

Metodyka i modele matematyczne poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła

Ryszard Bartnik, Waldemar Skomudek, Aleksandra Otawa

Politechnika Opolska, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Instytut Innowacyjności Procesów i Produktów, ul. Sosnkowskiego 31, 45-272 Opole

Streszczenie: Warunkiem uzyskania korzyści ekonomicznych, energetycznych oraz ekologicznych w wyniku inwestycji w wysokosprawną kogenerację jest dobór odpowiedniej technologii skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej. Technologia ta musi być dostosowana do specyfiki danego podmiotu i powinna charakteryzować się największym zyskiem, bowiem pozytywny efekt ekonomiczny w gospodarce rynkowej jest czynnikiem decydującym o celowości zastosowania konkretnego rozwiązania technicznego i warunkuje tego typu decyzje inwestycyjne. Wybór najefektywniejszej ekonomicznie spośród wszystkich możliwych technologii kogeneracyjnych jest wobec tego dla współczesnych podmiotów wykorzystujących źródła ciepła realnym wyzwaniem i wymaga opracowania nowych lub zmodyfikowania istniejących już metodyk. W artykule przedstawiono metodykę oraz modele matematyczne w zapisie z czasem ciągłym, które umożliwiają prowadzenie analiz techniczno-ekonomicznych dla prezentacji optymalnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła. Zaprezentowana metodyka jest innowacyjnym podejściem do wykonywania szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych procesów inwestycyjnych w podmiotach wykorzystujących źródła ciepła.

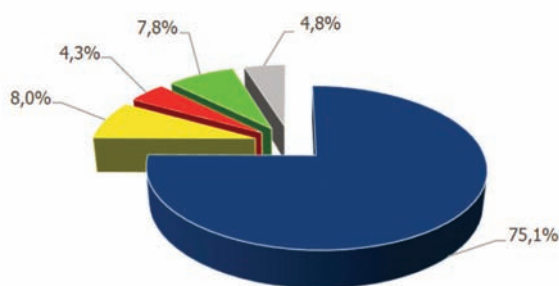
Słowa kluczowe: strategia inwestycyjna, efektywność ekonomiczna, inwestycje w energetyce, kogeneracja

1. Wprowadzenie

Ciągły wzrost populacji ludzkiej oraz nieustanny rozwój cywilizacyjny pociąga za sobą wzrost zapotrzebowania na energię, dlatego konieczne jest wykorzystywanie źródła energii w sposób wysokosprawny, efektywny, a przy tym niewpływający niekorzystnie na stan środowiska naturalnego. Jednym z udoskonalonych sposobów wykorzystywania źródeł energii są techniki produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Jednak pomimo postępującego rozwoju tych technik jeszcze przez wiele lat energia elektryczna będzie wytwarzana głównie w elektrowniach i elektrociepłowniach ciepłych spalających paliwa kopalne: węgiel, paliwa ciekłe i paliwa gazowe [13, 14].

Produkcja ciepła w Polsce jest w dużej mierze oparta na węglu kamiennym (rys. 1), głównie ze względu na duże zasoby naturalne tego surowca i stosunkowo niską cenę.

Sukcesywnie zwiększające się ceny paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła naturalnie powodują wzrost jego średniej



Rys. 1. Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła w 2014 r. [7]
Fig. 1. The structure of fuels used to produce heat in 2014 [7]

ceny (tab. 1). Mając na uwadze ten fakt, należy poszukiwać innych, alternatywnych możliwości produkcji energii, które pozwolą obniżyć koszty wytworzenia ciepła, m.in. powinno się w większym stopniu wykorzystywać dostępne wysokoefektywne technologie konwersji energii, np. skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (tzw. kogenerację) [13, 14].

Wspieranie rozwoju produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu jest od kilku lat celem polityki energetycznej Unii Europejskiej, gdyż skojarzone wytwarzanie elektryczności i ciepła jest jednym z najważniejszych sposobów ekologicznego i ekonomicznego wytwarzania energii. Wyrazem tego jest Dyrektywa 2004/8/WE [11]. Promowanie wysokosprawnej skojarzonej gospodarki ciepłno-elektrycznej w zależności od

Autor korespondujący:

Waldemar Skomudek, w.skomudek@po.opole.pl

Artykuł recenzowany

nadesłany 10.10.2016 r., przyjęty do druku 02.12.2016 r.



Zezwala się na korzystanie z artykułu na warunkach licencji Creative Commons Uznanie autorstwa 3.0

Tabela 1. Średnia cena ciepła (bez usługi przesyłowej) wytworzonego z różnych rodzajów paliw [7, 8]

Table 1. The average price of heat (without transmission service) generated from different fuels [7, 8]

Rodzaj paliwa	Średnia cena ciepła [zł/GJ]		
	2012	2013	2014
Węgiel kamienny	32,31	34,45	36,96
Węgiel brunatny	22,31	24,11	25,84
Olej opałowy lekki	83,20	89,84	102,07
Olej opałowy ciężki	28,40	33,53	38,02
Gaz ziemny wysokometanowy	49,48	58,23	61,45
Gaz ziemny zaazotowany	37,01	39,36	41,18
Biomasa	33,41	37,06	39,60
Odnawialne źródła energii	39,03	39,97	40,95

zapotrzebowania na ciepło użytkowe niesie ze sobą ogromne korzyści, jakie zostaną osiągnięte dzięki oszczędnościom energii chemicznej paliw pierwotnych (PES, *Primary Energy Saving* [6]). Zmniejszenie zużycia energii chemicznej paliw pierwotnych, uzyskane dzięki realizacji skojarzonej gospodarki ciepłno-energetycznej, jest głównym efektem ekonomicznym gospodarki skojarzonej [13].

Przyjęta przez Parlament Europejski dyrektywa 2012/27/UE w dniu 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej uznaje kogenerację za jeden ze środków do zapewnienia realizacji wymogów Unii Europejskiej w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej. W Polsce już od kilkadziesiąt lat dostrzegane są bardzo duże korzyści z rozwoju kogeneracji, co i ostatnio znalazło swój wyraz w podpisanej w kwietniu 2014 r. nowelizacji Prawa energetycznego, przedłużającą do końca 2018 r. system wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach wysokosprawnej kogeneracji. Prace nad nowym systemem wsparcia dla kogeneracji zostały dopiero rozpoczęte i prowadzą je aktualnie cztery izby: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie i Izba Gospodarcza Gazownictwa. Prawdopodobnie nowy system wsparcia będzie podobny do systemu aukcyjnego wprowadzonego przez ustawę o odnawialnych źródłach energii, która obowiązuje od początku 2016 r. [10].

Polska jest jednym z krajów, w których udział produkcji ciepła w układach skojarzonych w łącznej produkcji ciepła w źródłach scentralizowanych kształtuje się na relatywnie wysokim poziomie. W 2011 r. wyniósł on ok. 64% ciepła wytworzonego ogółem, co pozwala rocznie w skali kraju spalać o kilkanaście procent węgla mniej. Choć jest to liczba znacząca, to pozostaje jednak jeszcze bardzo duży zakres do wykorzystania przez kogenerację, co jest konieczne. Zobowiązanie do redukcji gazów cieplarnianych przez polską gospodarkę, bazującą na energii elektrycznej wytwarzanej z węgla kamiennego i brunatnego, jest bardzo kosztowne, i prowadzi do jej osłabienia. Należy przy tym zaznaczyć, co bardzo istotne, że węgiel, którego zasoby

w kraju są duże, pozostanie dalej podstawowym paliwem w krajowej energetyce. Ważne jest, aby politykę energetyczną w kraju prowadzić tak, by ponosić jak najmniejsze koszty dostosowania się do unijnych wymogów klimatycznych [9].

Wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach wysokosprawnej kogeneracji ma sprzyjać budowie nowych, wysokosprawnych źródeł kogeneracyjnych oraz modernizacji istniejących. Co więcej, zgodnie z podjętą 10 listopada 2009 r. przez Radę Ministrów uchwałą dotyczącą „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” [12], wielkość produkcji energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji ma zostać niemal podwojona z poziomu 24,4 TWh w 2006 r. do 47,9 TWh w 2030 r. Udział tej energii w całkowitej jej produkcji wyniesie wówczas 22% (w 2006 r. udział ten wynosił 16,2%). Założony cel ma zostać osiągnięty poprzez budowę nowych źródeł kogeneracyjnych i modernizację istniejących oraz zastąpienie nimi do 2030 r. wszystkich ciepłowni. Inwestycje w technologicznej kogeneracji są dla polskich ciepłowni koniecznością i jednocześnie kierunkiem rozwoju, który niesie ze sobą poprawę ekonomiki ich działalności oraz wzrost ich efektywności energetycznej oraz ekologicznej.

Niewyrażona *expressis verbis* wymowa powyższych faktów pokazuje potrzebę opracowania metodyki i modelu matematycznego opisującego przestrzeń funkcyjną zjawisk techniczno-ekonomicznych zachodzących w procesach skojarzonego wytwarzania elektryczności i ciepła w celu ich analizy. Konieczne jest znalezienie odpowiedzi m.in. na następujące fundamentalne pytanie. Jaki jest ekonomicznie uzasadniony poziom produkcji energii elektrycznej w stosunku do produkcji ciepła w jego źródłach zależny od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i ich zmian w czasie, a także jak na ten poziom wpływa wysokość jednostkowych, taryfowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego oraz, co bardzo istotne, koszt zakupu pozwoleń na emisję CO₂?

2. Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestowania w źródła ciepła

Podjęcie ostatecznej decyzji o realizacji inwestycji budowy układu kogeneracyjnego oraz wybór konkretnej konfiguracji tego układu musi być zdeterminowany przez rachunek ekonomiczny, gdyż nawet najbardziej korzystne wskaźniki efektywności energetycznej i ekologicznej nie są czynnikami, które warunkują tego typu decyzje. Pozytywny efekt ekonomiczny wynikający z przeprowadzonej analizy opłacalności jest racjonalnym argumentem przemawiającym za realizacją tego typu inwestycji.

Ocenę efektywności ekonomicznej inwestycji w sektorze paliw i energii przeprowadza się zgodnie z obowiązującymi standardami przeprowadzania analiz efektywności ekonomicznej, które w zakresie inwestycji przemysłowych ujęte zostały w zaleceniach UNIDO. Do głównych wskaźników opłacalności zalicza się wartość bieżącą netto po zakończeniu eksploatacji obiektu NPV osiągniętą przez wszystkie lata eksploatacji przedsiębiorstwa przeliczoną na chwilę aktualną, wskaźnik wartości bieżącej netto NPVR, wewnętrzną stopę zwrotu kapitału inwestycyjnego IRR, prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych SPB oraz dynamiczny okres zwrotu poniesionych nakładów DPBP. Są to tzw. metody dyskontowe i opierają się na przepływach pieniężnych sprowadzonych do określonego terminu. Do przybliżonej oceny ekonomicznej przedsięwzięcia stosuje się również metodę prostej stopy zwrotu (ang. *simple rate of return*), metodę okresu zwrotu nakładów PBP (ang. *pay-back period*) oraz test pierwszego roku [15, 16].

Są to mierniki uwzględniające zmianę wartości pieniądza w czasie i ujmujące korzyści finansowe w kategorii przepływów pieniężnych. W literaturze przedmiotu mierniki te przedstawiane są wyłącznie za pomocą zapisów dyskretnych, za pomocą szeregów, i tylko w tej postaci są stosowane. I tak całkowity zysk netto zdefiniowany jest wzorem [1]:

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} - J_0, \quad (1)$$

i za jego pomocą przy założeniu, że $NPV = 0$ definiuje się mierniki IRR i $DPBP$:

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,brutto}}{(1+IRR)^t} = J_0, \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} = J_0, \quad (3)$$

gdzie:

$CF_{t,netto}$ – przepływy pieniężne (*Cash Flow*) netto w kolejnych latach, będące różnicą między przychodami S_R ze sprzedaży produktów (np. energii elektrycznej i ciepła) i wydatkami (kosztami eksploatacji K_e oraz podatkiem dochodowym od zysku brutto P , oczywiście bez kosztów amortyzacji, nie są one bowiem wydatkiem w trakcie trwania eksploatacji; amortyzacja we wzorach (1)–(3) to oczywiście J_0 ; $CF_{t,netto} = S_R - K_e - P$ [1],

$CF_{t,brutto}$ – przepływy pieniężne brutto; przepływy brutto nie uwzględniają podatku dochodowego; $CF_{t,brutto} = S_R - K_e$,
 J_0 – zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia eksploatacji przedsiębiorstwa $t = 0$ nakłady inwestycyjne J poniesione na jego budowę (nakłady J_0 muszą być oczywiście zwrócone, tj. zamortyzowane),

N – wyrażony w latach kalkulacyjnych okres eksploatacji przedsiębiorstwa,

t – kolejne lata eksploatacji przedsiębiorstwa, $t = 1, 2, \dots, N$.

Zdyskontowane nakłady J_0 po prawej stronie wzoru (2), zgodnie z definicją stopy IRR , są również jej funkcją [1].

W zapisie z czasem ciągłym wielkość NPV (wzór (1)) wyraża się, co wykazano w [1], zależnością [1–4]:

$$NPV = \int_0^T [S_R - K_e - F - R - (S_R - K_e - F - A)p] e^{-rt} dt, \quad (4)$$

gdzie:

A – rata amortyzacji,

F – zmienne w czasie odsetki (koszty finansowe) od środków inwestycyjnych J_0 ; odsetki F są nieznaną funkcją zmiennych w czasie rat R ; $F = F[R(t)]$,

K_e – zmienne w czasie roczne koszty eksploatacji,

N – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji elektrowni,

p – zmienna w czasie stopa podatku dochodowego,

R – zmienna w czasie rata spłaty kredytu,

r – zmienna w czasie stopa dyskonta,

S_R – zmienny w czasie roczny przychód,

t – czas,

T – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji elektrowni.

Zmienne w czasie roczne koszty eksploatacji K_e obejmują: koszt paliwa K_{pal} , koszt wody uzupełniającej K_{wu} , koszt płac

z narzutami K_{plac} , koszt konserwacji i remontów K_{rem} , koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych K_m , koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska K_{sr} (m.in. opłaty za emisję spalin do atmosfery, odprowadzanie ścieków, składowanie odpadów itp.), koszt podatków, opłat i ubezpieczeń K_p oraz koszt zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla K_{CO_2} [1–4]:

$$K_e = K_{pal} + K_{wu} + K_{plac} + K_{rem} + K_m + K_{sr} + K_p + K_{CO_2}. \quad (5)$$

Koszt K_{CO_2} , który jest skutkiem prowadzonej przez „starą” piętnastkę Unii Europejskiej polityki klimatycznej, prowadzi do zwielokrotnienia kosztów eksploatacji K_e elektrowni. Sumy kosztów $K_{wu} + K_m + K_{plac} + K_p$ we wzorze (5) można uwzględnić zwiększając kolejno na przykład o kilka procent koszt K_{pal} i o kilkanaście, kilkadziesiąt procent koszt K_{rem} .

Ze wzoru (4) z warunku $NPV = 0$ wyznacza się kolejne mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji w zapisie z czasem ciągłym: wartość oprocentowania IRR , jakie przynosi zainwestowany kapitał J oraz wyrażony w latach czas jego zwrotu $DPBP$:

$$\int_0^T (S_R - K_e) e^{-IRRt} dt = \int_0^T [F(IRR) + R(IRR)] e^{-IRRt} dt, \quad (6)$$

$$DPBP \int_0^{DPBP} [S_R - K_e - (S_R - K_e - F - A)p] e^{-rt} dt = \int_0^{DPBP} (F + R) e^{-rt} dt. \quad (7)$$

Miernik IRR (wzór (6)), zgodnie z jego definicją [1], wyznacza się przy założeniu, że podatek dochodowy P równa się zero: $P = (S_R - K_e - F - A)p = 0$. Zapisy $F(IRR)$ i $R(IRR)$ we wzorze (6) oznaczają, że koszt finansowy F i rata spłaty kredytu R są funkcjami stopy IRR , gdy natomiast we wzorach (4) i (7) są wraz z ratą amortyzacji A funkcjami stopy r [1]. Prawe strony wzorów (6) i (7) reprezentują zdyskontowany nakład inwestycyjny J_0 [1]:

$$J_0 = zJ \quad (8)$$

gdzie:

J – nakłady inwestycyjne; zależą od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, PLN,

z – współczynnik dyskontujący (współczynnik zamrożenia) kapitał inwestycyjny J na moment zakończenia budowy inwestycji, $z > 1$; współczynnik ten uwzględnia niepożądaną wpływ zamrożenia nakładów inwestycyjnych w okresie b lat trwania budowy, nie przynoszą one w tym czasie zysków, rosną natomiast odsetki od kapitału J [1]:

$$z = \frac{(1+r)^{b+1} - 1}{(b+1)r}. \quad (9)$$

Zapisy miernika NPV , a także mierników IRR i $DPBP$ za pomocą szeregów (1)–(3) są ich wadą, bowiem czasochłonny i „obszerny” proces obliczania krok po kroku w kolejnych latach $t = 1, 2, \dots, N$ kolejnych wartości kolejnych wyrazów szeregów i ich sumowanie, nie daje możliwości łatwego i szybkiego sposobu analizy zmian ich wartości. Aby pozbyć się tej niedogodności należy przyjąć, co uczyniono w [1], że przepływy pieniężne CF (*Cash Flow*) (m.in. ceny nośników energii i koszty środowiskowe) są niezmiennie w kolejnych latach. Wówczas

szeregi geometryczne mierników NPV , IRR , $DPBP$ dają się zapisać za pomocą wzoru na sumę N ich pierwszych wyrazów, których to zwarte zapisy są już dogodnie do analizy [1]. „Obarczenie” jednak wzorów NPV , IRR , $DPBP$ stałością przepływów pieniężnych w całym okresie N lat nie daje możliwości optymalizacji strategii inwestycyjnej w przypadku zmian w kolejnych latach m.in. cen nośników energii i opłat środowiskowych. Takich problemów nie stwarzają zapisy NPV , IRR , $DPBP$ w czasie ciągłym, czyli gdy zapisze się je za pomocą całek (4), (6), (7). We wzorach (4), (6), (7) dla wszystkich wielkości podcałkowych można bowiem założyć wówczas dowolne funkcje zmian ich wartości w czasie, np. dowolne scenariusze zmian w czasie cen nośników energii oraz jednostkowych stawek za emisje zanieczyszczeń do środowiska naturalnego [3]. Zapisy ciągłe (4), (6), (7) mają zatem nieporównaną przewagę nad zapisami dyskretnymi (1)–(3). Pozwalają w łatwy i szybki sposób analizować zmiany na przykład wartości zysku NPV w celu znalezienia jego wartości największej. Co więcej, pozwalają na badanie zmienności funkcji NPV , IRR , $DPBP$ i sporządzenie ich wykresów z wykorzystaniem rachunku różniczkowego, co umożliwia uzyskanie całego szeregu dodatkowych, ważnych informacji, których bez niego nie można by, a co najmniej byłoby trudno, dostrzec. Pozwalają *explicite* na ocenę wpływu poszczególnych wielkości wejściowych na wyniki końcowe, a przede wszystkim na łatwe i szybkie znalezienie nie tylko rozwiązania optymalnego, lecz także obszaru rozwiązań bliskich optymalnemu. Mało tego, pozwalają na pokazanie charakteru ich zmian. Pozwalają tym samym na dyskusję i analizę wyników badań. W technice, w ekonomii, w różnego typu zastosowaniach ma to dużą, istotną wartość. Co więcej, modele matematyczne z czasem ciągłym pozwalają na wyciąganie wniosków o ogólnym charakterze, a jedynie droga od ogółu do szczegółu jest poprawna i daje możliwość uogólniania rozważań. Przejście natomiast od szczegółu do ogółu najczęściej – żeby nie powiedzieć, że zwykle – nie bywa prawdziwe.

Przedstawione modele NPV , IRR , $DPBP$ pozwalają nie tylko na wyciąganie wniosków dotyczących ekonomicznych warunkowań wdrażania poszczególnych technologii energetycznych i wybór najefektywniejszych ekonomicznie [1–4], ale także na określenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych. Można bowiem sformułować tezę, że relacje te mogą (powinny) być wyznaczane za pomocą kryterium minimalizacji jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła, które wyznacza się dla wartości miernika NPV równego zero, dla opanowanych technologicznie i technicznie, powszechnie stosowanych instalacji energetycznych. Mało tego, przedstawiony model pozwala na analizę wpływu na optymalną strategię inwestycyjną nie tylko wspomnianych relacji cenowych między nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych, ale także na przykład takich wielkości jak popyt na ciepło i energię elektryczną, a więc wysokość produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Wybór optymalnej strategii inwestycyjnej powinien być dokonany przy

$$NPV \rightarrow \max \tag{10}$$

gdzie w przypadku źródeł skojarzonych:

$$\begin{aligned}
 NPV = & \left\{ E_{el,R} e^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1] + Q_R e^{t=0} \frac{1}{a_c - r} [e^{(a_c-r)T} - 1] + \right. \\
 & - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal}-r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \\
 & - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_x} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \\
 & - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} p^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + \\
 & - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 - u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] + \\
 & \left. - J(1 - e^{-rT})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} - J_0 \left[(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1 \right] \right\} (1 - p) \tag{11}
 \end{aligned}$$

gdzie:

$a_c, a_{el}, a_{pal}, a_{CO_2}, a_{CO}, a_{SO_2}, a_{NO_x}, a_{pyl}, b_{CO_2}$ – sterowania [1–4],

$E_{el,R}$ – roczna produkcja netto energii elektrycznej [MWh/a],

Q_R – roczna produkcja netto ciepła, [GJ/a],

η_c – sprawność energetyczna wytwarzania ciepła i energii elektrycznej (jej wartość zależy od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej),

u – udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO_2 ,

$\rho_{CO_2}, \rho_{CO}, \rho_{NO_x}, \rho_{SO_2}, \rho_{pyl}$ – jednostkowe stawki za emisję $CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu$ [PLN/kg],

$x_{wu,m,od}$ – współczynnik uwzględniający koszty wody uzupełniającej, materiałów pomocniczych, odprowadzania ścieków, składowania żużli, odpadów (w praktyce wartość $x_{wu,m,od}$ wynosi około 0,25),

$x_{pl,p,ub}$ – współczynnik uwzględniający koszty płac, podatków, ubezpieczeń itd. (w praktyce wartość $x_{pl,p,ub}$ wynosi ok. 0,02),

$\rho_{CO_2}, \rho_{CO}, \rho_{NO_x}, \rho_{SO_2}, \rho_{pyl}$ – emisje $CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu$ na jednostkę energii chemicznej paliwa [kg/GJ] (wielkości te zależą od zastosowanego paliwa).

Równanie (11) otrzymano identycznie jak równanie na NPV dla elektrowni w [3]. Zachowano przy tym takie same oznaczenia i scenariusze zmian w czasie kosztów eksploatacji i kapitałowych oraz przychodów.

Po scałkowaniu równań (6) i (7) otrzymuje się zależności na IRR oraz $DPBP$:

- wewnętrzna stopa zwrotu IRR

$$\begin{aligned}
& Q_R e_c^{t=0} \frac{1}{a_c - IRR} [e^{(a_c - IRR)T} - 1] + E_{el,R} e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - IRR} [e^{(a_{el} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - IRR} [e^{(a_{pal} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - IRR} [e^{(a_{CO_2} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - IRR} [e^{(a_{CO} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_X} p_{NO_X}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_X} - IRR} [e^{(a_{NO_X} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - IRR} [e^{(a_{SO_2} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} p^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - IRR} [e^{(a_{pyl} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 - u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - IRR_p^{IPP}} [e^{(b_{CO_2} - IRR_p^{IPP})T} - 1] + \\
& - J(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{IRR} (1 - e^{-IRR T}) = J \frac{(1 + IRR)^{b+1} - 1}{(b + 1)IRR} \left(1 + \frac{1 - e^{-IRR T}}{T} \right)
\end{aligned} \tag{12}$$

- dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych $DPBP$

$$\begin{aligned}
& \left\{ Q_R e_c^{t=0} \frac{1}{a_c - r} [e^{(a_c - r)T} - 1] + E_{el,R} e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)DPBP} - 1] + \right. \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)DPBP} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)DPBP} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)DPBP} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_X} p_{NO_X}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_X} - r} [e^{(a_{NO_X} - r)DPBP} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)DPBP} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl} - r)DPBP} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 - u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)DPBP} - 1] + \\
& \left. - J(1 - e^{-rDPBP})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} \right\} (1 - p) - J_0 \left[1 + \frac{1}{T} - e^{-rDPBP} \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{DPBP}{T} \right) \right] p = J_0 \left(1 + \frac{1 - e^{-rT}}{T} \right).
\end{aligned} \tag{13}$$

Obliczenie wartości IRR i $DPBP$ z równań (12) i (13) wymaga metody kolejnych przybliżeń.

Równoważnym kryterium NPV ® max poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej [1–4] w skojarzonych źródłach ciepła jest kryterium poszukiwania minimalnej wartości jednostkowego kosztu produkcji ciepła:

$$k_c \rightarrow \min. \tag{14}$$

Koszt ten wyznacza się z zależności (11), przy zachowaniu warunku $NPV = 0$:

$$\begin{aligned}
& Q_R k_c^{t=0} \frac{1}{a_c - r} [e^{(a_c - r)T} - 1] = \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)T} - 1] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_X} p_{NO_X}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_X} - r} [e^{(a_{NO_X} - r)T} - 1] + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl} - r)T} - 1] + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 - u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] + \\
& + J(1 - e^{-rT})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} + J_0 \left[(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1 \right] - E_{el,R} e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1]
\end{aligned} \tag{15}$$

i dla $a_c = 0$ otrzymuje się średni jednostkowy koszt produkcji ciepła:

$$\begin{aligned}
 k_{c, \dot{s}r} = & \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c(1 - e^{-rT})} \left\{ (1 + x_{wu, m, od}) e_{pal}^{t=0} \frac{r}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)T} - 1] + \right. \\
 & + \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{r}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \\
 & + \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{r}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \rho_{NO_X} p_{NO_X}^{t=0} \frac{r}{a_{NO_X} - r} [e^{(a_{NO_X} - r)T} - 1] + \\
 & + \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{r}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \rho_{pyt} p_{pyt}^{t=0} \frac{r}{a_{pyt} - r} [e^{(a_{pyt} - r)T} - 1] + \\
 & \left. + (1 - u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{r}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + \frac{i(1 + x_{pl, p, ub}) \delta_{rem}}{\tau_s} + \\
 & + \frac{rzi}{\tau_s(1 - e^{-rT})} [(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1] - \frac{r\sigma_R e_{el}^{t=0}}{(a_{el} - r)(1 - e^{-rT})} [e^{(a_{el} - r)T} - 1]
 \end{aligned} \tag{16}$$

gdzie:

i – jednostkowy (na jednostkę mocy) nakład inwestycyjny na elektrociepłownię, $i = J/\dot{Q}_{cmax}^{ec}$ (jego wartość zależy od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej),

$\sigma_R = \frac{E_{el,R}}{Q_R} \geq 0$ – roczny wskaźnik skojarzenia (jego wartość zależy od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła

i energii elektrycznej; największą wartość przyjmuje obecnie dla elektrociepłowni komunalnych w technologii gazowo-parowej $\sigma_R^{G-P} \cong 4,1$ [5]; należy zaznaczyć, że wartość wskaźnika skojarzenia dla obciążeń chwilowych, definiowanego jako stosunek chwilowej mocy elektrycznej do chwilowej mocy cieplnej $\sigma = N_{el}^{ec}/\dot{Q}_{c}^{ec}$ w elektrociepłowniach komunalnych, tj. pracujących zgodnie z uporządkowanym wykresem zapotrzebowania na ciepło grzejne [5], zmienia się w czasie w zależności od temperatury otoczenia; największą wartość σ przyjmuje w lecie, gdy elektrociepłownie pracują ze stałą minimalną mocą cieplną $\dot{Q}_{cmin}^{ec} = \dot{Q}_{cwu}^{ec}$ tylko na potrzeby podgrzania ciepłej wody użytkowej, a więc z mocą elektryczną N_{elmax}^{ec} maksymalną z uwagi na małe pobory pary grzejnej z upustów turbiny, a najmniejszą wartość σ przyjmuje, gdy elektrociepłownie pracują z mocą cieplną maksymalną \dot{Q}_{cmax}^{ec} a więc z minimalną mocą elektryczną N_{elmin}^{ec} ; np. dla elektrociepłowni w technologii gazowo-

-parowej, $\sigma_{max}^{G-P} = N_{elmax}^{ec}/\dot{Q}_{cwu}^{ec} \cong 20$, $\sigma_{min}^{G-P} = N_{elmin}^{ec}/\dot{Q}_{cmax}^{ec} \cong 1,2$ [5]),

τ_s – roczny czas wykorzystania cieplnej mocy maksymalnej (znamionowej, szczytowej) elektrociepłowni \dot{Q}_{cmax}^{ec} ; $Q_R = \dot{Q}_{cmax}^{ec} \tau_s$ [5].

Równanie (16) można zapisać w postaci bezwymiarowej dzieląc je obustronnie na przykład przez jednostkową cenę energii elektrycznej $e_{el}^{t=0}$. Reprezentuje ono wówczas jednostkowy koszt produkcji ciepła $k_{c, \dot{s}r}$ odniesiony do jednostkowej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{t=0}$ wyłącznie w funkcji, co bardzo istotne, bezwymiarowych zmiennych niezależnych: $\rho_R, a_{el}, a_{pal}, a_{CO_2}, a_{CO}, a_{SO_2}, a_{NO_X}, a_{pyt}, b_{CO_2}, u, \eta_c, e_{pal}^{t=0}/e_{el}^{t=0}$ itd., $\rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0}/e_{el}^{t=0}$ itd., $i/(\tau_s e_{el}^{t=0}) = J/(\dot{Q}_{cmax}^{ec} \tau_s e_{el}^{t=0})$:

$$\begin{aligned}
 \frac{k_{c, \dot{s}r}}{e_{el}^{t=0}} = & \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c(1 - e^{-rT})} \left\{ (1 + x_{wu, m, od}) \frac{e_{pal}^{t=0}}{e_{el}^{t=0}} \frac{r}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)T} - 1] + \right. \\
 & + \rho_{CO_2} \frac{p_{CO_2}^{t=0}}{e_{el}^{t=0}} \frac{r}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \\
 & + \rho_{CO} \frac{p_{CO}^{t=0}}{e_{el}^{t=0}} \frac{r}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \rho_{NO_X} \frac{p_{NO_X}^{t=0}}{e_{el}^{t=0}} \frac{r}{a_{NO_X} - r} [e^{(a_{NO_X} - r)T} - 1] + \\
 & + \rho_{SO_2} \frac{p_{SO_2}^{t=0}}{e_{el}^{t=0}} \frac{r}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \rho_{pyt} \frac{p_{pyt}^{t=0}}{e_{el}^{t=0}} \frac{r}{a_{pyt} - r} [e^{(a_{pyt} - r)T} - 1] + \\
 & \left. + (1 - u) \rho_{CO_2} \frac{e_{CO_2}^{t=0}}{e_{el}^{t=0}} \frac{r}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + (1 + x_p) \frac{i \delta_{rem}}{\tau_s e_{el}^{t=0}} + \\
 & + \frac{rzi}{\tau_s e_{el}^{t=0} (1 - e^{-rT})} [(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1] - \frac{r\sigma_R}{(a_{el} - r)(1 - e^{-rT})} [e^{(a_{el} - r)T} - 1].
 \end{aligned} \tag{17}$$

Bezwymiarowa postać wzoru (17) jest bardzo dogodna do analizy zmian wartości kosztu produkcji ciepła. Ma ona bowiem charakter ogólny, umożliwiający analizę efektywności techniczno-ekonomicznej źródeł skojarzonego wytwarzania elektryczności i ciepła niezależnie od ich mocy cieplnej i zastosowanej technologii. Inaczej mówiąc, pozwala przenosić otrzymane z obliczeń rezultaty na źródła o dowolnych parametrach techniczno-ekonomicznych.

Wartość bezwymiarowego stosunku $k_{c, \dot{s}r}/e_{el}^{t=0}$ może przybierać wartości ujemne, gdyż koszt $k_{c, \dot{s}r}$ może być ujemny dzięki kosztowi unikniętemu, który jest równy ze znakiem minus przychodowi ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w źródle ciepła: $-E_{el,R} e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1]$ (wzór (15)).

Górna wartość natomiast tego stosunku powinna być istotnie mniejsza od jedności. Gdyby jednostkowy koszt ciepła był zbliżony do ceny energii elektrycznej, to układ elektrociepłowni byłby całkowicie nieuzasadniony zarówno ze względów ekonomicznych, jak i termodynamicznych.

Optymalną technologią będzie ta, dla której średni jednostkowy względny koszt produkcji ciepła $k_{c,śr} / e_{el}^{t=0}$ jest najmniejszy. Zależy on od poziomu rocznej produkcji energii elektrycznej $E_{el,R}$ w stosunku do rocznej produkcji ciepła Q_R , a więc od rocznej wartości wskaźnika σ_R (który, jak już zaznaczono, zależy od zastosowanej technologii) oraz od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i ich zmian w czasie, tj. od relacji cen paliwa (węgiela, gazu) do ceny energii elektrycznej, a także od taryfowych jednostkowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego.

3. Podsumowanie

Po wykonaniu wielowariantowych obliczeń za pomocą wzoru (17) będzie można je opracować w formie graficznej, na przykład za pomocą nomogramów jednostkowego kosztu produkcji

ciepła $k_{c,śr} / e_{el}^{t=0}$ z wielkościami bezwymiarowymi σ_R , $e_{pal}^{t=0} / e_{el}^{t=0}$ itd., $\rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} / e_{el}^{t=0}$ itd., $i / (\tau_s e_{el}^{t=0}) = J / (\dot{Q}_{c,max} \tau_s e_{el}^{t=0})$ itd. jako

parametrami. Dzięki nomogramom każdorazowo będzie można dla obowiązujących cen nośników energii i taryfowych opłat środowiskowych oraz prognoz zmian ich wartości w czasie znaleźć odpowiedź na pytanie, jaka jest optymalna technologia skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej dla każdej, dowolnej elektrociepłowni, tj. niezależnie od jej mocy cieplnej.

Przedstawione w artykule zapisy mierników NPV, IRR, DPBP oraz zbudowane za ich pomocą modele matematyczne w czasie ciągłym poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła mają ogromną, wręcz nie do przecenienia przewagę nad zapisami dyskretnymi. Zapisy ciągłe pozwalają na analizę modeli matematycznych za pomocą rachunku różniczkowego, bez którego byłoby bardzo trudno dostrzec jak zmieniają się wartości NPV, IRR, DPBP w zależności od czasowych zmian m.in. cen nośników energii i taryfowych opłat środowiskowych.

Podsumowując, przedstawiona metodyka i model służący do wykonywania analiz techniczno-ekonomicznych poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła posiada zarówno walory poznawcze i poszerzające wiedzę o strategiach inwestycyjnych, jak również umożliwiają szerokie działania aplikacyjne oraz są przedmiotem aktualnie prowadzonej pracy badawczej.

Bibliografia

1. Bartnik R., Bartnik B., *Rachunek ekonomiczny w energetyce*, WNT, Warszawa 2014.
2. Bartnik R., Bartnik B., Duczkowska-Kądziel A., *A formulate of problem of seeking an optimum investment strategy in power engineering*, „Energetyka”, Nr 4, 2014, 206–210.
3. Bartnik R., Bartnik B., *Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce*, „Energetyka”, Nr 1, 2015, 17–21.
4. Bartnik R., *Poszukiwanie optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce. Metodyka i wyniki przykładowych obliczeń*, „Energetyka”, Nr 10, 2015
5. Bartnik R., *Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2009 (dodruk 2012).
6. Bartnik R., Buryn Z., *Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle. Thermal and Economic Effectiveness*, Springer-Verlag, London 2011.
7. Energetyka ciepła w liczbach w 2014 r. Urząd Regulacji Energetyki.
8. Energetyka ciepła w liczbach w 2013 r. Urząd Regulacji Energetyki.
9. [http://stat.gov.pl] – Główny Urząd Statystyczny, Portal Informacyjny.
10. [http://energetyka.wnp.pl] – Portal gospodarczy.
11. Niedokos J., *Ciepłownictwo sieciowe warunkiem rozwoju kogeneracji*. „Rynek Energii”, Nr 5, 2006, 9–13.
12. Projekt dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.” Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku, Warszawa, 10 listopada 2009 r.
13. Skomudek W., Otawa A., *Wpływ aktualnych uwarunkowań rynku gazu w Polsce na bezpieczeństwo energetyczne i rozwój gazowych jednostek kogeneracyjnych*, „Logistyka”, Nr 6, 2014, 8240–8249.
14. Skomudek W., Swora M., *Wpływ inteligentnych sieci na system regulacji podsektora elektroenergetycznego*, „Pomiary Automatyka Robotyka”, R. 16, Nr 9, 2012, 60–65.
15. Skorek J., *Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002.
16. Skorek J., Kalina J., *Gazowe układy kogeneracyjne*. WNT, Warszawa 2005.

The Methodology and Mathematical Models Searching for the Optimal Investment Strategy in Sources of Heat

Abstract: Selecting the economically most effective of all possible cogeneration technologies is to modern entities using a heat sources real challenge and requires the development of new or modify currently existing methodologies. The article presents the methodology and mathematical models in the continuous time, which enable the technical and economic analyzes for the presentation of the optimal investment strategy in the heat sources. The presented methodology is an innovative approach to perform detailed technical and economic analyzes of investment processes in enterprises that use a heat sources.

Keywords: investment strategy, economic efficiency, investments in energy, cogeneration

prof. zw. dr hab. inż. Ryszard Bartnik

r.bartnik@po.opole.pl

Kierownik Katedry Zarządzania Energetyką na Wydziale Inżynierii Produkcji i Logistyki Politechniki Opolskiej. Tytuł profesora nauk technicznych uzyskał w 2013 r. Zajmuje się m.in. modelowaniem matematycznym procesów techniczno-ekonomicznych w energetyce. Jest wiceprzewodniczącym Komisji Energetyki Oddziału PAN w Katowicach. Jest autorem i współautorem około 150 artykułów naukowych i 8 monografii naukowych wydanych w kraju i zagranicą, m.in. książki "Optimum Investment Strategy in the Power Industry. Mathematical Models". Wydawnictwo Springer, New York 2016.



dr hab. inż. Waldemar Skomudek, prof. PO

w.skomudek@po.opole.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Opolu. Ma ponad 26-letni staż pracy zawodowej w energetyce. Od 2001 r. pełnił funkcje zarządcze w spółkach elektroenergetycznych województw opolskiego i dolnośląskiego. W latach 2008–2010 wiceprezes PSE Operator S.A. wKonstancinie-Jeziornej. Obecnie dziekan Wydziału Inżynierii Produkcji i Logistyki Politechniki Opolskiej. W 1998 r. uzyskał tytuł doktora, a w 2009 r. stopień doktora habilitowanego w dziedzinie nauk technicznych. W pracy naukowo-badawczej zajmuje się głównie zagadnieniami funkcjonowania rynku energii elektrycznej, zarządzaniem dużymi projektami inwestycyjnymi, wdrażaniem innowacyjnych rozwiązań w krajowym sektorze, zarządzaniem podmiotami podsektora elektroenergetycznego w warunkach konkurencji, problematyką stabilności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, problematyką eksploatacyjną sieci elektroenergetycznych oraz problematyką oceny stopnia zagrożenia i skuteczności ochrony przed wyładowaniami atmosferycznymi i stanami zakłóceniovymi w sieciach elektroenergetycznych.



mgr inż. Aleksandra Otawa

a.otawa@po.opole.pl

Absolwentka Wydziału Zarządzania i Inżynierii Produkcji Politechniki Opolskiej. Od 2011 r. zatrudniona na stanowisku asystenta na Wydziale Inżynierii Produkcji i Logistyki Politechniki Opolskiej, w Katedrze Zarządzania Projektami. W pracy naukowo-badawczej zajmuje się oceną efektywności ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych w podmiotach wykorzystujących źródła ciepła, zarządzaniem projektami w sektorze energetycznym oraz wspomaganiem procesów logistycznych na rynku energii.

