczne kotła pyłowego wynosi ok. 40%. Według źródeł literaturowych minimalna wydajność gazu może osiągnąć ok. 33% wydajności (wolumetrycznej) w przypadku zgazowarki Imberta, poprzez 22% dla gazogeneratorów typu V-Hearth aż do 5,5% dla zgazowarki Zeucha z wymiennymi pierścieniami [2, 3].

Niestety jest to wydajność wolumetryczna, nie uwzględniająca wartości opałowej gazu a jedynie strumień objętości generowanego gazu [2]. Co więcej, opublikowane prace badawcze są w znacznej większości nastawione na badanie pracy gazogeneratora w warunkach pracy zbliżonych do optymalnych [4–11]. W obecnym czasie brak jest prac poświęconych charakterystynom energetycznym gazogeneratorów. Pewną lukę w obecnym stanie wiedzy stanowi także brak informacji na temat układów pomiarowych, dedykowanych do wyznaczania tychże charakterystyk.

2. PROPOZYCJA CHARAKTERYSTYK ENERGETYCZNYCH DLA GAZOGENERATORA

Praca źródła, takiego jak kocioł energetyczny, może być opisana przy wykorzystaniu charakterystyk energetycznych [12]. Charakterystyki te pokazują związki pomiędzy mocą dostarczoną do urządzenia a mocą oddawaną przez to urządzenie, np. w postaci produkowanej pary [12]. Wśród charakterystyk energetycznych dla kotłów parowych wyróżnić można [12]:

- Charakterystykę podstawową (wydajnościową), która mówi o zależności pomiędzy strumieniem energii chemicznej paliwa a mocą cieplną kotła.
- Charakterystykę strat, czyli funkcję strumienia strat od mocy cieplnej kotła.
- Charakterystykę sprawności, która mówi o sprawności kotła w zależności od jego mocy cieplnej.
- Charakterystykę przyrostów względnych (dynamiczną), która określa zależność pomiędzy względnym przyrostem strumienia energii chemicznej paliwa a mocą cieplną kotła.

Opracowanie charakterystyk energetycznych gazogeneratorów, podobnych w swej idei do charakterystyk stosowanych obecnie dla kotłów energetycznych, mogłoby w istotny sposób przyczynić się do zidentyfikowania rzeczywistego zakresu możliwych do osiągnięcia wartości minimum technicznego instalacji energetycznej wyposażonej w takie urządzenia. Charakterystyki takie mogłyby też posłużyć do optymalizacji doboru elementów układu oczyszczania gazu w celu osiągnięcia wymaganych parametrów pracy układu.

Aby opisać pracę gazogeneratora, wydaje się zasadnym opracowanie jego charakterystyk pracy, bazujących na charakterystykach energetycznych kotła. Jednakże, pewne istotne różnice w pracy gazogeneratorów, jako elementów instalacji energetycznych, w stosunku do kotłów energetycznych, generują potrzebę stworzenia dodatkowych charakterystyk. Istotna jest w tym wypadku różnica między tzw. sprawnością gazogeneratora w gazie zimnym, jak i gorącym. Gazogenerator produkujący gaz na potrzeby turbiny gazowej będzie wytwarzał gaz o ciśnieniu absolutnym, wynoszącym między 5 a 10 bar, o temperaturze ok 600°C [13–15]. Z kolei gaz generowany na potrzeby silnika tłokowego ma zwykle temperaturę ok. 40°C i ciśnienie absolutne wynoszące ok. 1 bar [13–15]. Turbina gazowa ma także, w porównaniu do silnika tłokowego, inne wymagania odnośnie czystości gazu generatorowego. Zalecana zawartość cząstek stałych w gazie generatorowym, kierowanym do turbiny gazowej, nie powinna przekraczać 2 g/Nm³ gazu, zaś w przypadku gazu generowanego na potrzeby silnika tłokowego wartość może być ponad dwukrotnie wyższa 5 g/Nm³ [13–15]. Turbiny gazowe nie są czułe na zawartość smół, natomiast w przypadku silników tłokowych ich zawartość nie powinna przekraczać 25 g/Nm³ gazu [13–15].

Z powyższych względów rozsądną wydaje się propozycja stworzenia dodatkowych charakterystyk:

- Charakterystykę sprawności gazogeneratora (zarówno w odniesieniu do sprawności w gazie zimnym jak i gorącym) w zależności strumienia energii chemicznej gazu.
- Charakterystykę wolumetrycznego obciążenia przekroju gazogeneratora od strumienia energii chemicznej gazu.
- Charakterystykę obciążenia względnego zgazowarki w funkcji strumienia energii chemicznej gazu.
- Charakterystykę zawartości smół w gazie, w funkcji strumienia energii chemicznej gazu.
- Charakterystykę zawartości cząstek stałych w gazie, w zależności strumienia energii chemicznej gazu.

Uzyskane charakterystyki pozwolą na ocenę elastyczności (minimum technicznego) zgazowarki pod kątem wymagań pozostałych elementów instalacji takich, jak np. silnik. Jednocześnie uzyskane charakterystyki będzie można wykorzystać np. przy doborze koniecznych elementów układu oczyszczania gazu na potrzeby konkretnej instalacji.

3. OKREŚLENIE WARUNKÓW PANUJĄCYCH W PUNKTACH POMIAROWYCH I ZAKRESU POMIAROWEGO

W punktach pomiarowych będą panowały warunki redukcyjne. Oprócz podstawowych składników gazu generatorowego, takich jak CO, H₂, CO₂ czy CH₄, obecne

są najczęściej inne węglowodory, które w warunkach normalnych zachowują gazowy stan skupienia. W gazie, w stosunkowo niewielkich stężeniach obecne mogą być także związki nieorganiczne, takie jak amoniak czy siarkowodór. W gazie generatorowym można spodziewać się obecności cząstek stałych, związków organicznych, takich jak: fenole, furany, związki aromatyczne (np. benzen, toluen), wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, oraz związki aromatyczne zawierające azot (np. Pirydyna) [16].

Spośród węglowodorów, na szczególną uwagę zasługują substancje smoliste, które w warunkach normalnych są cieczami. Związki te cechuje duży zakres temperatury punktu wrzenia.

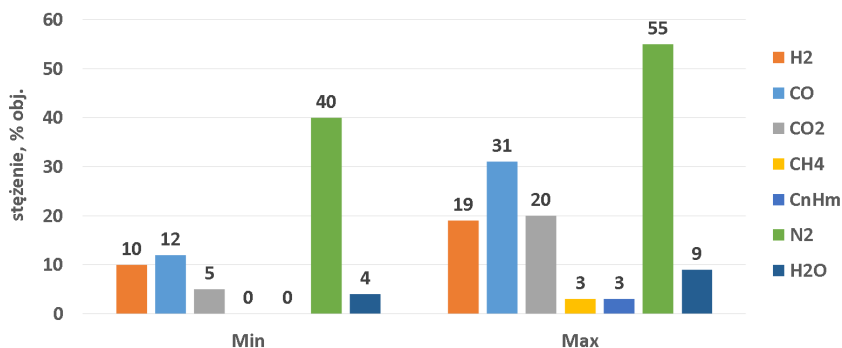
Źródła literaturowe dzielą smoły, obecne w gazie generatorowym, na następujące klasy [17]:

- I. Związki o bardzo dużych masach cząsteczkowych, których wykrycie za pomocą chromatografii gazowej jest niemożliwe.
- II. Węglowodory heterocykliczne, zawierające heteroatomy (O, S, N), rozpuszczalne w wodzie (np. pirydyna, fenole, krezole).
- III. Lekkie węglowodory aromatyczne, z jednym pierścieniem (np. toluen, etylobenzen, ksyleny).
- IV. Lekkie węglowodory aromatyczne, z dwoma lub trzema pierścieniami (np. inden, naftalen, fenantren, antracen).
- V. Ciężkie węglowodory aromatyczne, z więcej niż trzema pierścieniami (np. fluoranten, piren, chryzen).

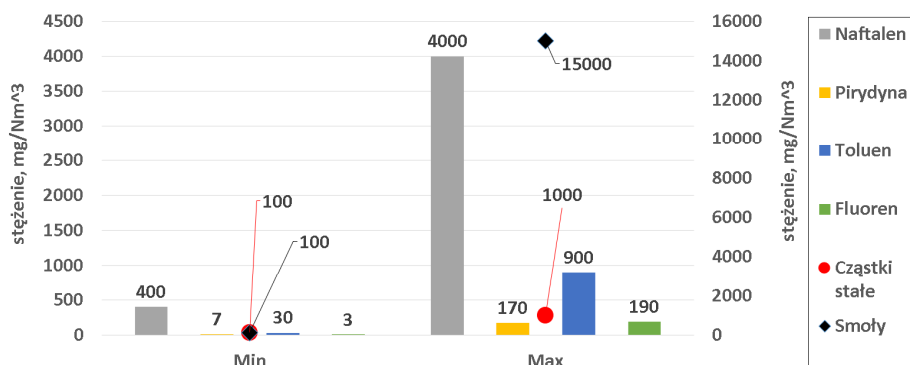
Zakres temperatur jest niewielki. Temperatura gazu po opuszczeniu złoża spada stopniowo, w zależności od możliwości jego wychłodzenia, co jest związane z konstrukcją gazogeneratora a w szczególności z jego izolacją termiczną. W gazie obecna jest para wodna co jest konsekwencją w głównej mierze wilgotności paliwa oraz od parametrów procesu zgazowania, które determinują temperatury, co ma bezpośredni wpływ na kinetykę reakcji powstawania wodoru. Zakres pomiarów powinien zostać wyznaczony w oparciu o spodziewane składy gazu generatorowego (rys. 2 oraz 3), co jest szczególnie ważne w przypadku wyboru analizatorów, z uwagi na ich zakres pomiarowy, który nie powinien zostać przekroczony w trakcie wykonywania pomiaru.

Minimalny czas pomiaru, w oparciu o rekomendację zawartą w specyfikacji technicznej (Draft) Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego (CEN/TS), powinien wynosić minimum 30 min [16]. W przypadku niskich stężeń smół oraz cząstek stałych w badanym gazie generatorowym specyfikacja rekomenduje wydłużenie czasu próby nawet do 2 godzin, w celu zateżenia próbki.

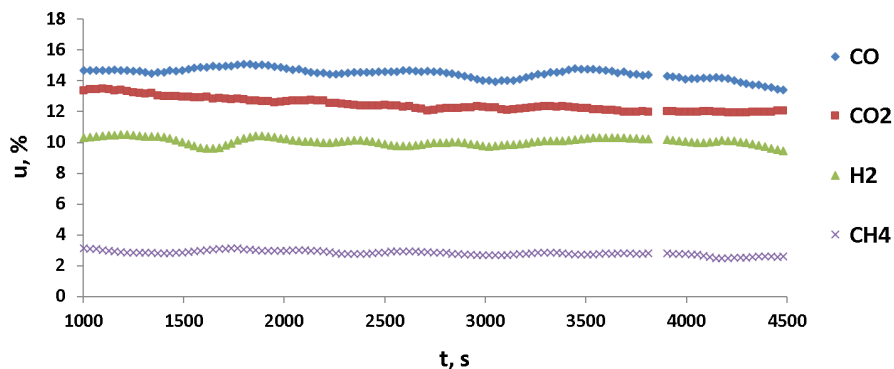
W przypadku pomiarów, wykonywanych na cele stworzenia charakterystyk energetycznych gazogeneratorów, istotne jest także osiągnięcie przez układ stanu ustalonego, przed rozpoczęciem pomiaru. Jest to istotne, ze względu na to, że charakterystyka energetyczna gazogeneratora powinna być wyznaczona dla pełnego zakresu osiągalnych przezeń obciążeń, przy dostatecznie długim czasie pomiaru, pozwalającym na oznaczenie stężenia smół w gazie generatorowym. Dostatecznie długi czas takiego pomiaru może być uzyskany jedynie w przypadku gazogeneratora, pracującego pod względnie stałym obciążeniem przez dłuższy okres czasu, jak na przykładzie zilustrowanym na wykresie na rys. 4, który pokazuje wstępne wyniki badań dla gazogeneratora współprądowego, z uwarstwionym złożem stałym.



Rys. 2: Przewidywany skład gazu generatorowego, na podstawie pomiarów własnych i wyników literaturowych [2, 13, 16, 18, 19]



Rys. 3: Przewidywane parametry gazu generatorowego (zawartość smół i cząstek stałych) na podstawie pomiarów własnych i wyników literaturowych [2, 13, 16, 18, 19]

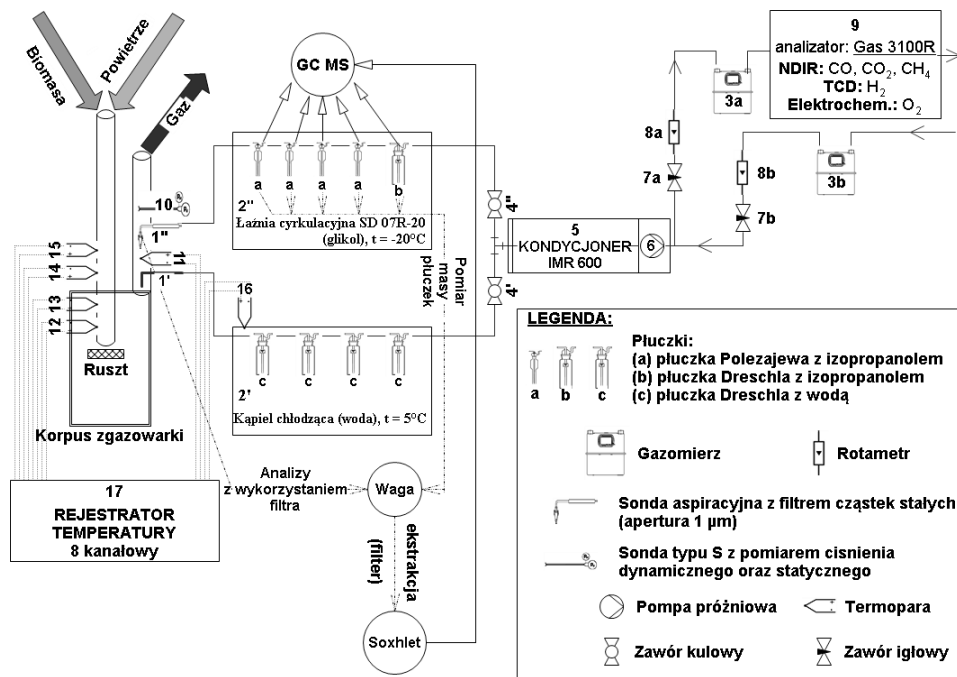


Rys. 4: Przykład pracy gazogeneratora w stanie ustalonym. Badania własne przeprowadzono na gazogeneratorze współprądowym ze złożem uwarstwionym, przy wykorzystaniu peletów z drewna sosnowego

4. UKŁAD POMIAROWY DO WYZNACZANIA CHARAKTERYSTYK ENERGETYCZNYCH W OPARCIU O SKŁAD GAZU GENERATOROWEGO

Schemat układu pomiarowego, proponowanego do pomiarów charakterystyk energetycznych gazogeneratora, przedstawiony jest na rys. 5. Układ składa się z dwóch

równoległych ścieżek, oznaczonych na schemacie jako I (prim) oraz II (bis). Powodem zastosowania takiego rozwiązania jest konieczność przeprowadzenia pomiaru gazu z gazogeneratora w stanie ustalonym. Ścieżka I przeznaczona jest jedynie do przeprowadzenia pomiarów wstępnych w celu potwierdzenia, czy układ osiągnął stan ustalony. Osiągnięcie przez gazogenerator stanu ustalonego może zostać określone przez osobę wykonującą pomiar, na podstawie długoterminowej stabilności składu podstawowych składników gazu generatorowego (CO , H_2 , CO_2 , CH_4).



Rys. 5: Schemat układu pomiarowego do pomiaru składu gazu generatorowego

Po stwierdzeniu osiągnięcia stanu ustalonego przez gazogenerator, zawór kulowy 4' może zostać zamknięty, zaś zawór kulowy 4'' może zostać otwarty, aby rozpocząć pomiar przy wykorzystaniu ścieżki II. W tym momencie sonda aspiracyjna z filtrem 1'' powinna zostać obrócona tak, aby oś symetrii otworu sondy aspiracyjnej była ustawiona przeciwnie do kierunku przepływu gazu (osią rury na wyjściu z gazogeneratora). W tym momencie powinien także zostać włączony pomiar czasu, który razem ze wskazaniem gazomierza 3 posłuży do obliczenia średniego strumienia objętości gazu przepływającego przez układ w trakcie pomiaru. Proponowane jest wykorzystanie gazomierza G2,5 1–klasy dokładności, o dolnej granicy obciążeń pomiarowych $0,025 \text{ m}^3/\text{h}$, co jest wartością mniejszą niż minimalny przepływ analizatora gazu Gas 3100R, który wynosi $0,7 \text{ l/min}$ ($0,042 \text{ m}^3/\text{h}$). Proponowany analizator wykorzystuje zasadę pomiaru NDIR (ang. Non-Dispersive Infra Red) do pomiaru stężenia CO , CO_2 oraz metanu w zakresie od 0 % do odpowiednio 40 %, 20 % oraz 10 %.

Analizator tlenu mierzy stężenie tlenu metodą elektrochemiczną w zakresie od 0 % do 25 %. Analizator wodoru mierzy zawartość wodoru, w zakresie od 0% do 55% przy

pomocy czujnika TCD (ang. Thermal Conductivity Detector). W przypadku pomiarów stężeń CO, CO₂ oraz CH₄ precyzja wynosi 1 % zaś w przypadku stężeń tlenu i wodoru 2% zakresu pomiarowego. Dryf dla punktu zerowego oraz dla pełnego zakresu wynosi 1 %/tydzień. Kalibracja użytkownika może być wykonana dla zera oraz pełnego zakresu pomiarowego, zaś w pamięci przechowywana jest pięciopunktowa kalibracja fabryczna. Czas odpowiedzi t_{90} w przypadku NDIR i sensora elektrochemicznego wynosi maksymalnie do 15 sekund, zaś w przypadku detektora TCD 30 sekund. Oprogramowanie analizatora ma wbudowany mechanizm korekcji interferencji pomiędzy pomiarem CO₂ oraz CH₄ a pomiarem wodoru.

Pomiar przeprowadzony przy użyciu ścieżki II będzie pomiarem izokinetycznym, co jest istotne ze względu na pomiar stężenia cząstek stałych w gazie. Wykorzystane zostaną filtry kwarcowe o retencji cząstek stałych co najmniej 99,998 % dla cząstek o wielkości 0,3 μm [16]. Po zakończeniu pomiaru filtr cząstek stałych zostanie kolejno wyjęty z końcówki sondy aspiracyjnej, wysuszony oraz zważony, przy użyciu wagi laboratoryjnej o rozdzielczości 0,1 mg. Akceptowalny współczynnik izokinetyczności będzie mieścił się w przedziale pomiędzy 0,7 a 1,5 sugerowanym przez normę dla kotłów małej mocy (EN 303-5 dodatek A) [20].

Sonda walcowa 10 do pomiaru prędkości przepływu gazu w osi, w której znajdować się będzie oś końcówki sondy aspiracyjnej. Sonda, oprócz ciśnienia dynamicznego, powinna mierzyć także ciśnienie statyczne, w celu uzyskania możliwości pomiaru spadków ciśnienia na innych elementach instalacji takich jak np. filtr gazu. Z uwagi na konieczność izokinetycznego pomiaru stężenia cząstek stałych została przewidziana ścieżka b z własnym zaworem regulacyjnym 7b oraz rotametrem 8b. Zawór regulacyjny został przewidziany na wypadek gdy konieczność osiągnięcia odpowiednio wysokiej prędkości aspirowanego gazu, na wlocie do sondy aspiracyjnej, wymusi zwiększenie strumienia objętości aspirowanego gazu powyżej maksymalnego strumienia objętości dla analizatora gazu Gas 3100R firmy GEIT (oznaczenie 9 na rys. 5).

W przypadku opisywanego zadania pomiarowego, pomiar stężenia O₂ pełni jedynie funkcję pomocniczą. Ze względu na specyfikę procesu zgazowania w gazie generatorowym, powstałym w poprawnie przebiegającym procesie, obecność tlenu nie jest możliwa. Wykrycie tlenu pozwala wykryć ewentualne nieszczelności w korpusie gazogeneratora (np. w otworze rewizyjnym) lub na połączeniach rur. Łażnia cyrkulacyjna (oznaczona 2'' na rys. 5) SD 07R-20 jest w stanie chłodzić glikol do temperatury -20 °C. W łaźni znajdować się będą, połączone szeregowo, 4 płuczki Poleżajewa (20 ml) i 1 płuczka Dreschla (100 ml), ze szlifem NS 29/32, wypełnione izopropanolem. Kąpiel chłodząca (oznaczone 2' na rys. 5) ma za zadanie chłodzenie wody w płuczkach do temperatury ok. 5 °C, poprzez wykorzystanie cyklicznie wymienianych wkładów lodowych z zamrażarki w celu ochrony analizatora przed smołami zawartymi w gazie, poprzez ich wykroplenie w płuczkach.

Kondycjoner IMR 600 służy do ochrony analizatora gazów, poprzez wykraplanie gazu wilgoci nie wykroplonej w płuczkach. Wykraplanie wilgoci jest konieczne ze względu na wymagania stawiane przez producenta, związane z wpływem wilgoci i pyłów na trwałość celek pomiarowych, a także ze względu na to, że pomiar składu gazu suchego pozwala na uniknięcie konieczności pomiaru wilgoci w gazie, co wymagałoby zastosowania dodatkowego czujnika. W tym celu kondycjoner wykorzystywał będzie specjalny cyklon, chłodzony ogniwami Peltiera. Kondycjoner jest w stanie chłodzić gaz do temperatury 5 °C, przy maksymalnej wydajności wbudowanej w kondycjoner pompy

próżniowej, wynoszącej 150 l/h. Pobieranie próbki gazu do analizatora Gas 3100R będzie realizowane w sposób dynamiczny, przy pomocy pompki wbudowanej w analizator oraz pompki wbudowanej w kondycjoner.

Wszystkie termopary przedstawione na rysunku 3 to termopary typu K, 1 klasy dokładności. Punkty pomiarowe będą umieszczone w kanale gazu, tuż przy wyjściu z gazogeneratora (jedna termopara) oraz w złożu gazogeneratora na różnych wysokościach, w odniesieniu do rusztu. Pomiędzy wylotem z gazogeneratora a sekcją pomiarową kanału gazu generatorowego przewidziany jest odpowiednio długi odcinek rury z kołnierzami, tak aby temperatura gazu na wlocie do sondy aspiracyjnej mieściła się w granicach określonych przez specyfikację CEN/TS dotyczącą pomiaru składu smół [16]. W przypadku gazogeneratorów w skali mikro (przewidywana moc w gazie ok. 10 kW) średnica kanału gazu generatorowego nie będzie przekraczać 350 mm, co w świetle normy dotyczącej grawimetrycznego pomiaru stężenia pyłów [21], pozwala na pobór próbek z jednego punktu w płaszczyźnie przekroju poprzecznego kanału. W oparciu o metodę ogólną (C 1.2 [21]) punktem pomiarowym będzie punkt w osi kanału gazu.

Pobrane zostaną także próbki cieczy do szklanego, szczelnie zamykanego pojemnika 5 ml, z użyciem szklanej pipety z 4 płuczek Poleżajewa i 1 płuczki Dreschla, ze szlifem NS 29/32, znajdujących się w trakcie pomiaru w łaźni cyrkulacyjnej (ścieżka 2'' - rys. 5) SD 07R-20 w temperaturze -20°C . Próbką pobrana będzie, w przypadku każdej z płuczek, po wymieszaniu cieczy wewnątrz płuczki w celu homogenizacji. Wszystkie płuczki zostaną zważone przed oraz po wykonaniu pomiaru, przy użyciu wagi laboratoryjnej o rozdzielczości 0,1 mg (maksymalna masa brutto 150 g). Wnętrze sondy zostanie przepłukane izopropanolem, zaś popłuczyny zostaną zebrane do naczynia, z którego również będzie pobrana próbka cieczy (szklany, szczelnie zamykany pojemnik 5 ml – używając szklanej pipety). Butla z rozpuszczalnikiem zostanie zważona przed oraz po płukaniu przy pomocy wagi laboratoryjnej o rozdzielczości 1 mg (maksymalna masa brutto 500 g).

Po ekstrakcji filtra w aparacie Soxhleta pobrana zostanie próbka cieczy (szklany, szczelnie zamykany pojemnik 5 ml – używając szklanej pipety). Filtr zostanie wstawiony do suszarki o temperaturze 105°C na co najmniej 12 godzin i ponownie zważony po upływie tego czasu. Następnie, przy użyciu skalpela chirurgicznego, zostanie odcięta zewnętrzna część filtra, służąca do utrzymania filtra w obudowie. Odcięta część zostanie zachowana w osobnym pojemniku o oznaczeniu, pozwalającym odnaleźć odpowiadającą mu część filtra z osadzonymi cząstkami stałymi. Przygotowanie próbek cieczy do analizy będzie polegało na pobraniu ze szklanych pojemników o objętości 5 ml, przy pomocy strzykawki chromatograficznej, około $1,5\ \mu\text{l}$ cieczy, w celu wstrzyknięcia do GC-MS. Strzykawka chromatograficzna będzie miała objętość $5\ \mu\text{l}$ oraz podziałkę $0,1\ \mu\text{l}$.

Metoda GC-MS łączy chromatografię gazową ze spektrometrią mas. Chromatografia gazowa (ang. GC – Gas Chromatography) polega na rozdzieleniu poszczególnych składników gazowych próbki, na kolumnie chromatograficznej za pomocą sorpcji. Spektrometr masowy (ang. MS – Mass Spectrometry) jonizuje oraz identyfikuje kolejno rozdzielone cząsteczki, na podstawie stosunku masy do ładunku jonów. Analiza GC-MS pozwala na badanie jakościowe oraz ilościowe (w przypadku posiadania odpowiednich wzorców substancji).

W przypadku analizy GC-MS próbka o objętości co około $1,5\ \mu\text{l}$ zostanie wstrzyknięta do chromatografu. W badaniach wykorzystywany będzie chromatograf Agilent

7820-A oraz spektrometr Agilent 5977B MSD. W części chromatograficznej wykorzystywana będzie kolumna HP-5MS. HeI, o czystości 99,9999%, będzie wykorzystywany jako gaz nośny. Kolumna będzie podgrzewana do 40°C w ciągu 5 minut a następnie podgrzewana do 325°C z szybkością nagrzewu 10 °C/min. W przypadku GC-MS interferencja zależy w dużej mierze od doboru kolumny chromatograficznej.

5. KALIBRACJA PRZYRZĄDÓW POMIAROWYCH ORAZ NIEPEWNOŚĆ POMIARU

Kalibracja analizatora Gas 3100R odbywa się w dwóch punktach: w zerze "0" oraz w punkcie maksymalnym zakresu pomiarowego ("span") dla każdego z mierzonych składników. Analizator posiada w pamięci dane kalibracyjne z 5 punktów (w tym "0" oraz "span"). Po wykonaniu przez użytkownika kalibracji dwupunktowej analizator koryguje krzywą kalibracyjną na podstawie 5-punktowej kalibracji fabrycznej. Do kalibracji "0" zalecane jest wykorzystanie azotu o czystości 6.0 (99,9999%, co przekłada się na sumę zanieczyszczeń nie przekraczającą 1 ppm). Do kalibracji "span" zalecane jest wykorzystanie mieszanki azotu oraz gazu mierzonego o stężeniu wynoszącym przynajmniej 90 % zakresu pomiarowego dla tego składnika. Zaleca się mieszanki gazów sporządzone z dokładnością co najmniej 2%. Kalibracja odbywać się będzie przez cały tor pomiarowy, tj. przez ścieżkę //.

W przypadku GC-MS, kalibracja opierać się będzie na wykorzystaniu wzorców o jakości chromatograficznej. Do kalibracji wykorzystane będą następujące wzorce: fenol, kreozol, ksylenol, naftol, benzofuran, metylbenzofuran, dimetylbzofuran, dibenzofuran, denzene, toluen, ksylen, etnylobenzen, styren, 1H-indene, metyloinden, maftalen, metylonaftalen, mifenyl, mcenaftylen, mcenaften, 9H-fluorene, Phenantren, Antracenen, Fluoranten, Piren, Benzofluorenen, Benzoantracenen, Chryzen, Benzofluoranten, Benzopiren, Dibenzofluorenen, Perylen, Indenopiren, Benzoperylen, Benzopiren, Antantren, Koronen, pirydyna, metylpirydyna, pikolina, (iso)chinolina.

Kalibracja polega na porównaniu uzyskanych pików z analizowanych próbek z pikami uzyskanymi z analizowanych wzorców. Oprogramowanie analizatora automatycznie identyfikuje związki (analiza jakościowa) obecne w próbce, co pozwala na późniejsze ilościowe oznaczenie wybranych związków, wykrytych w próbce, w oparciu o wzorce. W przypadku analizatora Gas 3100R sygnały z detektorów (sygnał analogowy 4 do 20 mA) są przetwarzane na wartości stężeń poszczególnych składników gazu generatorowego (sygnał cyfrowy), poprzez przy użyciu oprogramowania analizatora, w oparciu o dane pochodzące z kalibracji analizatora.

Na niepewność pomiaru składu gazów przez analizator wpływ będą miały następujące czynniki (niepewność typu B): niepewność pomiarowa analizatora (detektor generujący sygnał analogowy wraz z niepewnością pomiaru prądu przez przetworniki); czystość gazów wzorcowych służących do wyznaczania "0" tolerancja składu mieszaniny gazów kalibracyjnych sporządzonych do kalibracji maksimum zakresu pomiarowego ("span"); niepewność fabrycznej kalibracji w 5 punktach (w tym "0" i "span"). W przypadku analizy GC-MS analiza danych pomiarowych odbywać się będzie przy pomocy oprogramowania analizatora, które odpowiedzialne będzie za identyfikację związków oraz obliczanie pola powierzchni piku dla każdego z wykrytych związków. Niepewność pomiarowa zostanie wyznaczona w postaci odchylenia standardowego 10 powtórzeń każdego z pomiarów (niepewność typu A). Wpływ na niepewność pomiarową wyznaczania stężenia cząstek stałych w gazie generatorowym wpływ będą miały następujące

czynniki: błąd wagi laboratoryjnej; błąd gazomierza; niepewność pomiaru ciśnienia dynamicznego przez sondę typu S (wraz z niepewnością wyznaczania stałej korekcyjnej); lokalizacja punktu pomiarowego w przekroju poprzecznym przewodu z gazem generatorowym; określony przedział tolerancji dla współczynnika izokinetyczności; osoba wykonująca pomiar ze względu na konieczność manualnej regulacji, w celu uzyskania wymaganego współczynnika izokinetyczności oraz ze względu na konieczność jednoczesnego przełączenia dwóch zaworów kulowych, wraz z włączeniem pomiaru czasu.

Zgromadzone dane pomiarowe, dla pomiarów wykonanych w stanie ustalonym, dla różnych obciążeń gazogeneratora zostaną wykorzystane do stworzenia charakterystyk energetycznych gazogeneratora. Każdy pomiar, wykonany dla określonego obciążenia gazogeneratora, stanowił będzie jeden punkt na charakterystyce. Następnie zostanie wykonana aproksymacja funkcji, przy czym funkcja aproksymowana przedstawiona będzie w formie tabeli pomiarowej. Współczynniki funkcji aproksymującej wyznaczone zostaną metodą regresji nieliniowej. Metoda polega na iteracyjnej zmianie współczynników funkcji przez solver, do momentu osiągnięcia minimum sumy błędów kwadratowych, w oparciu o metodę GRG (ang. Generalized Gradient Method).

6. PODSUMOWANIE

Przedstawiony w niniejszym artykule projekt układu pomiarowego, służącego do wyznaczenia charakterystyk energetycznych gazogeneratorów pozwala na wyznaczenie charakterystyk energetycznych gazogeneratorów bez względu na ich typ a także rozmiar. Pomiar stężenia składników gazowych jest pomiarem ciągłym, natomiast pomiar stężenia smół oraz cząstek stałych uśrednia stężenia tych składników w czasie trwania pomiaru. Dostępne w literaturze układy opisy układów pomiarowych pomijały dotąd sposób w jaki miałyby być wyznaczone, czy układ osiągnął stan ustalony, przed rozpoczęciem pomiaru smół oraz cząstek stałych. Mogło to prowadzić do uwzględnienia stanów przejściowych w uśrednieniu dokonywanym w trakcie pomiaru stężenia smół oraz cząstek stałych. Proponowany w niniejszej pracy układ pomiarowy, z dwoma równoległymi torami pomiarowymi, pozwala na efektywne rozwiązanie tego problemu, pozwalając na jednoznaczne określenie stężenia smół oraz stężenia cząstek stałych w każdym punkcie charakterystyki energetycznej gazogeneratora.

LITERATURA

- [1] Basu P., *Biomass gasification and pyrolysis – practical design and theory*, Elsevier, 2010.
- [2] Reed T.B., Jantzen D., *Generator Gas – The Swedish Experience from 1939-1945*, Biomass Energy Foundation, 1979.
- [3] Reed T.B., Das A., *Handbook of Biomass Downdraft Gasifier Engine Systems*, SERI – US Department of Energy, 1988.
- [4] Susastriawan A.A.P., Saptoadi H., Purnomo M.H., *Small-scale downdraft gasifiers for biomass gasification: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, **76**, 989–1003, DOI:10.1016/j.rser.2017.03.112, 2017.
- [5] Erlich C., Fransson T.H., *Downdraft gasification of pellets made of wood, palm-oil residues respective bagasse: Experimental study*, Applied Energy, **88**(3), 899–908, DOI:10.1016/j.apenergy.2010.08.028, 2011.
- [6] Yucel O., Hastaoglu H., *Kinetic modeling and simulation of throated downdraft gasifier*, Fuel Processing Technology, **144**, 145–154, DOI:10.1016/j.fuproc.2015.12.023, 2016.

- [7] Masmoudi M.A., Halouani K., Sahraoui M., *Comprehensive experimental investigation and numerical modeling of the combined partial oxidation-gasification zone in a pilot downdraft air-blown gasifier*, Energy Conversion and Management, **144**, 34–52, DOI:10.1016/j.enconman.2017.04.040.2017, 2017.
- [8] Elsner W., Wysocki M., Niegodajew P., Borecki R., *Experimental and economic study of small-scale CHP installation equipped with downdraft gasifier and internal combustion engine*, Applied Energy, **202**, 213–227, DOI:10.1016/j.apenergy.2017.05.148, 2017.
- [9] Donaj P., Izadpanah M.R., Yang W., Blasiak W., *Effect of pressure drop due to grate-bed resistance on the performance of a downdraft gasifier*, Energy and Fuels, **25**, (11) 5366–5377, DOI:10.1021/ef201246c, 2011.
- [10] Gunaratne D.S., Jan Karol Chmielewski J.K., Yang W., *Pressure drop prediction of a gasifier bed with cylindrical biomass pellets*, Applied Energy, **113**, 258–266, DOI:10.1016/j.apenergy.2013.07.032, 2014.
- [11] Sharma A.K., *Modeling fluid and heat transport in the reactive, porous bed of downdraft (biomass) gasifier*, International Journal of Heat and Fluid Flow, **28**(6), 1518–1530, DOI:10.1016/j.ijheatfluidflow.2007.02.002, 2007.
- [12] Gladys H., Matla R., *Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym WNT*, Warszawa, wyd.III, 1999.
- [13] Lettner F., Timmerer H., Haselbacher P., *Biomass Gasification – State of the art description*, Deliverable 8, ALTENER, Intelligent Energy – Europe (IEE), 2007.
- [14] Rezaïyan J., Cheremisinoff N.P., *Gasification technologies: A primer for engineers and scientists* CRC Press, 2005.
- [15] Quaak P., Knoef H., Stassen H., *Energy from Biomass: A review of Combustion and Gasification technologies* World Bank Technical Papers, **422**, 1999.
- [16] CEN (European Committee for Standardisation) *DD CEN/TS 15439 Biomass gasification – tar and particles in product gases - sampling and analysis*, 2006.
- [17] Wnukowski M., *Methods used in tar removal from biomass gasification gas – a review*, Archives of Waste Management and Environmental Protection, **18** (2), 17–34, 2016.
- [18] Higman C., van der Burgt M., *Gasification*, Elsevier, 2003.
- [19] Prins M.J., *Thermodynamic analysis of biomass gasification and torrefaction*, praca doktorska - Uniwersytet w Eindhoven, Holandia, DOI:10.6100/IR583729, 2005.
- [20] CEN (European Committee for Standardisation) *EN 303-5 Heating Boilers – Part 5: Heating boilers for solid fuels, manually and automatically stoked, nominal heat output of up to 500 kW – Terminology, requirements, testing and marking*, 2012.
- [21] CEN (European Committee for Standardisation) *EN 13284-1:2001 Stationary source emissions – Determination of low range mass concentration of dust – Part1: Manual gravimetric method*, 2001.
- [22] Bridgwater A.V., *Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading*, Biomass and Bioenergy, **38**, 68–94, DOI:10.1016/j.biombioe.2011.01.048, 2012.