

Wariantowe koncepcje instalacji technologicznych elektrociepłowni zintegrowanych z układem akumulacji ciepła

Variant concepts of technological installations of thermal power plants integrated with heat storage system

ZBIGNIEW PLUTECKI, JANUSZ LICHOTA, JACEK KAMIŃSKI, PIOTR SAŁUGA, PRZEMYSŁAW KASZYŃSKI, RADOSŁAW KAPŁAN, PAWEŁ SATTLER, KRYSZTIAN RYSZCZYK

DOI 10.36119/15.2022.7-8.1

W pracy przedstawiono przykładowe wyniki zrealizowanych badań przemysłowych i prac rozwojowych związanych z realizacją projektu badawczego mającego na celu określenie technologii zapewniającej optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła. Po fazie określenia właściwości statycznych i dynamicznych istotnych elementów układu technologicznego elektrociepłowni zaproponowano koncepcje integracji elektrociepłowni z układem akumulacji ciepła.

W artykule zaprezentowano kilka rozwiązań integracji akumulatorów ciepła pracujących na różnym poziomie temperatury akumulowanego ciepła pozwalających na poprawę efektywności ekonomicznej przedsiębiorstwa energetycznego tak, aby zmaksymalizować produkcję energii elektrycznej w godzinach o największej cenie sprzedaży.

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, akumulacja ciepła, optymalizacja

The paper presents exemplary results of completed industrial research and development work related to the realization of a research project aimed at determining the technological system for optimal cooperation of a CHP plant with a high-efficiency heat accumulation system. After the phase of determining the static and dynamic properties of the relevant elements of the technological system of the thermal power plant, concepts for the integration of the thermal power plant with the heat accumulation system were proposed.

The article presents several solutions for the integration of heat accumulators operating at different levels of accumulated heat allowing to improve the economic efficiency of the power company so as to maximize the production of electricity during the hours with the highest selling price.

Keywords: energy efficiency, heat accumulation, optimization

Wstęp

Proces szacowania efektywności ekonomicznej wynikającej z zabudowy układów akumulacji ciepła w pracy elektrociepłowni jest jedną z ważniejszych analiz, jakie należy wykonać w przedsiębiorstwie wytwórczym przed podjęciem decyzji inwestycyjnej. Niezbędnym składnikiem ułatwiającym podjęcie takiej decyzji w obecnej sytuacji jest rzetelnie wykonana identyfikacja warunków pracy układu technologicznego elektrociepłowni w warunkach eksploatacyjnych, znajomość ponoszonych kosztów oraz warunków panujących na rynku sprzedaży ciepła i energii elektrycznej.

Te ostatnie są obecnie najtrudniejszym do bieżącego monitorowania i wykorzystania

w procesach analitycznych związanych z optymalizacją warunków pracy elektrociepłowni. Mimo to celowym wydaje się, aby prowadzić prace analityczne zmierzające do: zastosowania rozwiązań wdrażających nowe ulepszone metody podnoszenia sprawności i poprawy elastyczności wytwarzania energii w układach już istniejących, optymalizacji wytwarzania energii poprzez zastosowanie nowoczesnych systemów sterowania i monitoringu – systemy zarządzania energią, wdrażania technologii poprawiającej efektywność źródeł szczytowych, ale również metod magazynowania energii z zastosowaniem różnych nośników, w tym materiałów zmiennofazowych, wdrażania metod zarządzania automatycznego i zdalnego poprzez systemy umożliwiające płynną regulację po-

daży i popytu energii [1,3,10-20,23,25-31,35-39].

Główne założenia zrealizowanych prac B+R

Prezentowane w artykule wyniki badań zostały wykonane w ramach projektu badawczo-rozwojowego, który był realizowany w latach 2017÷2019. Beneficjentem projektu była Elektrociepłownia Będzin sp. z o.o. Głównym wykonawcą części badawczo-rozwojowej była Politechnika Opolska przy udziale dodatkowo partnerów: 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. PO, mgr inż. Krystian Ryszczuk – Katedra Bezpieczeństwa i Systemów Technicznych, Politechnika Opolska
dr hab. inż. Janusz Lichota, prof. PWR – Katedra Inżynierii Konwersji Energii, Politechnika Wroclawska
dr hab. inż. Jacek Kamiński, prof. IGSMiE, dr hab. inż. Piotr Saługa, prof. AGH, dr inż. Przemysław Kaszyński, dr inż. Radosław Kapłan – Instytut Gospodarowania Surowcami Mineralnymi i Energetyką z siedzibą w Krakowie, Instytut PAN
mgr inż. Paweł Sattler – Biuro projektowe INERIO z Opola. Adres do korespondencji/Corresponding author: Z.Plutecki@inerio.pl

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. Politechniki Opolskiej. Projekt dostał dofinansowanie w ramach pozytywnie rozstrzygniętego 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 zostały przedstawione w pierwszym z cyklu artykułów [28]. Poniżej w artykule przedsta-

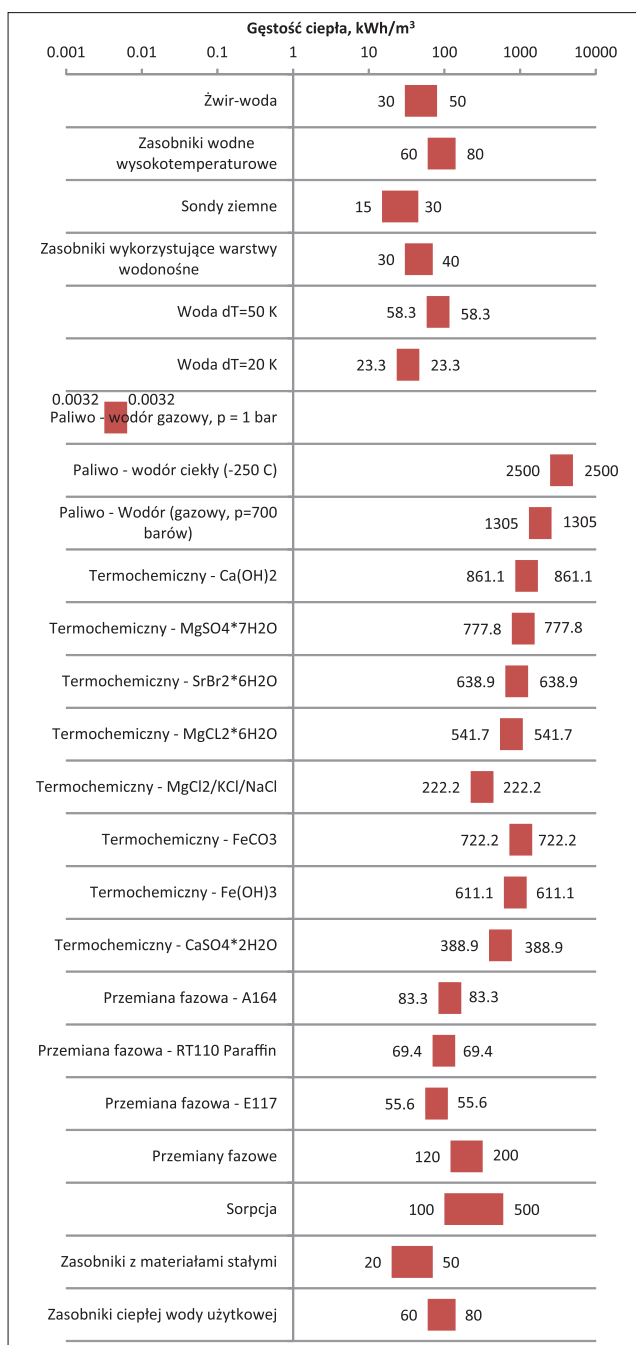
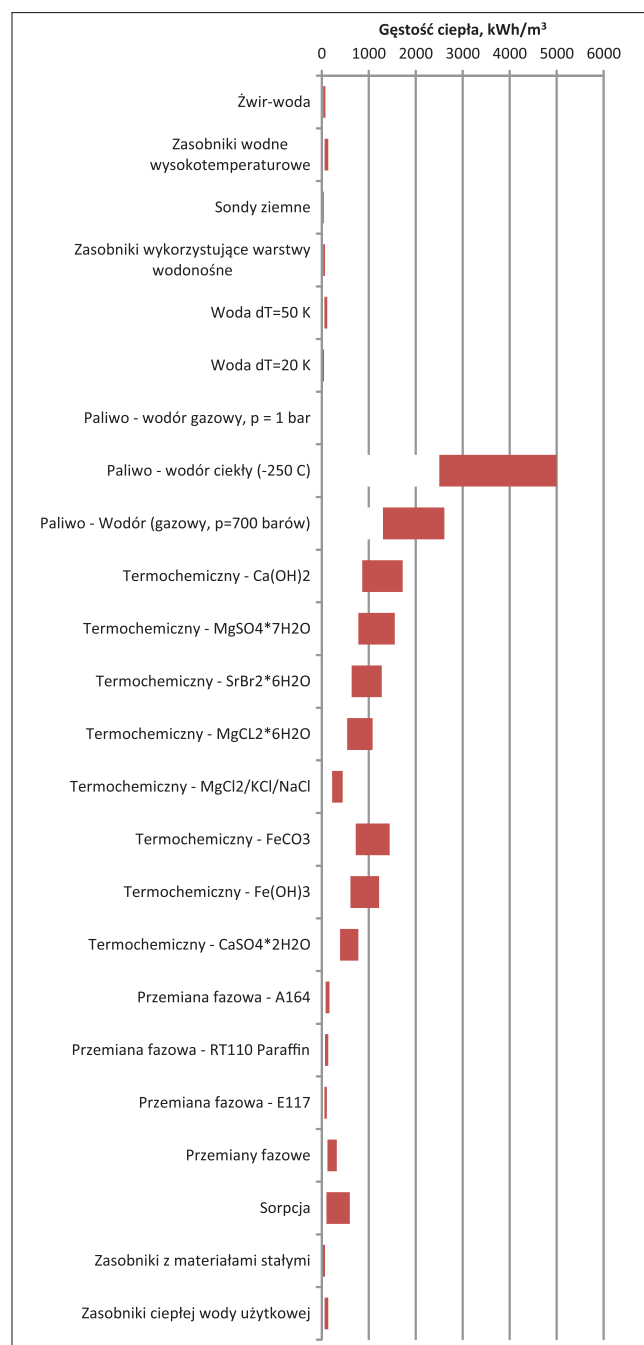
wiono wybrane wyniki zrealizowanych prac związanych z opracowaniem wariantowych koncepcji integracji instalacji akumulacji ciepła z układem technologicznym elektrociepłowni i oceny efektywności tych wariantów.

Przegląd dostępnych innowacyjnych rozwiązań technologicznych akumulacji ciepła wraz z analizą i oceną techniczno-ekonomiczną ich wykorzystania w układzie technologicznym elektrociepłowni

Po dokonaniu identyfikacji warunków pracy układu technologicznego elektrociepłowni [26,28] należy dokonać oceny możli-

wości okresowego pozyskiwania ciepła na różnym poziomie wartości temperatury celem ładowania akumulatora w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na ciepło odbiorców. Zgromadzone ciepło następnie może być źródłem zasilania bezpośrednio odbiorców ciepła systemowego a także okresowo zwiększać produkcję energii elektrycznej w tzw. euro-szczytach.

Postęp w akumulacji ciepła można ocenić na podstawie dotychczas osiągniętych wyników teoretycznych i praktycznych. Parametrem umożliwiającym porównanie różnych konstrukcji jest gęstość ciepła q w jednostce objętości. Na rys.1 przedstawiono porównanie znanych i naukowo



Rys.1. Porównanie różnych konstrukcji i gęstości ciepła – wyniki przedstawione w skali: a) liniowej, b) logarytmicznej [26]
 Fig.1. Comparison of different designs and heat densities – results presented on: a) linear, b) logarithmic scale [26]

rozwijanych technologii akumulacji ciepła w skali liniowej (rys.1a) i logarytmicznej (rys.1b) [26,27,37]. W tabeli 1 porównano teoretyczne gęstości ciepła w różnych technologiach akumulacji ciepła dla wybranych materiałów charakterystycznych dla danej technologii wraz z obszarem ich zastosowania [26,27].

miany chemicznej np. tlenków metali. Dotychczasowa ewolucja techniczna doprowadziła do wyboru tylko dwóch z tych rozwiązań z punktu widzenia rynku. Na rynku dostępne są akumulatory oparte o przemiany fazowe lub akumulatory adsorpcyjne wypełnione zeolitami lub silikazelami. Pozostałe technologie znajdują się nadal w fazie badawczej.

go. Teoretyczna gęstość objętościowa ciepła w akumulatorze wypełnionym innym materiałem sorpcyjnym – silikazelem wynosi około 200 kWh/m³.

Z kolei materiały oparte o przemianę fazową ciała stałe – ciecz mogą być opisane pół-empiryczną zależnością Sizmanna z 1989 r. określającą zależność pomiędzy ciepłem przemiany fazowej E_{latent} oraz temperaturą przemiany fazowej T_m , K: $E_{\text{latent}} = 0,8...1,2 T_m$, MJ/(m³K). Im wyższa temperatura przemiany fazowej, tym większe ciepło przemiany fazowej. Podstawową zaletą tych materiałów jest konstrukcja bezciśnieniowa oznaczająca niskie koszty zasobnika.

Tabela 1. Porównanie teoretycznej gęstości ciepła w różnych technologiach akumulacji ciepła dla wybranych materiałów charakterystycznych dla danej technologii [26]

| Technologia akumulacji | Wielkość zasobnika m ³ | Zastosowanie | Gęstość ciepła | |
|---|--------------------------------------|---|---------------------------|---------------------------|
| | | | min kWh/m ³ | max kWh/m ³ |
| Żwir-woda | > 1000 | osiedlowe sieci ciepłownicze | 30 | 50 |
| Zasobniki wodne wysokotemperaturowe | 50...6000 | ciepła woda użytkowa, ogrzewanie | 60 | 80 |
| Sondy ziemne | > 50 000 | osiedlowe sieci ciepłownicze | 15 | 30 |
| Zasobniki wykorzystujące warstwy wodonośne | > 1000 | osiedlowe sieci ciepłownicze | 30 | 40 |
| Woda $\Delta T=50$ K | | ciepła woda, ogrzewanie | 58.3 | 58.3 |
| Woda $\Delta T=20$ K | | ciepła woda, ogrzewanie | 23.3 | 23.3 |
| Paliwo – wodór gazowy, p = 1 bar | | dowolny grzewczy ze względu na temperaturę spalania | 0.0032 | 0.0032 |
| Paliwo – wodór ciekły (przy – 250 °C) | | dowolny grzewczy ze względu na temperaturę spalania | 2500 | 2500 |
| Paliwo – wodór (gazowy, p=700 barów) | | dowolny grzewczy ze względu na temperaturę spalania | 1305 | 1305 |
| Termochemiczny – Ca(OH) ₂ | badania, do 2 m ³ | procesy ciepłe do 505 °C, wytwarzanie energii elektrycznej | 861.1 | 861.1 |
| Termochemiczny – MgSO ₄ ·7H ₂ O | badania, do 2 m ³ | procesy ciepłe do 122 °C, ciepłownictwo | 777.8 | 777.8 |
| Termochemiczny – SrBr ₂ ·6H ₂ O | badania, do 2 m ³ | | 638.9 | 638.9 |
| Termochemiczny – MgCl ₂ ·6H ₂ O | badania, do 2 m ³ | | 541.7 | 541.7 |
| Termochemiczny – MgCl ₂ /KCl/NaCl | badania, do 2 m ³ | | 222.2 | 222.2 |
| Termochemiczny – FeCO ₃ | | procesy ciepłe do 180 °C, ciepłownictwo | 722.2 | 722.2 |
| Termochemiczny – Fe(OH) ₃ | | procesy ciepłe do 150 °C, ciepłownictwo | 611.1 | 611.1 |
| Termochemiczny – CaSO ₄ ·2H ₂ O | | procesy ciepłe do 89 °C, domowe sieci grzewcze | 388.9 | 388.9 |
| Przemiana fazowa – materiał Al 64 | | | 83.3 | 83.3 |
| Przemiana fazowa – materiał RT110 Paraffin | | domowe sieci grzewcze | 69.4 | 69.4 |
| Przemiana fazowa – E117 | | | 55.6 | 55.6 |
| Przemiany fazowe | 1...100 | ciepła woda, ogrzewanie, mobilne zasobniki | 120 | 200 |
| Sorpcja | > 10 | ogrzewanie, mobilne zasobniki, osiedlowe sieci ciepłownicze | 100 | 500 |
| Zasobniki z materiałami stałymi | 600...12 000 | elektrownie słoneczne, ciepło procesowe | 20 | 50 |
| Zasobniki ciepłej wody użytkowej | 0.2...100 | ciepła woda, ogrzewanie | 60 | 80 |

Objętość zasobnika zależy liniowo od ilorazu $1/q$: $V \sim 1/q$. Im większa gęstość ciepła w jednostce objętości, tym mniejsza jest objętość akumulatora przy jego $\eta=100\%$ wykorzystaniu. Jeśli nie jest możliwe 100% wykorzystanie objętości, to objętość akumulatora wzrasta proporcjonalnie do $V \sim 1/(\eta q)$. Aby wyznaczyć objętość akumulatora należy jeszcze określić jego pojemność cieplną Q , np. w jednostce MWh, $V = Q/(\eta q)$. Dobór pojemności cieplnej zależy od przyjętego kryterium.

Widoczne są cztery główne tendencje badawcze. Ciepło można zakumulować w przemianie fazowej, w procesie sorpcji na ciele stałym, w paliwie lub w postaci prze-

Pomimo teoretycznej możliwości osiągnięcia 500 kWh/m³ w przypadku zeolitów, w zrealizowanych instalacjach osiągnięto około 130 kWh/m³ ze względu na niemożność wykorzystania pełnego zakresu od 0% do 100% nasycenia zeolitu wodą. Wykorzystywane jest około 30-40% tego zakresu.

Zależy to od rodzaju źródła ciepła i rodzaju odbioru ciepła. W przypadku połączenia fotowoltaiki z akumulatorem sorpcyjnym można uzyskać wysoką temperaturę spirali grzejnej na poziomie 900...1200 °C. Ze względu na wartości temperatury pracy zeolitu do około 400 °C zaistnieje duża różnica temperatury umożliwiająca szybkie ładowanie ciepłem akumulatora sorpcyjne-

go. Obecnie następuje ich selekcja ze względu na techniczne możliwości opanowania odwracalnego procesu rozłożenia substancji C na składniki A i B. Odwracalność oznacza z reguły istnienie dwóch reakcji chemicznych masowo odpowiadających równaniu: $C=A+B$.

Reakcje zachodzą przy różnych wartościach temperatury i ciśnienia. Przykładem takiej przemiany jest: $Mg(OH)_2(s) \leftrightarrow MgO(s) + H_2O(g)$, $\Delta H = -81,0 \text{ kJ mol}^{-1}$, endotermiczna dehydratacja $Mg(OH)_2$ umożliwia ładowanie ciepłem. Z kolei dodanie wody do MgO powoduje reakcję egzotermiczną – rozładowanie ciepła akumulatora. Tlenek magnezu MgO pochłania parę wodną oddając ciepło przy temperaturze wynoszącej około 300 °C. Inne możliwe reakcje chemiczne obejmują następujące związki: $MgCl + H_2O$, $Li_2SO_4 + H_2O$, $MgSO_4 + H_2O$. Niektóre z tych materiałów nie są technicznie stabilne w cyklu przemian. Przykładem jest $MgCl_2 \cdot 6H_2O$. Nie udało się uzyskać w laboratorium z powrotem połączenia chlorku magnezu $MgCl$ z 6-cioma cząsteczkami wody.

Akumulatory wodorowe wydają się atrakcyjną ideą ze względu na gęstość energii chemicznej w jednostce objętości. Wodór powoduje jednak szereg problemów. Można je podzielić na: pozyskanie wodoru i przechowywanie wodoru. Wodór jest ciekły tylko do około 23 K. W takim przypadku do uzyskania tej temperatury i/lub przechowywania jest wymagana instalacja kriogeniczna pochłaniająca wiele energii. Przechowywanie wodoru w formie gazowej wymaga ciśnienia wynoszącego około 700 barów przy dobrej gęstości energii 1305 kWh/m³. Istnieje również możliwość przechowywania wodoru w ciele stałym – podobnie do łączenia cząstki wody z zeolitem. Wodór jest adsorbowany na ciele stałym. Pozyskanie wodoru metodą bezpośredniego rozkładu termicznego wymaga temperatury wynoszącej około 2500 °C. Ponadto wiąże się z dużym zagrożeniem wybuchem ze względu na wytworzenie gazowej mieszanki wybuchowej H_2 i O_2 . Problemem jest również separacja składników gazowych

termicznego rozkładu wody. Inną metodą jest cykl przemian kwasu siarkowego zachodzący przy temperaturze około 900 °C. Kolejną jest reforming metanu parą wodną zachodzący w obecności katalizatora np. niklu przy temperaturze wynoszącej około 800 °C. Stąd jest to ciągle otwarty temat badawczy.

Proces akumulacji ciepła wymaga określenia parametrów i konstrukcji akumulatora. Literatura [1,3,10-20,23,25-31,35-39] wyróżnia następujące formy akumulacji ciepła: jawną, utajoną (z przemianą fazową PCM), sorpcyjną, termochemiczną, paliwową. Zakres zmienności jednostkowej pojemności cieplnej wynosi od około 50 kWh/m³ dla akumulatora wodnego do ponad 700 kWh/m³ dla akumulatorów termochemicznych. Akumulatory wykorzystujące ciepło przemiany fazowej ciała stałe – ciecz mają pojemność cieplną wynoszącą od 150 do 500 kWh/m³. Wadą tradycyjnych akumulatorów wodnych stosowanych w ciepłownictwie jest ich względnie mała pojemność cieplna powodująca konieczność budowy akumulatorów o dużych objętościach. Z kolei w przypadku akumulatorów termochemicznych potencjalnymi problemami są wysokie temperatury regeneracji materiału, złożona technologia, zależność od parametrów otoczenia, stabilność materiału akumulującego ciepło. Przykładowo akumulator termochemiczny oparty o odwracalną reakcję tlenku wapnia i węgla- no wapnia $\text{CaO} \leftrightarrow \text{CaCO}_3$ wymaga temperatury 520 °C (410 kWh/m³). Akumulator pracujący w cyklu siarkowym z wytwarzaniem wodoru z wody – temperatury około 400 °C i 850 °C. Z kolei w przypadku azobenzenu [16] realizujących akumulację ciepła w zmianie ułożenia cząsteczki w przestrzeni (forma *cis-trans*, około 2 GJ/m³) przy wychwycie fotonów promieniowania słonecznego problemem jest prowadzenie procesu akumulacji ciepła wyłącznie na powierzchni materiału. Inny materiał akumulatora termochemicznego – tlenek magnezu MgO realizujący reakcję $\text{MgO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{Mg(OH)}_2$ – ma temperaturę regeneracji procesu wynoszącą około 320 °C dając zmianę entalpii wynoszącą ca 81 kJ/mol. Zwykle wysokie wartości temperatury rzędu 800 °C nie mają uzasadnienia ekonomicznego w systemach ciepłowniczych.

Z kolei zaletą akumulatorów opartych o przemianę fazową ciała stałe – ciecz jest ich prosta konstrukcja. Składa się ona z płaszczu, materiału PCM, rur ożebrowanych dostarczających ciepło i ewentualnie rur ożebrowanych odbierających ciepło. Wadami akumulacji ciepła w przemianie fazowej są: złożony proces wymiany ciepła, mały współczynnik przewodzenia ciepła (około 0,1 ÷ 0,5 W/mK), zmienne ciepło właściwe zależące nieliniowo od temperatu-

ry i powodujące nawet kilkudziesięciokrotną zmianę pojemności cieplnej (np. parafina RT-82 ma ciepło właściwe wynoszące od 2 kJ/kgK do 38 kJ/kgK w zakresie temperatur 10-110 °C [37]), możliwość wystąpienia korozji z materiałem płaszczu akumulatora, możliwość zniszczenia materiału przy zbyt wysokiej temperaturze (np. parafina podgrzana do 300 °C traci swoje właściwości akumulacji ciepła w przejściu fazowym ze względu na rozbić łańcuchów polimerowych). Wymienione wady są jednocześnie możliwościami poszukiwania nowych rozwiązań w zakresie: intensyfikacji procesów wymiany ciepła, dostosowania materiału do odbioru ciepła, unikania korozyjności. Sam proces wymiany ciepła wewnątrz akumulatora jest złożony. W czasie ładowania akumulatora materiał stały topnieje. Jako ciecz transportuje ciepło do dalszych części akumulatora. Jednocześnie zaletą i wadą materiału PCM jest stała temperatura przemiany fazowej.

Ograniczenia jakie musi spełnić proces akumulacji ciepła wynikają z rodzaju obiektu cieplnego, do którego można zastosować dany akumulator ciepła. Przy zadanej konstrukcji akumulatora i materiale akumulacyjnym w zbiorze ograniczeń są następujące zmienne: czas ładowania akumulatora, czas rozładowania akumulatora, moc cieplna ładowania i rozładowania akumulatora. Ograniczenia wpływają z kolei na działanie układów regulacji, które muszą odpowiednio wcześniej akumulować ciepło i dostosowywać rozładowanie do potrzeb odbiorców.

Programy badawcze UE i USA przeznaczają kilka mld euro na prace dotyczące wytwarzania i akumulacji energii, w tym ciepła. Niemieckie programy badawcze przeznaczyły w latach 2008-2012 kwotę nie mniejszą niż 120 mln euro wyłącznie na badania akumulatorów ciepła w różnych, wymienionych wcześniej technologiach. Tak duże nakłady wynikają przede wszystkim ze znaczenia gospodarczego akumulatorów energii, w tym, akumulatorów ciepła. Odnosi się to do źródeł istniejących i nowych. Jeśli w źródle ciepła (elektrociepłowni, ciepłowni, elektrowni) jest akumulator ciepła, to sposób pracy tego źródła umożliwia osiągnięcie największej możliwej technicznie sprawności i podniesienie sprawności średniorocznej. Akumulator w czasie ładowania pełni rolę dodatkowego odbiorcy i docięża kocioł lub blok energetyczny. W czasie rozładowania uzupełnia działający przy maksymalnej sprawności blok dając ciepło, które przekracza ilość wytwarzanego ciepła przez blok. Praca źródła ciepła z maksymalną sprawnością jednocześnie oznacza zmniejszenie emisji tlenków azotu NO_x, tlenków siarki SO_x i dwutlenku węgla CO₂ na jednostkę wygenerowanej energii.

Wariantowe koncepcje określające konfigurację układu technologicznego, sposób integracji z istniejącym układem oraz pojemność akumulatora ciepła

Podstawowymi urządzeniami wytwórczymi w badanej elektrociepłowni są kotły energetyczne parowe: 2 x OP-140 o parametrach: znamionowa wydajność kotłów energetycznych: 2 x 145 t/h = 290 t/h, osiągalna moc: 2 x 112,6 MW = 225,2 MW. Kotły pracują w układzie duobloku na jeden turbosespół 13UCK80 o parametrach: znamionowa moc elektryczna turbosespołu: 81,5MW, osiągalna moc elektryczna turbosespołu: 78,0 MW, osiągalna moc cieplna w skojarzeniu: 161,5 MW (woda + para). W skład tego układu ciepłowniczego wchodzi ponadto: wymiennik ciepłowniczy o mocy 143,9 MW, kocioł wodny rusztowy WP-70 o mocy 81,0 MW. Łączna moc cieplna osiągalna przez układ technologiczny wynosi 224,9 MW. Układ termo-hydrauliczny pozwala na współpracę układu kotłów parowych – turbo zespołu – wymienników ciepłowniczych oraz kotła wodnego z wodnym systemem ciepłowniczym. Na rys. 2 przedstawiono uproszczony schemat technologiczny: układu kotłów parowych, turbosespołu oraz wymiennika ciepłowniczego [26].

Na podstawie dokonanego przeglądu rozwiązań technologii akumulacji ciepła w zakresie nisko, średnio i wysokotemperaturowych magazynów ciepła opracowano schematy integracji wybranych rozwiązań akumulacji z układem technologicznym elektrociepłowni [1,3,10-20,23,25-31,35-39]. Poziom odpowiadający akumulatorom nisko temperaturowym to przedział temperatury czynnika akumulacyjnego między 70 a 100°C realizowany w rozwiązaniach tradycyjnych wodnych bezciśnieniowych oraz z czynnikami zmiennie-fazowymi zwanych PCM. Średnio i wysoko temperaturowy akumulator to rozwiązanie wykorzystujące czynniki zmiennie-fazowe charakteryzujące się temperaturą przemiany fazowej odpowiednio w zakresach 100÷150°C (średnio-temperaturowy) i 300÷450°C (wysokotemperaturowy).

We wstępnej fazie prac zaproponowano łącznie 8 wariantów konfiguracji układu technologicznego elektrociepłowni z instalacją akumulacji ciepła i z wykorzystaniem różnych źródeł ciepła. Po dokonaniu metodą wskaźnikową szacowania nakładów inwestycyjnych oraz badań symulacyjnych z wykorzystaniem modelu techniczno-ekonomicznego do właściwej fazy analiz wytypowano 5 niżej opisanych wariantów [26,27]:

WR wariant referencyjny, który przedstawia schemat technologiczny i warunki pracy układu technologicznego EC jak w stanie

istniejącym. Na podstawie analizy i oceny warunków pracy elektrociepłowni przyjęto, że okresem referencyjnym, tj. okresem porównawczym pracy instalacji pod względem produkcji energii elektrycznej i ciepła jest rok 2017 (rys.2).

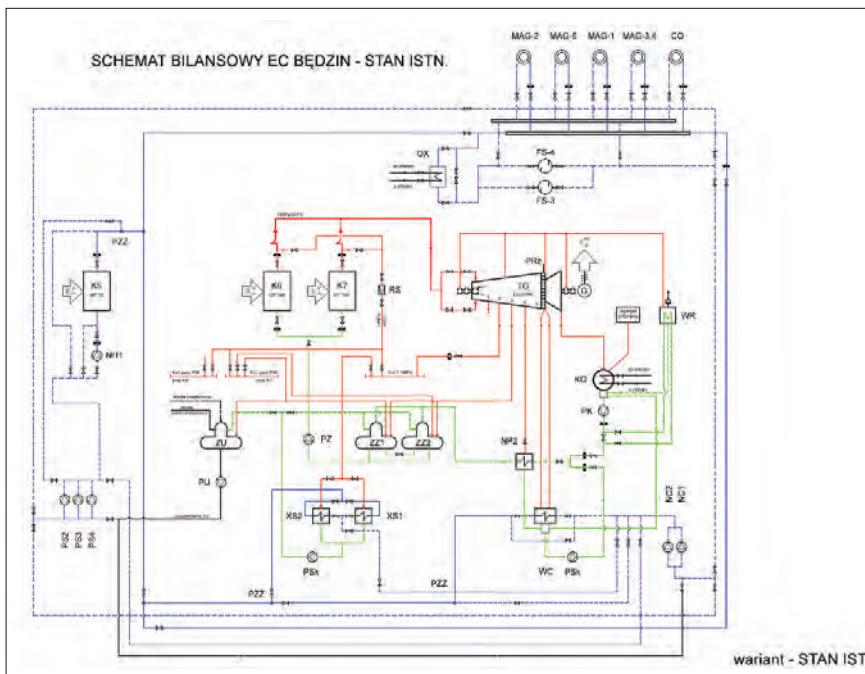
WB wariant bazowy, przedstawia schemat technologiczny EC w stanie istniejącym z możliwością wykorzystywania zjawiska akumulacji ciepła w istniejących obiektach instalacji, tj. magistrali północnej i wymiennika OX (rys.2).

WO wariant odniesienia z akumulatorem wodnym niskotemperaturowym (LT) zintegrowanym z układem technologicznym EC. Ładowanie i rozładowywanie akumulatora poprzez wodny system ciepłowniczy (rys.3).

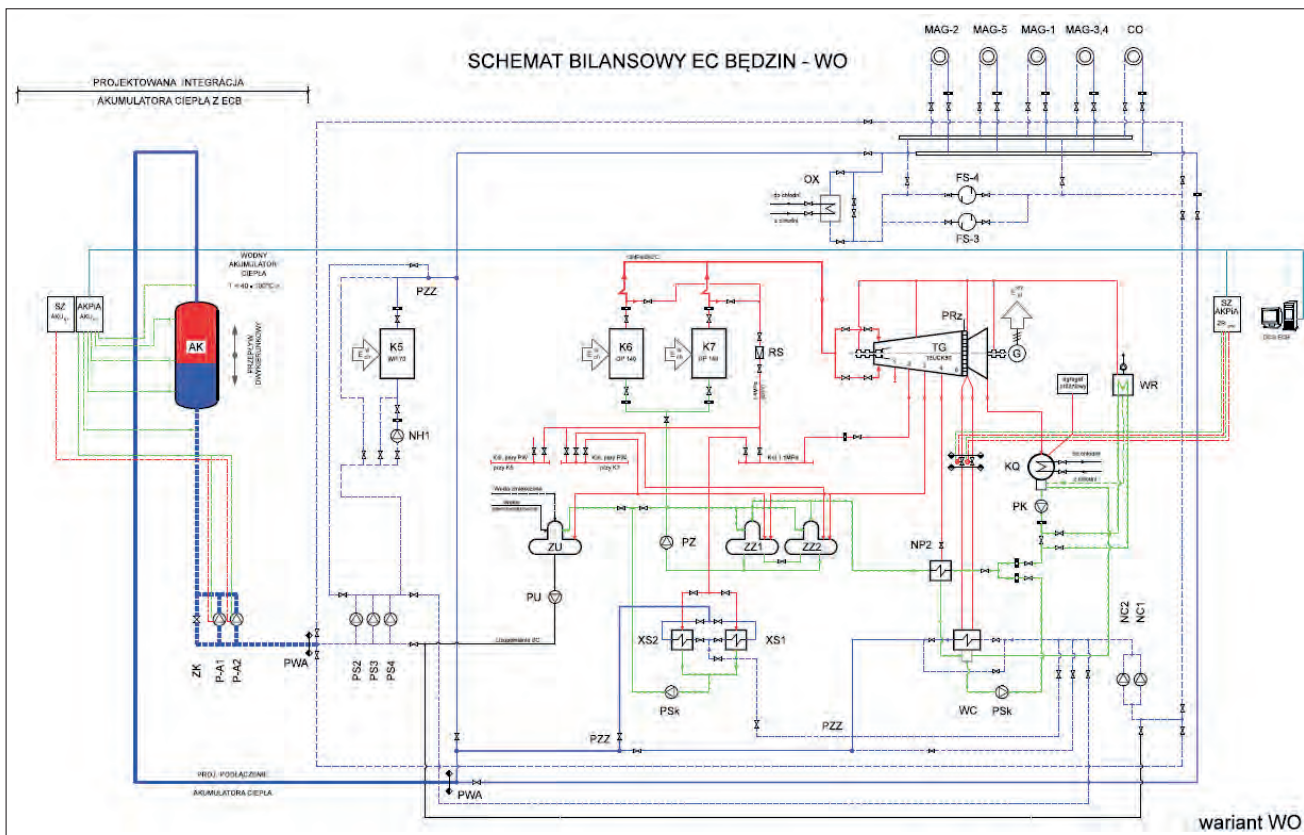
W1 wariant z akumulatorem niskotemperaturowym (LT) lecz wykorzystującym czynnik zmiennofazowy typu PCM zintegrowany z układem EC. Ładowanie i rozładowywanie akumulatora pośrednio poprzez wodny system ciepłowniczy (rys.4).

W2 wariant z akumulatorem nisko (LT) i wysokotemperaturowym (HT) typu PCM zintegrowanych z układem technologicznym EC. Wariant zakłada zabudowę nowych rurociągów, zespołu wymienników ciepła do ładowania i rozładowywania, armatury i urządzeń pomiarowych (rys.5).

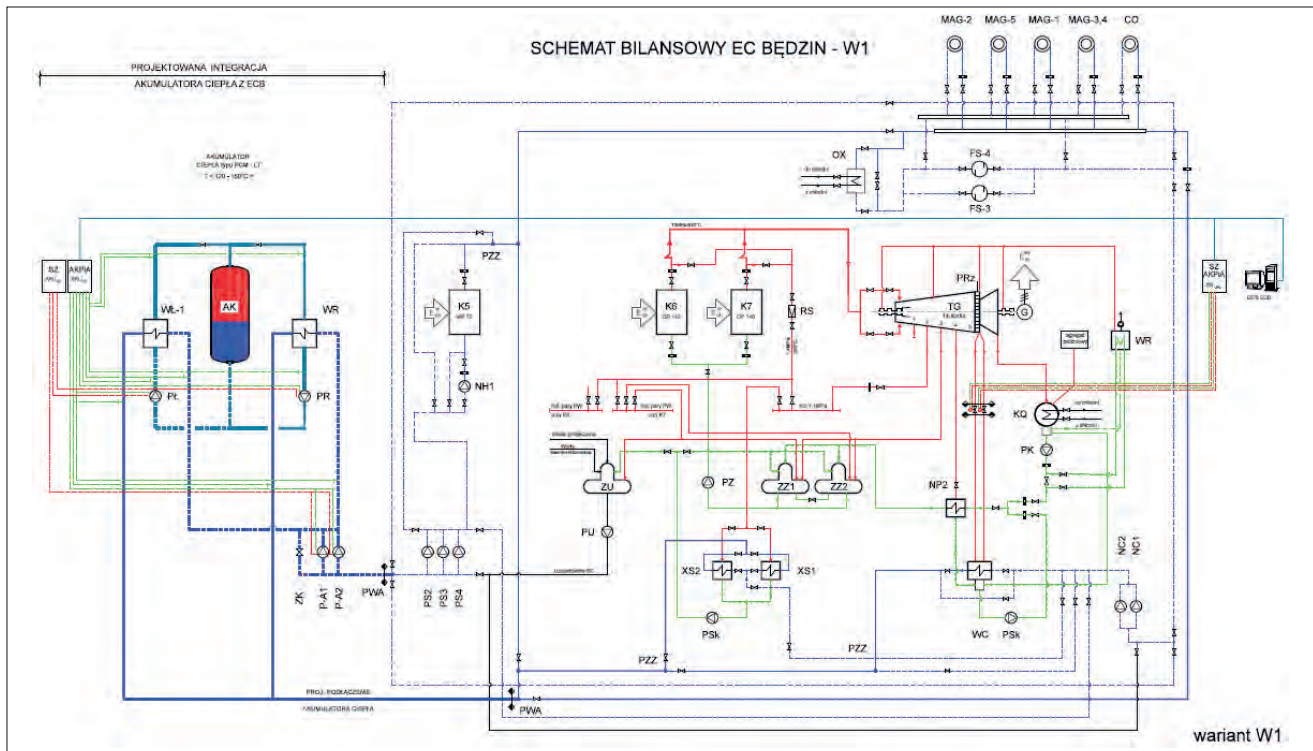
W3 wariant z akumulatorem nisko (LT) i wysokotemperaturowym (HT) typu PCM zintegrowanych z układem technologicznym EC. Wariant zakłada zabudowę nowego turbos zespołu parowego oraz nowych rurociągów, zespołu wymienników ciepła do ładowania i rozładowywania, armatury i urządzeń pomiarowych (rys.6). Wariant W3 w analizie techniczno-ekonomicznej występował dodatkowo w dwóch pod wariantach: W3-1 i W3-1/2, które zakładały zabudowę nowego dodatkowego turbos zespołu o różnej mocy elektrycznej, odpowiednio



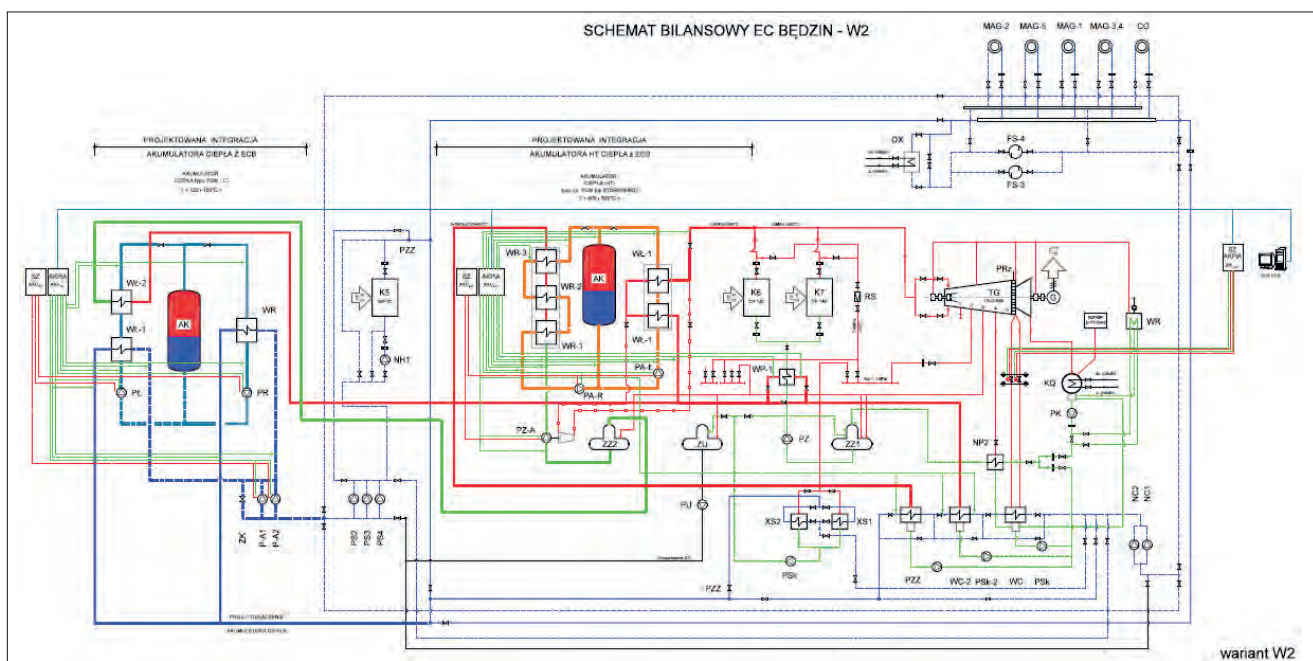
Rys.2. Schemat technologiczny badanej elektrociepłowni – wariant referencyjny (WR)
Fig.2. Technological scheme of the studied CHP plant – reference variant (WR)



Rys.3. Schemat technologiczny elektrociepłowni zintegrowanej z instalacją akumulacji ciepła – wariant odniesienia (WO)
Fig.3. Technological scheme of CHP integrated with a Heat Storage – base variant (WO)



Rys.4. Schemat technologiczny elektrociepłowni zintegrowanej z instalacją akumulacji ciepła – wariant 1 (W1)
 Fig.4. Technological scheme of CHP integrated with a Heat Storage – variant N°1 (W1)



Rys.5. Schemat technologiczny elektrociepłowni zintegrowanej z instalacją akumulacji ciepła – wariant 2 (W2)
 Fig.5. Technological scheme of CHP integrated with a Heat Storage – variant N°2 (W2)

2,5MWe (W3) i 20MWe (W3-1 i W3-2), a także zabudowy dodatkowego źródła ciepła o mocy 30-50MWt w wariantcie W3-2.

Ilustrację rozpatrywanych wariantów przedstawiono na rysunkach 2÷6. W tabeli 2 przedstawiono podstawowe wielkości opisujące właściwości układu technologicznego elektrociepłowni w stanie istniejącym i po rozbudowie o instalację akumulacji ciepła.

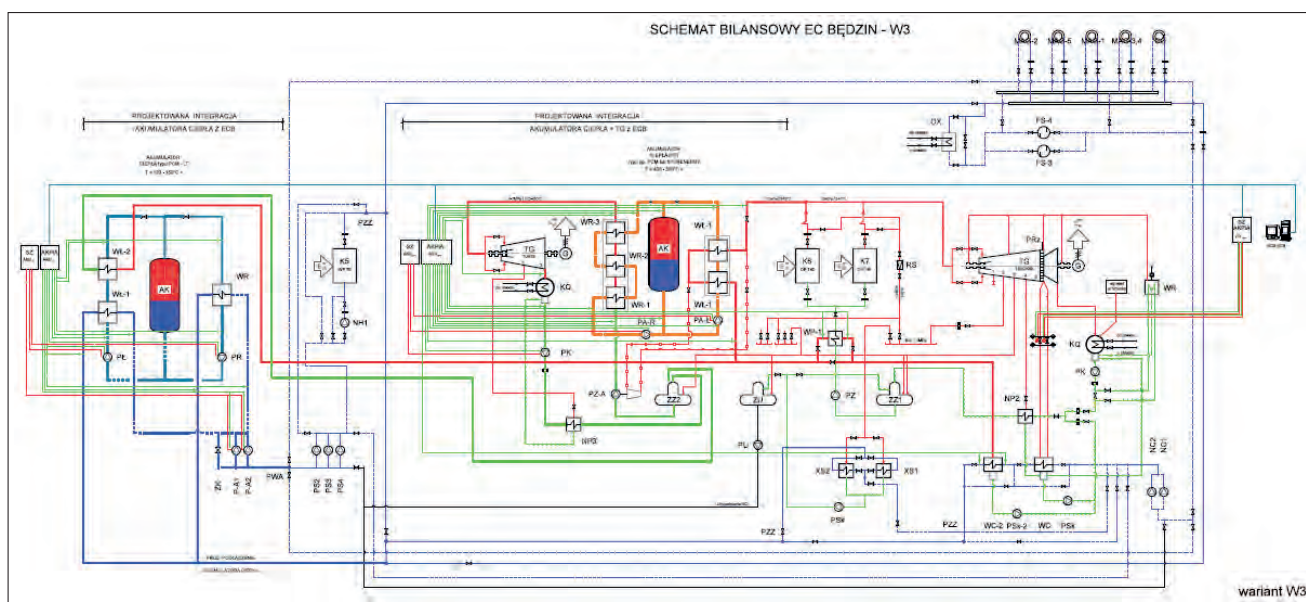
Analiza finansowa z wykorzystaniem analizy zdyskontowanych przepływów pieniężnych (Discounted Cash Flow Analysis, DCF)

Analiza DCF

Zasadą analizy DCF jest powiązanie wielkości oczekiwanych przyszłych zysków z wielkością początkowych inwestycji gotówkowych, niezbędnych do nabycia aktywów rzeczowych

lub uruchomienia komercyjnej produkcji. Jej celem jest symulacja wszystkich antycypowanych na cały okres realizacji projektu przepływów pieniężnych.

Przepływ pieniężny (Cash Flow) jest terminem rachunkowości, reprezentującym bilans wszystkich wpływów pieniężnych minus środki obrotowe i bieżące inwestycje kapitałowe, liczonym na koniec roku rozliczeniowego. Reprezentuje on wielkość środków



Rys.6. Schemat technologiczny elektrociepłowni zintegrowanej z instalacją akumulacji ciepła – wariant 3 (W3)
Fig.6. Technological scheme of CHP integrated with a Heat Storage – variant №3 (W3)

Tabela 2. Zbiorek zestawienie obliczonych wielkości i wskaźników pracy EC dla rozpatrywanych wariantów integracji z instalacją akumulacji ciepła [26,27]

| L.p. | Parametry | jedn. | WR | WB | WO | W1 | W2 | W3 | W3-1 | W3-2 |
|------|---|---------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI |
| 1 | Produkcja ciepła łącznie, brutto | [MWh/rok] | 582 503 | 583 529 | 584 082 | 584 082 | 584 082 | 589 378 | 602 537 | 592 231 |
| | Δ | | - | 1 027 | 1 579 | 1 579 | 1 579 | 6 876 | 20 035 | 9 728 |
| 2 | Produkcja energii elektrycznej brutto | [MWh/rok] | 488 871 | 591 061 | 586 101 | 586 101 | 586 101 | 597 468 | 600 313 | 742 428 |
| | Δ | | - | 102 190 | 97 230 | 97 230 | 97 230 | 108 597 | 111 442 | 253 557 |
| 3 | Produkcja ciepła przez układ kogeneracyjny: WCTG | [MWh/rok] | 531 535 | 563 498 | 563 668 | 563 668 | 563 668 | 566 382 | 577 777 | 570 085 |
| 4 | Produkcja ciepła przez kocioł wodny K5 (WP70) | [MWh/rok] | 50 967 | 20 032 | 20 414 | 20 414 | 20 414 | 22 996 | 24 760 | 22 146 |
| 5 | Produkcja ciepła przez dodatkowe źródło ciepła PZ | [MWh/rok] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 525 600 |
| 6 | Całkowity poziom emisji CO ₂ | [Mg/rok] | 537 956 | 594 677 | 592 339 | 592 339 | 592 339 | 599 913 | 606 028 | 778 327 |
| | Δ | | - | 56 722 | 54 383 | 54 383 | 54 383 | 61 957 | 68 072 | 240 371 |
| 7 | Całkowite zużycie paliwa | [Mg/rok] | 281 089 | 320 215 | 318 651 | 318 651 | 318 651 | 323 182 | 323 864 | 466 124 |
| | Δ | | - | 39 126 | 37 562 | 37 562 | 37 562 | 42 092 | 42 774 | 185 034 |
| 8 | Zużycie paliwa K5 | [Mg/rok] | 11 264 | 4 275 | 3 928 | 3 928 | 3 928 | 4 978 | 5 533 | 5 583 |
| | Zużycie paliwa K6 i K7 | [Mg/rok] | 269 825 | 315 940 | 314 723 | 314 723 | 314 723 | 318 204 | 318 331 | 321 257 |
| | Zużycie paliwa przez PZ (W3-2) | | | | | | | | | 139 284 |
| 9 | Wartość opałowa | [MJ/kg] | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 |
| | Δ | | - | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 10 | Sprawność brutto wytwarzania ciepła w kogeneracji | [%] | 32,7% | 28,8% | 28,9% | 28,9% | 28,9% | 28,8% | 29,4% | 20,1% |
| | Δ | | - | 3,9% | 3,8% | 3,8% | 3,8% | 3,9% | 3,3% | 12,7% |
| 11 | Sprawność brutto wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji | [%] | 27,5% | 29,1% | 29,0% | 29,0% | 29,0% | 29,2% | 29,3% | 25,1% |
| | Δ | | - | 1,7% | 1,6% | 1,6% | 1,6% | 1,7% | 1,8% | -2,3% |
| 12 | Całkowita sprawność brutto układu ECB | [%] | 59,7% | 57,7% | 57,7% | 57,7% | 57,7% | 57,8% | 58,4% | - |
| | Δ | | - | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 1,3% | - |
| 13 | Eksplatacyjny (rzeczywisty) wskaźnik skojarzenia ECB, σ | | 0,84 | 1,01 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,01 | 1,00 | 1,25 |
| | Δ | | - | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 |
| 14 | Wskaźnik emisji CO ₂ , WE | [Mg/GJ] | 83,9 | 81,5 | 81,5 | 81,5 | 81,5 | 81,4 | 82,1 | 73,2 |
| | Δ | | - | 2,5 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,5 | 1,9 | 10,7 |
| 15 | Wskaźnik emisji CO ₂ na ilość spalanej węgla | [Mg _{CO2} /Mg _w] | 1,91 | 1,86 | 1,86 | 1,86 | 1,86 | 1,86 | 1,87 | 1,67 |
| | Δ | | - | 0,06 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,04 | 0,24 |

pieniężnych w gotówce, po odliczeniu podatku, uzyskanych lub utraconych na przestrzeni roku. Przepływ pieniężny może być liczony zarówno w pieniądzu stałym (bez naliczania inflacji) lub też bieżącym (z uwzględnieniem inflacji).

Kalkulację zdyskontowanych przepływów pieniężnych przeprowadza się zwykle w sposób praktyczny w arkuszu kalkulacyjnym, w którym zestawia się wszystkie najważniejsze czynniki wpływające na przychody, jak też kluczowe pozycje obejmujące koszty pro-

jektu (operacyjne i kapitałowe). Macierz kalkulacyjna obejmuje indywidualne komórki z liczbami, stanowiące oszacowania parametrów wejściowych według najlepszej wiedzy dostępnej w określonym czasie, komórki przeliczeniowe oraz komórki wynikowe.

Podstawowymi miernikami wykonalności projektu w analizie zdyskontowanych przepływów pieniężnych jest wartość zaktualizowana netto (net present value, NPV) i wewnętrzna stopa zwrotu (internal rate of return, IRR). NPV jest miernikiem wartości

przedsięwzięcia, podczas gdy IRR jest miernikiem efektywności zaangażowanego kapitału. Dodatkowo wyznacza się najczęściej zdyskontowany okres zwrotu (discounted payback period, DPP), który stanowi przedział czasu, po jakim zdyskontowane wpływy związane z realizacją projektu zrównają się ze zdyskontowanymi, niezbędnymi nakładami inwestycyjnymi [2,4-9,21-22,24,32-34,40].

W ramach zrealizowanych prac opracowano arkusz kalkulacyjny przepływów pieniężnych przedsięwzięcia w celu utworzenia

układu zależności logiczno-matematyczno-finansowych obejmujących cały okres realizacji projektu. Celem analizy było obliczenie wymienionych mierników efektywności przedsięwzięcia (NPV i/lub IRR). Dla realizacji tego celu konieczne było skonstruowanie wolnych przepływów pieniężnych dla każdego roku realizacji inwestycji. Przychody i koszty kalkulowane były dla produkcji i sprzedaży wszystkich wytwarzanych produktów.

W analizie zastosowano dwa rodzaje modeli zdyskontowanych przepływów pieniężnych: FCFE (*free cash-flow to equity*) – przepływy przynależne właścicielom kapitału własnego oraz FCFF (*free cash-flow to firm*) – przepływy przynależne „łącznemu” właścicielowi kapitału własnego i obcego. W modelu pierwszym: $FCFE = \text{zysk netto} - \text{nakłady inwestycyjne} + \text{amortyzacja} - \text{zmiana w kapitale obrotowym} + \text{zmiana stanu zadłużenia}$, natomiast drugim: $FCFF = \text{zysk operacyjny pomniejszony o podatek} - \text{nakłady inwestycyjne} + \text{amortyzacja} - \text{zmiana w kapitale obrotowym}$. Przepływy pieniężne przynależne właścicielom kapitału własnego, w modelu pierwszym zdyskontowano kosztem tego kapitału (stopa „dostosowana do ryzyka” – *risk-adjusted discounted rate, RADR*), a pozycje obejmujące zobowiązania – kosztem kredytu. Natomiast w modelu drugim przepływy pieniężne przynależne wszystkim stronom finansującym przedsięwzięcie zostały zdyskontowane stopą dyskontową, którą stanowi tzw. średni ważony koszt kapitału (*weighted average cost of capital, WACC*).

Szczegółowy opis założeń i sposobu kalkulacji przychodowo-kosztowych

Przedmiotem analizy było zweryfikowanie efektywności ekonomicznej innowacyjnej instalacji technologicznej elektrociepłowni zintegrowanej z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła i układem zarządzania poprzez dynamiczne wykorzystanie zjawiska akumulowania i rozładowywania ciepła na różnym poziomie temperatury.

Kalkulacji dokonano w cenach nominalnych, a całość ma charakter „przyrostowy” – oznacza to, że pod uwagę brane są tylko przepływy pieniężne wnoszone przez analizowany projekt bez uwzględnienia istniejącej już infrastruktury. Jako wynik realizacji modernizacji elektrociepłowni w rocznych przychodach finansowych jawią się w pozycji: dodatkowy przychód wynikający ze sprzedaży energii elektrycznej, oszczędności energii z tytułu zmniejszenia kosztów pompowania związane z modernizacją układu termo-hydraulicznego, dodatkowy przychód wynikający z pracy nowego turbozespołu w okresie letnim (W3, W3-1) [27].

Po stronie rocznych kosztów uwzględniono dodatkowo pozycje, będące składnikami rocznego kosztu działania nowo powstałego

układu, w tym: koszty kapitałowe związane z nakładami inwestycyjnymi na modyfikację elektrociepłowni oraz budowę akumulatora, koszty eksploatacji nowo powstałego układu wraz z infrastrukturą (podstawowymi składnikami tych kosztów są koszty paliwa i energii, emisji oraz konserwacji i remontów).

W analizie przyjęto, że koszty zmienne oraz przychody w fazie rozruchu stanowią 50% odpowiadającym im poziomom w fazie operacyjnej [27].

Źródła finansowania projektu – określenie kosztów kapitału i kalkulacja stopy WACC

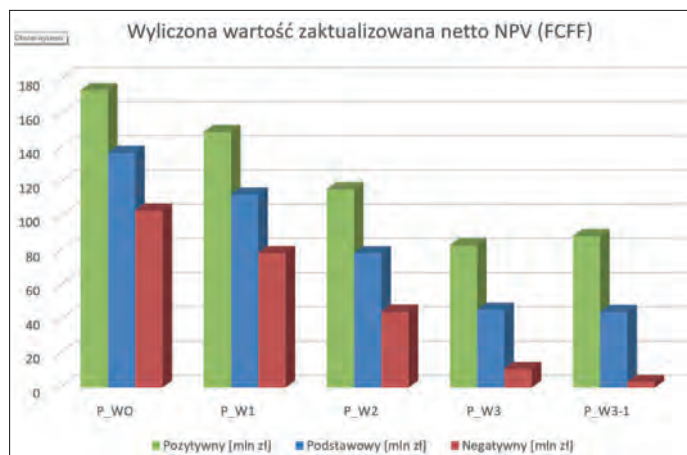
Na potrzeby kalkulacji wskaźnika NPV przyjęto założenie dotyczące poziomu kosztu kapitału. Przepływy pieniężne przynależne właścicielom kapitału własnego (*free cash-flow to equity, FCFE*) zdyskontowane są kosztem tego kapitału (stopa „dostosowana do ryzyka” – *risk-adjusted discounted rate, RADR*); z kolei przepływy pieniężne przynależne wszystkim stronom finansującym przedsięwzięcie (*free cash-flow to firm, FCFF*) dys-

każdy z potencjalnych instrumentów wsparcia w ramach różnych działań unijnych, funduszy czy programów krajowych podlegać będzie specyficznym uwarunkowaniom wynikającym z regulacji konkursowych. Dlatego ocena realnej możliwości skorzystania z konkretnego instrumentu wsparcia wymaga każdorazowo szczegółowej weryfikacji w oparciu o regulacje konkursowe i parametry inwestycji.

Wyniki oceny efektywności ekonomicznej projektu – obliczenie wartości NPV i IRR

Otrzymane w ramach badań symulacyjnych wyniki opisujące warunki pracy układu technologicznego z instalacją akumulacji ciepła w poszczególnych wariantach pozwoliły oszacować wartości kluczowych wskaźników efektywności ekonomicznej. Wyniki kalkulacji przedstawiono na rysunku 7 (analiza podstawowa). W najbardziej korzystnym z analizowanych wariantów – tj. wariantcie odniesienia, wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji $IRR(FCFF) = 26\%$, a zdyskontowana wartość przepływów pieniężnych – przy stopie dyskon-

Rys.7. Zestawienie analizy scenariuszowej i podstawowej
Fig.7. Summary of scenario and baseline analysis



kontowane są stopą, którą stanowi tzw. średni ważony koszt kapitału (*weighted average cost of capital, WACC* (pre-tax)).

W analizie założono udział kapitału własnego na poziomie 20% z kosztem kredytu w wysokości 6,5%. Okres spłaty zadłużenia przewidziano na 30 lat zaczynając od pierwszego roku po zakończeniu budowy.

Wariant bezpośredniego finansowania projektu w postaci grantu w wysokości 60% wartości nakładów inwestycyjnych – przedstawiono w analizie technologii innowacyjnych. Kalkulacji dokonano dla wariantów W3 i W3-1, których innowacyjny charakter może stanowić asumpt do ubiegania się o bezpośrednie dofinansowanie ze środków krajowych lub unijnych.

W przypadku projektów innowacyjnych z obszaru energetyki *Inwestor* – w zależności od źródła wsparcia – może starać się o bezpośrednią dotację lub pożyczkę na preferencyjnych warunkach. Oczywiście

stawiającej 6,31% – $NPV(FCFF) = 137$ mln zł. Okres zwrotu z inwestycji wyniósł 2 lata.

Korzystne wyniki reprezentuje również wariant W1, bazujący na układzie niskotemperaturowej akumulacji ciepła – stopa zwrotu z inwestycji $IRR(FCFF) = 19\%$, a zdyskontowana wartość przepływów pieniężnych $NPV(FCFF) = 113$ mln zł; okres zwrotu z inwestycji wynosi 4 lata. Jeżeli chodzi o wariant W2 stanowiący układ kombinowany akumulatorów nisko – i wysokotemperaturowych wykorzystujących zjawisko przemian fazowych PCM na różnym poziomie temperatury, to stopa zwrotu z inwestycji $IRR(FCFF) = 13\%$, a zdyskontowana wartość przepływów pieniężnych $NPV(FCFF) = 79$ mln zł; okres zwrotu z inwestycji wynosi 7 lat.

Najmniej korzystne rezultaty uzyskano analizując warianty bazujące na kombinowanym układzie akumulatorów z przemianami PCM i z zabudową nowego turbozespołu: Wariant 3 – stopa zwrotu z inwestycji

IRR(FCFF) = 10%, a zdyskontowana wartość przepływów pieniężnych NPV(FCFF) = 45,6 mln zł; okres zwrotu z inwestycji wynosi 14 lat; Wariantu 3-1 – stopa zwrotu z inwestycji IRR(FCFF) = 9%, a zdyskontowana wartość przepływów pieniężnych NPV(FCFF) = 44,3 mln zł; okres zwrotu z inwestycji wynosi 19 lat. Należy jednocześnie mieć na uwadze, że warianty te charakteryzują się wysokim poziomem innowacyjności i jako takie mogą być dofinansowane.

Analiza scenariuszowa

W analizie scenariuszowej przyjęto dla analizowanych wariantów dwa scenariusze: **pozytywny** – 5% korzystna zmiana kluczowych czynników ryzyka: spadek ceny węgla kamiennego, wzrost ceny energii elektrycznej, spadek wielkości nakładów inwestycyjnych, zmniejszenie stopy dyskontowej, spadek ceny praw do emisji CO₂ oraz **negatywny** – 5% niekorzystna zmiana kluczowych czynników ryzyka: wzrost ceny węgla kamiennego, spadek ceny energii elektrycznej, wzrost wielkości nakładów inwestycyjnych, zwiększenie stopy dyskontowej, wzrost ceny praw do emisji CO₂.

Wyniki rozszerzonych obliczeń zostały przedstawione razem dla scenariusza podstawowego oraz scenariuszy: pozytywnego i negatywnego na rysunku 7. Uzyskane wyniki NPV (FCFF) dla scenariusza negatywnego we wszystkich wariantach są dodatnie co oznacza, że pomimo jednoczesnego pogorszenia się wszystkich kluczowych czynników ryzyka o 5% warianty nadal pozostają opłacalne. Najbardziej wrażliwym wariantem jest W3-1, którego NPV w scenariuszu pozytywnym wzrasta o 44 mln zł, a w negatywnym spada o 41 mln zł. Dla pozostałych wariantów NPV w scenariuszu pozytywnym wzrasta o około 37 mln zł, a spada o 34 mln zł w scenariuszu negatywnym.

Analiza technologii innowacyjnych

Dla wariantów cechujących się największym stopniem innowacyjności (W3 i W3-1) wykonano dodatkowo analizę wpływu zasto-

sowania bezpośredniego zewnętrznego dofinansowania (w postaci grantu) na IRR oraz wartość bieżącą projektu netto NPV (FCFF).

W przypadku innowacyjnych projektów z obszaru energetyki, w zależności od źródła wsparcia, inwestor może starać się o bezpośrednią dotację lub pożyczkę na preferencyjnych warunkach. Każdy z potencjalnych instrumentów wsparcia w ramach różnych działań unijnych, funduszy czy programów krajowych podlega naturalnie specyficznym uwarunkowaniom wynikającym z regulacji konkursowych. Dlatego ocena realnej możliwości skorzystania z konkretnego instrumentu wsparcia wymagać będzie każdorazowo szczegółowej weryfikacji na bazie regulacji konkursowych i parametrów inwestycji.

Poziom dofinansowania został określony na podstawie oceny innowacyjności projektu. Dla tak założonych danych model finansowy został przeliczony dla następujących przypadków: wariant W3_G – wariant W3 + grant w wysokości 60% wartości nakładów inwestycyjnych oraz wariant W3-1_G – wariant W3-1 + grant w wysokości 60% wartości nakładów inwestycyjnych.

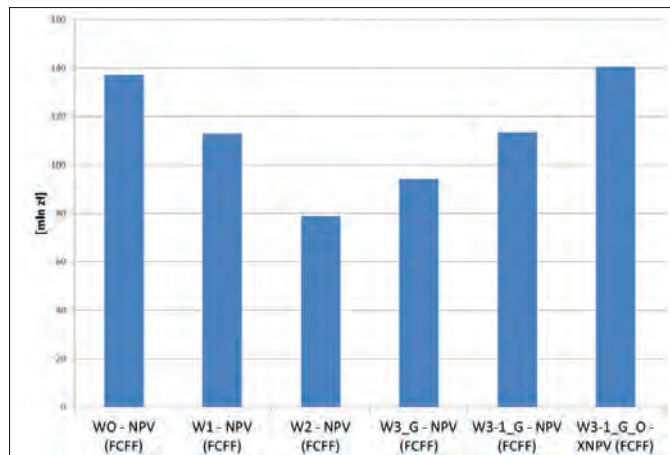
Bezpośrednie dofinansowanie inwestycji w postaci grantu umożliwia uzyskanie przez inwestora satysfakcjonujących wartości wskaźników na poziomie czyniącym projekt znacznie bardziej rentownym. Uzyskane wyniki prezentują, że: Wariant 3_G – stopa

zwrotu z inwestycji wzrosła do IRR(FCFF) = 22%, a zdyskontowana wartość przepływów pieniężnych NPV(FCFF) = 94 mln zł; okres zwrotu z inwestycji wynosi 6 lat, Wariant 3-1_G – stopa zwrotu z inwestycji wzrosła do IRR(FCFF) = 20%, a zdyskontowana wartość przepływów pieniężnych NPV(FCFF) = 113 mln zł; okres zwrotu z inwestycji wynosi 7 lat.

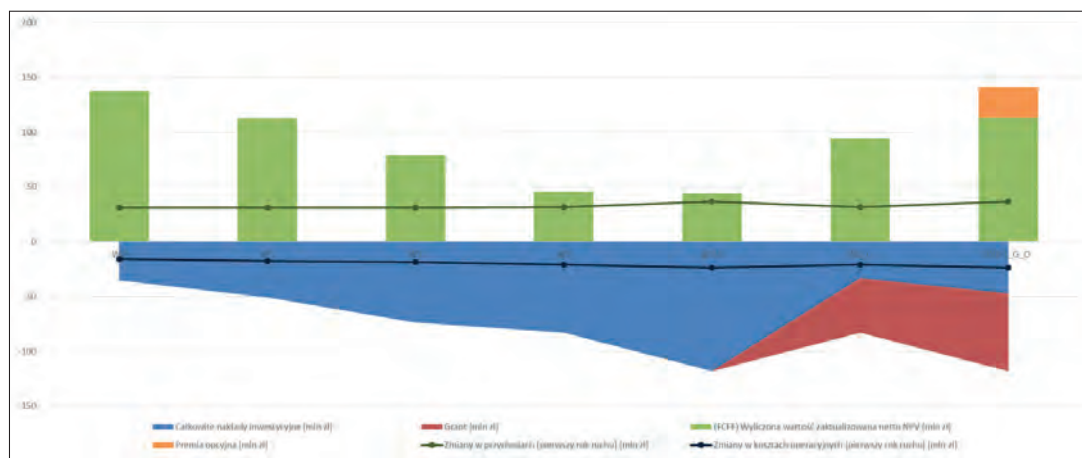
Zauważyć tu należy, że z wariantem 3-1 związana jest możliwość (opcja: prawo – nie obowiązek działania) rozbudowy mocy produkcyjnych, czego nie uwzględniła tradycyjna analiza DCF [5,8,9,40]. Ta elastyczność decyzyjna została wyceniona z wykorzystaniem metodologii uwzględniania opcji rzeczowych. Zestawienie wyników analizy zdyskontowanych przepływów pieniężnych DCF oraz rachunku opcji rzeczowych ROA dla rozpatrywanych wariantów prezentują rysunek 8 oraz 9.

Wszystkie analizowane przedsięwzięcia są szczególnie wrażliwe na zmianę ceny energii elektrycznej. Kolejnym czynnikiem ryzyka – ale o wielokrotnie mniejszym wpływie – jest stopa dyskontowa. Jeżeli chodzi o ceny węgla kamiennego i praw do emisji, to ich wpływ jest porównywalny i mniej więcej na tym samym poziomie dla wszystkich analizowanych wariantów. Ostatnim analizowanym czynnikiem ryzyka były nakłady inwestycyjne, których wpływ na wskaźniki efektywności ekonomicznej analizowanych

Rys.8. Wybrane wyniki analiz DCF i ROA
Fig.8. Selected results of DCF and ROA analyses



Rys.9. Całościowe wyniki analiz DCF i ROA
Fig.9. Overall results of DCF and ROA analyses



wariantów wzrastają wraz z ich pierwotnym udziałem. I tak dla wariantu odniesienia ich wpływ jest znikomy, a dla wariantu 3-1 największy – równający się z wpływem cen węgla i emisji.

Podsumowanie i wnioski

Autorzy w artykule przedstawili wybrane wyniki badań wykonanych na rzecz Elektrociepłowni Będzin sp. z o.o. w ramach powierzonego im projektu badawczego. W tym etapie zaprezentowano warianty rozwiązań koncepcyjnych integracji układu technologicznego elektrociepłowni z instalacją akumulacji ciepła z wykorzystaniem wyników badań symulacyjnych i optymalizacyjnych.

Przedstawiono wybrane wyniki analizy i oceny możliwości implementacji innowacyjnej instalacji technologicznej zapewniającej optymalną – w sensie techniczno-ekonomicznym – współpracę elektrociepłowni z układem wysokoelektywności akumulacji ciepła wspomaganą inteligentnym systemem podejmowania decyzji na rynku sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.

W pracach zespołu przyjęto, że odzwierciedlenie pracy rzeczywistego systemu przedstawione zostanie w formie układu równań i nierówności z funkcją celu, którą będzie maksymalizacja zysku ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła przy jednoczesnym minimalizowaniu zużycia węgla i energii elektrycznej oraz potrzeb własnych wynikających z optymalizacji warunków pracy poszczególnych urządzeń i dynamicznego wykorzystania zjawiska akumulacji ciepła.

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] Adames A. A., Design considerations of 15 kW heat exchanger for the CSPonD project, praca inżynierska MIT, 2010
- [2] Ayers H., 1963: Risk aversion in the warrants market, *Indus. Management Rev.* 4 (Fall), s. 497-505.
- [3] Bauer T., Laing D., Kröner U., Tamme R., Sodium nitrate for high temperature latent heat storage, The 11th International Conference on Thermal Energy Storage – Effstock 14-17 June 2009 in Stockholm, Sweden
- [4] Chen A., 1970: A model of warrant pricing in a dynamic market, *J. Finance* 25, s. 41-60.
- [5] Copeland T., Antikarov V., 2001: Real Options. A Practitioners Guide, Texere, LLC New York.
- [6] Copeland T., Koller T., Murrin J., 1997: Wycena: Mierzenie i kształtowanie wartości firm, WIG-Press, Warszawa.
- [7] Cox J.C., Ross S.A., Rubinstein M., 1979: Option Pricing: a Simplified Approach. *Journal of Financial Economics*, Vol. 7, No. 3, p. 229-263, 1979.
- [8] Dias M.A.G., 2001: Investment in Information in Petroleum: Real Options and Revelation, Working Paper, Dept. of Industrial Engineering, PUC-Rio, Mexico City.
- [9] Dias. M.A.G., 2003: Real Option in Petroleum, Seminar Real Options in Real Life, MIT/Sloan School of Management, May 5th.
- [10] Fernández A.I., Martínez M., Segarra M., Cabeza L. F., Selection of the materials with potential in thermal energy storage, The 11th International Conference on Thermal Energy Storage – Effstock 14-17 June 2009 in Stockholm, Sweden
- [11] Gomez J., Glatzmaier G.C., Starace A., Turchi C., Ortega J., High Temperature Phase Change Materials for Thermal Energy Storage Applications, NREL/CP-5500-52390 August 2011, Contract No. DE-AC36-08GO28308, materiał prezentowany na konferencji: SolarPACES 2011 Granada, Spain September 20-23, 2011
- [12] Gomez J. C., High-Temperature Phase Change Materials (PCM) Candidates for Thermal Energy Storage (TES) Applications, Milestone Report NREL/TP-5500-51446, September 2011, Contract No. DE-AC36-08GO28308
- [13] Gil A., Arce P., Martorell I., Medrano M., Cabeza L.F., State of the art of high temperature storage in thermosolar Plants, The 11th International Conference on Thermal Energy Storage – Effstock 14-17 June 2009 in Stockholm, Sweden
- [14] Hauer A., Thermische Energiespeicher – Wohin geht die Entwicklung?, prezentacja ZAE Bayern, 2013, <http://www.wuerzburg.ihk.de>
- [15] Kaufmann S., WÄRME2GO – Pilotprojekt mit mobilen Latentwärmespeichern im Neckar-Odenwald-Kreis, Abfallwirtschaftsgesellschaft des Neckar-Odenwald-Kreises mbH (AWN), Birkenfeld, 28. Februar 2013, prezentacja
- [16] Alexie M. Kolpak, Jeffrey C. Grossman, Azobenzene-Functionalized Carbon Nanotubes As High-Energy Density Solar Thermal Fuels, [dx.doi.org/10.1021/nl201357n](https://doi.org/10.1021/nl201357n) | *Nano Lett.* 2011, 11, 3156–3162, pubs.acs.org/NanoLett
- [17] Laing D., Nutzung von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien, dena-Konferenz, 27.09.2011
- [18] Laing D., Storage development for direct steam generation power plants, Parabolic Trough Technology Workshop, March 09, 2007, Golden CO, USA
- [19] Laing D., Bauer T., Steinmann W.-D., Lehmann D., Advanced high temperature latent heat storage system – design and test results, The 11th International Conference on Thermal Energy Storage – Effstock 14-17 June 2009 in Stockholm, Sweden
- [20] Mathur A., Kasey R., Garay J., Dames C., Hardin C., Zare M., McDowell M., Hajela G., Surampudi S., Kindler A., Shakkottai P., Venkatesh H., Heat Transfer and Latent Heat Storage in Inorganic Molten Salts for Concentrating Solar Power Plants, Final Report, Report Number: DOE-GO18148 Phase I & 2, 2012, U.S. Department of Energy, Contract: DE-FG36-08GO18148
- [21] Merton R.C., 1973: Theory of Rational Option Pricing, *Bell Journal of Economics and Management Science*, Vol. 4, s. 637-654.
- [22] Modigliani F., Miller M., 1958: The Cost of Capital Corporation Finance and the Theory of Investment, University of Chicago.
- [23] Muthukumar P., Thermal Energy Storage: Methods and Materials, prezentacja 2011 r.
- [24] Myers S.C., Turnbull S.M., 1977: Capital budgeting and the capital asset pricing model: good news and bad news, *Journal of Finance* 32, s. 321-333.
- [25] Oertel D., Energiespeicher – Stand und Perspektiven, TAB, Arbeitsbericht Nr. 123, Februar 2008
- [26] Plutecki Z., i inni, Innowacyjna instalacja technologiczna zapewniająca optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoelektywności 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.
- [27] Plutecki Z., i inni, Innowacyjna instalacja technologiczna zapewniająca optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoelektywności 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.
- [28] Plutecki Z., Lichota J., Sattler P., Ryszczuk 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
- [29] Posern J., Untersuchungen von Magnesiumsulfat-Hydraten und Sulfat/Chlorid-Mischungen für die Eignung als Aktivstoff in Kompositmaterialien für die thermochemische Wärmespeicherung, rozprawa doktorska, Bauhaus-Universität Weimar 2012
- [30] Rogowska R., Własności korozyjne cienkowarstwowych powłok TiN, CrN, TiCN otrzymywanych metodą łukową – próżniową, 2006, Problemy eksploatacji nr 3
- [31] Rudniak J., Sekret R., Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego a magazynowanie ciepła, *Rynek Ciepła* nr 6 (121) 2015
- [32] Samuelson P., 1965: Rational Theory of Warrant Pricing, *Indus. Management Rev.* 6 (Spring), s. 13-31.
- [33] Sprenkle C., 1961: Warrant Prices as indicator of expectation, *Yale Economic Essays* 1, s. 179-232.
- [34] Thorp E., Kassouf S., 1967: Beat the market, Random House, New York.
- [35] Tamme R., Storage technology for process heat application, presentation, Preheat symposium Freiburg, 2001
- [36] Williams D. F., Toth L. M., Clarno K. T., Assessment of Candidate Molten Salt Coolants for the Advanced High-Temperature Reactor (AHTR), Oak Ridge National Laboratory, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, kontrakt nr DE-AC05-00OR22725
- [37] Wójs K. i inni, Odzysk i zagospodarowanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego ze spalin wylotowych, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2015.
- [38] Wyrwicz M., Adamski R., Produkcja energii elektrycznej i ciepła wspierana możliwością akumulacji ciepła EC Kraków, II Konferencja Wytwórców Energii Elektrycznej Skawina 2011.
- [39] Zalba B., Marin, J.M., Cabeza, L.F. and Mehling, H., "Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications", *Applied Thermal Engineering*, vol. 23, no. 3, pp. 251-283, 2003.
- [40] Zhang R., Zhang X., 2005: The Real Option Game Model to the Technology Innovation, *Chinese Business Review*, Vol. 4, No.9.