

# Kogeneracja. Wielka szansa „małej energetyki”

Nowelizacja „Prawa energetycznego” wprowadzając w § 9 p. 4 zapis o możliwości uzyskiwania dopłaty za wytwarzanie tzw. żółtej energii, stworzyła możliwości nowych atrakcyjnych eksploatacyjnie rozwiązań w sektorze energetycznym. Dotyczy to systemu do jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej na bazie gazu.



Silniki i turbiny kogeneracyjne, są znane już od dawna, szczególnie w rozwiązaniach przemysłowych, np. EC II Lublin – Wrotków, ale mniejsze rozwiązania były zaniebdywane ze względu na bardzo duży koszt systemów, trudności ze współpracą z sieciami energetycznymi, dla których stanowiły tylko kłopot, a w związku z tym stosowano kogenerację głównie w obiektach, gdzie gaz stanowił odpad, np. biogaz z oczyszczalni ścieków oraz tam, gdzie można było wykorzystać energię elektryczną i ciepłą jednocześnie do własnych potrzeb.

Nowy zapis Prawa energetycznego nie tylko zmusza właścicieli sieci do przyjęcia odpłatnego każdej ilości wytworzonego prądu, ale również wprowadza dopłaty za kogenerację (w ściśle określonych proporcjach energii elektrycznej i ciepłej). Czyni to, zatem system bardzo atrakcyjnym pod względem kosztów eksploatacyjnych.

Szczególnym rozwiązaniem systemu, jest trigeneracja, mająca zastosowanie w systemach wykorzystujących ciepło dla celów chłodniczych, np. dla klimatyzacji oraz w przypadkach szczególnych, dodatkowe wykorzystywanie dwutlenku węgla ze spalin, np. w gospodarstwach szklarniowych, gdzie dwutlenek węgla służy do odżywiania roślin, a pozyskiwanie go umożliwia dodatkowe wykorzystanie ciepła kondensacji pary wodnej ze spalin.

## Trochę konkretów

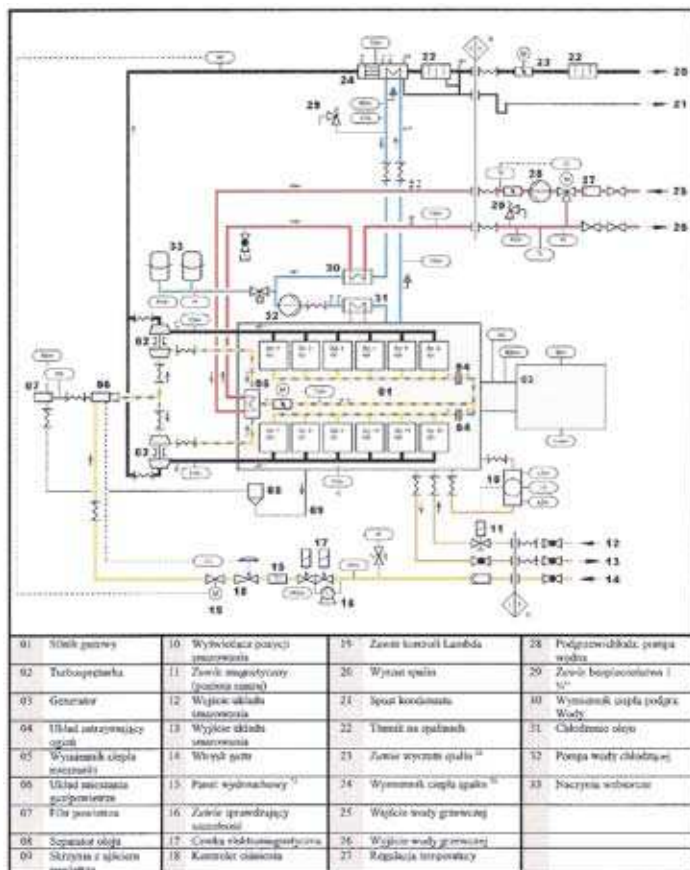
Zacznijmy od definicji:

**Układ kogeneracyjny znany powszechnie jako CHP** (z jęz. ang. Combined Heat Power) – jest to rozwiązanie pozwalające wytwarzać jednocześnie energię elektryczną oraz mechaniczną lub ciepłą. Klasycznym przykładem kogeneracji mechaniczno – elektrycznej jest silnik samochodowy z prądnicą lub alternatorem.

My zajmiemy się kogeneracją elektryczną i ciepłą, na bazie paliwa gazowego GZ – 50, dla mocy małych i średnich, na którą nie trzeba koncesji a jedynie świadectwo pochodzenia wydawane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Komunikat URE z dnia 25.04.2007 r. w nawiązaniu do Dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11.02.2004 r. Dz. Urz. UE L52.

Schemat technologiczny przykładowego modułu kogeneracyjnego (Rys.1.) pokazuje, że silnik gazowy wytwarza energię elektryczną napędzając generator, natomiast ciepło uzyskiwane jest w trzech pozycjach, a mianowicie:

- » z chłodzenia bloku silnika,
- » z chłodzenia mieszanki oleju do smarowania silnika,
- » z chłodzenia spalin.



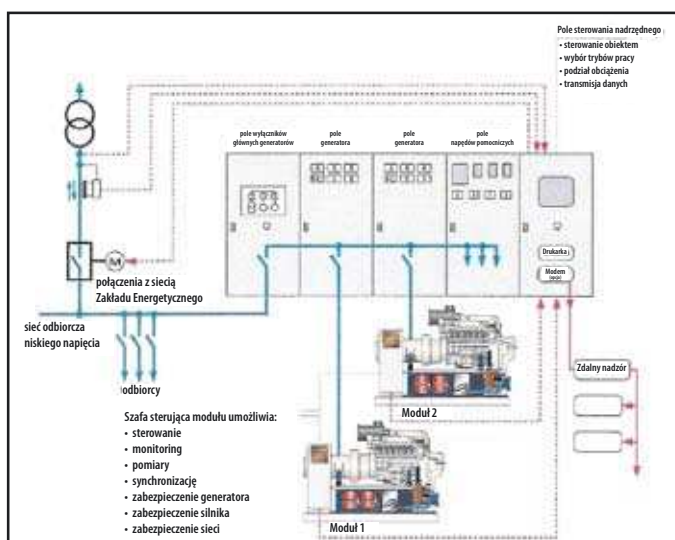
Rys.1. Schemat technologiczny modułu kogeneracyjnego

Chłodzenie spalin i bloku silnika jest oczywiste, natomiast dodatkowo wprowadzony jest układ chłodzenia oleju.

Wynika to z faktu, że moduł CHP pracuje w sposób ciągły przez 24 h/dobę przez ok. 8000 godz./rok, a więc konieczne jest, przy pracy automatycznej, stosowanie zewnętrznego układu stałego smarowania, umożliwiającego taką pracę.

Napięcie po stronie elektrycznej zakłada się na 400 V w układzie trójfazowym, natomiast najbardziej optymalne warunki dla wody chłodzącej to 90/70°C, co jednocześnie czyni je przydatnymi bezpośrednio dla celów grzewczych.

Bardzo korzystnym technicznie jest stosowanie dwóch lub więcej modułów CHP (Rys.2.), co stwarza lepsze warunki optymalizacji pracy i niezawodności całego systemu. Aby utrzymać optymalną pracę zespołu CHP oraz sprawność na poziomie ~90%, gwarantującą korzystanie z dopłaty z UE, wskazane jest przeanalizowanie proporcji zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, szczególnie w okresie letnim.



Rys. 2. Sposób połączenia dwóch modułów pracujących równolegle z siecią energetyczną

Praktyka wykazała, że najkorzystniejsze dziedziny to szpitalnictwo, baseny, szklarnie, układy technologiczne itp.

### Analiza techniczno – ekonomiczna stosowania systemów kogeneracyjnych

Analizę przeprowadzono w oparciu o gaz ziemny GZ-50, jako najdroższy, a więc o najdłuższym okresie amortyzacji inwestycji (gazy uzyskiwane w oczyszczalniach ścieków, wysypiskach oraz specjalnych biogazowniach są zdecydowanie tańsze).

Rozpatrzmy przykład systemu CHP zużywającego 100 m<sup>3</sup>/h gazu GZ-50, o wartości opałowej 10 kWh/m<sup>3</sup>:

- » Ilość wytwarzanej energii elektrycznej wynosi 350 kW/godz.
- » Ilość wytworzonego ciepła przy sprawności systemu 90% wynosi 550 kW/godz.

**Przypadek teoretyczny** tzn.: zapotrzebowanie po stronie elektrycznej i ciepłej jest zrównoważone z mocą wytworzoną.

- » zużycie energii elektrycznej, zakładając 8000 godzin pracy w roku:
- » 350 kW x 8 000 = 2 800 000 kWh/rok
- » cena tej energii, zakładając rozliczenie dwutaryfowe (ok. 38 gr/kWh):  
 $C_1 = 2\,800\,000 \times 0,38 = 1\,064\,000 \text{ zł/rok}$
- » zapotrzebowanie na ciepło:  
 $550 \text{ kW} \times 8\,000 = 4\,400\,000 \text{ kWh/rok}$
- » koszt gazu przy zastosowaniu kotła gazowego o sprawności 90% i cenie gazu 1,50 zł/m<sup>3</sup>:

$$C_2 = \frac{4\,400\,000}{10 \times 0,9} \times 1,5 = 733\,300 \text{ zł/rok}$$

- » koszt rocznej obsługi systemu – ok. 50 000 zł/rok

Razem roczny koszt uzyskania energii ciepłej i elektrycznej wynosi: 1 847 300 zł/rok

Koszt uzyskania podobnej energii z systemu CHP:

- » koszt gazu:  
 $C_3 = 100 \text{ m}^3/\text{h} \times 8\,000 \times 1,5 = 1\,200\,000 \text{ zł}$
- » dopłata na podstawie żółtego certyfikatu ze środków unijnych
- » ilość wytworzonej energii:  
 $(350 + 550) \times 8\,000 = 7\,200\,000 \text{ kWh/rok}$
- » minimalna stawka dopłaty 11 gr/kWh
- » wielkość rocznej dopłaty:  
 $7\,200\,000 \times 0,11 = 792\,000 \text{ zł/rok}$
- » roczny koszt obsługi i smarowania agregatu ~ 70 000 zł/rok, a więc:  
Roczny koszt uzyskania energii ciepłej w systemie CHP:  
 $1\,200\,000 + 70\,000 - 792\,000 = 1\,178\,000 \text{ zł/rok}$   
Oszczędność w skali roku:  
 $1\,847\,300 - 1\,178\,000 = 669\,300 \text{ zł/rok}$

Wyjaśniam, że przyjęta cena dopłaty jest ceną minimalną, gdyż posiadanie świadectwa pochodzenia i tzw. żółtego certyfikatu umożliwia sprzedaż dopłat na „wolnym rynku”. Aktualnie cena dopłaty to ok. 0,20 zł/kWh, co i tak jest tańsze od kar za brak u producentów energii, odpowiedniego udziału energii odnawialnej lub żółtej.

Cena kogeneratora wraz z automatyką i włączeniem w aktualny system ciepły i energetyczny to ok. 1 200 000 zł.

Czas amortyzacji:

$$t = \frac{1\,200\,000}{737\,500} = 1,62 \text{ roku}$$

Oczywiście jest to przykład teoretyczny, ale dający obraz jego opłacalności.

Przyjmijmy bilans zbliżony do **praktycznego**, bazujący na zapotrzebowaniu na moc ciepłą jako moc bazową, a więc:

- » zapotrzebowanie na moc ciepłą: 350 kW
- » roczne zużycie energii ciepłej:  
 $550 \times 8760 \text{ h/rok} \times 0,5 \approx 2\,400\,000 \text{ kWh/rok}$   
(Jest to zużycie ciepła dla potrzeb ciepłej wody w średniej wielkości szpitalu)
- » zapotrzebowanie na moc elektryczną: 200 kW
- » roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:  
 $200 \times 8760 \text{ h/rok} \times 0,7 = 1\,226\,400 \text{ kWh/rok}$
- » koszt obsługi, jak w poprzednim przykładzie
- » Roczne koszty eksploatacyjne w układzie tradycyjnym:
- » energia elektryczna:  
 $1\,226\,400 \times 0,38 = 466\,000 \text{ zł/rok}$
- » energia ciepła z kotłowni j.w.:  
 $\frac{2\,400\,000}{10 \times 0,9} \times 1,5 = 400\,000 \text{ zł/rok}$
- »  $466\,000 + 400\,000 + 50\,000 = 916\,000 \text{ zł/rok}$

ciąg dalszy na str. 22

ciąg dalszy ze str. 21

## Kogeneracja...

Roczny koszt przy zastosowaniu kogeneracji:

» koszt gazu:

$$K_1 = 100 \text{ m}^3/\text{h} \times 8760 \text{ h/rok} \times 0,6 \times 1,50 \text{ zł/m}^3 = 788\,400 \text{ zł/rok}$$

» wielkość dopłat za „żółty certyfikat”

$$K_2 = (2\,400\,000 \text{ kWh/rok} + 1\,226\,400 \text{ kWh/rok}) \times 0,11 \text{ zł/kWh} = 398\,900 \text{ zł/rok}$$

» zwrot kosztów za nadwyżkę energii elektrycznej przekazanej do sieci:

$$(350 \text{ kW} - 200 \text{ kW}) \times 8760 \text{ h/rok} \times 0,7 = 919\,800 \text{ kWh/rok}$$

» cena 1 kWh oferowana przez Zakład Energetyczny to: ok. 0,13 zł/kWh

$$K_3 = 919\,800 \times 0,13 = 119\,570 \text{ zł/rok}$$

» wartości odzyskane:

$$398\,900 + 119\,570 = 518\,470 \text{ zł/rok}$$

» koszt obsługi agregatu j.w.: tzn. 70 000 zł/rok, a więc:

Roczny koszt uzyskania energii przy zastosowaniu układu CHP:

$$788\,400 + 70\,000 - 518\,470 = 339\,930 \text{ zł/rok}$$

**Oszczędność w skali roku wynosi:**

$$916\,000 - 339\,930 = 576\,070 \text{ zł/rok}$$

**Czas amortyzacji systemu:**

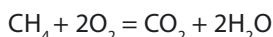
$$t = \frac{12\,000\,000}{576\,070} = 2,08 \approx 2 \text{ lata}$$

Tak, więc koszt zakupu kogeneratora z montażem zwraca się już po ok. 2 latach eksploatacji, a każdy następny rok przyniesie ok. 576 000 zł oszczędności. Powyższy przykład dotyczy analizy jednego ze szpitali w woj. lubelskim.

### Trigeneracja, czyli następny krok

Jeszcze bardziej wyrafinowanym technicznie rozwiązaniem jest trigeneracja, która pozwala odzyskać dodatkowo ze spalin dwutlenek węgla, w ilości ok. 2 kg/m<sup>3</sup> spalonego gazu.

Przypominam, że proces spalin to łączenie metanu CH<sub>4</sub> z tlenem z powietrza:



Wykorzystując dwutlenek węgla musimy schłodzić spaliny do temperatury ok. 40 ÷ 45°C, a więc oprócz dwutlenku węgla uzyskujemy dodatkowo 11% sprawności, wynikającej z odzyskania ciepła kondensacji.

Przy cenie CO<sub>2</sub> = 0,3 zł/kg, uzyskujemy dodatkowo oszczędność:

$$100 \text{ m}^3 \times 8760 \text{ h/rok} \times 0,6 \times 2 \times 0,3 \approx 315\,300 \text{ zł/rok}$$

Przypadek ten idealnie daje się wykorzystać w gospodarstwach szklarniowych, gdzie CO<sub>2</sub> wykorzystuje się do dożywniania roślin.

Jednakże nakłady inwestycyjne zwiększają się o ok. 400 000 na ekonomizer i filtr oczyszczający spaliny ze smaru, a więc amortyzacja nie ulegnie zmianie, gdyż zwiększona sprawność i wykorzystanie CO<sub>2</sub> pokrywa zwiększone koszty i inwestycje.

Dodatkowym walorem tego rozwiązania jest nie przeka-



Na podstawie analizy jednego ze szpitali w woj. lubelskim okazało się, że koszt zakupu kogeneratora z montażem zwraca się już po około dwóch latach eksploatacji

zywanie nadwyżki energii do sieci, ale wykorzystanie jej do zasilania promienników grzewczych, co jest opłacalne, ponieważ 1 kWh energii z gazu kosztuje 1,50 : 10 = 0,15 zł/kWh. Natomiast zwrot z sieci Z.E. tylko 0,13 zł/kWh.

*mgr inż. JANUSZ IBERSZER*

*Prezes Zarządu PZITS  
Oddział w Lublinie*

### Opracowanie zostało oparte na:

1. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promocji kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L52 z 21.02.2004 r.)
2. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 652 z późn. zm.) – Zmiany wprowadzone ustawą z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, Ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, oz.124).
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. 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 (Dz. U. Nr 185, poz.1314).
4. Urząd Regulacji Energetyki, komunikat z dnia 25 kwietnia 2007 r. w sprawie obowiązku uzyskania koncesji na wytworzenie energii elektrycznej w kogeneracji.
5. Schemat oparty na systemie „Centrum Elektroniki Stosowanej” Kraków, opublikowanym na II Forum Energetycznym w Białymstoku.