

Robert Wojtowicz
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Wpływ świadectw pochodzenia energii elektrycznej na efektywność ekonomiczną urządzeń kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym

W artykule przedstawiono uregulowania prawne wspierające wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji, jakie funkcjonują w Polsce. Szczegółowo omówiono wpływ świadectw pochodzenia na funkcjonowanie układów skojarzonych zasilanych gazem ziemnym. Przeprowadzono obliczenia efektywności ekonomicznej przykładowego układu CHP; bez uwzględnienia oraz z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia.

The certificates of origin electrical energy influence on economic efficiency combined head and power systems natural gas fuelled

Legal settlements supporting the production of electric energy and warm in the high-performance cogeneration which function in Poland were introduced in the article. Particularly over influence the certificates of origin on functioning combined head and power systems natural gas fuelled was talked. The calculations economic efficiency the example CHP without regard and with regard of receipts from sale the certificates of origin were conducted.

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 z 11 lutego 2004 r. 2004/8/WE jest najmocniejszym atutem Unii na drodze promocji kogeneracji. Polska, Ustawą z dnia 12 stycznia 2007 r. [5], dostosowała swoje prawo do wymogów ww. dyrektywy.

Dzięki temu funkcjonujący dotychczas w naszym kraju obowiązek 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 Ustawy [5] 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 elek-

trycznej 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 [5] 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 [3] do Ustawy [5] określa minimalny wymagany udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonyj opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym. Udziały te podano w tablicy 1.

W założeniu, ceny świadectw pochodzenia energii z kogeneracji powinny kształtować mechanizmy wolno-rynkowe, jednak górny pułap tych cen będzie ograniczony

Tablica 1. Wysokość zobowiązań w poszczególnych latach

| Rok | Jednostki opalane paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej 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% |

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 o mocy poniżej 1 MW (**Ozg**) została zapisem Ustawy [5] 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. Na rok 2009 wysokość opłat zastępczych przedstawia 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.

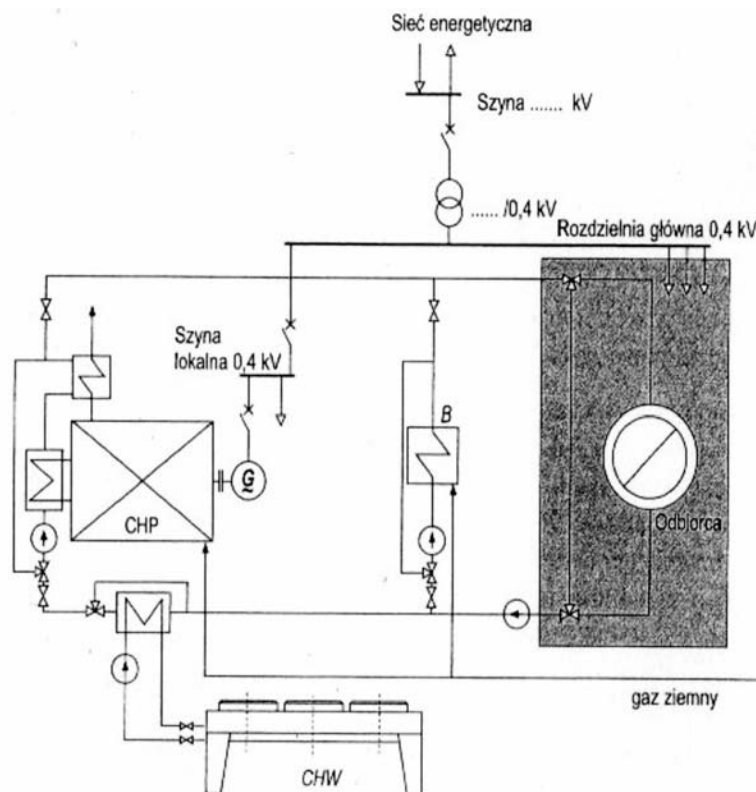
Jak widać, układy kogeneracyjne zasilane gazem oraz te o mocy elektrycznej poniżej 1 MW zostały potraktowane preferencyjnie w stosunku do pozostałych źródeł skojarzonych objętych świadectwami pochodzenia i opłatami zastępczymi. Wynika to z faktu, że Prezes URE, wyznaczając opłatę zastępczą, poza innymi czynnikami, uwzględnia różnicę pomiędzy kosztami energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Koszty dla źródeł gazowych są znacząco wyższe, ze względu na drogie paliwo.

Należy się spodziewać, że przy obecnym stanie rozwoju kogeneracji gazowej w Polsce przez najbliższe lata będzie występował niedobór świadectw pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji gazowej, w stosunku do popytu wynikającego z obowiązku zakupu. Taki stan rzeczy spowoduje, że ww. świadectwa będą uzyskiwać wyższe ceny od świadectw pochodzenia z innych źródeł. Cena świadectw pochodzenia dla elektrociepłowni gazowych będzie się zbliżać do

poziomu opłaty zastępczej, czyli do 128 zł/MWh. Biorąc pod uwagę fakt, iż średnie ceny energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnych układach kogeneracyjnych opalanych gazem na rynku konkurencyjnym osiągają poziom ok. 155 zł/MWh [1], producent dysponujący takim układem może się spodziewać przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia na poziomie ok. 280 zł/MWh.

Należy jednak zaznaczyć, że jest to prawdopodobnie najwyższa kwota, jaką producent będzie mógł uzyskać za wyprodukowanie 1 MWh energii elektrycznej przy wykorzystaniu paliwa gazowego.

W celu przeanalizowania, jaki wpływ na opłacalność układów kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym ma wprowadzenie świadectw pochodzenia; w dalszej części artykułu przeprowadzono obliczenia efektywności ekonomicznej układu skojarzonego opartego na silniku



Rys. 1. Schemat układu skojarzonego ze silnikiem spalinywym tłokowym [4]

spalinowym. Moc elektryczna rozważanego układu wynosi 2,717 MW, natomiast moc cieplna – 2,763 MW. Deklarowana przez producenta sprawność elektryczna to 41,9%, natomiast sprawność ogólna – 84,5%. Schemat układu przedstawiono na rysunku 1.

Przedstawiony układ jest również wyposażony w kocioł gazowy o mocy ok. 2 MW, który będzie pełnił funkcję kotła rezerwowo-szczytowego.

Ocenę efektywności ekonomicznej inwestycji przeprowadzono wykorzystując wskaźnik wartości bieżącej netto (NPV – *Net Present Value*), która – dla czasu użytkowania układu przez N lat od chwili oddania inwestycji do eksploatacji – wynika z dodania do siebie przepływów pieniężnych przewidywanych w kolejnych latach działalności (włącznie z rokiem zerowym) [4].

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

gdzie:

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

Do obliczeń wskaźników opłacalności przyjęto następujące założenia:

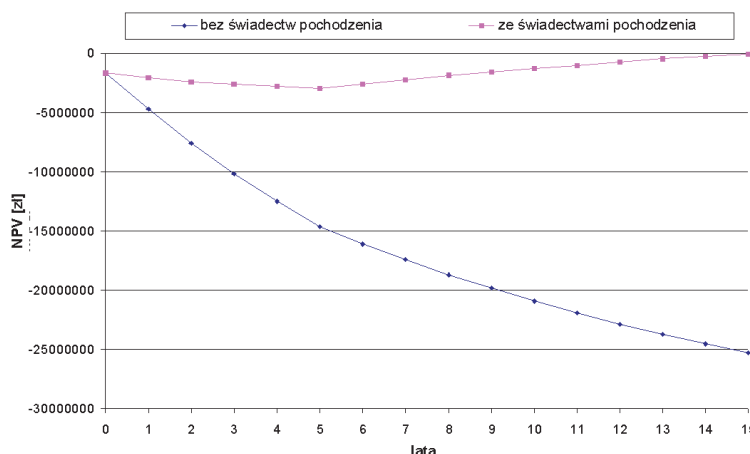
- a) założenia ekonomiczne
 - okres eksploatacji – 15 lat,
 - okres budowy – 1 rok,
 - nakłady inwestycyjne ogółem – ok. 5 423 608 zł,
 - udział kredytu w nakładach – 70%,
 - roczne oprocentowanie kredytu – 10%,
 - liczba lat spłaty kredytu – 5 lat,
 - stopa dyskonta – $r = 7,5\%$,
- b) założenia do wyznaczenia wskaźników kosztów
 - koszt amortyzacji przyjęto na poziomie 7%,
 - koszt eksploatacji i remontów – 0,03 zł/kWh,
 - koszt obsługi agregatu oszacowano zakładając, że zostaną zatrudnione 4 osoby, ze średnią pensją 2500 zł/miesiąc,
 - założono, że wartość likwidacyjna pokryje koszty rozbiórki obiektu i rekultywację terenu,
 - nie uwzględniono wskaźników wzrostu cen i kosztów,
 - cena sprzedaży energii elektrycznej – 155,44 zł/MWh,
 - cena sprzedaży energii cieplnej – 35 zł/GJ,
 - cena świadectwa pochodzenia – 128 zł/MWh.
 - cena zakupu gazu – 1,225 zł/m³ (według taryfy Karpackiej Spółki Gazownictwa),

- jednostkowy koszt zrzutu spalin oszacowano na poziomie 0,0041 zł/m³ spalonego gazu.

W pierwszej kolejności przeprowadzono obliczenia przy założeniu, iż urządzenie będzie pracować pełną mocą przez 95% czasu w ciągu roku (tzn. przez 8322 godziny) i cała wyprodukowana energia elektryczna będzie sprzedawana do sieci, natomiast energia cieplna będzie wykorzystana na poziomie 65%, co wynika z faktu spadku zapotrzebowania na ten nośnik energii poza sezonem grzewczym. Oprócz tego rozpatrzono dwa przypadki:

- nieuwzględnienia w przychodach wpływów pieniężnych ze sprzedaży świadectw pochodzenia,
- z uwzględnieniem w przychodach wpływów pieniężnych ze sprzedaży świadectw pochodzenia.

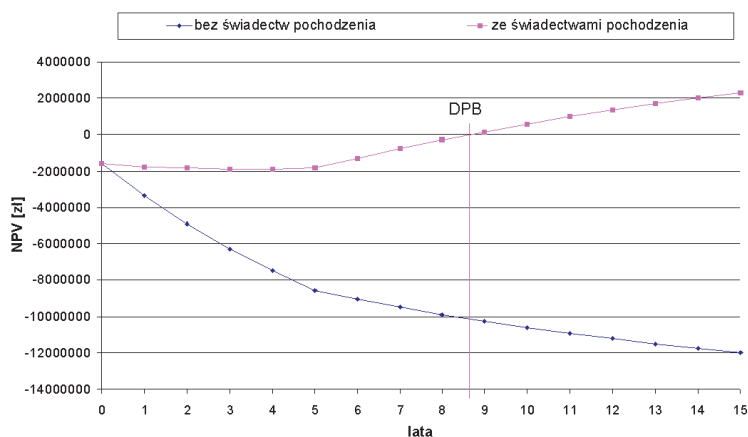
Wyniki przeprowadzonych obliczeń przedstawiono na rysunku 2.



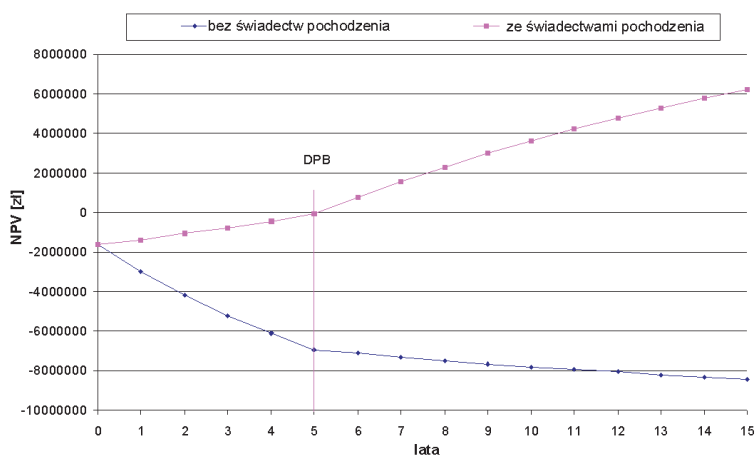
Rys. 2. NPV dla elektrowni pracującej przez 8322 h/rok, z wykorzystaniem ciepła na poziomie 65%

Warunkiem opłacalności przedsięwzięcia jest to, aby zdyskontowany zysk NPV miał wartość dodatnią. Powyższy wykres pokazuje, iż w obu rozpatrywanych przypadkach NPV jest mniejszy od zera. Jak widać, nawet wprowadzenie świadectw pochodzenia dla przyjętego wariantu pracy układu nie gwarantuje opłacalności przedsięwzięcia. Taki stan rzeczy związany jest z dość wysoką ceną paliwa gazowego. W momencie, gdy nie ma zapotrzebowania na energię cieplną i sprzedawana jest tylko energia elektryczna, przychody z jej sprzedaży nie są w stanie zrekompenzować kosztów paliwa gazowego.

Następne obliczenia przeprowadzono zakładając, iż układ kogeneracyjny będzie pracował tylko wówczas, gdy występuje zapotrzebowanie na energię cieplną. Przyjęto czas pracy równy 5100 h/rok. Pozostałe dane do obliczeń – jak w pierwszym przypadku. Wyniki przeprowadzonych obliczeń przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. NPV dla elektrociepłowni pracującej przez 5100 h/rok, z wykorzystaniem ciepła na poziomie 100%



Rys. 4. NPV dla elektrociepłowni pracującej przez 5100 h/rok, z wykorzystaniem ciepła na poziomie 100% i przy cenie gazu równej 1,04 zł/m³

Jak widać na rysunku 3, skrócenie czasu pracy układu skojarzonego bez przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia w dalszym ciągu nie gwarantuje opłacalności. Jednak gdy w bilansie finansowym uwzględnimy wpływy pieniężne ze sprzedaży świadectw pochodzenia – przedsięwzięcie osiąga dodatni efekt ekonomiczny. Zdyskontowany czas zwrotu inwestycji DPB wynosi ok. 8,7 roku.

Kolejną analizę ekonomiczną przeprowadzono w celu sprawdzenia, jaki wpływ na opłacalność inwestycji będzie miało obniżenie ceny gazu ziemnego. Założono obniżkę o 10%, natomiast pozostałe dane do obliczeń – jak w przykładzie 3. Wyniki przeprowadzonych obliczeń przedstawiono na rysunku 4.

Jak widać, spadek ceny gazu o 10% znacznie obniża zdyskontowany czas zwrotu inwestycji DPB, ponieważ jego wartość wynosi ok. 5 lat.

Dotyczy to oczywiście przypadku, gdy w przychodach uwzględniane są wpływy ze świadectw pochodzenia.

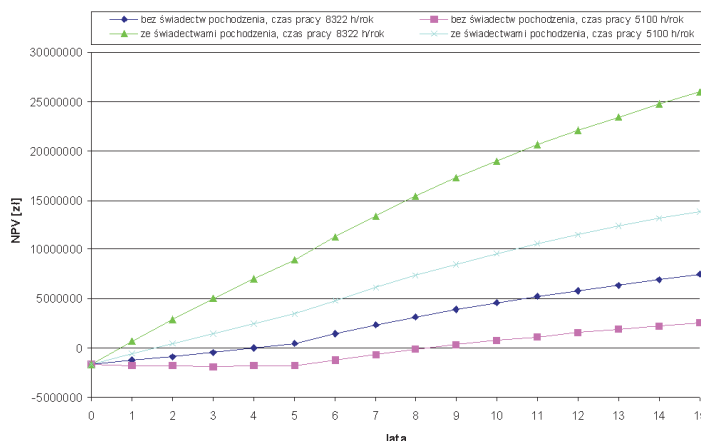
Założony spadek ceny gazu jest realny do osiągnięcia, gdyż o tyle (według różnych prognoz) w drugim kwartale 2009 roku mają spaść ceny gazu na światowych rynkach.

Ostatnią analizę opłacalności wykonano przy założeniu, iż rozpatrywany układ kogeneracyjny będzie zainstalowany w zakładzie produkcyjnym i cała energia elektryczna i ciepła będzie zużywana na miejscu, na potrzeby zakładu. Przyjęto, że dotychczas energia elektryczna była kupowana z sieci po cenie 287 zł/MWh (cena według taryfy firmy Enion dla Krakowa). Pozostałe dane do obliczeń – jak w przykładzie 2. Rozpatrzono cztery przypadki:

- czas pracy układu – 8322 h/rok, bez uwzględnienia w przychodach wpływów pieniężnych ze sprzedaży świadectw pochodzenia,
- czas pracy układu – 8322 h/rok, z uwzględnieniem w przychodach wpływów pieniężnych ze sprzedaży świadectw pochodzenia,
- czas pracy układu – 5100 h/rok, bez uwzględnienia w przychodach wpływów pieniężnych ze sprzedaży świadectw pochodzenia,
- czas pracy układu – 5100 h/rok, z uwzględnieniem w przychodach wpływów pieniężnych ze sprzedaży świadectw pochodzenia.

Wyniki przeprowadzonych obliczeń przedstawiono na rysunku 5.

Jak widać na rysunku 5, w każdym rozpatrywanym przypadku, gdy układ pracuje na potrzeby własne zakładu osiąga zadowalające efekty ekonomiczne. Związane jest to z faktem uniknięcia znacznych kosztów zakupu energii



Rys. 5. NPV dla elektrociepłowni pracującej na potrzeby własne zakładu

elektrycznej z sieci, pomimo wysokiej ceny gazu ziemnego systemowego. Oczywiście przychody ze sprzedaży

świadectw pochodzenia w znacznym stopniu poprawiają atrakcyjność ekonomiczną takiego przedsięwzięcia.

Podsumowanie

Przeprowadzone w niniejszym artykule obliczenia dowodzą, że wprowadzenie dyrektywy kogeneracyjnej do polskiego ustawodawstwa – z równoczesnym wdrożeniem handlu świadectwami pochodzenia – zmieniło uwarunkowania rozwoju dla układów kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym wysokometanowym.

Przeprowadzone analizy opłacalności pokazują, jak duży wpływ na dodatni efekt ekonomiczny tego typu przedsięwzięcia mają przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia. W szczególnie korzystnej sytuacji są gazowe układy skojarzone produkujące energię elektryczną i ciepło

na pokrycie własnych potrzeb energetycznych przedsiębiorstwa, w którym zostały zamontowane w stosunku do tych sprzedających swoje produkty na rynku.

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.

Recenzent: doc. dr inż. Andrzej Froński

Literatura

- [1] Ogłoszenie Prezesa URE odnośnie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2008 r.
- [2] Ogłoszenie Prezesa URE odnośnie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2009 r.
- [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. 185, poz. 1314 z dnia 10 października 2007 r.).
- [4] Skorek J., Kalina J.: *Gazowe układy kogeneracyjne*. WNT, Warszawa 2005.
- [5] 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.