

# PROWADZENIE RUCHU MAŁEJ ELEKTROCIEPŁOWNI GAZOWEJ WEDŁUG KRYTERIUM EFEKTU EKONOMICZNEGO

**Łukasz Mordasiewicz, Paweł Bućko**

**Słowa kluczowe:** kogeneracja, rynek energii, układy gazowe

**Streszczenie.** Cechą charakterystyczną źródeł gazowych jest ich duża elastyczność ruchowa, w porównaniu do większości źródeł konwencjonalnych i odnawialnych. Cecha ta może i powinna być wykorzystywana do poprawy wskaźników ekonomicznych obiektu. W tym celu należy przeanalizować możliwości jakie daje prowadzenie ruchu źródeł nie w standardzie pracy z wymuszeniem zapotrzebowania na ciepło, ale właśnie maksymalnie wykorzystując elastyczność ruchową źródła, w celu wypracowania dodatkowych zysków na rynku energii elektrycznej.

Został zaproponowany algorytm zarządzania produkcją przykładowego małego układu kogeneracyjnego, składającego się z dwóch silników o łącznej mocy elektrycznej 2 MW, współpracującego ze szczytowymi kotłami węglowymi w elektrociepłowni zasilającej przykładowy miejski system ciepłowniczy. Przedstawiono obliczenia efektu ekonomicznego proponowanego prowadzenia ruchu obiektu na podstawie historycznych cen energii elektrycznej.

## 1. WSTĘP

Układy małej kogeneracji gazowej są obiektami bardzo popularnymi na świecie i Europie [1, 7]. Ich główne zalety to stosunkowo niskie jednostkowe nakłady inwestycyjne, krótki czas realizacji inwestycji, niewielkie gabaryty, wygoda w użytkowaniu, niskie współczynniki emisyjności i elastyczność pracy. W Polsce źródła takie również zyskują na popularności (zarówno w ciepłownictwie jak i zakładach produkcyjnych). Pomimo swoich zalet kluczowym i decydującym ograniczeniem w rozwoju tego segmentu jest niska stopa zwrotu z poniesionych nakładów (bądź też wysoki koszt ciepła dla odbiorców końcowych w przypadku działalności taryfikowanej). Istotną barierą do podejmowania decyzji inwestycyjnych jest również brak stabilnego źródła wsparcia dla kogeneracji. Warto przypomnieć, że obecny system wydawania świadectw pochodzenia tzw. żółtych certyfikatów wygasa z końcem 2018 roku. Próbuje wskazać zmiany, które miały miejsce w ostatnich latach, a sprawiają, że silniki kogeneracyjne pomimo obiektywnych trudności z ich ekonomiką w dalszym ciągu są analizowane do realizacji, należy wspomnieć o:

- liberalizacji rynku gazu, która doprowadziła do transparentnej wyceny paliwa gazowego (np. na Rynku Gazu prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii) w horyzoncie kontaktów terminowych oraz Rynku Dnia Następnego,
- konieczności dostosowania się do przepisów krajowych i europejskich w obszarze zintegrowanej ochrony środowiska np. Dyrektywa IED, tzw. „pakiet zimowy”,
- poszukiwaniu alternatywnych, awaryjnych sposobów zasilania obiektów, w których zakłócenia ciągłości zasilania prowadzą do dużych strat.

Obecnie powszechną praktyką jest prowadzenie ruchu kogeneracyjnych układów gazowych tak, by dopasować się do zmienności zapotrzebowania na ciepło. W efekcie uzyskuje się wysoką średnioroczną sprawność źródła i odpowiednią efektywność wykorzystania paliwa. Pozwala to spełnić warunki zaliczenia źródła do wysokosprawnej kogeneracji i uzyskać wsparcie [3].

Cechą charakterystyczną źródeł gazowych jest ich duża elastyczność ruchowa [4], rozumiana jako krótki czas rozruchu oraz mała zmiana sprawności w funkcji obciążenia. Cecha ta może i powinna być wykorzystywana do poprawy wskaźników ekonomicznych obiektu. W tym celu należy przeanalizować możliwości jakie daje prowadzenie ruchu źródeł nie w standardzie pracy z wymuszeniem zapotrzebowania na ciepło, ale właśnie maksymalnie wykorzystując elastyczność ruchową źródła, w celu wypracowania dodatkowych zysków.

## 2. ZAŁOŻONA CHARAKTERYSTYKA OBIEKTU

Na potrzeby analizy przyjęto następującą, modelową charakterystykę obiektu.

Analizowanym źródłem jest miejska ciepłownia węglowa, w której zainstalowano 2 silniki kogeneracyjne gazowe, o mocy znamionowej elektrycznej 1 MW każdy. Dotychczasowe kotły węglowe pełnią funkcję źródeł szczytowych oraz rezerwowych.

Podstawowe, istotne dla dalszej analizy parametry silników gazowych są następujące:

- sprawność elektryczna przy obciążeniu znamionowym: 40,4%,
- sprawność cieplna przy obciążeniu znamionowym: 42,8%,

- przy obciążaniu 0,6 mocy znamionowej następuje redukcja sprawności do 92% sprawności znamionowej,
- przy obciążaniu 0,8 mocy znamionowej następuje redukcja sprawności do 97% sprawności znamionowej.

W prezentowanej analizie przyjęto, że przy prowadzeniu ruchu źródeł konieczne jest spełnienie następujących ograniczeń:

- uruchomienie drugiego silnika gazowego możliwe jest na co najmniej 7 h pracy (konieczność wytracania ciepła, tzw. praca na gorący komin),
- istnieje możliwość całkowitego wyłączenia 1 silnika, natomiast przerwa w pracy musi wynieść co najmniej 8 h,
- istnieje możliwość elastycznego sterowania mocą źródła w zakresie obciążeń 60-100% mocy znamionowej.

Elektrociepłownia zaopatruje system ciepłowniczy, którego obciążenie zmienia się według następujących założeń:

- zapotrzebowanie na ciepło w okresie zimowym (pierwszy i czwarty kwartał roku) umożliwia pracę z pełną mocą znamionową obu silników; ze względu na współpracę z kotłami węglowymi praca z pełną mocą obu silników nie jest wymagana dla zachowania bilansu cieplnego (wymagana jest praca tylko 1 silnika),
- zapotrzebowanie w okresie letnim (drugi i trzeci kwartał roku), na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej, umożliwia pracę jednego silnika na poziomie 80% mocy znamionowej. Założono, że w tym okresie możliwa jest praca silnika z pełną mocą znamionową w krótkich okresach (godzinach doby). W celu zrównoważenia obciążeń cieplnych wykorzystywane są akumulacyjne zdolności sieci ciepłowniczej (okresowy przegrzew). Założono, że zapotrzebowanie na ciepło jest bilansowane w cyklach dobowych.

### 3. ALGORYTM PROWADZENIA RUCHU OBIEKTU

Celem analizy jest zaproponowanie sposobu prowadzenia ruchu obiektu, którego efektem będzie wypracowanie maksymalnego zysku z produkcji energii elektrycznej, przy wykorzystaniu elastyczności ruchowej silników gazowych i akumulacyjnych zdolności sieci ciepłowniczej.

Poniższy algorytm uwzględnia w części przychodowej zyski ze sprzedaży energii elektrycznej oraz praw majątkowych, które są maksymalizowane. W analizie w sposób jawny nie uwzględnia się zysków ze sprze-

daży ciepła. Przyjęto, że odpowiedni wolumen ciepła musi zostać wyprodukowany i dostarczony do odbiorców.

Efekt ekonomiczny pracy jednego silnika z mocą znamionową, gdy produkcja energii elektrycznej odbywa się w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, jest obliczany z zależności,

$$Z_{Si} = C_{ei} + PM - \frac{C_{gazj} + S_{zOSD}}{\eta_{el}} \quad (1)$$

gdzie:

$Z_{Si}$  – marża jednostkowa pierwszego stopnia na pracy silnika z mocą znamionową (bez uwzględnienia przychodów ze sprzedaży ciepła) w  $i$ -tej godzinie, zł,

$C_{ei}$  – cena energii elektrycznej w  $i$ -tej godzinie, na podstawie Ceny Rozliczeniowej Odchyłek Sprzedaży (CROs) Rynku Bilansującego, zł/MWh / RDN TGE,

$PM$  – cena praw majątkowych „żółtych” PMG wyznaczona na podstawie notowań sesji Rynku Praw Majątkowych prowadzonego na Towarowej Giełdzie Energii,

$C_{gazj}$  – cena paliwa gazowego w dobie  $j$ -tej, wyznaczona na podstawie Rynku Dnia Następnego Gazu prowadzonego przez Towarową Giełdę Gazu,

$S_{zOSD}$  – stawka sieciowa zmienna na podstawie Taryfy Polskiej Spółki Gazowniczej oddział Gdańsk w grupie taryfowej W7A.1,

$\eta_{el}$  – sprawność elektryczna silnika.

Efekt ekonomiczny pracy jednego silnika z mocą znamionową, gdy produkcja energii elektrycznej odbywa się bez skojarzenia z ciepłem wynosi

$$Z_{SBi} = C_{ei} - \frac{C_{gazj} + S_{zOSD}}{\eta_{el}} \quad (2)$$

Koszt zmienny wyprodukowania ciepła w alternatywnym źródle, tj. kotle węglowym wynosi

$$K_{PC} = \frac{C_w}{\eta_k}, \quad (3)$$

gdzie:

$C_w$  – cena ciepła zawartego w paliwie (w prezentowanych dalej obliczeniach, dla węgla przyjęto 48,57 zł/MWh),

$\eta_k$  – sprawność kotła węglowego (przyjęto 80%).

#### 3.1. Wariant odniesienia - prowadzenie ruchu obiektu według zapotrzebowania na ciepło

Założono, że klasyczny algorytm prowadzenia ruchu modelowej elektrociepłowni, składającej się z silników kogeneracyjnych współpracujących z kotłami węglowymi, polega na utrzymywaniu stabilnej pracy jednego silnika na poziomie 80% mocy znamionowej w okresie letnim, oraz pracy pełną mocą 2 silników w okresie zimowym. W okresie zimowym kotły wę-



głowe pełnia rolę uzupełniających źródeł szczytowych. Produkcja silników gazowych jest maksymalizowana i jest wynikiem wymuszenia jakim są występujące zapotrzebowania na ciepło w sezonach roku.

### 3.2. Proponowany algorytm pracy w okresie zimowym

Zakłada się, że w elektrociepłowni silniki gazowe będą wyłączane z produkcji lub ich obciążenia będą zredukowane, jeżeli okresowy koszt produkcji przez nie ciepła będzie wyższy niż koszt produkcji ciepła w kotłach węglowych. Przyjmuje się opisane niżej zasady ograniczania produkcji silników gazowych.

Jeżeli w danej dobie koszt produkcji ciepła w silniku gazowym jest wyższy niż w kotle węglowym (4), to następuje wyłączenie jednego silnika:

$$-Z_{sd} \cdot \frac{\eta_{el}}{\eta_c} > K_{PC} \quad (4)$$

gdzie:

$Z_{sd}$  – średnia marża jednostkowa pierwszego stopnia generowana na pracy silnika z mocą znamionową (bez uwzględnienia przychodów ze sprzedaży ciepła) w całej dobie (okres 24h),

$\eta_{el}$  – sprawność cieplna silnika.

Jeżeli w okresie pozaszczytowym koszt produkcji ciepła w silniku gazowym jest wyższy niż w kotle węglowym (5), to następuje wyłączenie jednego silnika w tym okresie

$$-Z_{s\_offpeak} \cdot \frac{\eta_{el}}{\eta_c} > K_{PC} \quad (5)$$

gdzie:

$Z_{s\_offpeak}$  – średnia marża jednostkowa pierwszego stopnia na pracy silnika z mocą znamionową (bez uwzględnienia przychodów ze sprzedaży ciepła) w okresie od godziny 23 doby poprzedniej do godziny 7 doby bieżącej.

Jeżeli w danej godzinie doby koszt produkcji ciepła w silniku kogeneracyjnym pracującym z obniżoną mocą, jest wyższy niż w kotle węglowym (6), to następuje redukcja mocy obu silników do poziomu 80% mocy znamionowej. Mamy wówczas

$$-Z_{Si(0,8)} \cdot \frac{\eta_{el}}{\eta_c} > K_{PC} \quad (6)$$

gdzie:

$Z_{Si(0,8)}$  – marża jednostkowa pierwszego stopnia z pracy silnika na 80% mocy znamionowej w  $i$ -tej godzinie.

Jeżeli żaden z wymienionych wyżej warunków (4-6) nie został spełniony, to praca obu silników odbywa się z mocą znamionową.

### 3.3. Proponowany algorytm pracy w okresie letnim

Zakłada się, że latem praca silników gazowych będzie prowadzona w celu wypracowania maksymalnego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej. W tym celu wykorzystane zostaną możliwości akumulacji ciepła w sieci ciepłowniczej oraz okresowa praca bez skojarzenia. Zasady prowadzenia ruchu będą następujące:

- w każdej dobie na podstawie sortowania cen Rynku Dnia Następnego (RDN) dokonuje się planowania pracy silnika z mocą znamionową przez 12 godzin z najwyższymi cenami godzinowymi, a w pozostałych 12 godzinach praca odbywa się na poziomie 60% mocy znamionowej,
- jeżeli jest ekonomicznie uzasadnione ( $Z_{SB} > 0$ ), aby przy braku pełnego zapotrzebowania na ciepło układ kogeneracyjny pracował w pierwszym szczyście doby (godziny 9-15), to oba silniki pracują z mocą znamionową – praca bez skojarzenia,
- jeżeli jest ekonomicznie uzasadnione ( $Z_{SB} > 0$ ), aby przy braku pełnego zapotrzebowania na ciepło układ kogeneracyjny pracował w drugim szczyście doby (godziny 16-22), to oba silniki pracują z mocą znamionową – praca bez skojarzenia.

Należy zaznaczyć, że praca bez skojarzenia będzie wpływać na pogorszenie wskaźnika oszczędności energii pierwotnej PES. Spełnienie określonego poziomu PES jest warunkiem koniecznym uzyskania wsparcia w postaci świadectw pochodzenia (tzw. żółtych certyfikatów). Niezbędna jest zatem dodatkowa, bieżąca analiza w/w wskaźnika, w celu oceny ile energii bez skojarzenia obiekt może wyprodukować w danym okresie rozliczeniowym, aby spełnić kryterium PES. Ogranicza to dopuszczalne okresy pracy bez skojarzenia.

## 4. ANALIZA MOŻLIWYCH DO UZYSKANIA EFEKTÓW EKONOMICZNYCH DLA WYBRANYCH DNI

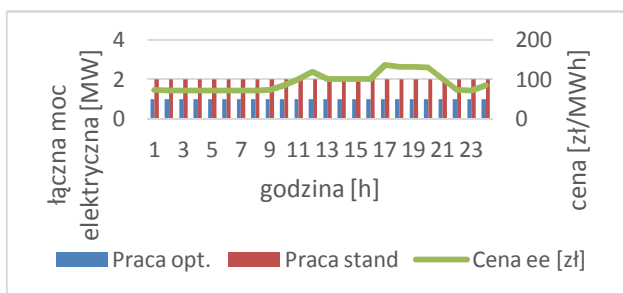
Przy próbie praktycznego wykorzystania modelu należy założyć, że decyzje podejmowane są na podstawie cen, które są powszechnie dostępne w danym czasie. W przykładzie obliczeniowym przyjęte zatem, że podejmowanie decyzji o sposobie pracy elektrociepłowni odbywa się na podstawie cen Rynku Dnia Następnego (RDN) prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii (I fixing), natomiast efekt ekonomiczny pracy wyznaczany jest na podstawie cen rozliczeniowych odchyleń sprzedaży (CROs) na Rynku Bilansującym. Podejście to jest uzasadnione tym, że oba

rynki wykazują bardzo dużą korelację i są ze sobą silnie powiązane [5].

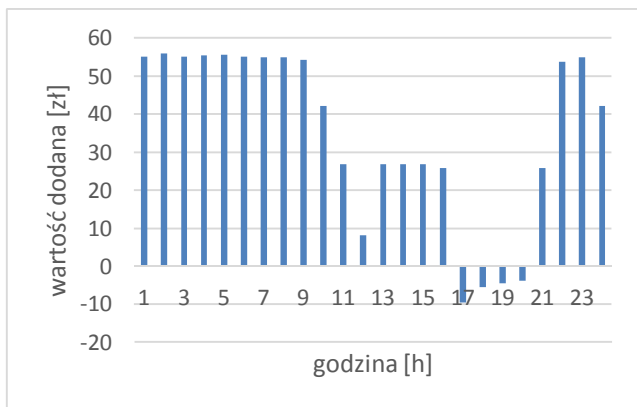
Przeanalizowano efekty implementacji proponowanego algorytmu prowadzenia ruchu elektrociepłowni bazując na historycznych cenach energii z 2015 roku. Efekty policzono w stosunku do prowadzenia ruchu wg wariantu odniesienia.

#### 4.1. Przykład opłacalności wyłączenia z produkcji jednego z silników w dobie zimowej

Na rys. 1 i 2 zilustrowano wynik zastosowania proponowanego algorytmu dla danych z 3 stycznia 2015 r. Analiza wykresów prowadzi do wniosku, że w tej dobie wyłączenie z produkcji jednego z silników jest opłacalne (dodatnia wartość dodana na rys. 2) i zastosowanie zaproponowanego algorytmu prowadzenia ruchu przyniesie korzyści w stosunku do wariantu odniesienia.



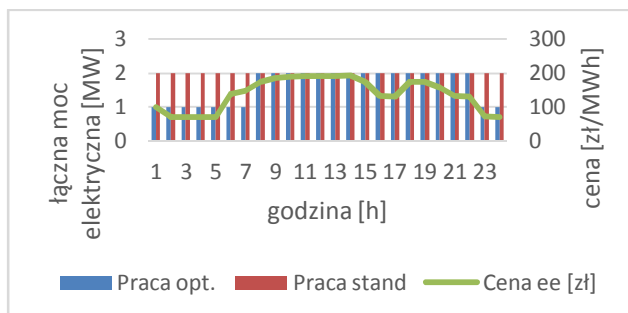
Rys. 1. Algorytm pracy obiektu w dniu 3 stycznia 2015



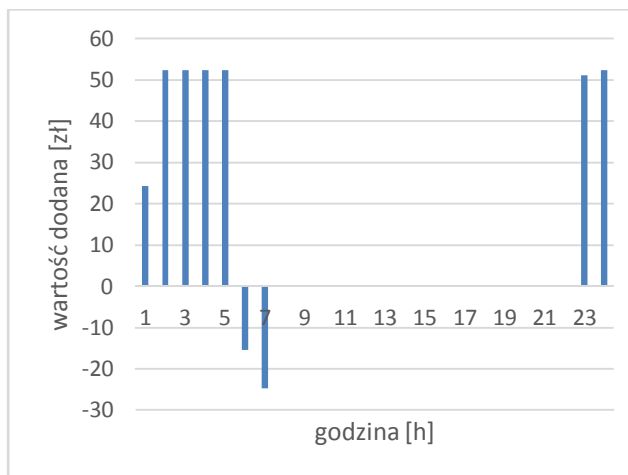
Rys. 2. Efekt ekonomiczny implementacji algorytmu w stosunku do wariantu odniesienia w dobie 3 stycznia 2015

#### 4.2. Przykład opłacalności wyłączenia z produkcji jednego z silników w okresie pozaszczytowym w dobie zimowej

Na rys. 3 i 4 zilustrowano wynik zastosowania proponowanego algorytmu dla danych z 2 marca 2015 r. Analiza wykresów prowadzi do wniosku, że w tej dobie wyłączenie z produkcji jednego z silników w dolinie nocnej jest opłacalne (dodatnia wartość dodana na rys. 4) i zastosowanie zaproponowanego algorytmu prowadzenia ruchu przyniesie korzyści w stosunku do wariantu odniesienia.



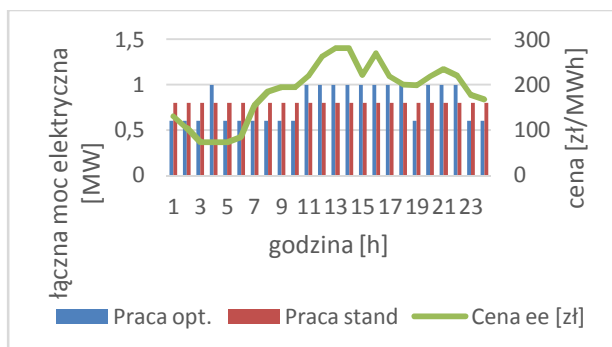
Rys. 3. Algorytm pracy obiektu w dniu 2 marca 2015



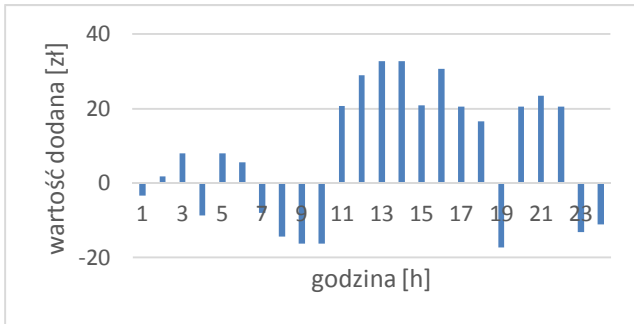
Rys. 4. Efekt ekonomiczny implementacji algorytmu w stosunku do metody klasycznej w dobie 2 marca 2015

#### 4.3. Przykład zarządzania pracą silnika w dobie letniej

Na rys. 5 i 6 zilustrowano wynik zastosowania proponowanego algorytmu dla danych z 25 maja 2015 r. W dobie tej jest opłacalna maksymalizacja produkcji energii elektrycznej przez silnik w wybranych godzinach doby z największą ceną energii elektrycznej na giełdzie. W pozostałych godzinach doby produkcja jest zanizana. Dobowe zbilansowanie produkcji ciepła uzyskuje się przez wykorzystanie zdolności akumulacyjnych sieci. Wartości dodane (korzyści z zastosowania proponowanego algorytmu planowania produkcji) przedstawione na rys. 6, pokazują, że w tej dobie zostanie wypracowany zysk w stosunku do wariantu odniesienia.



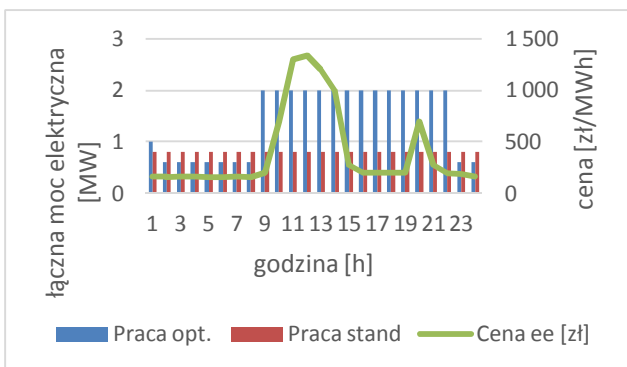
Rys. 5. Algorytm pracy obiektu w dniu 25 maja 2015



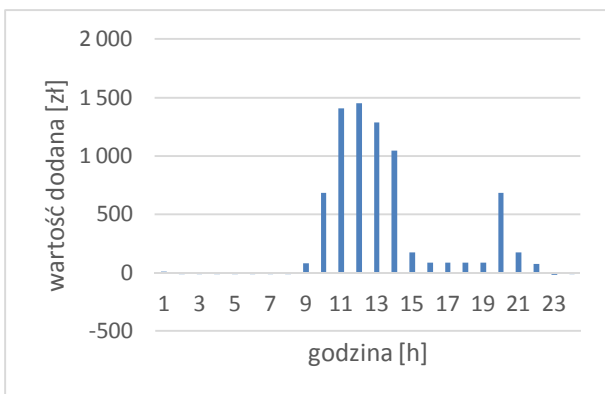
Rys. 6. Efekt ekonomiczny implementacji algorytmu w stosunku do metody klasycznej w dniu 25 maja 2015

#### 4.4. Przykład opłacalności pracy jednego z silników bez skojarzenia w okresie letnim

Na rys. 7 i 8 zilustrowano wynik zastosowania proponowanego algorytmu dla danych z 19 września 2015 r. W dobie tej korzystne jest prowadzenie ruchu jednego silnika z wytracaniem ciepła. Dodatni efekt z stosunku do wariantu odniesienia przedstawiony jest na rys. 8.



Rys. 7. Algorytm pracy obiektu w dniu 19 września 2015



Rys. 8. Efekt ekonomiczny implementacji algorytmu w stosunku do metody klasycznej w dniu 19 września 2015

## 5. PODSUMOWANIE WYNIKÓW OBLICZEŃ

Podsumowanie wyników prowadzi do wniosku, że zmiana podejścia do prowadzenia ruchu obiektu w roku 2015 wygenerowałaby ponad 49 tys. zł dodatkowego zysku (tab. 1), co stanowiłoby 4,08 zł/MWh

dodatkowej marży jednostkowej (2,6% przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej).

Tabela 1.  
Efekt finansowy implementacji proponowanego algorytmu w roku 2015

Okres	Efekt optymalizacji, zł	Efekt optymalizacji, zł/MWh
Kwartał 1	6 669	1,64
Kwartał 2	11 627	6,55
Kwartał 3	31 135	16,66
Kwartał 4	0	0,00
<b>Rok 2015</b>	<b>49 431</b>	<b>4,08</b>

Rozkład zysków nie jest równomierny w poszczególnych kwartałach i miesiącach. Zaproponowany algorytm wykorzystuje zmienność cen rynku hurtowego (gazu i energii), a w szczególności anomalii rozumianych jako istotne odchylenie od średniej rynkowej np. bardzo niskie ceny energii elektrycznej w okresach weekendów i świąt (brak opłacalności produkcji) lub piki cenowe (np. niski poziom rezerw wytwórczych w okresach letnich upałów).

Warto zauważyć, że w 4 kwartały roku, gdy poziom cen był wyjątkowo stabilny, zastosowanie proponowanego algorytmu, nie powoduje ani zmiany harmonogramu pracy silników w stosunku do wariantu odniesienia, ani nie zostaną wypracowane dodatkowe zyski.

Biorąc pod uwagę, że w ostatnich latach obserwuje się rosnącą zmienność cen energii elektrycznej wynikającą np. z rosnącego udziału źródeł wiatrowych, których wzmożona produkcja (szczególnie jeżeli ma miejsce w weekendy i święta) powoduje bardzo niskie ceny energii. Przy wolnym odtwarzaniu zdolności produkcyjnych źródeł systemowych rośnie też ryzyko występowania niebezpiecznie niskich poziomów operacyjnej rezerwy mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie letnim. Rośnie więc zagrożenie pojawiania się okresowo wysokich cen energii (jak miało to miejsce w analizowanym 2015 r.).

Efekt zastosowania proponowanego algorytmu przeanalizowano także dla danych z roku 2014 (tab. 2). Szczególnie duży efekt był możliwy do osiągnięcia w dobie 10 września 2014 roku, kiedy wykorzystanie silnika kogeneracyjnego, który nie pracuje ze względu na brak zapotrzebowania na ciepło, daje potencjał do istotnych zysków (ponad 13 tys. zł). Cały rok natomiast zakończyłby się z dodatkowym efektem finansowym na poziomie ponad 200 tys. zł (tab. 2). Dodatkowa marża jednostkowa 17,22 zł/MWh na rynku energii elektrycznej z całą pewnością jest po-

ziomem, który w sposób znaczący (a czasem nawet decydujący) wpływa na rentowność całego obiektu.

Tabela 2  
Efekt finansowy implementacji proponowanego algorytmu w roku 2014

Okres	Efekt optymalizacji, zł	Efekt optymalizacji, zł/MWh
Kwartał 1	7 969	2,02
Kwartał 2	73 791	36,90
Kwartał 3	108 138	50,58
Kwartał 4	14 953	3,93
<b>Rok 2014</b>	<b>204 850</b>	<b>17,22</b>

## 6. WNIOSKI KOŃCOWE

Przedstawiony przykład obliczeniowy wykazuje, że na poprawienie rentowności obiektów kogeneracyjnych w istotny sposób wpływa wykorzystanie ich możliwości regulacyjnych. Szczególnie duży poten-

cjał występuje w przypadku źródeł gazowych ze względu na ich elastyczność, jak również fakt funkcjonowania rynku gazu w oparciu o ceny dobowe. W efekcie charakterystyczna dla rynków towarowych [2] zmienność cen energii i gazu generuje okresy sprzyjające odejściu od standardowego sposobu prowadzenia pracy źródeł kogeneracyjnych.

Dodatkowym efektem odejścia od prowadzenia ruchu małych gazowych układów kogeneracyjnych tylko wg zapotrzebowania na ciepło są potencjalne korzyści dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Praca silników kogeneracyjnych w okresie letnich pików cenowych (kiedy standardowo obiekty te są odstawione lub pracują z niepełnym obciążeniem) przesuwają krzywą podaży, zwiększa poziom rezerw w systemie (tym samym jego bezpieczeństwo), a przy okazji obniża cenę dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej. Źródła gazowe mogą jednocześnie wypracować dodatkowy zysk.

## LITERATURA

- [1] Bućko P.: *Perspektywy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce*; Rynek Energii, nr 3/2015.
- [2] Bućko P., Sadowska I., Miller A.: *Analiza funkcjonowania polskiego rynku energii elektrycznej w okresie wprowadzenia stopni zasilania w 2015 roku*; Rynek Energii, nr 2/2016.
- [3] Jaskólski M., Bućko P.: *MARKAL long-term power generation scenarios for Poland: Increasing the share of renewable energy sources by 2040*; Rynek Energii, nr 2(117)/2015.
- [4] Bućko P.: *Kogeneracja gazowa w nowych uwarunkowaniach po implementacji dyrektywy europejskiej*; Rynek Energii, nr 4(71)/2007.
- [5] Mordasiewicz Ł.: *Price Forecasting in the Balancing Mechanism*. Rynek Energii, nr 3(94)/2011.
- [6] Weron R., *Modeling and forecasting electricity loads and prices. A statistical Approach*, John Willey&Sons, 2006.
- [7] EU Energy, *Transport and GHG Emissions Trends to 2050*. Komisja Europejska 2013.

## OPERATING SMALL GAS COGENERATION SYSTEM ACCORDING TO ECONOMIC EFFECT CRITERION

**Key words:** cogeneration, energy market, gas units

**Summary.** A characteristic feature of gas sources is their high operational flexibility, in comparison to the majority of conventional and renewable sources. This feature can and should be used to improve the economic indicators of the object. To this end, it is necessary to analyze the possibilities offered by running the source not in the standard of operation with the forced demand for heat, but just to maximize the flexibility of the source, in order to generate additional profits on the electricity market.

An algorithm for production management of an exemplary small cogeneration system was proposed, consisting of two engines with a total electrical power of 2 MW, cooperating with peak coal boilers in a CHP plant supplying an exemplary district heating system. Calculations of the economic effect of the proposed operation of the facility on the basis of historical electricity prices are presented.

**Łukasz Mordasiewicz**, Dyrektor Departamentu Gazu, Fortum Marketing and Sales Polska S.A., e-mail: Lukasz.Mordasiewicz@fortum.com

**Paweł Bućko**, dr hab. inż., prof. nadzw. PG, Politechnika Gdańska, e-mail: pawel.bucko@pg.edu.pl

