

Analiza wraz z oceną efektywności pracy elektrociepłowni zintegrowanej z układem akumulacji ciepła

Analysis with evaluation of the efficiency a combined heat and power plant integrated with a heat storage system

ZBIGNIEW PLUTECKI, JANUSZ LICHOTA, JACEK KAMIŃSKI, PIOTR SAŁUGA, PRZEMYSŁAW KASZYŃSKI, PABLO BENALCAZAR, PAWEŁ SATTLER

DOI 10.36119/15.2022.9.1

W pracy przedstawiono założenia i najważniejsze cechy modelu matematycznego wraz z przykładowymi wynikami badań symulacyjnych jakie wykonano w ramach analizy i oceny struktury techniczno-ekonomicznej, którą jest instalacja elektrociepłowni przed i po rozbudowie o instalację akumulacji ciepła.

Opracowany model matematyczny pozwolił na odzwierciedlenie pracy rzeczywistego systemu oraz rozpatrywanych wariantów integracji z instalacją akumulacji ciepła w formie układu równań i nierówności z funkcją celu, którą jest maksymalizacja zysku ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła przy jednoczesnym minimalizowaniu zużycia węgla i energii elektrycznej potrzeb własnych wynikających z optymalizacji warunków pracy poszczególnych urządzeń i dynamicznego wykorzystania zjawiska akumulacji ciepła.

Prezentowane wyniki pochodzą z zakończonych badań przemysłowych i prac rozwojowych związanych z realizacją projektu badawczego mającego na celu określenie technologii zapewniającej optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła.

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, akumulacja ciepła, optymalizacja, modelowanie matematyczne, badania symulacyjne

The paper presents the assumptions and most important features of the mathematical model, along with sample results of simulation studies that were carried out as part of the analysis and evaluation of the technical and economic structure, which is the installation of a combined heat and power plant before and after expansion with a heat accumulation installation.

The developed mathematical model allowed to reflect the operation of the real system and the considered variants of integration with the heat accumulation installation in the form of a system of equations and inequalities with the objective function, which is to maximize the profit from the sale of electricity and heat while minimizing the consumption of coal and electricity own needs resulting from the optimization of the operating conditions of individual devices and the dynamic use of the heat accumulation phenomenon.

The results presented here come from completed industrial research and development work related to the implementation of a research project aimed at determining the technology that ensures optimal cooperation of a thermal power plant with a highly efficient heat accumulation system.

Keywords: energy efficiency, heat accumulation, optimization, mathematical modeling, simulation studies

Wstęp

Analizowanie procesów pracy elektrociepłowni zintegrowanej z instalacją akumulacji ciepła wymaga budowy modeli matematycznych, które opisują zarówno procesy ciepło-przepływowe związane z pracą instalacji w różnych warunkach i stanach z uwzględnieniem wszelkich ograniczeń jak również procesów techniczno-ekonomicznych związanych między innymi z określeniem kosztów pracy instalacji oraz możliwych do osiągnięcia przy-

chodów z produkcji, w tym przychodów z gry rynkowej podczas sprzedaży energii np. na towarowej giełdzie energii.

Opracowanie modelu matematycznego instalacji elektrociepłowni wymaga określenia wielu zależności matematycznych opisujących procesy technologiczne i ekonomiczne za pośrednictwem wielu zmiennych. Za najważniejsze należy uznać właściwości statyczne i dynamiczne głównych elementów układu technologicznego elektrociepłowni i zaproponowania na ich podstawie równań matematycznych opisujących te procesy w funkcji

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, <https://orcid.org/0000-0002-9642-1576> – Katedra Bezpieczeństwa i Systemów Technicznych, Politechnika Opolska; dr hab. inż. Janusz Lichota, prof. PW, <https://orcid.org/0000-0003-4423-3394> – Katedra Inżynierii Konwersji Energii, Politechnika Wroclawska; prof. dr hab. inż. Jacek Kamiński, <https://orcid.org/0000-0001-7514-8761>; dr inż. Przemysław Kaszyński <https://orcid.org/0000-0002-0600-4374>; dr inż. Pablo Benalcazar <https://orcid.org/0000-0001-9578-8299> – Instytut Gospodarowania Surowcami Mineralnymi i Energią PAN; dr hab. inż. Piotr W. Saługa, prof. AWSB, <https://orcid.org/0000-0002-7782-9947> – Akademia WSB; Paweł Sattler, <https://orcid.org/0000-0002-6776-3390> – Biuro Projektowe INERIO, Opole.
Adres do korespondencji/Corresponding author: Z.Plutecki@inerio.pl

zmiennej wartości produkcji energii elektrycznej i ciepła. Następnie należy opisać równaniami matematycznymi procesy techniczne oraz uwarunkowania ekonomiczne związane z eksploatacją instalacji elektrociepłowni [1-3,8-11].

Analiza z wykorzystaniem modelowania matematycznego i badań symulacyjnych zjawisk ciepłno-przepływowych może efektywnie być wykorzystywana do modelowania procesów zarządzania zasobami umożliwiającymi dokonanie wyboru optymalnej konfiguracji układu elektrociepłowni. Dzięki badaniom symulacyjnym istnieje możliwość rozpatrzenia możliwości wykorzystania istniejących obiektów układu technologicznego elektrociepłowni, takich jak np. rurociągi technologiczne, magistrale ciepłownicze, niepracujące kotły wodne do magazynowania jak również nowe dedykowane instalacje do akumulowania ciepła i efektywnego wykorzystania ciepła w różnych warunkach pracy układu jak również pozwalających optymalizować proces technologiczny w czasie rzeczywistym z uwzględnieniem bieżącej analizy wielkości popytu oraz ceny sprzedaży zarówno energii elektrycznej jak też ciepła poprzez dobór: optymalnej czynnej pojemności poszczególnych akumulatorów, doboru nastaw procesowych pracujących maszyn i urządzeń czy np. chwilę rozpoczęcia oraz czasu ładowania i rozładowywania akumulatorów [4-7].

Główne założenia zrealizowanych prac B+R

Prezentowane w artykule wyniki badań zostały opracowane w ramach projektu badawczo-rozwojowego, który był realizowany w latach 2017-2019. Po zakończeniu właściwej fazy projektu nastąpił okres monitorowania wyników badań i oceny osiągnięcia zakładanych wskaźników. Zakończenie projektu z uwzględnieniem okresu trwałości nastąpiło w sierpniu 2022r.

Beneficjentem projektu była Elektrociepłownia Będzin sp. z o.o. Głównym wykonawcą części badawczo-rozwojowej była Politechnika Opolska przy udziale partnerów zewnętrznych, w tym: Instytutu Gospodarowania Surowcami i Energią PAN z Krakowa, Politechniki Wrocławskiej i Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Kierownikiem zespołu badawczego był dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. Politechniki Opolskiej. Projekt dostał dofinansowanie w ramach konkursu nr RSL.01.02.00-IP.01-24-002/16 dla działania 1.2. Badania, rozwój i innowacje w przedsiębiorstwach w ramach Osi Priorytetowej I Nowoczesna gospodarka Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020, typ projektu: Wsparcie prac B+R w przedsiębiorstwach. Projekt, mimo że formalnie się zakończył, jest w fazie monitorowania efektów i wyników wdrożonych rozwiązań.

Główne cele, założenia i zakres projektu oraz wybrane wyniki badań i wariantowe koncepcje integracji instalacji akumulacji ciepła z układem technologicznym elektrociepłowni zostały przedstawione już na łamach czasopisma *Instal* w dwóch wcześniejszych artykułach [6,7]. Poniżej w artykule przedstawiono ogólny opis modelu matematycznego a następnie przyjęte scenariusze oraz wybrane wyniki badań symulacyjnych wraz z najważniejszymi wnioskami.

Model matematyczny instalacji elektrociepłowni

Założenia ogólne

Modelowanie matematyczne opisujące procesy ciepłno-przepływowe i techniczno-ekonomiczne pracującej elektrociepłowni podzielono na dwa etapy. W pierwszym etapie opracowano: podstawowe założenia metodyczne, koncepcję budowy modelu matematycznego oraz opis prototypu krótkoterminowego modelu

matematycznego służącego do optymalizacji pracy instalacji elektrociepłowni w zakresie ekonomicznego rozdziału obciążeń oraz harmonogramowania pracy poszczególnych jednostek. Przyjętą funkcją celu modelu była maksymalizacja osiąganych przez przedsiębiorstwo dochodów, rozumianych jako różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła a kosztami zmiennymi produkcji.

W drugim etapie opracowano finalną wersję modelu. Model w tej wersji uległ modyfikacjom w celu dostosowania układu elektrociepłowni do różnych wariantów integracji z magazynami ciepła. W efekcie powstały trzy modele matematyczne, które odwzorowały następujące konfiguracje pracy elektrociepłowni: układ bez akumulacji, układ z akumulacją ciepła z wykorzystaniem istniejących obiektów technologicznych elektrociepłowni, takich jak: część magistrali ciepłowniczej stanowiącej niskotemperaturowy akumulator wodny oraz układ z akumulatorem wodnym, PCM i z akumulatorem wysokotemperaturowym z dodatkowym turbos zespołem. Bazową wersją modelu był model układu technologicznego bez akumulacji ciepła. Pozostałe modele – dla układów z magazynowaniem energii – zostały rozbudowane o dodatkowe parametry, zmienne oraz równania i nierówności, specyficzne dla danego wariantu. Opis układu technologicznego badanej elektrociepłowni przed i po rozbudowie o rozpatrywane warianty instalacji akumulacji ciepła przedstawiono w pracach [6,7].

Identyfikacja zbiorów, elementów zbiorów, parametrów egzogenicznych, zmiennych decyzyjnych, ograniczeń modelu i funkcji celu

Ograniczeniem modelu jest funkcja celu modelu (3.1) zdefiniowana jako całkowite dochody z pracy badanej elektrociepłowni rozumiane jako suma całkowitych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła w danym okresie minus suma całkowitych kosztów zmiennych produkcji energii elektrycznej i ciepła. Na koszty składają się koszty paliwowe związane ze zużyciem węgla kamiennego, koszty emisji zanieczyszczeń gazowych (CO, SO₂, NO_x, pył), dwutlenku węgla CO₂ oraz pozostałe koszty zmienne produkcji energii elektrycznej i ciepła. Wszystkie wymienione składniki kosztów zmiennych obliczane były osobno dla kotłów parowych oraz dla kotła wodnego.

Funkcja celu modelu jest optymalizowana w kierunku maksymalizacji opisanych powyżej całkowitych dochodów przedsiębiorstwa w danym horyzoncie czasowym analizy. Poniżej przedstawione równania i nierówności (3.1–3.28) pokazują wybrane, najważniejsze ograniczenia zaimplementowane w końcowej wersji modelu matematycznego dla przyjętych konfiguracji układu elektrociepłowni z magazynowaniem energii.

Równanie 3.1 opisuje funkcję określającą funkcję celu.

$Dochod_{Calkowity} =$

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in G} \left[\sum_{kp \in KP} GenMocCiepnaEC_{g,kp} * CenaSprzedazyCiepła_g \right] \\ & + \sum_{g \in G} CenaSprzedazyEE_g * NetGenMocElektryczna_g - \\ & - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} ZmKPZ1_{kp,g} * JednGodzKosztyPaliwaKP - \\ & - \sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} ZmKWZ1_{g,kw} * JednGodzKosztyPaliwaKW - \\ & - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} ZmKPZ2_{g,kp} * KosztyRozruchuKP - \\ & - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} StanPracyKP_{g,kp} * \left[GodzRedKosztKPwyl + \right. \\ & \left. + (WskAFunkcjiKosztPalkP_{z1,kp} * JednGodzKosztyPaliwaKP) \right] - \\ & - (WskAFunkcjiKosztPalkP_{z1,kp} * JednGodzKosztyPaliwaKP) - \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \left(\sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} ZmKWZ2_{g,kw} * KosztyRozruchuKW - \right. \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} StanPracyKW_{g,kw} * \left[GodzRedKosztKWwyl + \right. \\
 & \left. + \left(WskAFunkcjiKosztPalkW_{z1,kw} * JednGodzKosztyPaliwaKW \right) \right] - \\
 & - \left(WskAFunkcjiKosztPalkW_{z1,kw} * JednGodzKosztyPaliwaKW \right) - \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} \left[\left(GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \right) * \right. \\
 & * WskEmisjiCO2KP_g * KosztCO2KP_g \left. \right] - \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} \left[\left(GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \right) * \right. \\
 & * WskEmisjiCOKP_g * KosztCOKP_g \left. \right] - \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} \left[\left(GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \right) * \right. \\
 & * WskEmisjiSO2KP_g * KosztSO2KP_g \left. \right] - \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} \left[\left(GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \right) * \right. \\
 & * WskEmisjiNOxKP_g * KosztNOxKP_g \left. \right] - \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} \left[\left(GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \right) * \right. \\
 & * WskEmisjiPylKP_g * KosztPylKP_g \left. \right] - \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} GenMocCiepnaKW_{g,kw} * WskEmisjiCO2KW_g * \\
 & * KosztCO2KW_g - \sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} GenMocCiepnaKW_{g,kw} * \\
 & * WskEmisjiCOKW_g * KosztCOKW_g - \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} GenMocCiepnaKW_{g,kw} * WskEmisjiSO2KW_g * \\
 & * KosztSO2KW_g - \sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} GenMocCiepnaKW_{g,kw} * \\
 & * WskEmisjiNOxKW_g * KosztNOxKW_g - \\
 & - \sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} GenMocCiepnaKW_{g,kw} * WskEmisjiPylKW_g * \\
 & * KosztPylKW_g - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} GenMocElektrycznaEC_{g,kp} * \\
 & * PozKosztyZmProdEE_g - \sum_{g \in G} \sum_{kp \in KP} GenMocCiepnaEC_{g,kp} * \\
 & * PozKosztyZmProdCiepnaKP_g - \sum_{g \in G} \sum_{kw \in KW} GenMocCiepnaKW_{g,kw} * \\
 & * PozKosztyZmProdCiepnaKW_g \quad (3.1)
 \end{aligned}$$

Równanie 3.2 dotyczy aproksymacji liniowej funkcji kosztów paliwowych kotłów.

$$\begin{aligned}
 & \forall_{g \in G} \forall_{z \in Z} \forall_{kp \in KP} \\
 & ZmKPZ1_{g,kp} \geq \\
 & WskAFunkcjiKosztPalkP_{z,kp} \\
 & + \left(WskBFunkcjiKosztPalkP_{z,kp} * \left(GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + \right. \right. \\
 & \left. \left. + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \right) \right) \quad (3.2)
 \end{aligned}$$

Równanie 3.3 stanowi górne ograniczenie dozwolonego obszaru roboczego układu elektrociepłowni.

$$\begin{aligned}
 & \forall_{g \in G} \sum_{kp \in KP} GenMocCiepnaEC_{g,kp} \geq \sum_{kp \in KP} GenMocElektrycznaEC_{g,kp} * \\
 & * StosMocCieplElektr.LO_g \quad (3.3)
 \end{aligned}$$

Równanie 3.4 ogranicza maksymalną moc elektryczną jaka może zostać wytworzona w danej godzinie pracy układu.

$$\forall_{g \in G} \sum_{b \in B} GenMocElektrycznaEC_{g,kp} \leq MaxMocElektrycznaEC \quad (3.4)$$

Równanie 3.5 wymusza minimalną moc elektryczną jaka może zostać wytworzona w danej godzinie pracy układu.

$$\forall_{g \in G} \sum_{b \in B} GenMocElektrycznaEC_{g,kp} \geq MinMocElektrycznaEC \quad (3.5)$$

Równanie 3.6 ogranicza maksymalną moc cieplną jaka może zostać wytworzona w danej godzinie pracy układu.

$$\forall_{g \in G} \sum_{b \in B} GenMocCiepnaEC_{g,kp} \leq MaxMocCiepnaEC \quad (3.6)$$

Równanie 3.7 dotyczy ograniczenia stanów pracy (włączony, wyłączony) kotłów parowych.

$$\forall_{g \in G} \forall_{kp \in KP} ZmKPZ2_{g,kp} \geq StanPracyKP_{g,kp} - StanPracyKP_{g-1,kp} \quad (3.7)$$

Równanie 3.8 dotyczy ograniczenia stanów pracy (włączony, wyłączony) kotłów parowych.

$$\forall_{g \in G} \forall_{kp \in KP} ZmKPZ2_{g,kp} \geq - \left(StanPracyKP_{g,kp} - \right. \\
 \left. - StanPracyKP_{g-1,kp} \right) \quad (3.8)$$

Równanie 3.9 określa minimalny gradient przyrostu mocy (elektrycznej i cieplnej) całego układu elektrociepłowni.

$$\begin{aligned}
 & \forall_{g \in G} \forall_{kp \in KP} MinGradientMocyEC \leq \left(GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + \right. \\
 & \left. + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \right) - \left(GenMocElektrycznaEC_{g-1,kp} + \right. \\
 & \left. + GenMocCiepnaEC_{g-1,kp} \right) \quad (3.9)
 \end{aligned}$$

Równanie 3.10 określa maksymalny gradient przyrostu mocy (elektrycznej i cieplnej) całego układu elektrociepłowni.

$$\begin{aligned}
 & \forall_{g \in G} \forall_{kp \in KP} MaxGradientMocyEC \geq \\
 & \left(GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \right) \\
 & - \left(GenMocElektrycznaEC_{g-1,kp} + GenMocCiepnaEC_{g-1,kp} \right) \quad (3.10)
 \end{aligned}$$

Równanie 3.11 dotyczy aproksymacji liniowej kosztów paliwowych kotła wodnego.

$$\begin{aligned}
 & \forall_{g \in G} \forall_{z \in Z} \forall_{kw \in KW} ZmKWZ1_{g,kw} \geq \\
 & WskAFunkcjiKosztPalkW_z \\
 & + \left(WskBFunkcjiKosztPalkW_z * \right. \\
 & \left. * ThermalPowerGeneratedHOB_{g,kw} \right) \quad (3.11)
 \end{aligned}$$

Równanie 3.12 dotyczy ograniczenia stanów pracy (włączony, wyłączony) kotła wodnego.

$$\begin{aligned}
 & \forall_{g \in G} \forall_{kw \in KW} ZmKWZ2_{g,kw} \geq \\
 & \geq \left(StanPracyKW_{g,kw} - StanPracyKW_{g-1,kw} \right) \quad (3.12)
 \end{aligned}$$

Równanie 3.13 dotyczy ograniczenia stanów pracy (włączony, wyłączony) kotła wodnego.

$$\begin{aligned}
 & \forall_{g \in G} \forall_{kw \in KW} ZmKWZ2_{g,kw} \geq \\
 & - \left(StanPracyKW_{g,kw} - StanPracyKW_{g-1,kw} \right) \quad (3.13)
 \end{aligned}$$

Równanie 3.14 ogranicza możliwą produkcję mocy cieplnej w kotle wodnym w zależności od stanu pracy (włączony, wyłączony) w jakim się znajduje oraz maksymalnej mocy znamionowej.

$$\forall_{g \in G} \forall_{kw \in KW} GenMocCiepnaKW_{g,kw} \leq StanPracyKW_{g,kw} * MaxMocCiepnaKW \quad (3.14)$$

Równanie 3.15 ogranicza możliwą produkcję mocy cieplnej oraz elektrycznej w układzie kotłów parowych z turbiną parową w zależności od stanu pracy (włączony, wyłączony) poszczególnych kotłów oraz maksymalnej mocy znamionowej.

$$\forall_{g \in G} \forall_{kp \in KP} GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + GenMocCiepnaEC_{g,kp} \leq StanPracyKP_{g,kp} * MaxMocKP \quad (3.15)$$

Równanie 3.16 ogranicza maksymalną ilość energii jaka może zostać zmagazynowana w akumulatorze ciepła w danej godzinie pracy systemu.

$$\forall_{g \in G} MagEnCiepna_g = (SprTermMag * MagEnCiepna_{g-1}) + (DeltaMagEnCiepna_g * SprCyklMag) \quad (3.16)$$

Równanie 3.17 dotyczy bilansu energii zgromadzonej w akumulatorze ciepła w danej godzinie pracy systemu.

$$\forall_{g \in G} MagEnCiepna_g = SprGodzMagCiepna * MagEnCiepna_{g-1} + EnCiepnaLad_g * SprLadMagCiepna + EnCiepnaRozl_g * SprRozlMagCiepna \quad (3.17)$$

Równanie 3.18 ogranicza maksymalną ilość energii jaka może zostać zmagazynowana w akumulatorze ciepła w danej godzinie pracy systemu.

$$\forall_{g \in G} MagEnCiepna_g \leq PojMagCiepna \quad (3.18)$$

Równanie 3.19 ogranicza maksymalną ilość energii jaka może zostać załadowana do akumulatora ciepła w danej godzinie pracy systemu.

$$\forall_{g \in G} EnCiepnaLad_g \leq PojMagCiepna * MaxEnCiepnaLad * StatusLad_g \quad (3.19)$$

Równanie 3.20 ogranicza maksymalną ilość energii jaka może zostać rozładowana z akumulatora ciepła w danej godzinie pracy systemu.

$$\forall_{g \in G} EnCiepnaRozl_g \leq PojMagCiepna * MaxEnCiepnaRozl * StatusRozl_g \quad (3.20)$$

Równanie 3.21 ogranicza akumulator ciepła tylko do rozładowywania lub ładowania w tym samym czasie.

$$\forall_{g \in G} StatusLad_g + StatusRozl_g \leq 1 \quad (3.21)$$

Równanie 3.22 ogranicza maksymalną ilość energii jaka może zostać zmagazynowana w akumulatorze ciepła w danej godzinie pracy systemu.

$$\forall_{g \in G} MagEnCiepna_g = SprGodzMagCiepna * MagEnCiepna_g + EnCiepnaLad_g * SprLadMagCiepna + EnCiepnaRozl_g * SprRozlMagCiepna \quad (3.22)$$

Równanie 3.23 ogranicza maksymalną ilość energii jaka może zostać załadowana w danej godzinie pracy systemu, bio-

jąc pod uwagę ilość energii zakumulowanej w godzinie poprzedniej.

$$\forall_{g \in G} EnCiepnaLad_g + MagEnCiepna_{g-1} \leq 0 \quad (3.23)$$

Równanie 3.24 ogranicza maksymalną ilość energii jaka może zostać rozładowana w danej godzinie pracy systemu, biorąc pod uwagę ilość energii zakumulowanej w godzinie poprzedniej.

$$\forall_{g \in G} EnCiepnaRozl_g - MagEnCiepna_{g-1} \leq 0 \quad (3.24)$$

Równanie 3.25 stanowi bilans zapotrzebowania na ciepło w danej godzinie pracy systemu.

$$\forall_{g \in G} PopytMocCiepna_g = \sum_{kp \in KP} GenMocCiepnaEC_{t,b} * SprTermEC + \sum_{kw \in KW} GenMocCiepnaKW_{g,kw} + EnCiepnaRozl_g - EnCiepnaLad_g \quad (3.25)$$

Równanie 3.26 ogranicza maksymalny wolumen wyprodukowanej energii elektrycznej, która może zostać sprzedana na rynku.

$$\forall_{g \in G} SprzedMocElektryczna_g = \sum_{kp \in KP} GenMocElektrycznaEC_{g,kp} * SprElektrEC \quad (3.26)$$

Równanie 3.27 dotyczy ograniczenia sumarycznej mocy generowanej (cieplnej i elektrycznej w układzie kotłów parowych z turbiną, która nie może przekroczyć sumy mocy znamionowych.

$$\forall_{g \in G} SumGenMocKP \geq \sum_{b \in B} GenMocElektrycznaEC_{g,kp} + \sum_{kp \in KP} GenMocCiepnaEC_{g,kp} \quad (3.27)$$

Równanie 3.28 dotyczy możliwych wariantów współpracy kotłów parowych i kotła wodnego.

$$\forall_{g \in G} \forall_{kw \in KW} \sum_{kp \in KP} (GenMocElektrycznaKW_{g,kp} + GenMocCiepnaEC_{g,kp}) \geq StanPracyKW_{g,kw} * MaxMocCiepnaEC \quad (3.28)$$

Równanie 3.29 określa stan początkowy dla akumulatora ciepła.

$$\forall_{g \in G} MagEnCiepna_g = MagEnCiepna.L_g \quad (3.29)$$

Równanie 3.30 ogranicza liczbę pracujących kotłów w okresie letnim.

$$\forall_{g \in G} \sum_{kp \in KP} StanPracyKP_{g,kp} \leq 1 \quad (3.30)$$

Równanie 3.31 wyznacza wielkość energii elektrycznej wyprodukowanej w dodatkowej turbinie kondensacyjnej.

$$\forall_{g \in G} MocEleAkuWysTemp_g = EnCiepnaRozl_g * WskMocCiepMocEle \quad (3.31)$$

Parametryzacja modelu w środowisku informatycznym

W celu rozwiązania postawionego problemu badawczego zbudowano model matematyczny służący optymalizacji pracy instalacji badanej elektrociepłowni w zakresie ekonomicznego rozdziału

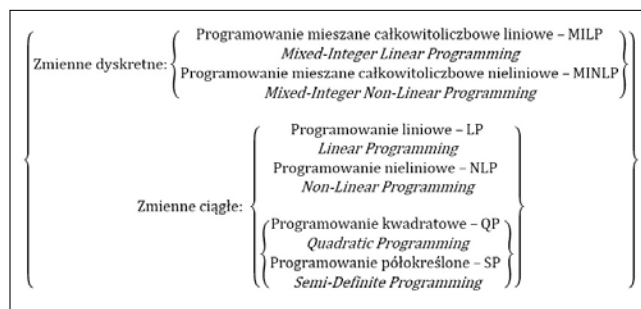
obciążeń oraz harmonogramowania pracy poszczególnych jednostek. Wspomniany model wykorzystuje podejście programowania matematycznego – mieszanego całkowitoliczbowego liniowego (MILP – *Mixed – Integer Linear Programming*). Przyjęcie tego podejścia wynika z doświadczeń badawczych *Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* oraz przeprowadzonego przeglądu literatury naukowej w zakresie wyników optymalizacji złożonych systemów energetycznych [1-3,8-11].

Do głównych założeń służących opracowaniu modelu należały: budowa narzędzia wspierającego proces podejmowania decyzji odwzorowującego w adekwatnym stopniu funkcjonowanie kluczowych elementów złożonego systemu jakim jest układ elektrociepłowni, w tym techniczno-ekonomicznych aspektów rozdziału obciążeń oraz harmonogramowania stanu pracy (włączone, wyłączone) poszczególnych jednostek w rozdzielczości godzinowej, szczegółowość odzwierciedlania systemu rzeczywistego na poziomie wystarczającym do zbadania wpływu integracji układu elektrociepłowni z akumulatorem ciepła na sposób pracy połączanego systemu oraz poziom dochodów przedsiębiorstwa ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. W przypadku braku odpowiednich danych wejściowych do modelu konieczne jest oszacowanie wybranych parametrów oraz aproksymacja i liniowe przybliżenie kluczowych zależności o charakterze nieliniowym występujących w systemie rzeczywistym, maksymalizacja całkowitego dochodu przedsiębiorstwa ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła jako funkcja celu modelu matematycznego, uproszczenie modelu poprzez eliminację sprzężeń nieistotnych ze względu na ogólną złożoność modeli typu MILP oraz wynikający z tego długi czas obliczeń numerycznych.

Wybrane elementy teorii modelowania systemów

Metody związane z matematycznym modelowaniem systemów są stosowane w szeregu prac badawczych, w tym związanych z optymalnym funkcjonowaniem i planowaniem pracy systemów kogeneracyjnych oraz systemów zaopatrywania w ciepło sieciowe oraz ciepłą wodę. Optymalizacyjne modele deterministyczne, w ogólnym założeniu, można skategoryzować pod względem zaimplementowanych typów zmiennych: (I) zmienne dyskretne oraz (II) zmienne ciągłe. Poniżej zaprezentowano rysunek przedstawiający możliwe podejścia optymalizacyjne w modelach matematycznych w zależności od stosowanych typów zmiennych [9].

Dla potrzeb prowadzenia zróżnicowanych analiz opracowa-



Rys. 1
Klasyfikacja problemów optymalizacyjnych [9]
Fig. 1. Classification of optimization problems [9]

no model służący wyznaczeniu ekonomicznego rozdziału obciążeń oraz harmonogramowania pracy jednostek w elektrociepłowni w układzie bez magazynowania energii oraz ze zintegrowanym akumulatorem ciepła. Od początku model wykorzystywał podejście programowania matematycznego mieszanego całkowitoliczbowego liniowego (MILP). Dodanie jednostki magazynującej energię (akumulator ciepła) pozwala na bardziej elastyczną pracę układu kogeneracyjnego i częściowe rozdzielanie produkcji ciepła

od wytwarzania energii elektrycznej. Z drugiej strony komplikuje to problem optymalizacyjny – konieczność symultanicznego wyznaczenia poziomów obciążeń i stanu pracy poszczególnych jednostek z uwzględnieniem akumulacji – co pociąga za sobą konieczność zastosowania odpowiednich uproszczeń, niewpływających jednak zdaniem autorów na poprawność uzyskiwanych wyników. Funkcją celu modelu jest maksymalizacja dochodów (całkowite przychody – całkowite koszty zmienne) badanej elektrociepłowni ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. Problemy typu mieszanego całkowitoliczbowego liniowego (MILP) zakładają optymalizację liniowej funkcji celu oraz równań i nierówności również o charakterze liniowym. Część lub wszystkie występujące zmienne mogą być typu całkowitoliczbowego (AIMMS, 2018).

Aproksymacja zależności nieliniowych

W literaturze przedmiotu szczegółowo udokumentowano, że część charakterystyk związanych z pracą kluczowych elementów elektrociepłowni ma charakter nieliniowy. Dlatego też, zależności tego typu, jak na przykład krzywe sprawności kotłów w funkcji obciążenia, zostały poddane linearyzacji w celu zachowania zbieżności z wymogami zastosowanego podejścia do rozwiązania problemu optymalizacyjnego i znalezienia rozwiązania bliskiemu optimum (suboptymalnego). Zależności nieliniowe są wówczas aproksymowane za pomocą funkcji przedziałami liniowej i/lub liniowego przekształcenia afinicznego do krzywej zbudowanej z określonej liczby segmentów.

Model matematyczny reprezentujący nieliniowe zależności pomiędzy godzinowym zużyciem paliwa w danym kotle, jego kosztami oraz uzyskiwaną mocą cieplną (obciążeniem kotła) został przybliżony liniowo poprzez przekształcenie afiniczne do krzywej zbudowanej z liniowych segmentów, zgodnie z poniższym równaniem (3.32) [10].

$$f(x) = \max \begin{cases} a_1 + b_1x \\ a_2 + b_2x \\ a_3 + b_3x \end{cases} \quad (3.32)$$

gdzie
 $b_3 \geq b_2 \geq b_1$

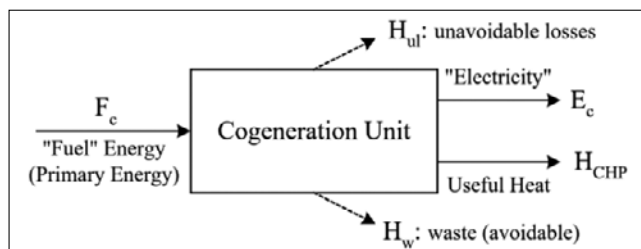
Elementy układu elektrociepłowni odwzorowane w modelu matematycznym

W tabeli poniżej przedstawiono główne elementy ekonomiczne oraz techniczne rzeczywistego systemu, które zostały uwzględnione w modelu matematycznym.

Tabela 1. Rozważane i uwzględnione w prototypie modelu elementy techniczno-ekonomiczne
Table 1. Main economic variables and technical data of the CHP system, which were included in the mathematical model

Czynniki ekonomiczne
<ul style="list-style-type: none"> koszty paliwowe wolumeny sprzedaży energii elektrycznej i ciepła przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła koszty rozruchu kotłów jednostkowe koszty związane z emisjami zanieczyszczeń gazowych (SO₂, NO_x, Pył) oraz dwutlenku węgla CO₂ pozostałe koszty jednostkowe zmienne wytwarzania energii elektrycznej i ciepła
Czynniki techniczne
<ul style="list-style-type: none"> charakterystyki pracy turbiny (w tym sprawność elektryczne, termiczna i całkowita, rodzaje pracy wraz z możliwym obszarem roboczym) charakterystyki pracy kotłów parowych oraz kotła wodnego (sprawności w funkcji obciążenia, godzinowe zużycie paliwa) bilanse energii charakterystyki akumulatora ciepła

Schemat bilansowy modelowanego układu elektrociepłowni wraz z najważniejszymi obiegami w stanie istniejącym czyli



Rys. 2.
Uproszczony układ kogeneracyjny [3]
Fig. 2. Simple illustration of CHP system

przed zabudową instalacji akumulacji ciepła oraz po rozbudowie o instalację akumulacji ciepła w kilku rozpatrywanych wariantach przedstawiono we wcześniejszych pracach autorów [6,7].

Ekonomiczny rozdział obciążeń jednostek wytwórczych jest sterowany przede wszystkim poprzez wielkość zapotrzebowania na ciepło. Ze względu na fakt, że funkcjonowanie elektrociepłowni jest uwarunkowane pokryciem tego zapotrzebowania, produkcja energii elektrycznej jest ściśle związana z ilością wytwarzanego ciepła. W większości przypadków, produkcja ciepła oraz energii elektrycznej w kogeneracji nie może być regulowana niezależnie od siebie (rys. 2).

Modelowanie pracy elektrociepłowni skupia się przede wszystkim na odwzorowaniu najważniejszych jej elementów, tj. pracy kotłów parowych, kotła wodnego oraz turbiny parowej. Po stronie wejścia do układu znajduje się strumień paliwa wraz z przypisaną funkcją jego kosztów, natomiast po stronie wyjścia z układu znajduje się wytwarzana moc cieplna i elektryczna, uwzględniająca straty oraz zmienne koszty produkcji.

Elektrociepłownia z turbiną przeciwprężną

Turbiny przeciwprężne mają zwykle sztywny stosunek generowanej mocy cieplnej do mocy elektrycznej (*heat to power ratio*). Elektrociepłownie wyposażone w tego typu turbiny charakteryzują się w związku z tym roboczy obszar pracy ze stałym stosunkiem wytwarzanej mocy cieplnej do elektrycznej [3,4,5].

W przypadku turbin upustowo-kondensacyjnych stosunek

generowanej mocy cieplnej do mocy elektrycznej może zmieniać się w pewnym zakresie. Dla elektrociepłowni wyposażonych w tego typu turbiny można wyznaczyć charakterystyczny obszar obejmujący różne rodzaje pracy turbiny (ciepłowniczą, kondensacyjną, ciepłowniczo-kondensacyjną) [2,4,5].

Aproksymacja najważniejszych elementów odzwierciedlonych w modelu matematycznym została przedstawiona w tabeli poniżej.

Tabela 2. Rodzaje zastosowanych aproksymacji dla najważniejszych elementów techniczno-ekonomicznych odzwierciedlonych w prototypie modelu

Table 2. The types of approximations in mathematical model, that have been used to identify the most important parts of the system

Elementy techniczno-ekonomiczne	Rodzaj aproksymacji
Kotły parowe oraz kocioł wodny	
<ul style="list-style-type: none"> Zależność między wytwarzaną mocą cieplną a zużyciem paliwa, Minimum i maksimum techniczne Ograniczenie gradientu generowanej mocy, Jednostkowe koszty paliwowe, Jednostkowe koszty emisji zanieczyszczeń oraz CO₂, Pozostałe jednostkowe koszty zmienne 	<ul style="list-style-type: none"> Linijowy Przekształcenie afiniczne funkcji kosztów paliwowych
Turbina upustowo-kondensacyjna	
<ul style="list-style-type: none"> Zależność między strumieniem energii a generowaną mocą elektryczną i cieplną Minimum i maksimum techniczne dla odpowiednich poziomów produkcji i rodzajów pracy turbiny 	<ul style="list-style-type: none"> Linijowy Funkcja przedziałami liniowa
Jednostka magazynująca (akumulator ciepła)	
<ul style="list-style-type: none"> Bilans ciepła Ograniczenia związane z pojemnością akumulatora Minimalne i maksymalne strumienie energii 	<ul style="list-style-type: none"> Funkcja okresowa (zależna od czasu)

Zestawienie scenariuszy analitycznych

Analiza efektywności pracy układu technologicznego pod kątem wyznaczenia przyszłych efektów współpracy elektrociepłowni z układem akumulacji ciepła dla wszystkich zaproponowanych wariantów integracji została przeprowadzona z wykorzystaniem zbudowanego narzędzia (modelu matematycznego) oraz zestawu opracowanych scenariuszy analitycznych (Tab. 3). Scenariuszem odniesienia, do którego porównywane są wyniki scenariuszy dla układu badanej elektrociepłowni z akumulacją ciepła, jest scenariusz Bazowy. Zadaniem tego scenariusza było jak najlepsze odwzorowanie stanu pracy elektrociepłowni dla

Tabela 3. Zestawienie scenariuszy analitycznych

Table 3. Scenario List

Scenariusz	Typ magazynu	Pojemność cieplna, MWh	Wsk. ładowania, % poj.	Wsk. rozładowania, % poj.	Odstawienia kotłów parowych	1 kocioł w lecie	2 kotły w lecie
Bazowy	Brak	-	-	-	Rzeczywiste	TAK	
Bazowy_BO_1KL	Brak	-	-	-	Bez odstawień	TAK	
Bazowy_BO_2KL	Brak	-	-	-	Bez odstawień		TAK
AW_Siec_BO_1KL_12	Wodny-sieć	12	40,0%	40,0%	Bez odstawień	TAK	
AW_Siec_BO_1KL_25	Wodny-sieć	25	40,0%	40,0%	Bez odstawień	TAK	
AW_Siec_BO_1KL_12*	Wodny-sieć	12	100,0%	100,0%	Bez odstawień	TAK	
AW_Siec_BO_1KL_25*	Wodny-sieć	25	100,0%	100,0%	Bez odstawień	TAK	
AW-PCM_BO_1KL_50	Wodny/PCM	50	40,0%	40,0%	Bez odstawień	TAK	
AW-PCM_BO_1KL_100	Wodny/PCM	100	40,0%	40,0%	Bez odstawień	TAK	
AW-PCM_BO_1KL_200	Wodny/PCM	200	40,0%	40,0%	Bez odstawień	TAK	
AW-PCM_BO_1KL_290	Wodny/PCM	290	40,0%	40,0%	Bez odstawień	TAK	
AW-PCM_BO_1KL_480	Wodny/PCM	480	40,0%	40,0%	Bez odstawień	TAK	
AW_Siec_BO_2KL_12	Wodny-sieć	12	40,0%	40,0%	Bez odstawień		TAK
AW_Siec_BO_2KL_25	Wodny-sieć	25	40,0%	40,0%	Bez odstawień		TAK
AW_Siec_BO_2KL_12*	Wodny-sieć	12	100,0%	100,0%	Bez odstawień		TAK
AW_Siec_BO_2KL_25*	Wodny-sieć	25	100,0%	100,0%	Bez odstawień		TAK
AW-PCM_BO_2KL_50	Wodny/PCM	50	40,0%	40,0%	Bez odstawień		TAK
AW-PCM_BO_2KL_100	Wodny/PCM	100	40,0%	40,0%	Bez odstawień		TAK
AW-PCM_BO_2KL_200	Wodny/PCM	200	40,0%	40,0%	Bez odstawień		TAK
AW-PCM_BO_2KL_290	Wodny/PCM	290	40,0%	40,0%	Bez odstawień		TAK
AW-PCM_BO_2KL_480	Wodny/PCM	480	40,0%	40,0%	Bez odstawień		TAK
AWT_BO_2KL_500	Wysoko-Temp.	500	40,0%	16,0%	Bez odstawień		TAK
AWT_BO_2KL_750	Wysoko-Temp.	750	26,7%	10,7%	Bez odstawień		TAK

układu i warunków występujących w latach 2016 i 2017. Oprócz tego scenariusza, przygotowano także dwa warianty, różniące się sposobem pracy kotłów parowych i kotła wodnego w okresie jesienno-zimowo-wiosennym – Bazowy_BO_1KL oraz Bazowy_BO_2KL. W roku 2016, w tym okresie występowały wyłączenia kotłów parowych i turbiny, a popyt na ciepło pokrywany był z kotła wodnego. Analizy modelowe wykazały, że nie jest to optymalny sposób pracy – kocioł wodny powinien być uruchamiany jedynie w okresach szczytowego zapotrzebowania, kiedy moc układu kotłów parowych z turbiną jest niewystarczająca w stosunku do wielkości popytu. W związku z tym w wariantach scenariuszy_BO, odstawienia kotłów parowych, zgodnie z rzeczywistymi warunkami funkcjonowania układu, zachowano jedynie w okresie letnim, w pozostałych okresach model mógł funkcjonować w optymalny sposób, czyli bez odstawiania kotłów parowych.

Dруга zmiana dotyczyła liczby kotłów pracujących równocześnie w okresie letnim. W rzeczywistości oraz w scenariuszu Bazowym, w okresie tym (zamiennie) pracował tylko 1 kocioł parowy – ten stan oddaje wariant oznaczony symbolem _1KL. Natomiast zasymulowano również przypadek – wariant _2KL – w którym pracowały 2 kotły parowe, z zachowaniem planowanych i nieplanowanych postojów.

W związku z powyższym przygotowane scenariusze analityczne dla odpowiedniego wariantu integracji z akumulatorem ciepła odnoszą się do jednego z opisanych wariantów scenariusza bazowego, zgodnie z oznaczeniami i opisem przedstawionym w tabeli 3. Scenariusze te dotyczą: układu z akumulacją wodną w sieci ciepłowniczej (AW_Siec_), układu z akumulatorem wodnym i/lub PCM (AW-PCM_), układu z akumulatorem wysokotemperaturowym i dodatkową turbiną kondensacyjną pracującą w zakresie mocy elektrycznej 3,0-12,3 MWe przy stałym stosunku mocy cieplnej do elektrycznej, wynoszącym 0,267 (AWT_).

Każdy z wymienionych scenariuszy różni się także zdefiniowaną pojemnością cieplną akumulatora oraz wskaźnikami ładowania oraz rozładowania (wyrażonymi jako % pojemności) określającymi jaka maksymalna moc cieplna może zostać załadowana / rozładowana do / z akumulatora w ciągu 1 godziny.

Złożoność i wielkość zbudowanego modelu matematycznego może być zobrazowana poprzez podstawowe statystyki modelu generowane przez kompilator systemu modelowania GAMS. W Tab. 3.4 przedstawiono liczbę równań i zmiennych generowanych przez system dla danych wejściowych symulujących 1 rok (8.760 h) pracy elektrociepłowni. Zwarto również średni czas obliczeń scenariusza dla danego wariantu akumulacji ciepła.

Tabela 4. Statystyki modelu dla różnych układów obliczeniowych
Table 4. Model statistics for selected systems

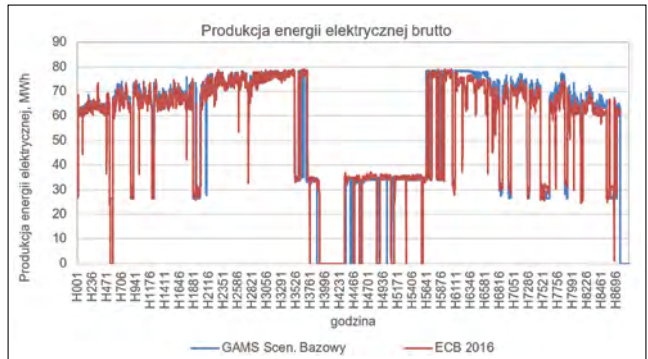
Statystyka modelu	Bazowy	Akumulator wodny / PCM	Akumulator WysokoTemp.
Liczba pojedynczych równań	151 421	213 749	222 653
Liczba pojedynczych zmiennych	58 294 541	58 339 061	58 347 965
Liczba elementów niezzerowych	466 017 181	466 159 486	466 177 294
Czas obliczeń	1-2 godziny	5-9 godzin	15-18 godzin

Walidacja scenariusza bazowego w stosunku do rzeczywistych wyników pracy badanej elektrociepłowni w roku bazowym 2016

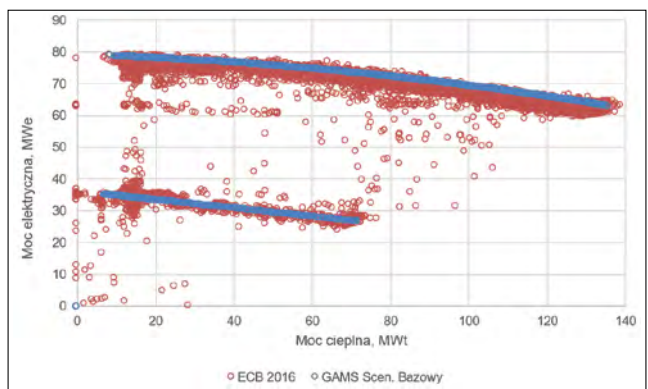
Na rys. 3-5 przedstawiono porównanie rzeczywistych wyników badanej elektrociepłowni osiągniętych w roku bazowym (za rok bazowy przyjęto rok 2016) z wynikami scenariusza Bazowego. Wyniki te obejmowały – w układzie godzinowym – wielkość wytworzonej mocy cieplnej, wyprodukowaną energię elektryczną, poziom zużycia węgla kamiennego w kotłach parowych oraz

roboczy obszar pracy turbiny upustowo-kondensacyjnej. Zestawienie całkowitej mocy (cieplnej i elektrycznej) wytwarzanej w elektrociepłowni z wynikami modelu wskazały, że stopień dopasowania modelu dla układu bez akumulacji jest na bardzo wysokim poziomie. Niewielkie różnice występują jedynie w obszarze pracy kotła wodnego (K5), który powinien być wykorzystywany w okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło.

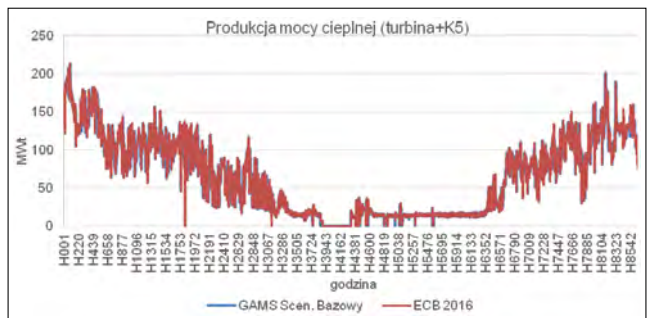
Porównanie godzinowej produkcji energii elektrycznej przedstawiono na rys. 3. Całkowita wygenerowana ilość energii elektrycznej brutto w 2016 r. wyniosła 479 090,3 MWh, wynik modelu różni się jedynie o ok. 3% i wynosi 493 641,3 MWh. Różnica ta jest w głównej mierze spowodowana przyjętym uproszczeniem wynikającym z aproksymacji roboczego obszaru pracy turbiny upustowo-kondensacyjnej (rys. 4). Rzeczywiste



Rys. 3. Porównanie wielkości produkcji energii elektrycznej brutto w badanej elektrociepłowni w roku bazowym z wynikami scen. Bazowego
Fig. 3. Comparison of the real gross electricity production volume in a CHP plant in the base year with the calculation results for the base scenario model



Rys. 4. Porównanie roboczego obszaru pracy turbiny w badanej elektrociepłowni w roku bazowym z wynikami scen. Bazowego
Fig. 4. Comparison of the real operating area of a turbine in a CHP plant in the base year with the calculations results of the baseline scenario model



Rys. 5. Porównanie wielkości produkcji ciepła w badanej elektrociepłowni w roku bazowym z wynikami scenariusza Bazowego
Fig. 5. Comparison of the real heat production volume in a CHP plant in the base year with the calculations results of the baseline scenario model

warunki pracy układu w roku bazowym zostały przybliżone zależnością funkcyjną, która oscyluje wokół maksymalnych zdolności produkcji energii elektrycznej przy zadanej mocy cieplnej (rys. 4).

Jeśli chodzi o porównanie całkowitej wielkości produkcji mocy cieplnej, to różnice praktycznie nie występują, ponieważ warunkiem obligatoryjnym pracy modelu jest w pierwszej kolejności zaspokojenie przyjętego zapotrzebowania na ciepło (rys. 5).

Stosunkowo niewielkie odchylenia wystąpiły również w przypadku porównania wielkości zużycia węgla kamiennego w kotłach parowych. Całkowite zużycie węgla kamiennego w tych kotłach w roku bazowym wyniosło 272 920,44 ton, natomiast w scenariuszu bazowym 268 081,2 ton, co stanowiło około 1,6% różnicy.

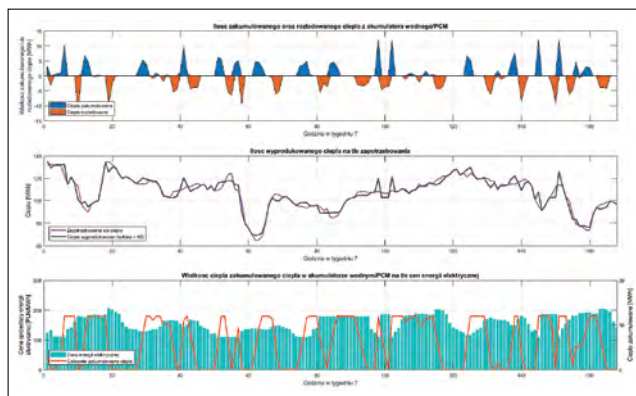
W tab. 5 przedstawiono porównanie wyników ekonomicznych (koszty, przychody i dochody) uzyskanych w 2016 r. przez EC Będzin Sp. z o.o. z wynikami scenariusza Bazowego. Różnice procentowe są niewielkie i nie przekraczają 6% wielkości rzeczywistych. Największe różnice wykazują przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, co wynika z opisanych już rozbieżności w zakresie generacji energii elektrycznej. Wielkość tych przychodów, wobec stabilnego poziomu całkowitych kosztów zmiennych, przekłada się również na niewielką różnicę w całkowitych dochodach Spółki uzyskiwanych ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła (tab. 6).

Tabela 5. Porównanie wyników ekonomicznych osiągniętych przez badaną elektrociepłownię w roku bazowym z wynikami scenariusza Bazowego
Table 5. Comparison of the economic results achieved by the CHP plant in the base year with the calculations results for the baseline scenario

Wyniki kalibracji modelu, zł	ECB 2016	GAMS Bazowy	Różnica	Różnica %
Całkowite koszty zmienne	-71 353 737,3	-71 854 183,2	-500 445,9	0,7%
Całkowite przychody ze sprzedaży en. el. i ciepła	121 769 905,1	125 115 410,72	3 345 505,6	2,7%
Całkowite dochody ze sprzedaży en. el. i ciepła	50 416 167,9	53 261 227,54	2 845 059,7	5,6%
Przychody ze sprzedaży en. elektrycznej	65 460 607,5	69 150 200,3	3 689 592,8	5,6%
Przychody ze sprzedaży ciepła	56 309 297,6	55 965 210,4	-344 087,2	-0,6%
Całkowite koszty zużytego węgla kamiennego	54 667 254,0	55 489 008,1	821 754,1	1,5%
Całkowite koszty emisji	12 991 525,9	12 567 275,3	-424 250,6	-3,3%
Pozostałe koszty zmienne	3 194 587,0	3 078 412,8	-116 174,2	-3,6%

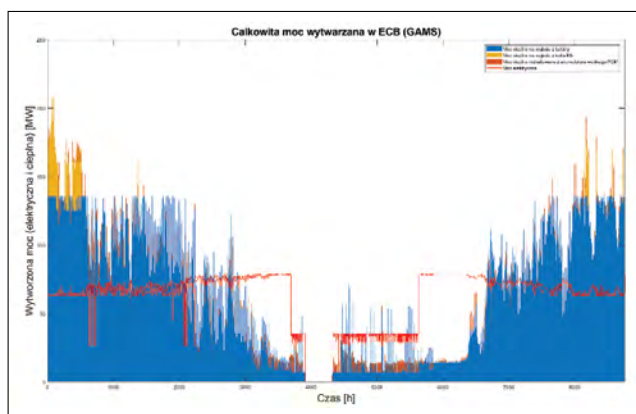
Wybrane wyniki badań symulacyjnych dla rozpatrywanych scenariuszy analitycznych

Z uwagi na fakt, że łącznie przygotowano 21 scenariuszy analitycznych (razem ze scenariuszami bazowymi) poniżej zaprezentowano jedynie przykładowe wykresy z wynikami (rys. 6-8). W przypadku scenariuszy reprezentujących konfigurację badanej elektrociepłowni z akumulacją ciepła, kluczowe wyniki przedstawiono na rysunkach w układzie tygodniowym, zawierających trzy wzajemnie uzupełniające się wykresy: a) wykres zakumulowanego i rozładowanego ciepła w/z akumulatora w danych godzinach; b) wykres całkowitej produkcji ciepła przez turbinę i kocioł wodny w stosunku do rzeczywistego zapotrzebowania na ciepło w danej godzinie oraz c) całkowitą ilość zakumulowanego ciepła w akumulatorze na tle cen energii elektrycznej. Dwa pierwsze wykresy stanowią swoje uzupełnienie, poziom zakumulowanego ciepła stanowi nadwyżkę wyprodukowanej energii w stosunku do zapotrzebowania. Natomiast w okresach kiedy produkcja ciepła była poniżej poziomu popytu, brakująca część zostaje pokryta z akumulatora ciepła.



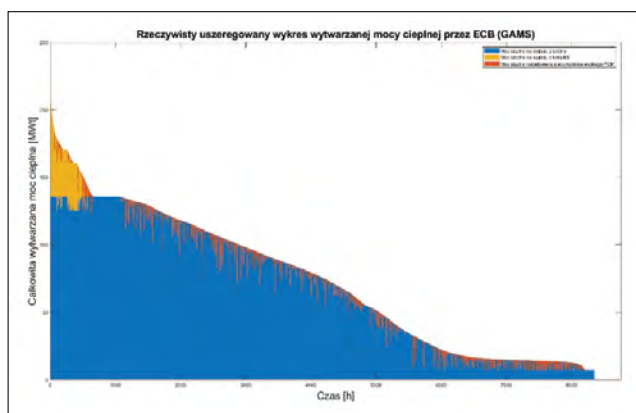
Rys. 6. Przykładowe wyniki badań symulacyjnych: a) zakumulowanego oraz rozładowanego ciepła z akumulatora ciepła w układzie tygodniowym; b) porównanie wyprodukowanego ciepła przez turbinę z przyjętym zapotrzebowaniem oraz c) zestawienie całkowitego zakumulowanego ciepła w akumulatorze na tle cen energii elektrycznej

Fig. 6. Examples of simulation test results for the selected scenario: a) accumulated and discharged heat from the heat accumulator in a weekly system; b) comparison of the heat produced by the turbine with the assumed demand and c) comparison of the total accumulated heat in the accumulator against the electricity prices



Rys. 7. Całkowita moc wytwarzana (ciepłna i elektryczna) z uwzględnieniem produkcji turbiny, kotła wodnego oraz akumulatora ciepła dla danego scenariusza analitycznego

Fig. 7. Total generated power (heat and electricity), including turbine, water boiler and heat accumulator production for the selected scenario



Rys. 8. Uszeregowany wykres wytwarzanej mocy cieplnej z uwzględnieniem generacji turbiny, kotła wodnego i mocy rozładowania akumulatora dla danego scenariusza analitycznego

Fig. 8. Heat production duration curve generated from the turbine, water boiler and accumulator for the selected scenario

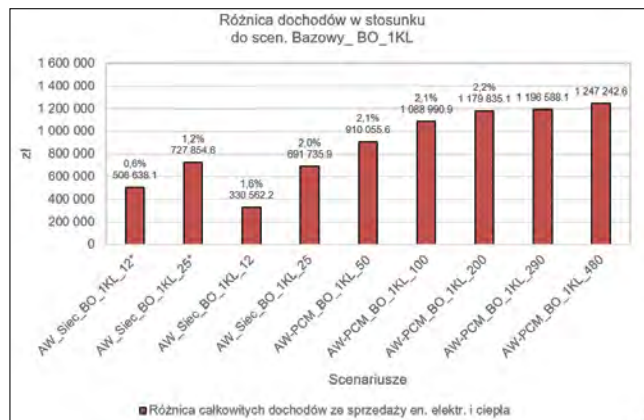
W tab. 6 przedstawiono przykładowe porównanie wyników dla scenariuszy analitycznych opisanych układów z akumulacją

ciepła, odniesionych do wariantu scenariusza bazowego Bazowy_BO_1KL.

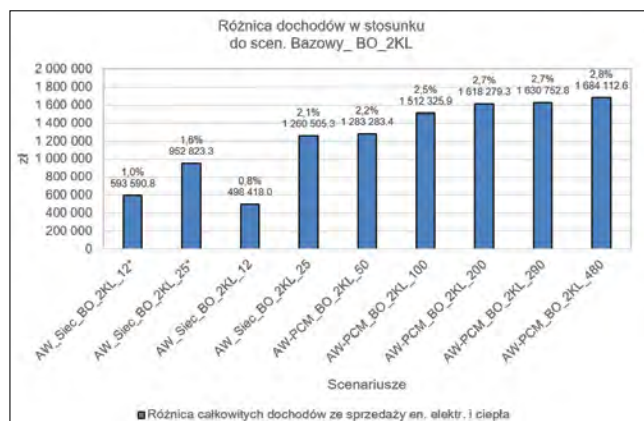
Tabela 6. Porównanie wyników ekonomicznych scenariusza AW_Siec_BO_1KL_12* względem scenariusza bazowego – Bazowy_BO_1KL
Table 6. Comparison of economic results for the scenario AW_Siec_BO_1KL_12* versus the baseline scenario - BO_1KL

Wyniki modelu, zł	Bazowy_BO_1KL	AW_Siec_BO_1KL_12*	Różnica -	Różnica %
Całkowite koszty zmienne	74 918 286,0	74 997 508,6	79 222,6	0,1%
Całkowite przychody ze sprzedaży en. el. i ciepła	130 635 332,4	131 221 193,1	585 860,7	0,4%
Całkowite dochody ze sprzedaży en. el. i ciepła	55 717 046,4	56 223 684,6	506 638,1	0,9%
Przychody ze sprzedaży en. elektrycznej	74 670 122,0	75 255 982,7	585 860,7	0,8%
Przychody ze sprzedaży ciepła	55 965 210,4	55 965 210,4	0,0	0,0%
Całkowite koszty zużytego węgla kamiennego	58 085 935,9	58 326 254,1	240 318,2	0,4%
Całkowite koszty emisji	13 081 193,4	13 123 952,9	42 759,5	0,3%
Pozostałe koszty zmienne	3 164 670,1	3 175 135,2	10 465,1	0,3%

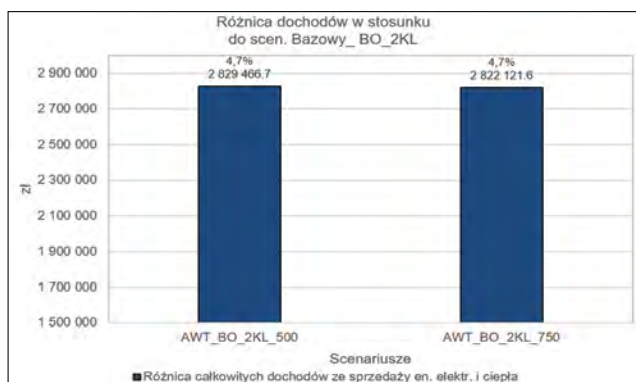
Na podstawie wszystkich uzyskanych wyników dla rozpatrywanych scenariuszy analitycznych, zestawiono przyrost dochodów przedsiębiorstwa energetycznego obliczonych w stosunku do odpowiedniego wariantu scenariusza bazowego. Należy zauważyć, że wzrost dochodów następuje tylko do pewnej określonej pojemności cieplnej danego układu z akumulacją – zarówno dla wariantu z 1 jak i 2 kotłami pracującymi w lecie – co jest związane z ograniczeniami istniejącego układu technologicznego.



Rys. 9. Porównanie przyrostu dochodów EC Będzin dla scenariuszy z wodną akumulacją ciepła – wariant z 1 kotłem pracującym w lecie
Fig. 9. Comparison of the increase in revenues of a combined heat and power plant for scenarios with water heat accumulation - work of a single boiler in the summer



Rys. 10. Porównanie przyrostu dochodów badanej elektrociepłowni dla scenariuszy z wodną akumulacją ciepła – wariant z 2 kotłami pracującymi w lecie
Fig. 10. Comparison of the increase in revenues of a combined heat and power plant scenarios with water heat accumulation - work of two boilers in the summer



Rys. 11. Porównanie przyrostu dochodów badanej elektrociepłowni dla scenariuszy z akumulatorem wysokotemperaturowym i dodatkową turbiną kondensacyjną – wariant z 2 kotłami pracującymi w lecie
Fig. 11. Comparison of the increase in revenues of the CHP plant for the scenarios with a high-temperature accumulator and an additional condensing turbine - a variant with two boilers operating in the summer

Wzrost pojemności cieplnej akumulatora powyżej około 100MWh, przynosi tylko bardzo niewielki przyrost dochodu, co wynika z braku wystarczających nadwyżek mocy cieplnej w stosunku do zapotrzebowania – zwłaszcza w okresie zimowym, które mogłyby zostać wykorzystane na ładowanie akumulatora.

Należy mieć na uwadze, że zaprezentowane powyżej wyniki zostały odniesione do optymalnego wariantu scenariusza bazowego. Jeśli rzeczywisty układ badanej elektrociepłowni byłby w stanie funkcjonować w sposób zasymulowany przez model matematyczny (bez odstawiania kotłów parowych w okresie jesienno-zimowo-wiosennym oraz z 1 lub 2 kotłami pracującymi w lecie), to wówczas wielkości przyrostu dochodów przedstawione na rysunkach mogłyby zostać zwiększone o około 2,45 mln zł, co stanowi różnicę pomiędzy scenariuszem Bazowy_BO_1KL a scenariuszem bazowym (symulującym rzeczywiste warunki pracy w roku bazowym). Wartości przedstawione powyżej mogłyby natomiast zostać zwiększone o około 6,31 mln zł, co wynika z różnicy pomiędzy scenariuszem bazowym a Bazowy_BO-2KL.

Ocena efektywności ekonomicznej rozpatrywanych wariantów w różnych warunkach eksploatacji instalacji technologicznej elektrociepłowni.

Dla oszacowanych w ramach badań symulacyjnych wyników całkowitych nakładów inwestycyjnych na budowę poszczególnych konfiguracji z akumulacją ciepła oraz obliczonych wzrostów dochodów badanej elektrociepłowni dla przyjętych scenariuszy analitycznych, wyznaczono prosty okres zwrotu zainwestowanych środków (tab. 7, 8 i 9).

Tab. 7. Prosty okres zwrotu dla przyjętych scenariuszy analitycznych – układ z akumulatorem wodnym
Table 7. Simple payback time for the considered scenarios - system with a water accumulator

Scenariusz	Nakład inwestycyjny	Potencjalny wzrost dochodów	Prosty okres zwrotu
	mln zł	zł	
AW-PCM_BO_1KL_50	1,6	910 055,6	1,8
AW-PCM_BO_1KL_100	3,2	1 088 990,9	2,9
AW-PCM_BO_1KL_200	6,4	1 179 835,1	5,4
AW-PCM_BO_1KL_290	9,28	1 196 588,1	7,8
AW-PCM_BO_1KL_480	15,36	1 247 242,6	12,3
AW-PCM_BO_2KL_50	1,6	1 283 283,4	1,2
AW-PCM_BO_2KL_100	3,2	1 512 325,9	2,1
AW-PCM_BO_2KL_200	6,4	1 618 279,3	4,0
AW-PCM_BO_2KL_290	9,28	1 630 752,8	5,7
AW-PCM_BO_2KL_480	15,36	1 684 112,6	9,1

Tab. 8. Prosty okres zwrotu dla przyjętych scenariuszy analitycznych – układ z akumulatorem PCM

Table. 8. Simple payback time for the considered scenarios - system with a water accumulator

Scenariusz	Nakład inwestycyjny	Potencjalny wzrost dochodów	Prosty okres zwrotu
	mln zł	zł	lata
AW-PCM_BO_1KL_50	2,1	910 055,6	2,3
AW-PCM_BO_1KL_100	4,2	1 088 990,9	3,9
AW-PCM_BO_1KL_200	8,5	1 179 835,1	7,2
AW-PCM_BO_1KL_290	12,3	1 196 588,1	10,3
AW-PCM_BO_1KL_480	20,4	1 247 242,6	16,3
AW-PCM_BO_2KL_50	2,1	1 283 283,4	1,7
AW-PCM_BO_2KL_100	4,2	1 512 325,9	2,8
AW-PCM_BO_2KL_200	8,5	1 618 279,3	5,2
AW-PCM_BO_2KL_290	12,3	1 630 752,8	7,6
AW-PCM_BO_2KL_480	20,4	1 684 112,6	12,1

Tab. 9. Prosty okres zwrotu dla przyjętych scenariuszy analitycznych – układ z akumulatorem wysokotemperaturowym

Table 9. Simple payback time for the considered scenarios - system with high temperature accumulator

Scenariusz	Nakład inwestycyjny	Potencjalny wzrost dochodów	Prosty okres zwrotu
	mln zł	zł	lata
AWT_BO_2KL_500	136,28	2 829 466,7	48,2
AWT_BO_2KL_750	186,28	2 822 121,6	66,0

Podsumowanie

Autorzy w artykule przedstawili wybrane wyniki badań symulacyjnych wykonanych na rzecz Elektrociepłowni Będzin sp. z o.o. w ramach powierzonego im projektu badawczego. Badania symulacyjne zostały zrealizowane przy wykorzystaniu modelu matematycznego, który uwzględnił właściwości badanego układu zarówno w zakresie wielkości technicznych i technologicznych jak również ekonomicznych.

Za najważniejszą zaletę opracowanego modelu należy uznać możliwość poszukiwania optymalnych warunków pracy instalacji. Było to możliwe poprzez zdefiniowanie głównej funkcji celu modelu jaką była maksymalizacja osiągniętych przez przedsiębiorstwo dochodów, rozumianych jako różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła a kosztami zmiennymi produkcji.

Opracowany model dla elektrociepłowni bez akumulatora został rozbudowany następnie dla wariantów integracji z magazynami ciepła w różnej konfiguracji. W efekcie powstały modele matematyczne, które odwzorowały konfiguracje pracy elektrociepłowni bez akumulacji, układ z akumulacją ciepła z wykorzystaniem istniejących obiektów technologicznych elektrociepłowni takich, jak: magistrala ciepłownicza, układ z niskotemperaturowym akumulatorem wodnym, układ z akumulatorem PCM i układ z akumulatorem wysokotemperaturowym i z dodatkową zabudowaną turbiną kondensacyjną.

Opracowany model zanim został wykorzystany do prowadzenia wielowariantowej analizy z wykorzystaniem badań symulacyjnych przeszedł pozytywną walidację. Porównanie wybranych wielkości z wynikami uzyskanymi w warunkach rzeczywistej eksploatacji badanej elektrociepłowni nie przekroczyły 3%. Różnice w głównej mierze były spowodowane przyjętym uproszcze-

niem wynikającym z aproksymacji roboczego obszaru pracy turbiny upustowo-kondensacyjnej.

Wykonane badania symulacyjne pozwoliły przeprowadzić w szerokim zakresie analizę techniczno-ekonomiczną pozwalającą na ocenę każdego z zaproponowanych wariantów. Na podstawie uzyskanych wyników dokonano wstępnej oceny efektywności ekonomicznej rozpatrywanych wariantów.

Opracowany model, zdaniem autorów, wydaje się bardzo dobrym narzędziem do prowadzenia analiz i oceny możliwości implementacji innowacyjnej instalacji technologicznej zapewniającej optymalną – w sensie techniczno-ekonomicznym – współpracę elektrociepłowni z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła wspomaganą inteligentnym systemem podejmowania decyzji na rynku sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. Odzwierciedlenie pracy rzeczywistego systemu przedstawione w formie układu równań i nierówności z funkcją celu, którą jest maksymalizacja zysku ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła przy jednoczesnym minimalizowaniu zużycia węgla i energii elektrycznej potrzeb własnych wynikających z optymalizacji warunków pracy poszczególnych urządzeń i dynamicznego wykorzystania zjawiska akumulacji ciepła, może w przyszłości pomóc również służbom odpowiedzialnym za podejmowanie decyzji podczas eksploatacji elektrociepłowni w warunkach rzeczywistych.

Zespół Podwykonawcy wyłoniony do realizacji badań przemysłowych i prac rozwojowych, na podstawie przeprowadzonych badań i uzyskanych wyników wielokryterialnej analizy oceny rozpatrywanych wariantów, stwierdził osiągnięcie zakładanych rezultatów i zarekomendował przystąpienie do realizacji dalszej części projektu.

BIBLIOGRAFIA

- [1] AIMMS. (2018). Optimization Modeling. Retrieved from https://download.aimms.com/aimms/download/manuals/AIMMS3_OM.pdf
- [2] Christidis, A., Koch, C., Pottel, L., & Tsatsaronis, G. (2012). The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets. *Energy*, 41(1), 75–82. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.048>.
- [3] Frangopoulos, C. A. (2012). A method to determine the power to heat ratio, the cogenerated electricity and the primary energy savings of cogeneration systems after the European Directive. *Energy*, 45(1), 52–61. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.12.044>.
- [4] Plutecki Z., i inni, Innowacyjna instalacja technologiczna zapewniająca optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła wspomaganą inteligentnym systemem podejmowania decyzji na rynku sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, Raport z realizacji prac badawczych i rozwojowych, Etap 1, Opole 2017.
- [5] Plutecki Z., i inni, Innowacyjna instalacja technologiczna zapewniająca optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła wspomaganą inteligentnym systemem podejmowania decyzji na rynku sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, Raport z realizacji prac badawczych i rozwojowych, Etap 2, Opole 2018.
- [6] Plutecki Z., Lichota J., Sattler P., Ryszczek K., Identyfikacja warunków pracy elektrociepłowni dla potrzeb oceny możliwości zabudowy akumulatora ciepła, Instal 12/2021, s.56-63, DOI 10.36119/15.2021.12.1.
- [7] Plutecki Z., Lichota J., Kamiński J., Saługa P., Kaszyński P., Benalcazar P.: Wariantowe koncepcje instalacji technologicznych elektrociepłowni zintegrowanych z układem akumulacji ciepła, Instal 7-8/2022 (442), s.11-20, DOI 10.36119/15.2022.7-8.1.
- [8] Sioshansi, R., & Conejo, A. J. (2017). Optimization in Engineering: Models and Algorithms. https://doi.org/10.1007/978-3-319-56769-3_1.
- [9] Talebi B., Mirzaei P.A., Bastani A. and Haghighat F.: A Review of District Heating Systems: Modeling and Optimization, *Frontiers in Built Environment*, October 2016 | Volume 2 | Article 22, doi: 10.3389/fbuilt.2016.00022.
- [10] Trecate, G. F., Letizia, P., & Spedicato, M.: Optimization with piecewise-affine cost functions, June 2001.
- [11] Trecate G.F., Gallestey E, Stalherth A, Hovland G., Letizia P., Spedicato M, Morari M., Antoine M.: Modelling and Control of Co-Generation Power Plants Under Consideration of Lifetime Consumption: a Hybrid System Approach, 15th Triennial World Congress, Barcelona, Spain, January 2002.