

# Energy Effectiveness and Economic Performance of Gas and Gas-Steam Combined Heat and Power Plants Fired with Natural Gas

## Author

Bolesław Zaporowski

## Keywords

natural gas, combined heat and power (CHP) plant, energy effectiveness, economic effectiveness

## Abstract

The paper presents the energy and economic effectiveness analysis of technological systems of gas and gas-steam combined heat and power (CHP) plants. For the analysis the following five technological systems of gas and gas-steam CHP plants fired with natural gas were chosen: (1) large-scale gas-steam CHP unit with three-pressure heat recovery steam generator (HRSG) and steam reheat and extraction-condensing steam turbine, (2) middle-scale gas-steam CHP unit with two-pressure HRSG and extraction-condensing steam turbine (3) middle-scale gas-steam CHP unit with one-pressure HRSG and extraction-condensing steam turbine, (4) small-scale gas CHP unit with gas turbine working in simple cycle and (5) gas CHP unit with gas engine. For the energy effectiveness evaluation of particular analyzed technological systems of cogeneration units the following quantities were determined: efficiency of electricity produced in cogeneration, efficiency of heat produced in cogeneration, overall efficiency of cogeneration unit, power to heat ratio and primary energy savings (PES). As a criterion characterizing the economic effectiveness of the analyzed CHP units the specific electricity generation cost, discounted for 2015 was chosen. The results of the performed analysis are presented in Tables and in Figures.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016113**

## 1. Introduction

Currently one of the important objectives of power generation development is the reduction of CO<sub>2</sub> emissions to the atmosphere. Because of the expiration of the Kyoto Protocol, it was necessary for the parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, signed and ratified by 189 countries including Poland, to enact a new agreement on CO<sub>2</sub> emission reductions. New related directives have also been issued by the European Parliament and the European Council [1, 2, 3, 4]. This creates a serious challenge to the Polish power industry, which has to adopt new generation technologies enabling considerable reduction of CO<sub>2</sub> emissions in the first half of the 21<sup>st</sup> Century. In the upcoming years, the reduction of CO<sub>2</sub> emissions in Poland may be achieved by means such as increasing the efficiency of coal-fired power stations, increasing the share of the natural gas and renewable energy, including wind, biomass and sun, in electricity generation, as well as increasing the share of combined heat and power generation in total electricity generation, including generation at gas-fired CHP plants. In longer terms, the mentioned reduction can also be achieved by introducing nuclear power generation. Combined heat and power

generation is one of the effective methods of generating primary energy savings, which translate to reduced CO<sub>2</sub> emissions and a reduction of costs of power and heat generation.

Poland holds a high seventh place among 28 European Union member states in terms of the share of CHP-generated electricity in total power generation, after Denmark (ca. 55%), Slovakia (ca. 37%), Latvia (ca. 34%), Finland (ca. 33%), the Netherlands (ca. 28%) and Romania (ca. 27%). Power generation capacity installed at combined heat and power plants in Poland is approximately 8200 MW, which constitutes some 20.8% of the total capacity installed at the National Power System (NPS) [5]. The share of electricity generated in CHP plants in the total electricity generation in Poland during 2013 was ca. 16.3%, and in total electricity sales to final consumers – some 21% [6].

Technical studies for the construction of new combined heat and power plants are increasingly frequently leading to the choice of gas-fired simple- and combined-cycle plants. This is thanks to their advantages such as: high energy efficiency, low capital cost, short construction time, load change flexibility, especially in terms of thermal load from district heating systems, short start-up time and low emission of pollutants, including

low specific emissions of CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kWh). The only disadvantage is the high fuel price. For this reason, the energy efficiency and closely related economic efficiency is a very important criterion for choosing the type of a CHP unit fired with natural gas.

## 2. Technological systems of natural gas-fired combined heat and power plants

Bearing in mind the current structure of generating units at the NPS as well as the condition of the district heating systems in Poland, this study assumes that the development of combined heat and power plants in Poland should go in parallel in the following two groups: large- and medium-output CHP plants supplying the municipal district heating systems or industrial plants, and low-output CHP plants (distributed cogeneration). Therefore, the following CHP units have been selected for the energy and economic performance analysis:

- large-output combined cycle CHP unit with a three-pressure heat recovery steam generator (HRSG) featuring steam reheat, and an extraction-condensing steam turbine, with the process configuration as shown in Fig. 1
- medium-output combined cycle CHP unit with a two-pressure heat recovery steam generator (HRSG), and an extraction-condensing steam turbine, with the process configuration as shown in Fig. 2

- medium-output combined cycle CHP unit with a single-pressure heat recovery steam generator (HRSG), and an extraction-condensing steam turbine, with the process configuration as shown in Fig. 3
- low-output gas-fired CHP unit with an open cycle gas turbine, with the process configuration as shown in Fig. 4.
- low-output gas-fired CHP unit with an internal combustion engine, with the process configuration as shown in Fig. 5.

The choice of one of the solutions listed above for practical application in a CHP plant fired with natural gas will depend on the heat demand. This demand determines the parameters of a gas turbine or gas engine. Gas turbines used in large combined cycle units with three-pressure HRSG and steam reheat, should be characterised by a turbine exhaust gas temperature of 590–650°C and electrical output in condensing operation of some 200–400 MW; in the case of medium-output combined cycle units with two-pressure HRSGs a exhaust gas temperature of 530–580°C and electrical output of 60–180 MW; in medium-output combined cycle plants with a single-pressure HRSG – exhaust gas temperature of 490–520°C and electrical output of 15–60 MW.

Gas turbines with the exhaust gas temperature below 490°C and electrical output below 15 MW are preferred for open cycle

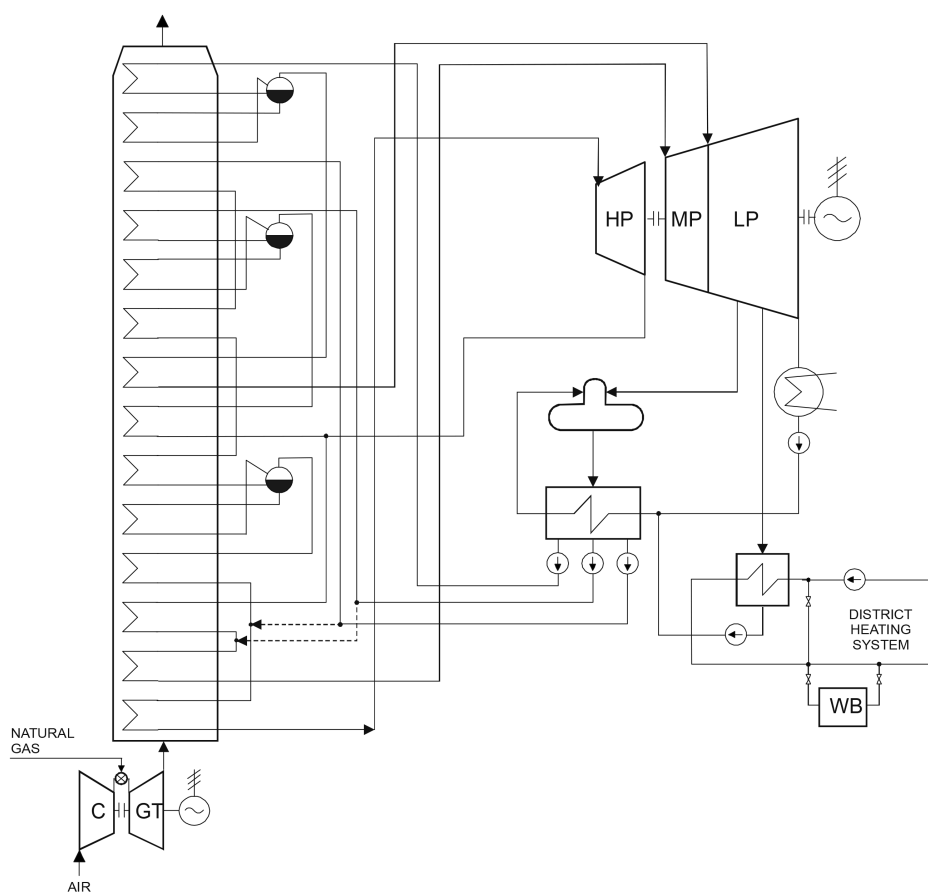


Fig. 1. Scheme of a technological system of a gas-steam CHP unit with a three-pressure HRSG, steam reheat and an extraction-condensing steam turbine, fired with natural gas (HP – high pressure cylinder of steam turbine, MP – middle pressure cylinder of steam turbine, LP – low pressure cylinder of steam turbine, C – compressor of gas turbine, GT – gas turbine, WB – water boiler)

gas turbine CHP plants. Recently, for electrical outputs below 10 MW, CHP units with internal combustion engines have gained considerable edge. This paper presents a range of CHP units that is wide enough to enable one to select an appropriate technology for a combined heat and power plant fired

with natural gas, for municipal and industrial heating systems, characterised by a heat demand of 200 kW to 300 MW. The criteria chosen to evaluate technologies of CHP plants fired with natural gas are energy efficiency, economic efficiency and environmental footprint. Nevertheless, it was decided that the

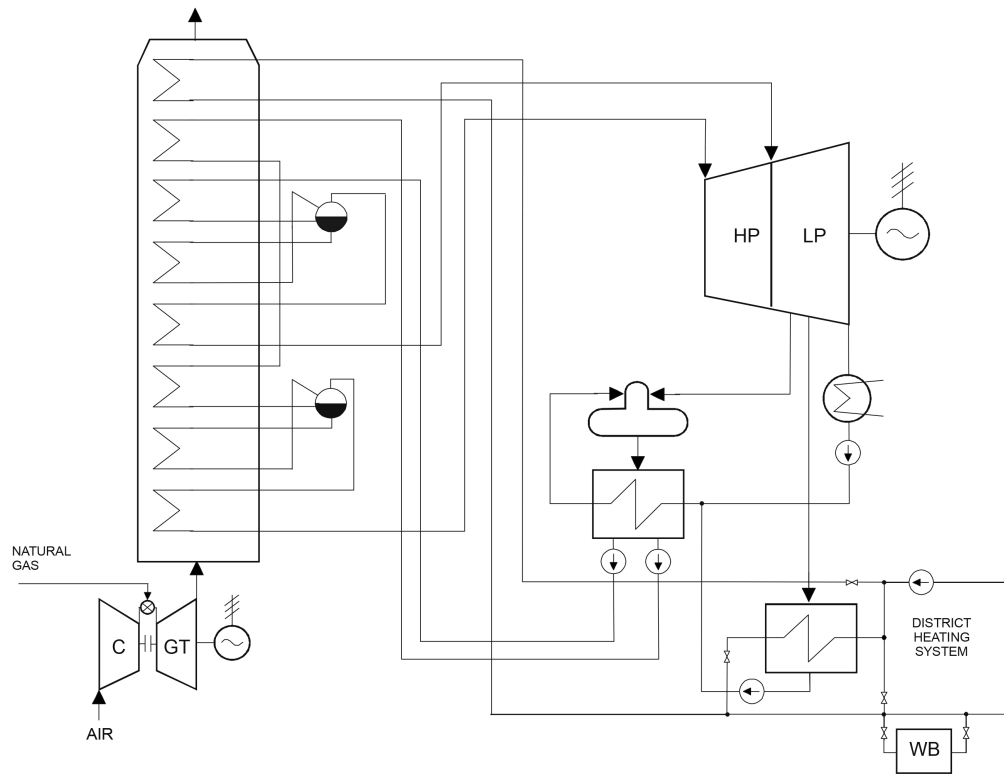


Fig. 2. Scheme of a technological system of a gas-steam CHP unit with a two-pressure HRSG and an extraction-condensing steam turbine, fired with natural gas (HP – high pressure cylinder of steam turbine, LP – low pressure cylinder of steam turbine, C – compressor of gas turbine, GT – gas turbine, WB – water boiler)

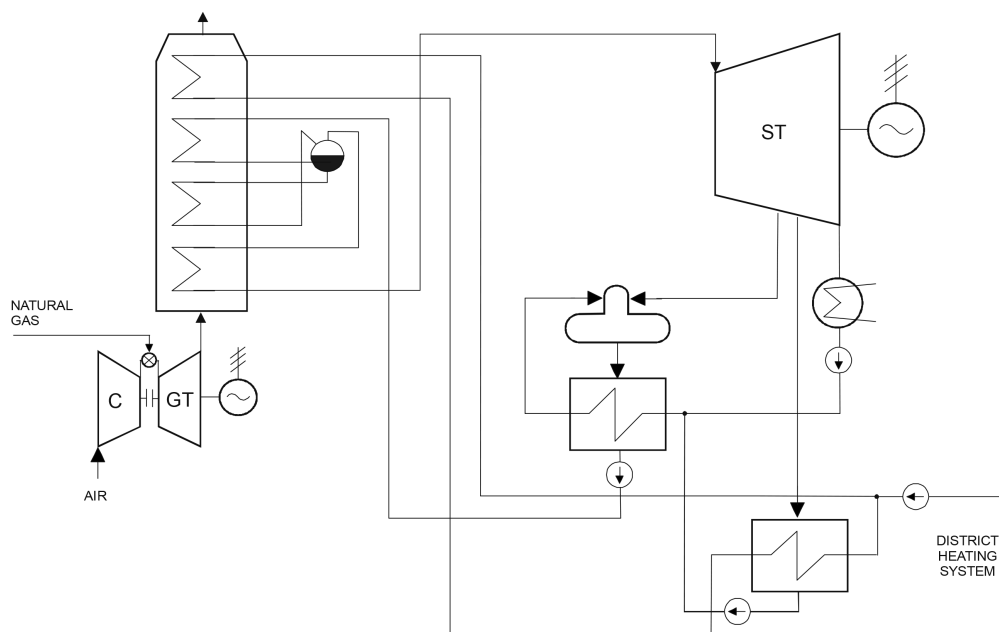


Fig. 3. Scheme of a technological system of a gas-steam CHP unit with a single-pressure HRSG and an extraction-condensing steam turbine, fired with natural gas (ST – steam turbine, C – compressor of gas turbine, GT – gas turbine, WB – water boiler)

commercial future of individual technologies for combined heat and power generation will primarily depend on their economic performance.

For that reason, the specific electricity generation cost levelised for the year 2015 has been chosen as the main criterion for evaluating individual technologies. This is because this specific cost directly includes important features of every technology, such as energy efficiency and environmental footprint (cost of CO<sub>2</sub> emission allowances).

### 3. Energy effectiveness analysis

The specific primary energy savings (PES) achieved thanks to using the CHP process instead of separated power and heat generation was used as the main evaluation parameter for the energy efficiency of individual solutions. Additional criteria calculated to characterise the energy efficiency of combined heat and power generation were also: annual average electricity generation efficiency, annual average heat generation efficiency, annual average total efficiency, annual average electricity-to-heat ratio and specific CO<sub>2</sub> emission. The calculations

of parameters characterising energy efficiency selected for the analysis of gas-fired CHP plant technologies were performed using the methodology presented in [7] and assuming that the plants would operate at municipal district heating systems. Input data was based on parameters of gas turbines: 9FB by General Electric, V63.4A by Ansaldo Energia (licence from Siemens Power Generation), Titan 130 by Solar Turbines, CX501-KD7 by Centrax Gas Turbines, and internal combustion gas engine J416 GS BO5 by GE Jenbacher, as well as average ambient temperature during heating season of 3°C, and average summer temperature of 15°C. The calculation results are presented in Tab. 1 and 2.

### 4. Economic effectiveness analysis

A levelised cost of electricity discounted for the year 2015 was calculated for the natural gas-fired combined heat and power plant solutions chosen for analysis, using the following algorithm:

$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} (C_t - H_t)(1+p)^{-t}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t(1+p)^{-t}}$$

where:

$C_t$  – annual cost of the CHP plant;  $H_t$  – annual heat sales revenues of the CHP plant;  $E_t$  – annual electricity generation of the CHP plant;  $m$  – construction time of the CHP plant in years;  $n$  – operating time of CHP plant counted in years;  $s = m + n$  – economic cycle of the CHP plant in years;  $p$  – rate of discount.

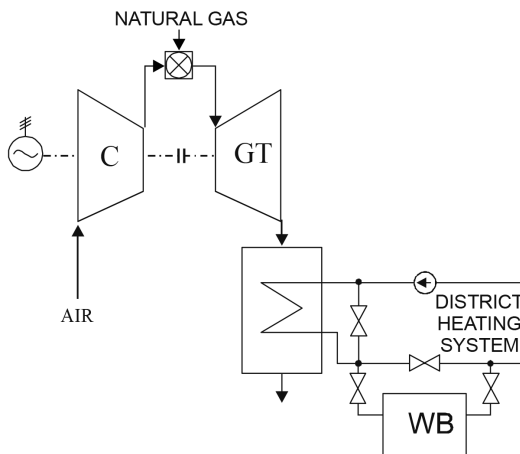


Fig. 4. Scheme of a technological system of a gas unit with an open cycle gas turbine, fired with natural gas (C – compressor of gas turbine, GT – gas turbine, WB – water boiler)

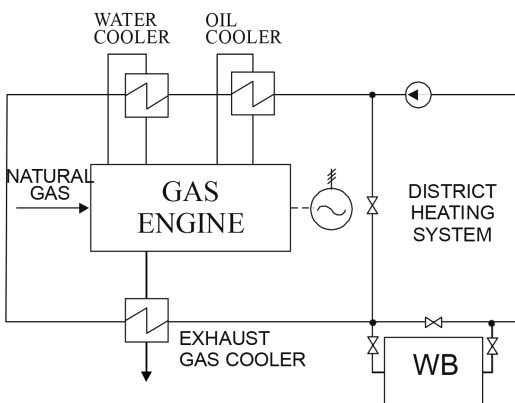


Fig. 5. Scheme of a technological system of gas unit with an internal combustion engine, fired with natural gas

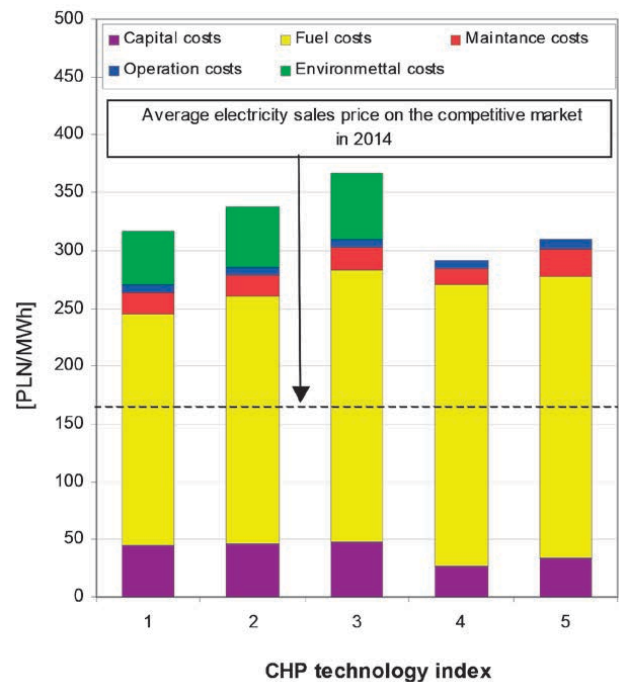


Fig. 6. Electricity generation unit cost at large-, medium- and small-output CHP plants fired with natural gas, discounted for 2015 [PLN/MWh] for: 1) gas-steam CHP unit with a three-pressure HRSG and steam reheat; 2) gas-steam CHP unit with a two-pressure HRSG; 3) gas-steam CHP unit with a single-pressure HRSG; 4) gas CHP unit with an internal combustion engine; 5) gas CHP unit with an open cycle gas turbine, taking into account CO<sub>2</sub> emission fee of 168 PLN/Mg CO<sub>2</sub>)

Value	Gas - steam CHP unit with:		
	3-pressure HRSG	2-pressure HRSG	1-pressure HRSG
Electric power of CHP unit during heating season [kW]	442,350.3	90,483.0	36,117.9
Electric power of CHP unit during summer season [kW]	453,355.1	98,472.0	38,113.6
Thermal power of CHP unit during heating season [kW]	240,000.0	76,929.3	37,431.8
Thermal power of CHP unit during summer season [kW]	36,000.0	11,540.4	5,150.2
Annual electricity production [GWh]	2,853.1	595.1	236.1
Annual heat production [GWh]	1,128.0	346.3	175.0
Annual fuel chemical energy consumption [GWh]	5,130.5	1,214.3	538.8
Annual average efficiency of electricity generation [%]	55.61	49.01	43.82
Annual average efficiency of heat co-generation [%]	21.99	28.52	32.42
Annual average overall efficiency of the CHP unit [%]	77.60	77.53	75.94
Annual power-to-heat ratio	2.53	1.72	1.35
Primary energy savings [%]	30.35	25.04	19.54
Annual average specific CO <sub>2</sub> emission [kgCO <sub>2</sub> /kWh]	0.281	0.301	0.311

Tab. 1. Results of calculating the quantities characterising energy effectiveness calculations for gas-steam CHP plants

Value	Gas CHP unit with:	
	open cycle gas turbine	internal combustion engine
Electric power of CHP unit during heating season [kW]	5,470.0	1,127.0
Electric power of CHP unit during summer season [kW]	5,334.0	1,127.0
Thermal power of CHP unit during heating season [kW]	9,080.0	1,020.0
Thermal power of CHP unit during summer season [kW]	9,080.0	1,020.0
Annual electricity production [MWh]	39,879.0	8,339.8
Annual heat production [MWh]	67,192.0	7,548.0
Annual fuel chemical energy consumption [MWh]	124,233.6	19,623.1
Annual average efficiency of electricity generation [%]	32.10	42.50
Annual average efficiency of heat co-generation [%]	54.09	38.46
Annual average overall efficiency of the CHP unit [%]	86.19	80.96
Annual power-to-heat ratio	0.594	1.105
Primary energy savings [%]	21.24	23.69

Tab. 2. Results of calculating the quantities characterising energy effectiveness for gas CHP plants

The levelised cost of electricity takes into account: capital cost, fuel cost, maintenance cost, operation cost and environmental cost. Calculation of those values used as the input data parameters characterising energy efficiency of individual solutions (Tab. 1 and 2), as well as prices of the pipeline high-methane natural gas in force in Poland since 1 January 2015, and:

- operating lifetime of 25 years for gas turbine plants and 15 years for gas engine plants
- heat sales price of 34.26 PLN/GJ
- rate of discount of 7.5% for large- and medium-output plants, and 7% for small-output plants
- electrical capacity utilisation time for combined cycle plants  $T_e = 6400$  h/yr and heat capacity utilisation time of  $T_c = 4400$  h/yr

- capacity utilisation time (both electrical and heat) for small-output plants  $T_1 = 7400$  h/yr.

The analysis results are shown in Fig. 6.

## 5. Conclusions

The performed analysis of energy efficiency, economic performance and CO<sub>2</sub> emissions from open-cycle and combined-cycle gas-fired combined heat and power plants allows drawing the following conclusions:

1. CHP plants fired with natural gas enable reaching higher energy efficiency than CHP units fired with coal or biomass, and are characterised by lower emission of pollutants. At present time, their feasibility depends on the existence of

support instruments for power generation at high-efficiency cogeneration plants fired with gas in the form of certificates of origin from gas-based cogeneration (yellow certificates). Their maximum value is equal to the equivalent fee, which in 2015 for gas-based cogeneration is 121.53 PLN/MWh.

2. The highest energy efficiency, economic performance and the lowest specific CO<sub>2</sub> emissions (kgCO<sub>2</sub>/kWh) are observed for the large-output combined cycle CHP plants with a three-pressure HRSG and steam reheat, with the thermal output in cogeneration of some 200–300 MW. Currently, electrical efficiency of those units operating in cogeneration is 55%, and in condensing operation, 60%. The vast majority of electricity generated by those units (90%) may be considered as produced in high-efficiency cogeneration and thus eligible for relevant certificates. Revenues from certificate sales considerably improve the economic performance of CHP plants.
3. Medium-output combined cycle CHP plants with heat output from 60 MW to 200 MW, with a two-pressure HRSG, are characterised electrical efficiencies of 50% and annual average efficiency of around 78%, as well as a levelised electricity generation cost of approximately 290 PLN/MWh and cost of CO<sub>2</sub> emission around 335 PLN/MWh.
4. Medium-output combined cycle CHP units with the heat output from ca. 20 MW to ca. 60 MW with a single-pressure HRSG may be built when a considerable part of electricity would be consumed by the producer or if they could be fuelled using local sources of natural gas with the cost much lower than the pipeline gas.
5. For low-output CHP plants (distributed cogeneration), the solution based on natural gas characterised by the highest energy efficiency and lowest electricity generation costs is the internal combustion engine plant. Such plants achieve high

economic performance when they can operate at capacity utilisation times (both for electrical and heating capacity) exceeding 7000 h/yr. Such operating conditions are observed for district heating plants if the heat they generate is used for tap water heating or for plants generating process heat for industrial facilities.

## REFERENCES

1. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources, OJ of 5 June 2009, L140/16-L 140/62
2. Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community, OJ of 5 June 2009, L.140/63-L.140/87.
3. Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide, OJ of 5 June 2009, L140/114-L 140/135.
4. Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, OJ of 14 November 2012, L315/1-L 315/56.
5. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2013 [Statistics of the Polish Power Generation Industry 2013], Agencja Rynku Energii SA, Warsaw 2014.
6. Informacja statystyczna o energii elektrycznej [Statistical information on the electricity market], Agencja Rynku Energii SA, No. 12 (2014).
7. Zaporowski B., Energy and Economic Effectiveness of Gas-Steam Combined Heat and Power Plants Fired with Natural Gas, *Archiwum Energetyki*, Vol. XLII, No. 1, 2012, pp. 123–137.

## Bolesław Zaporowski

Poznań University of Technology | Institute of Electrical Power Engineering

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Graduate of Poznań University of Technology. Completed postgraduate course in nuclear power engineering at Warsaw University of Technology. Research intern at: Moscow Power Engineering Institute, Krzhizhanovsky Power Engineering Institute in Moscow, Brno University of Technology, University of Bologna, Eindhoven University of Technology and Sapienza University of Rome. Former head of the Division of Power Plants and Energy Management at the Institute of Electrical Power Engineering, Poznań University of Technology (1975–2006) and former dean of the Faculty of Electrical Engineering of the same university (twice: 1987–1990 and 1996–2002). His scientific activity is primarily focused on power generation and CHP technologies. He is an author or co-author of over 200 published scientific studies in this field, of those more than 70 abroad.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 152–157. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Efektywność energetyczna i ekonomiczna gazowych oraz gazowo-parowych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym

### Autor

Bolesław Zaporowski

### Słowa kluczowe

gaz ziemny, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

### Streszczenie

W artykule została przedstawiona analiza efektywności energetycznej i ekonomicznej układów technologicznych gazowych oraz gazowo-parowych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym. Do analizy zostało wybranych pięć następujących układów technologicznych gazowych i gazowo-parowych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym: (1) ciepłowniczy blok gazowo-parowy dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary oraz upustowo-kondensacyjną turbiną parową, (2) ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, (3) ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, (4) ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową małej mocy pracującą w obiegu prostym i (5) ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym. Dla oceny efektywności energetycznej poszczególnych układów technologicznych skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wyznaczono następujące wielkości: sprawność wytwarzania energii elektrycznej, sprawność wytwarzania ciepła, sprawność ogólną elektrociepłowni, wskaźnik skojarzenia i oszczędność energii pierwotnej. Jako kryterium oceny efektywności ekonomicznej analizowanych układów technologicznych skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wybrano jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowane na 2015 rok. Wyniki wykonanej analizy zostały przedstawione w tablicach i na wykresie.

### 1. Wprowadzenie

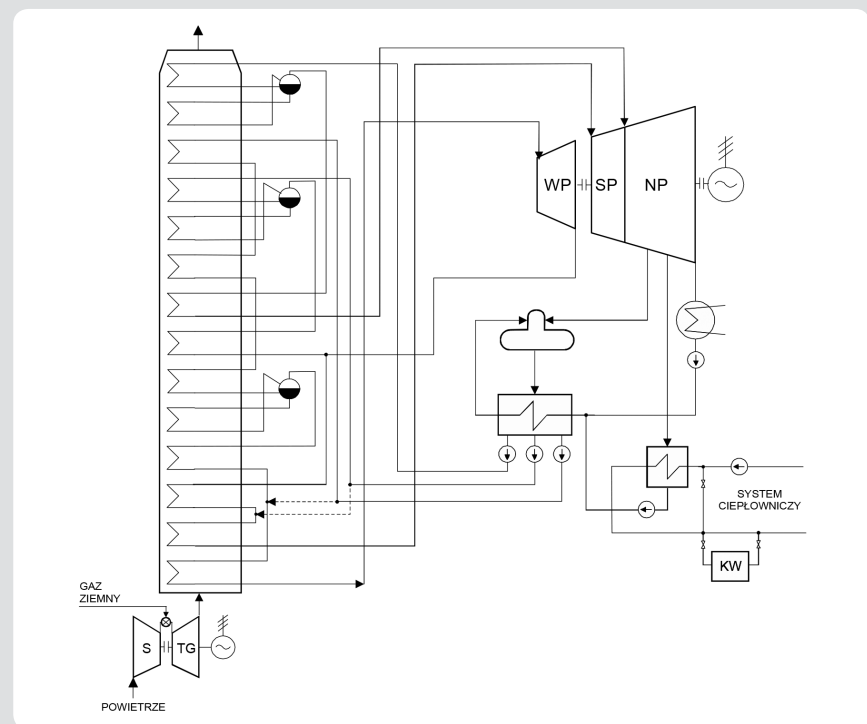
Jednym z ważnych celów rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej jest obecnie zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. W związku z wygaśnięciem Protokołu z Kioto zaistniała potrzeba przyjęcia nowego porozumienia w sprawie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> przez strony Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmiany klimatu, którą podpisało i ratyfikowało 189 państw, w tym Polska, oraz wydanych przez Parlament Europejski i Radę związanych z tym dyrektyw [1, 2, 3, 4]. Stawia to przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w pierwszej połowie XXI wieku nowych technologii energetycznych, które doprowadzą do poważnej redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Redukcja emisji CO<sub>2</sub> w najbliższych latach w Polsce może zostać osiągnięta m.in. przez: zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem, zwiększenie udziału gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii wiatru, biomasy i słońca, w produkcji energii elektrycznej oraz zwiększenie udziału skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w produkcji energii elektrycznej ogółem, w tym w elektrociepłowniach opalanych gazem ziemnym. A w dalszej perspektywie przez udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej jest bowiem jednym ze skutecznych sposobów uzyskania oszczędności zużycia energii pierwotnej, a przez to zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> i obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Polska zajmuje wysokie 7 miejsce wśród 28 państw członkowskich Unii Europejskiej w dziedzinie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu w zużyciu ogółem: za Danią (ok. 55%), Słowacją (ok. 37%), Łotwą (ok. 34%), Finlandią

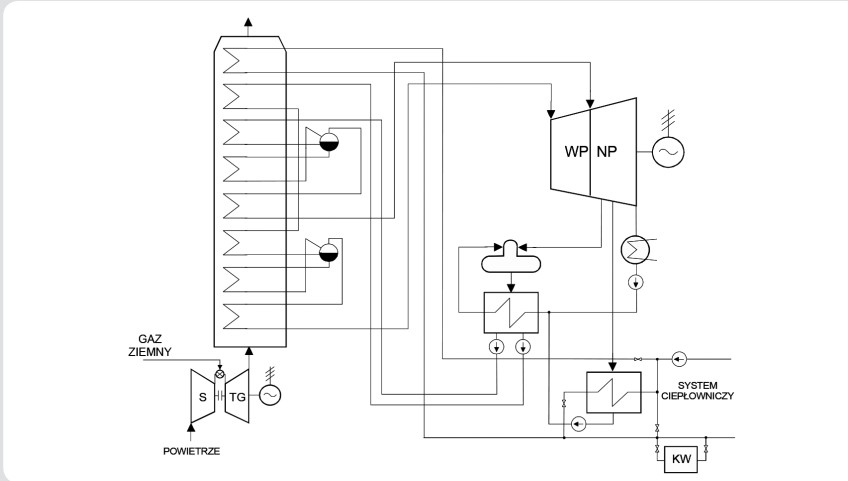
(ok. 33%), Holandią (ok. 28%) i Rumunią (ok. 27%). Elektryczna moc zainstalowana w elektrociepłowniach w Polsce wynosi ok. 8200 MW, co stanowi ok. 20,8% mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) [5]. Natomiast udział energii elektrycznej, wytworzonej

w skojarzeniu w produkcji energii elektrycznej ogółem, w 2013 roku wyniósł w naszym kraju ok. 16,3%, a w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym ok. 21% [6].

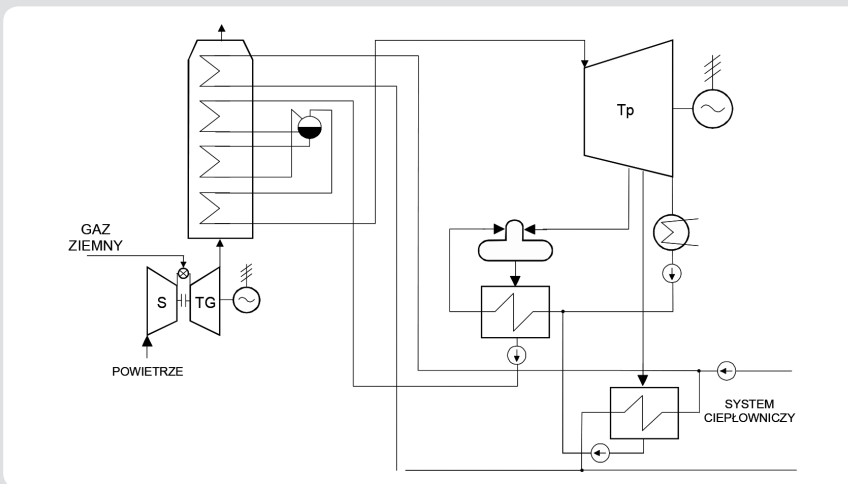
Przy analizie technologii do nowo budowanych elektrociepłowni coraz częściej



Rys. 1. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary oraz upustowo-kondensacyjną turbiną parową, opalanego gazem ziemnym



Rys. 2. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, opalanego gazem ziemnym



Rys. 3. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, opalanego gazem ziemnym

są wybierane ciepłownicze bloki gazowe i gazowo-parowe opalane gazem ziemnym. Decydują o tym takie ich zalety jak: wysoka efektywność energetyczna, niskie nakłady inwestycyjne, krótki czas budowy, elastyczność na zmiany obciążenia, szczególnie obciążenia cieplnego w miejskich systemach ciepłowniczych, krótki czas rozruchu oraz niska emisja szkodliwych substancji do środowiska naturalnego, w tym niska emisja jednostkowa  $\text{CO}_2$  ( $\text{kg CO}_2/\text{kWh}$ ). Jediną ich wadą jest wysoka cena paliwa. Dlatego przy wyborze rodzaju ciepłowniczego bloku opalanego gazem ziemnym bardzo ważnym kryterium jest jego efektywność energetyczna i ściśle z nią związana efektywność ekonomiczna.

## 2. Układy technologiczne elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym

Biorąc pod uwagę obecną strukturę źródeł wytwórczych w KSE oraz stan rozwoju systemów ciepłowniczych w Polsce, w niniejszej pracy założono, że rozwój kogeneracyjnych źródeł wytwórczych w naszym kraju powinien się odbywać równolegle w dwóch następujących grupach: elektrociepłowni

dużej i średniej mocy, pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych i zakładach przemysłowych oraz elektrociepłowni małej mocy (kogeneracyjnych źródeł rozproszonych). Dlatego do analizy efektywności energetycznej i ekonomicznej kogeneracyjnych źródeł wytwórczych, opalanych gazem ziemnym, w niniejszej pracy wybrano następujące rodzaje bloków:

- ciepłowniczy blok gazowo-parowy dużej mocy, z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary oraz upustowo-kondensacyjną turbiną parową, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 1
- ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy, z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 2
- ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy, z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 3

- ciepłowniczy blok gazowy małej mocy, z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 4
- ciepłowniczy blok gazowy małej mocy, z silnikiem gazowym, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 5.

Wybór ciepłowniczego bloku opalanego gazem ziemnym do praktycznej realizacji, z powyższego katalogu bloków kogeneracyjnych, jest zależny od wielkości zapotrzebowania na ciepło użytkowe. Pochodną tego zapotrzebowania są parametry turbiny gazowej lub silnika gazowego. Turbiny gazowe stosowane w blokach gazowo-parowych dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary powinny charakteryzować się temperaturą spalin na wylocie z turbiny  $590\text{--}650^\circ\text{C}$  oraz mocą elektryczną w trybie pracy kondensacyjnej w zakresie  $200\text{--}400\text{ MW}$ , w blokach gazowo-parowych średniej mocy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym – temperaturą spalin na wylocie turbiny gazowej  $530\text{--}580^\circ\text{C}$  i mocą elektryczną w zakresie  $60\text{--}180\text{ MW}$ , a w blokach gazowo-parowych średniej mocy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym – temperaturą spalin na wylocie z turbiny gazowej  $490\text{--}520^\circ\text{C}$  i mocą elektryczną  $15\text{--}60\text{ MW}$ . Turbiny gazowe o temperaturze spalin wylotowych poniżej  $490^\circ\text{C}$  i mocy elektrycznej poniżej  $15\text{ MW}$  są preferowane do gazowych bloków kogeneracyjnych z turbinami gazowymi, pracującymi w obiegu prostym. W ostatnim czasie przy mocach elektrycznych bloków poniżej  $10\text{ MW}$  wyraźną przewagę uzyskiwały ciepłownicze bloki z silnikami gazowymi. Analizowane w niniejszej pracy bloki kogeneracyjne stanowią wystarczający katalog do wyboru odpowiedniej technologii kogeneracyjnego źródła wytwórczego opalanego gazem ziemnym dla miejskich i przemysłowych systemów ciepłowniczych, charakteryzujących się zapotrzebowaniem na moc cieplną w szerokim zakresie od ok.  $200\text{ kW}$  do ok.  $300\text{ MW}$ .

Jako kryteria oceny wybranych do analizy technologii jednostek kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym przyjęto ich efektywność energetyczną i ekonomiczną oraz wpływ na środowisko. Uznano jednak, że przyszłość komercyjna poszczególnych technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła zależy przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. Dlatego jako główne kryterium oceny poszczególnych technologii przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na 2015 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej. W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione bowiem takie ważne parametry poszczególnych technologii jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji  $\text{CO}_2$ ).

## 3. Analiza efektywności energetycznej

Jako podstawowe kryterium oceny efektywności energetycznej skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przyjęto w niniejszej pracy względną oszczędność energii pierwotnej (ang. *Primary Energy Savings* – PES), uzyskiwaną dzięki zastosowaniu tej technologii, w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym.



Jako kryteria dodatkowe charakteryzujące efektywność energetyczną skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wyznaczano również: średnioroczną sprawność wytwarzania energii elektrycznej, średnioroczną sprawność wytwarzania ciepła, średnioroczną sprawność ogólną, średnioroczny wskaźnik skojarzenia oraz jednostkową emisję CO<sub>2</sub>. Obliczenia wielkości charakteryzujących efektywność energetyczną wybranych do analizy ciepłowniczych bloków opalanych gazem ziemnym wykonano, stosując metodologię przedstawioną w [7] i przyjmując założenie, że będą one pracowały w miejskich systemach ciepłowniczych oraz przyjmując jako dane wejściowe podstawowe parametry turbin gazowych: 9FB firmy General Electric, V63.4A firmy Ansaldo Energia (licencja firmy Siemens Power Generation), Titan 130 firmy Solar Turbines i CX501-KD7 firmy Centrax Gas Turbines oraz silnika gazowego J416 GS BO5 firmy GE Jenbacher, a także średnią temperaturę w sezonie grzewczym (zimowym) 3°C i średnią temperaturę w sezonie letnim 15°C. Wyniki obliczeń przedstawiono w tab. 1 i 2.

#### 4. Analiza efektywności ekonomicznej

Dla wybranych do analizy układów skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła opalanych gazem ziemnym wykonano analizę porównawczą jednostkowych, zdyskontowanych na 2015 rok, kosztów wytwarzania energii elektrycznej, za pomocą następującego algorytmu:

$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} (C_t - H_t)(1+p)^{-t}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t(1+p)^{-t}}$$

gdzie:

C<sub>t</sub> – roczne koszty elektrociepłowni;

H<sub>t</sub> – roczne przychody elektrociepłowni ze sprzedaży ciepła; E<sub>t</sub> – roczna produkcja energii elektrycznej elektrociepłowni; m – liczba lat budowy elektrociepłowni; n – liczba lat eksploatacji elektrociepłowni; s = m + n – liczba lat cyklu ekonomicznego elektrociepłowni; p – stopa dyskontowa.

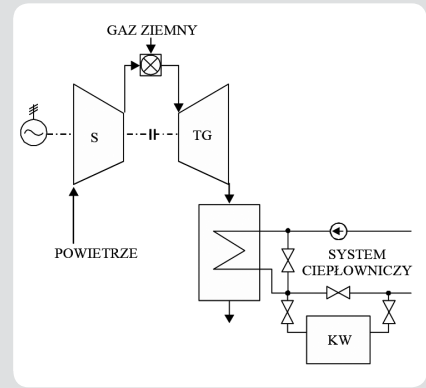
W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe. Obliczenia tych wielkości wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną poszczególnych układów (tab. 1 i 2) i ceny systemowego gazu ziemnego wysokometanowego obowiązujące w Polsce od 1 stycznia 2015 roku oraz:

- okres eksploatacji elektrociepłowni: z turbinami gazowymi 25 lat, a z silnikami gazowymi 15 lat
- cenę sprzedaży ciepła w wysokości 34,26 zł/GJ
- stopę dyskontową 7,5% dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy oraz 7% dla elektrociepłowni małej mocy
- czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej dla elektrowni gazowo-parowych T<sub>e</sub> = 6400 godz./rok, a czas wykorzystania mocy cieplnej w skojarzeniu T<sub>c</sub> = 4400 godz./rok
- czas wykorzystania mocy zainstalowanej (elektrycznej i cieplnej) dla elektrociepłowni gazowych małej mocy T<sub>1</sub> = 7400 godz./rok.

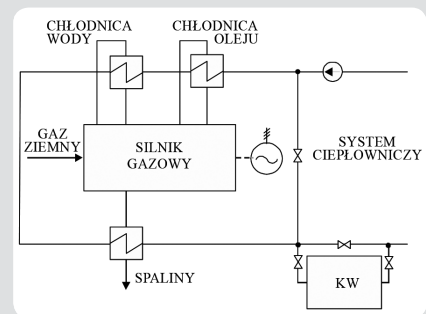
Wyniki analizy przedstawiono na rys. 6.

#### 5. Wnioski

Wykonana analiza efektywności energetycznej i ekonomicznej oraz emisji CO<sub>2</sub> gazowych i gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym pozwala na sformułowanie następujących wniosków:



Rys. 4. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowego z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym, opalanego gazem ziemnym



Rys. 5. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowego z silnikiem gazowym, opalanego gazem ziemnym

1. Ciepłownicze bloki opalane gazem ziemnym pozwalają na uzyskiwanie wyższej efektywności energetycznej od ciepłowniczych bloków opalanych

Wielkość	Elektrociepłownia gazowo-parowa z:		
	3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym	2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym	1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym
Moc elektryczna bloku w okresie grzewczym [kW]	442 350,3	90 483,0	36 117,9
Moc elektryczna bloku w okresie letnim [kW]	453 355,1	98 472,0	38 113,6
Moc cieplna bloku w okresie grzewczym [kW]	240 000,0	76 929,3	37 431,8
Moc cieplna bloku w okresie letnim [kW]	36 000,0	11 540,4	5 150,2
Roczna produkcja energii elektrycznej [GWh]	2 853,1	595,1	236,1
Roczna produkcja ciepła [GWh]	1 128,0	346,3	175,0
Roczne zużycie energii chemicznej paliwa [GWh]	5 130,5	1 214,3	538,8
Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	55,61	49,01	43,82
Średnioroczna sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	21,99	28,52	32,42
Średnioroczna sprawność ogólna elektrociepłowni [%]	77,60	77,53	75,94
Średnioroczny wskaźnik skojarzenia	2,53	1,72	1,35
Oszczędność energii pierwotnej [%]	30,35	25,04	19,54
Średnioroczna jednostkowa emisja CO <sub>2</sub> [kgCO <sub>2</sub> /kWh]	0,281	0,301	0,311

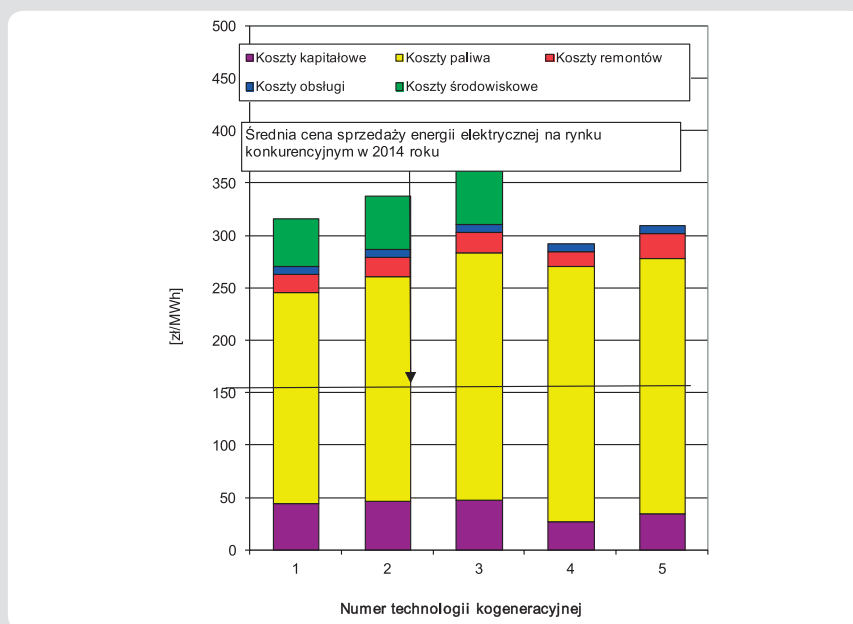
Tab. 1. Wyniki obliczeń wielkości charakteryzujących efektywność energetyczną gazowo-parowych jednostek kogeneracyjnych

Wielkość	Elektrociepłownia gazowa z:	
	turbiną gazową pracującą w obiegu prostym	silnikiem gazowym
Moc elektryczna bloku w okresie grzewczym [kW]	5 470,0	1 127,0
Moc elektryczna bloku w okresie letnim [kW]	5 334,0	1 127,0
Moc cieplna bloku w okresie grzewczym [kW]	9 080,0	1 020,0
Moc cieplna bloku w okresie letnim [kW]	9 080,0	1 020,0
Roczna produkcja energii elektrycznej [MWh]	39 879,0	8 339,8
Roczna produkcja ciepła [MWh]	67 192,0	7 548,0
Roczne zużycie energii chemicznej paliwa [MWh]	124 233,6	19 623,1
Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	32,10	42,50
Średnioroczna sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	54,09	38,46
Średnioroczna sprawność ogólna elektrociepłowni [%]	86,19	80,96
Średnioroczny wskaźnik skojarzenia	0,594	1,105
Oszczędność energii pierwotnej [%]	21,24	23,69

Tab. 2. Wyniki obliczeń wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną gazowych jednostek kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym

węglem i biomasą oraz charakteryzują się niższą emisją szkodliwych substancji do środowiska naturalnego. Ich efektywność ekonomiczna jest obecnie zależna od istnienia środków wspierania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji gazowej w postaci świadectw pochodzenia z kogeneracji gazowej (żółtych certyfikatów). Ich maksymalna wartość jest równa opłacie zastępczej, która w 2015 roku dla kogeneracji gazowej wynosi 121,53 zł/MWh.

- Najwyższą efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz najniższą jednostkową emisją CO<sub>2</sub> (kgCO<sub>2</sub>/kWh) charakteryzują się ciepłownicze bloki gazowo-parowe dużej mocy, z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary o mocy cieplnej w skojarzeniu 200–300 MW. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w tych blokach w trybie pracy ciepłowniczej wynosi ok. 55%, a w trybie pracy kondensacyjnej ok. 60%. Przeważająca część energii elektrycznej produkowana przez te bloki (ok. 90%) może być zaliczona do energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, za którą producent uzyskuje świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji. Przychody z ich sprzedaży w znaczący sposób podwyższają efektywność ekonomiczną elektrociepłowni.
- Ciepłownicze bloki gazowo-parowe średniej mocy, o mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 60 MW do ok. 200 MW, z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, charakteryzują się sprawnością wytwarzania energii elektrycznej ok. 50% i średnioroczną sprawnością ogólną elektrociepłowni ok. 78% oraz jednostkowymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej ok. 290 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ok. 335 zł/MWh.
- Ciepłownicze bloki gazowo-parowe średniej mocy, o mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 20 MW do ok. 60 MW, z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, mogą



Rys. 6. Jednostkowe, zdyskontowane na 2015 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach dużej, średniej i małej mocy, opalanych gazem ziemnym [zł/MWh] dla: 1) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary, 2) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, 3) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, 4) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 5) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO<sub>2</sub> w wysokości 168 zł/tCO<sub>2</sub>

być budowane, gdy znaczna część wytwarzanej energii elektrycznej będzie używana przez producenta lub gdy będą mogły być zasilane ze źródeł lokalnych gazu ziemnego, którego cena jest znacznie niższa od gazu ziemnego systemowego.

- Dla elektrociepłowni gazowych małej mocy (kogeneracyjnych źródeł rozproszonych) ciepłowniczym blokiem gazowym opalanych gazem ziemnym, charakteryzującym się najwyższą efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, jest blok

z silnikiem gazowym. Bloki te uzyskują wysoką efektywność ekonomiczną, gdy mogą pracować z czasem wykorzystania mocy (elektrycznej i cieplnej w skojarzeniu) powyżej 7000 godz./rok. Takie warunki pracy występują dla tych bloków w miejskich systemach ciepłowniczych, gdy wywarzone przez nie ciepło jest wykorzystywane do podgrzewania ciepłej wody użytkowej lub w zakładach przemysłowych do celów technologicznych.

---

**Bibliografia**

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 5 czerwca 2009 roku, L.140/16-L.140/62.
  2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 5 czerwca 2009 roku, L.140/63-L.140/87.
  3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z 23 kwietnia 2009 roku w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 5 czerwca 2009 roku, L.140/114-L.140/135.
  4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 14 listopada 2012 roku, L.315/1-L.315/56.
  5. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2013, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2014.
  6. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA, nr 12 (2014).
  7. Zaporowski B., Energy and Economic Effectiveness of Gas-Steam Combined Heat and Power Plants Fired with Natural Gas, *Archiwum Energetyki* 2012, t. XLII, nr 1, s. 123–137.
- 

**Bolesław Zaporowski**

dr hab. inż.

Politechnika Poznańska | Instytut Elektroenergetyki

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Absolwent Politechniki Poznańskiej. Na Politechnice Warszawskiej ukończył studia podyplomowe w zakresie energetyki jądrowej. Staże naukowe odbył m.in. w: Moskiewskim Instytucie Energetycznym, Instytucie Energetycznym im. G.M. Krzyżanowskiego w Moskwie, Wyższej Szkole Technicznej w Brnie, Uniwersytecie w Bolonii, Uniwersytecie Technicznym w Eindhoven oraz Uniwersytecie La Sapienza w Rzymie. Był kierownikiem Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1975–2006) oraz dwukrotnie dziekanem Wydziału Elektrycznego tej uczelni (1987–1990 i 1996–2002). Jego działalność naukowa jest związana przede wszystkim z technologiami wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W tej dziedzinie opublikował, jako autor lub współautor, ponad 200 prac naukowych, w tym ponad 70 za granicą.