

Robert Wojtowicz
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Efektywność ekonomiczna przykładowego układu trójgeneracyjnego przy uwzględnieniu przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia

Idea trójgeneracji

Istnieje cała grupa obiektów, w których występuje równomierne zapotrzebowanie na ciepło, zimno i energię elektryczną. W wielu przypadkach zapotrzebowanie na ww. nośniki może zostać pokryte przez zainstalowanie układu kogeneracyjnego zintegrowanego z urządzeniem chłodniczym. Tak więc istnieje możliwość wytwarzania ciepła, zimna i energii elektrycznej w jednym układzie. Proces, w którym dokonuje się przemiana energii chemicznej paliwa jednocześnie do postaci ciepła, zimna i energii elektrycznej określany jest terminem trigeneracji lub trójgeneracji.

Urządzenia pracujące w układach trigeneracji powinny znaleźć zastosowanie m.in. w:

- zakładach przemysłowych (szczególnie w przemyśle spożywczym i chemicznym),
- ośrodkach sportowych,
- urzędach,
- szpitalach,
- centrach handlowych,
- hotelach itp.

Układy trójgeneracyjne zazwyczaj buduje się w oparciu o spalinowe silniki tłokowe lub turbiny gazowe oraz o zię-

biarki absorpcyjne. Ziębiarki mogą być zasilane spalinami, parą wodną lub gorącą wodą.

Przy produkcji energii elektrycznej w układach kogeneracyjnych zasilanych gazem powstaje równocześnie pewna ilość ciepła, która pochodzi z chłodzenia spalin (układy z turbinami gazowymi) lub – w przypadku chłodzenia spalin, oleju smarowego oraz czynnika chłodzącego korpus silnika – układów z silnikami tłokowymi.

Gdy wytworzona w skojarzeniu energia elektryczna nie może być zagospodarowana bezpośrednio w obiekcie, można ją odsprzedać do sieci energetycznej, natomiast z wykorzystaniem nadmiaru ciepła – szczególnie w okresie letnim – mogą być problemy i z reguły ciepło to jest bezpowrotnie tracone (odprowadzane do atmosfery poprzez chłodnie wentylatorowe). Stąd też powstała koncepcja układów trójgeneracyjnych, gdzie w okresie letnim ciepło wykorzystuje się do produkcji chłodu dla klimatyzacji.

W praktyce wykorzystywane są dwa rodzaje chłodziarek absorpcyjnych:

- bromolitowe ($\text{LiBr}/\text{H}_2\text{O}$),
- amoniakalne ($\text{H}_2\text{O}/\text{NH}_3$).

Świadectwa pochodzenia energii elektrycznej

Jednym z głównych założeń polityki energetycznej Unii Europejskiej jest wspieranie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, co ma się przełożyć na ograniczenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Wydaje się, iż Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy

2004/8/WE z 11 lutego 2004 r. jest najmocniejszym atutem Unii na drodze promocji kogeneracji.

Polska, Ustawą z dnia 12 stycznia 2007 r. [6], dostosowała swoje prawo do wymogów ww. dyrektywy, dzięki czemu funkcjonujący dotychczas w naszym kraju obowią-

zek zakupu odpowiedniej ilości energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom, którzy dokonują jej zakupu na własne potrzeby, zastąpiono obowiązkiem uzyskania i umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej. Świadectwa te dotyczą energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnym skojarzeniu.

Z pojęciem wysokosprawnej kogeneracji, według [6], mamy do czynienia wówczas, gdy wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

- jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10%, w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych, o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego,
- lub jednostce kogeneracji o zainstalowanej mocy elektrycznej poniżej 1 MWe, w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych, o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Ustawa [6] wprowadza dwa rodzaje świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, rozliczane oddzielnie:

- dla jednostek kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW,
- dla jednostek o mocy powyżej 1 MW innych niż opalane gazem.

Rozporządzenie [4] do ustawy [6] określa minimalny wymagany udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonej opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym. Udziały te podano w tablicy 1.

Analizy przykładowego układu trójgeneracyjnego

Przeprowadzona analiza ekonomiczna ma za zadanie sprawdzenie, jak wybrany tryb pracy układu trójgeneracyjnego wpływa na jego opłacalność oraz jak kształtuje się opłacalność takich układów w stosunku do gospodarki rozdzielonej. W tym celu przyjęto dwa warianty zaspokojenia potrzeb energetycznych obiektu.

Wariant 1 – układ trójgeneracyjny

Założono, że zainstalowany zostanie układ skojarzony oparty na silniku tłokowym o mocy elektrycznej 1,644 MW

Tablica 1. Wysokość zobowiązań w poszczególnych latach

Rok	Jednostki opalane paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy źródła poniżej 1 MW	Pozostałe jednostki kogeneracji
2008	2,7%	19%
2009	2,9%	20,6%
2010	3,1%	21,3%
2011	3,3%	22,2%
2012	3,5%	23,2%

Z założenia, ceny świadectw pochodzenia energii z kogeneracji powinny kształtować mechanizmy wolnorynkowe, jednak górny pułap tych cen będzie ograniczony poziomem opłaty zastępczej. W przypadku gdy podaż świadectw pochodzenia będzie niewystarczająca, ich ceny będą się zbliżać do poziomu opłaty zastępczej.

Jednostkowa opłata zastępcza dla źródeł gazowych lub źródeł o mocy poniżej 1 MW (Ozg) została zapisem ustawy [6] powiązana ze średnią ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w roku poprzedzającym jej obowiązywanie.

Poziom opłaty zastępczej dla tej kategorii źródeł (Ozg) określono jako nie niższy od 15% i nie wyższy od 110% średniej ceny energii.

Dla drugiej kategorii świadectw pochodzenia energii z kogeneracji opłatę zastępczą (Ozk) określono jako nie niższą niż 15% i nie wyższą od 40% średniej ceny energii na rynku konkurencyjnym. Wysokość opłat zastępczych obowiązujących w roku następnym ustala i ogłasza Prezes Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 31 maja każdego roku. W roku 2009 wysokość opłat zastępczych przedstawiała się następująco [2]:

- Ozg = 128,80 [zł/MWh], tj. 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- Ozk = 19,32 [zł/MWh], tj. 15% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

i mocy cieplnej 1,730 MW oraz dwa kotły gazowe o mocy 3,2 MW każdy, które będą pełnić rolę urządzeń rezerwowo-szczytowych. Do zaspokojenia zapotrzebowania na chłód zostaną zainstalowane: chłodziarka absorpcyjna o mocy chłodniczej 1,535 MW oraz chłodziarka sprężarkowa o mocy 1 MW.

Wariant 2 – gospodarka rozdzielona:

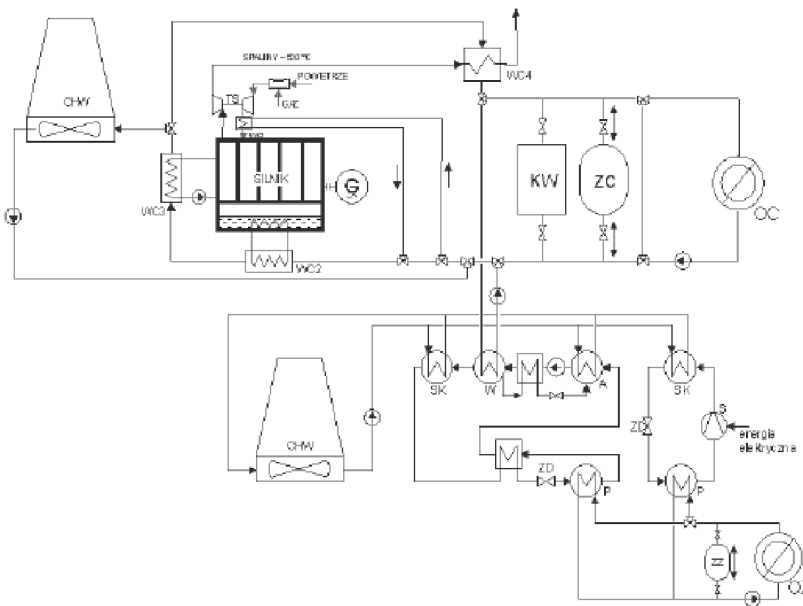
- do zaspokojenia zapotrzebowania na energię cieplną zostaną zainstalowane dwa kotły gazowe, zasilane

gazem ziemnym wysokometanowym kupowanym z sieci, o mocach 5 MW i 3 MW,

- do zaspokojenia zapotrzebowania na chłód zostaną zainstalowane dwa agregaty chłodnicze sprężarkowe, zasilane energią elektryczną z sieci, o mocach 1,5 MW i 1 MW,
- energia elektryczna kupowana będzie od zakładu energetycznego po stawkach wynikających z taryfy.

Na rysunku 1 został przedstawiony schemat układu trójgeneracyjnego, który może pracować zarówno na pokrycie potrzeb energetycznych zakładu przemysłowego, jak i dużego budynku użyteczności publicznej.

Dla potrzeb analizy techniczno-ekonomicznej przykładowego układu trójgeneracyjnego założono zestaw danych zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii.



Rys. 1. Schemat centralnego układu trójgeneracyjnego, opartego na silniku tłokowym, chłodziarce absorpcyjnej i sprężarkowej [1]

TS – turbosprężarka, W – warmik, CHW – chłodnica wentylatorowa, A – absorber, KW – kocioł wodny, ZD – zawór dławicowy, ZC – zasobnik ciepła, S – sprężarka, ZZ – zasobnik zimna, P – parownik, OC – odbiór ciepła, SK – skraplacz, OZ – odbiór zimna, WC1, WC2, WC3, WC4 – wymienniki ciepła układu kogeneracyjnego

Tablica 2. Zapotrzebowanie energii elektrycznej, cieplnej i chłodu w rozpatrywanym obiekcie

Okres	Zima				Lato				Wiosna, jesień			
	DWN	DWD	DRN	DRD	DWN	DWD	DRN	DRD	DWN	DWD	DRN	DRD
Symbol okresu	DWN	DWD	DRN	DRD	DWN	DWD	DRN	DRD	DWN	DWD	DRN	DRD
Czas trwania [godz.]	480	480	960	960	432	432	1008	1008	456	456	1044	1044
Energia elektryczna												
Obciążenie [MW]	0,5	1,0	0,7	2,5	0,4	0,7	0,6	1,0	0,5	1,0	0,7	2,0
Energia cieplna												
Obciążenie [MW]	4	6	5	8	0	1	0,5	1,5	3	4,5	5	6
Chłód												
Obciążenie [MW]	0	0	0	0	1	1,5	1	2,5	0	0,5	0	1

gdzie: DWN – dni wolne, noc; DRN – dni robocze, noc; DWD – dni wolne, dzień; DRD – dni robocze, dzień.

Charakterystyka zastosowanych urządzeń:

Kotły gazowe

- sprawność znamionowa $\eta = 0,9$.

Układ kogeneracyjny

- sprawność wytwarzania energii elektrycznej $\eta_{CHP} = 42,4\%$,
- sprawność całkowita układu $\eta = 87\%$,
- wskaźnik potrzeb własnych przyjęto jako równy 2% produkcji energii elektrycznej brutto.

Chłodziarki sprężarkowe śrubowe

- znamionowy współczynnik efektywności chłodniczej $\epsilon_s = 3,2$.

Chłodziarka absorpcyjna

- agregat bromolitowy, zasilany gorącą wodą o temperaturze 90°C,
- współczynnik efektywności chłodniczej $\epsilon_a = 0,72$,
- wskaźnik zużycia energii elektrycznej $\omega = 0,01$,
- zakres dopuszczalnych obciążeń: 10–100%.

Ponadto przyjęto, że zużycie energii elektrycznej przez pompy obiegu chłodzenia będzie równe: 3% mocy chłodniczej w przypadku chłodziarki sprężarkowej i 6% mocy chłodniczej w przypadku chłodziarki absorpcyjnej.

W przypadku wariantu 1, z układem trójgeneracyjnym, bardzo ważnym elementem analizy jest wybranie trybu pracy układu. Tryb pracy według [1] jest charakteryzowany jako sposób przejmowania przez poszczególne urządzenia zmiennego obciążenia cieplnego, chłodniczego i elektrycznego. Z wielu możliwych trybów pracy, dla potrzeb niniejszej analizy, przyjęto dwa z nich:

- tryb 1: wynikający z zapotrzebowania na energię elektryczną (tryb ZEE). Nie przewiduje się sprzedaży energii elektrycznej do sieci, a układ skojarzony pracuje w zakresie: od jego minimalnego dopuszczalnego obciążenia elektrycznego, do obciążenia znamionowego. Niedobory energii elektrycznej uzupełniane są z sieci.
- tryb 2: wynikający z zapotrzebowania na energię cieplną (tryb ZC). W tym trybie moduł skojarzony produkuje ciepło do zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło grzewcze oraz na potrzeby chłodziarki absorpcyjnej. Produkcja energii elektrycznej jest wynikowa, a jej nadwyżki są sprzedawane do sieci.

W obu przypadkach niedobory ciepła pokrywane są przez kotły gazowe.

Do obliczeń bilansowych przyjęto następujące założenia:

1. Wszystkie przyjęte do obliczeń ceny i koszty nie zawierają podatku VAT.
2. Cena zakupu energii elektrycznej (przyjęta według taryfy B23 dla Śląska – dane firmy Vattenfall):
 - szczyt: 287 zł/MWh,

– poza szczytem: 170 zł/MWh.

3. Cena sprzedaży energii elektrycznej do sieci: 155,44 zł/MWh [3].
4. Cena zakupu gazu ziemnego wysokometanowego z sieci: 1,225 zł/m³ (według taryfy Karpackiej Spółki Gazownictwa).
5. Jednostkowy koszt zrzutu spalin oszacowano na poziomie 0,0041 zł/m_n³ spalonego gazu.
6. Koszt eksploatacji i remontów: 0,03 zł/kWh [1].
7. Przyjęto, że 70% inwestycji będzie finansowane z kredytu komercyjnego, oprocentowanego w wysokości 10% w skali roku. Pozostałe 30% zostanie pokryte ze środków własnych.
8. Wartość stopy dyskonta przyjęto równą 10%.
9. Czas spłaty kredytu: 5 lat, bez okresu karencji w spłacie kredytu.
10. Czas budowy: 1 rok.
11. Czas eksploatacji układu ustalono na 15 lat.
12. Nie uwzględniono wskaźników wzrostu cen i kosztów.
13. Nie przewiduje się wzrostu kosztów osobowych i administracyjnych.
14. Koszt amortyzacji: 7%.

Nakłady inwestycyjne na poszczególne elementy systemu szacowano wskaźnikowo. Nakłady inwestycyjne dla poszczególnych wariantów pokrycia zapotrzebowania obiektu na nośniki energii oraz koszty i przychody – zestawiono w tabelicy 4.

Następnie przeprowadzono ocenę efektywności ekonomicznej inwestycji, wykorzystując wskaźnik wartości bieżącej netto *NPV* (*NPV* – *Net Present Value*), która dla czasu użytkowania układu przez *N* lat (od chwili oddania inwestycji do eksploatacji) wynika z dodania do siebie

Tablica 3. Wyniki obliczeń bilansowych dla wariantu 1 – z układem trójgeneracyjnym oraz dla wariantu 2 – z gospodarką rozdzielczą

Analizowana wielkość	Jednostka	Gospodarka skojarzona tryb ZEE	Gospodarka skojarzona tryb ZC	Gospodarka rozdzielona
Energia elektrycznej kupiona z sieci	[MWh]	1985	1322	11 220
Gaz ziemny 2E zakupiony z sieci	[m _n ³]	5 657 638	6 337 377	3 934 560
Energia elektryczna wyprodukowana, netto	[MWh]	8025,6	13 603,8	0
Ciepło wyprodukowane w skojarzeniu	[GJ]	30 403,5	52 587,4	0
Czas pracy agregatu kogeneracyjnego przy mocy znamionowej	[h]	4882	8274	0
Energia elektryczna sprzedana do sieci	[MWh]	0	49 15,4	0
Ilość wyprodukowanego chłodu	[GJ]	21 168	21 168	21 168,0
Zużycie energii elektrycznej w układach chłodniczych	[MWh]	304	304	1837,5
Zużycie ciepła do napędu chłodziarek absorpcyjnych	[GJ]	17 666,2	17 666,2	0
Ciepło wytworzone w kotłach	[GJ]	117 934,4	95 750,5	124 675,2

Tablica 4. Zestawienie nakładów inwestycyjnych oraz kosztów i przychodów

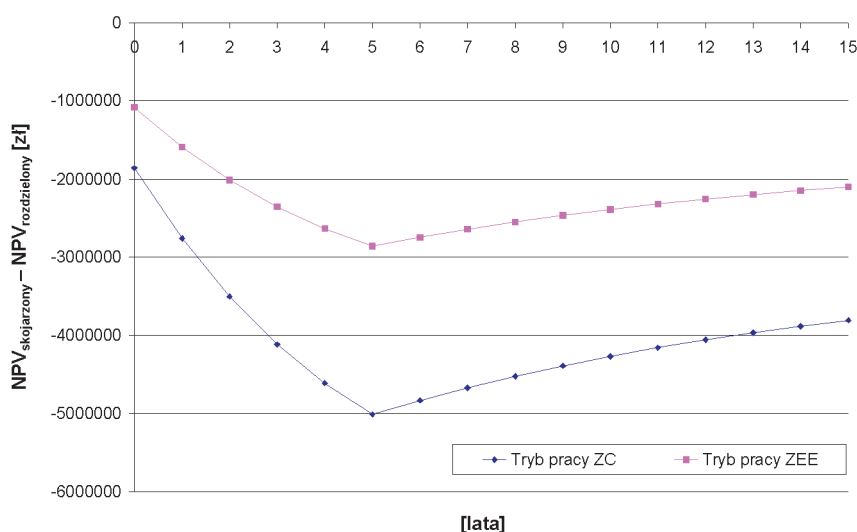
Analizowana wielkość	Jednostka	Gospodarka skojarzona tryb ZEE	Gospodarka skojarzona tryb ZC	Gospodarka rozdzielona
Nakłady inwestycyjne				
Koszt agregatu kogeneracyjnego	[zł]	3 244 988	3 244 988	0
Koszt agregatu absorpcyjnego		2 517 400	2 517 400	0
Koszt agregatu sprężarkowego		1 230 000	1 230 000	3 075 000
Koszt zakupu kotłów		1 443 995	1 443 995	1 753 385
Koszt synchronizacji z siecią		0	2 595 990	0
Całkowite koszty inwestycyjne		8 436 383	11 032 373	4 828 385
Kredyt		5 905 468	7 722 661	3 379 870
Przychody i wydatki				
Koszt zakupu energii elektrycznej z sieci	[zł/rok]	553 333	379 401	2 857 713
Koszt zakupionego gazu		6 930 606	7 763 287	4 819 836
Koszt eksploatacji i remontów		240 768	408 114	0
Koszt zrzutu spalin		23 196	25 983	16 132
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia		1 027 275	1 741 288	0
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej		0	764 046	0

przepływów pieniężnych przewidywanych w kolejnych latach działalności (włącznie z rokiem zerowym) [5].

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

gdzie:

- t – bieżący rok eksploatacji,
- N – całkowita liczba lat eksploatacji,
- CF_t – przepływ pieniężny w danym roku t ,
- r – stopa dyskonta.



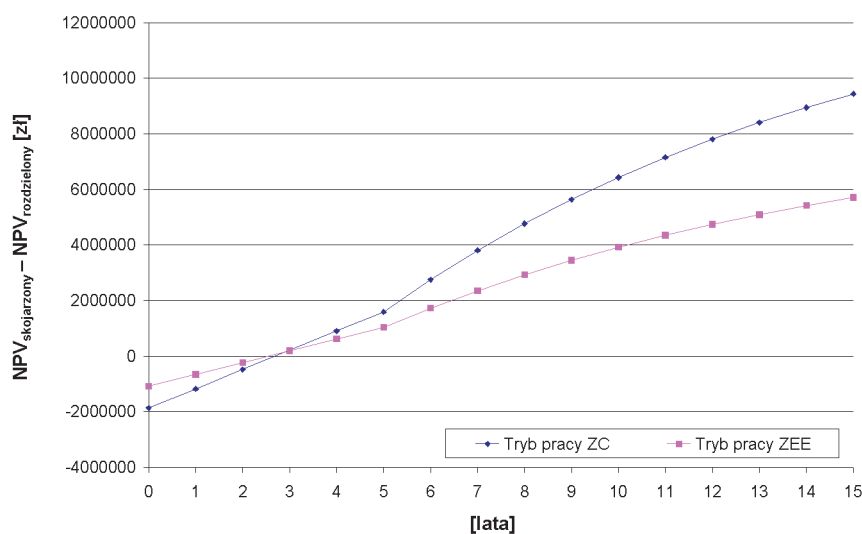
Rys. 2. Różnica wskaźnika NPV dla gospodarki skojarzonej i rozdzielonej, bez sprzedaży świadectw pochodzenia

W pierwszej kolejności porównano efekty finansowe układu trójgeneracyjnego z gospodarką rozdzieloną, gdy nie występuje sprzedaż świadectw pochodzenia energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu. Dokonano tego poprzez przedstawienie wartości różnicy wskaźnika NPV pomiędzy gospodarką skojarzoną i rozdzieloną. Wyniki przeprowadzonych obliczeń zobrazowano na rysunku 2.

Jak widać, jeżeli nie ma sprzedaży świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu wówczas układ trójgeneracyjny w każdym trybie pracy jest

nieopłacalny i taniej będzie kupować energię elektryczną oraz gaz z sieci. Niewątpliwie związane jest to z dość dużymi nakładami inwestycyjnymi na tego typu układy.

Następnie porównano efekty finansowe układu trójgeneracyjnego z gospodarką rozdzieloną, gdy występuje sprzedaż świadectw pochodzenia energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu – po cenie 128 zł/MWh [3]. Dokonano to poprzez przedstawienie wartości różnicy wskaźnika NPV pomiędzy gospodarką skojarzoną i rozdzieloną. Wyniki przeprowadzonych obliczeń zobrazowano na rysunku 3.



Rys. 3. Różnica wskaźnika NPV dla gospodarki skojarzonej i rozdzielonej, przy występowaniu sprzedaży świadectw pochodzenia

Podsumowanie

Na opłacalność układów kogeneracyjnych wpływa wiele czynników, z których najważniejsze to:

- cena paliwa gazowego,
- cena energii elektrycznej kupowanej oraz sprzedawanej do sieci,
- stopień wykorzystania układu, mierzony liczbą godzin pracy układu w ciągu roku,
- wysokość nakładów inwestycyjnych,
- cena świadectw pochodzenia.

Doposażenie układu kogeneracyjnego w urządzenia do produkcji chłodu (sprężarki absorpcyjne) i przekształcenie go w układ trójgeneracyjny w różny sposób wpływa na czynniki, które decydują o opłacalności takich układów: z jednej strony wydłuża się czas pracy urządzenia w ciągu roku, co powinno pozytywnie wpłynąć na jego opłacalność – szczególnie wtedy, gdy układ kogeneracyjny pracował tylko w okresie zapotrzebowania na ciepło lub gdy w okresie letnim nadmiar ciepła był odprowadzany do otoczenia w chłodniach wentylatorowych.

Dłuższy czas pracy to także większa ilość wyprodukowanej energii elektrycznej, która w zależności od potrzeb może zostać wykorzystana na miejscu lub sprzedana do sieci.

Przekształcenie układu skojarzonego w trójgeneracyjny pociąga jednak za sobą dość znaczne koszty: absorpcyjne układy chłodzenia, w stosunku do układów sprężarkowych, są około dwukrotnie droższe. Jak wykazały przedstawione wcześniej obliczenia efektywności ekonomicznej, koszty inwestycyjne mają bardzo duży wpływ na opłacalność ekonomiczną takich układów.

Rysunek 3 pokazuje, że jeżeli występuje sprzedaż świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu, wówczas w dłuższym użytkowaniu układ trójgeneracyjny w każdym trybie pracy jest bardziej opłacalny od gospodarki rozdzielonej. Jak widać na rysunku 3, po upływie około 3 lat; zarówno dla trybu pracy ZEE, jak i dla ZC, będą występować oszczędności finansowe. W perspektywie 15 lat, zdyskontowany zysk dla pracy układu w trybie ZEE wyniesie ok. 6 mln zł, natomiast w trybie pracy ZC – ok. 10 mln zł.

Kolejnym bardzo ważnym czynnikiem decydującym o opłacalności jest sprzedaż świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnym skojarzeniu.

Przeprowadzone analizy opłacalności pokazują jak duży wpływ na dodatni efekt ekonomiczny układów trójgeneracyjnych mają przychody ze sprzedaży ww. świadectw.

Reasumując, rozpatrzony w pracy przykład układu trójgeneracyjnego – w porównaniu z gospodarką rozdzieloną – jest opłacalny, pod warunkiem sprzedaży świadectw pochodzenia energii elektrycznej. Przy obecnym stanie rozwoju energetyki gazowej w Polsce, należy się spodziewać, że przez najbliższe lata będzie występować niedobór świadectw pochodzenia z kogeneracji gazowej – w stosunku do popytu, wynikającego z obowiązku zakupu. Taki stan rzeczy spowoduje, że ww. świadectwa będą osiągać ceny zbliżone do ich maksymalnego poziomu ustalonego przez Ministerstwo Gospodarki, czyli do kwoty 128 zł/MWh. Oznacza to, iż układy kogeneracyjne i trójgeneracyjne – mimo wysokich nakładów inwestycyjnych – będą konkurencyjne w stosunku do gospodarki rozdzielonej.

Prezentowany w niniejszym artykule przykład obliczeniowy jest wynikiem uproszczonej analizy wskaźnikowej. Został on przeprowadzony przy wielu założeniach upraszczających i nie należy traktować go jako analizy konkretnego przypadku, a jedynie jako ilustrację ogólnych zależności. Ze względu na złożoność uwarunkowań lokalnych, analizy opłacalności dla rzeczywistych przypadków powinny być przeprowadzane indywidualnie.

Artykuł nadesłano do Redakcji 4.03.2010 r. Przyjęto do druku 18.05.2010 r.

Recenzent: doc. dr inż. Andrzej Froński

Literatura

- [1] Kalina J.: *Skojarzone wytwarzanie ciepła, zimna i energii elektrycznej w systemach trójgeneracyjnych – aspekty techniczne i ekonomiczne*. Zakład termodynamiki i Energetyki Gazowej, Instytut Techniki Ciepłej Politechnika Śląska w Gliwicach,
- [2] Ogłoszenie Prezesa URE odnośnie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2009 r.
- [3] Ogłoszenie Prezesa URE odnośnie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2008 r.
- [4] 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, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 10.10.2007 r. Nr 185, poz. 1314).
- [5] Rubik M.: *Aktualne problemy skojarzonej gospodarki ciepło-chłodniczej w Polsce*. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej: Ciepło skojarzone; komfort zimą i latem – trójgeneracja, Gdańsk, 16.05.2005.
- [6] Ustawa z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie Ustawy *Prawo energetyczne*, Ustawy *Prawo ochrony środowiska* oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz.U. z 2007 r. Nr 21, poz. 124).



Mgr inż. Robert WOJTOWICZ – absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie; Wydział Paliw i Energii. Kierownik techniczny Laboratorium Badań Urządzeń Gazowniczych i Grzewczych Instytutu Nafty i Gazu.

ZAKŁAD UŻYTKOWANIA PALIW

Zakres działania:

- prace badawczo-rozwojowe z zakresu użytkowania paliw;
- badania typu według norm zharmonizowanych z Dyrektywą 90/396/EWG, dotyczącą urządzeń spalających paliwa gazowe;
- badania sprawności kotłów wodnych zasilanych paliwami gazowymi i olejowymi na zgodność z Dyrektywą 92/42/EWG;
- badania instalacji elektrycznych urządzeń gazowych i drobnego sprzętu domowego na zgodność z Dyrektywą Niskonapięciową 73/23/EWG;
- badania urządzeń grzewczych typu kominki oraz kuchnie i kotły na paliwo stałe, w oparciu o normy zharmonizowane z Dyrektywą 89/106/EWG;
- badania zapalniczek gazowych i ich zgodności z wymaganiami normy EN ISO 9994 oraz ich zabezpieczenia przed uruchomieniem przez dzieci, zgodnie z normą EN 13869;
- badania kominów metalowych i ceramicznych na zgodność z normami zharmonizowanymi z Dyrektywą Budowlaną 89/106/EWG;
- badania zakłóceń przewodzonych (wprowadzanie do sieci, odporność), w odniesieniu do Dyrektywy Kompatybilności Elektromagnetycznej;
- badania i wydawanie opinii technicznych o możliwości bezpiecznego użytkowania przemysłowych urządzeń zasilanych gazem;
- projektowanie i wykonanie mieszalni gazów oraz badanie zamienności paliw;
- ekspertyzy sądowe w zakresie użytkowania gazu.

Kierownik: dr inż. Zdzisław Gebhardt

Adres: ul Bagrowa 1, 30-733 Kraków

Telefon: 12 653-25-12 wew. 162

Faks: 12 653-16-65

E-mail: zdzislaw.gebhardt@inig.pl

