

Benefity i ograniczenia instalacji układu kogeneracyjnego w istniejącej ciepłowni gazowej

Benefits and limitations of cogeneration system installation in an existing gas heating plant

DAWID CZAJOR, ŁUKASZ AMANOWICZ

DOI 10.36119/15.2023.9.1

Zgodnie z prognozami „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP2040), krajowa strategia energetyczna ma dążyć do neutralności klimatycznej. Cel ten ma zostać osiągnięty poprzez zwiększenie efektywności energetycznej przy udziale odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych. Planowane zapotrzebowanie na energię elektryczną ma wzrosnąć od wartości 173,5 TWh (dane za 2022 r.) do 230,0 TWh (prognoza na 2040 r.), co będzie wymuszało budowę nowych źródeł energii elektrycznej m. in. opalanych gazem ziemnym lub gazem ziemnym z domieszką wodoru. Otwiera to nowe możliwości przed ciepłowniami, które instalując kogeneracyjny silnik gazowy, mają możliwość: (I) dywersyfikacji źródeł przychodu o dodatkową sprzedaż energii elektrycznej, (II) przeniesienia części kosztów stałych wynikających z działalności ciepłowniczej na działalność związaną z elektroenergetyką, (III) otrzymania w dłuższej perspektywie statusu efektywnej sieci ciepłowniczej, (IV) ograniczenia znacznego wzrostu podwyżek cen ciepła, (V) generacji dodatkowego przychodu, w szczególności w sezonie letnim, gdy produkcja ciepła wynika głównie z zapotrzebowania na ciepłą wodę. Inwestycję należy przeanalizować pod kątem zagrożeń płynących z niestabilnych cen na rynku gazu oraz dodatkowych możliwości jakie daje sprzedaż energii elektrycznej na rynku bilansującym, gdzie cena sprzedaży jest aktualizowana z godzinowym interwałem. Takie podejście daje większą elastyczność w porównaniu do modelu kształtowania taryf dla ciepła zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Zaprezentowane w artykule benefity i ograniczenia instalacji układu kogeneracyjnego bazują na doświadczeniu z uruchomienia elektrociepłowni w Białogardzie (woj. Zachodniopomorskie) wykorzystującej silniki tłokowe zasilane gazem ziemnym. Obiekt na przestrzeni kilkunastu lat przeszedł transformację od wytwarzania ciepła w lokalnych kotłowniach opalanych węglem kamiennym, a następnie paliwem gazowym, do jednej centralnej elektrociepłowni, która połączyła wszystkie lokalne kotłownie miejską siecią ciepłowniczą (MSC). Doświadczenie z działań modernizacyjnych istniejących kotłowni oraz przegląd różnych aspektów stosowania kogeneracji gazowych, które zostały opisane w niniejszym artykule ma na celu rozpoczęcie dyskusji nad zmianą aktów prawnych w zakresie kogeneracji, celem ich dostosowania do dynamiki rynku.

Słowa kluczowe: kogeneracja gazowa, transformacja energetyczna, ciepłownictwo, modernizacja kotłowni węglowej, gospodarka skojarzona, ceny energii, energia elektryczna, ciepło, gaz

According to the forecasts of the “Energy Policy of Poland until 2040” (PEP2040), the national energy strategy is to strive for climate neutrality. This goal is to be achieved by increasing energy efficiency with the use of renewable energy sources (RES) and reducing greenhouse gas emissions. The planned demand for electricity is to increase from 173.5 TWh (data for 2022) to 230.0 TWh (forecast for 2040), which will force the construction of new electricity sources, e.g. based on natural gas or its mix with hydrogen. This opens up new opportunities for heating plants, which, by installing a cogeneration gas engine, have the opportunity to: (i) diversify their sources of income by additional sales of electricity, (ii) transfer part of the fixed costs resulting from heating operations to activities related to the power industry, (iii) obtaining the status of an effective heating network in the long term, (iv) limiting a significant increase in heat price increases, (v) generating additional income, in particular in the summer season, when heat production results mainly from the demand for hot utility water. The investment should be analyzed in terms of threats arising from unstable prices on the gas market and additional opportunities offered by the sale of electricity on the balancing market, where the sale price is updated with an hourly interval. This approach gives greater flexibility compared to the model of shaping heat tariffs approved by the President of the Energy Regulatory Office (URE). The benefits and limitations of the installation of the cogeneration system presented in the article are based on the experience from the commissioning of the CHP plant in Białogard (Zachodniopomorskie Voivodeship) based on natural gas-fired piston engines. Over the course of several years, the facility has undergone a transformation from generating heat in local boiler houses fired with hard coal, and then with gas fuel, to one central heat and power plant, which connected all local boiler houses with the municipal heating network. The experience from the modernization of existing boiler houses and the review of various aspects of the use of gas cogeneration, which are described in this article, is intended to start a discussion on amending legal acts in the field of cogeneration in order to adapt them to market dynamics.

Keywords: gas-fired cogeneration, energy transformation, district heating, modernization of a coal-fired boiler house, combined economy, energy prices, electricity, heat, gas

Wprowadzenie

Transformacja energetyczna i proces dekarbonizacji, również w ciepłownictwie, stały się faktem, o czym więcej można przeczytać np. w artykule [1]. Obecnie obserwujemy wielopoziomowe działania prowadzone w wielu obszarach gospodarki i przemysłu, których celem jest obniżanie śladu węglowego, zmniejszanie emisji CO₂, zwiększanie efektywności energetycznej procesów i technologii, a także zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii. Jednym z narzędzi, które motywuje inwestorów do osiągania tych celów jest certyfikacja energetyczna budynków – wymagania prawne odnośnie do maksymalnej wartości wskaźnika zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną (EP) obliczanego wg Metodologii sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej. O roli „Metodologii...” i jej znaczeniu w procesie transformacji energetycznej można przeczytać np. w artykułach [2] i [3]. Z kolei w artykułach [4] i [5] przedstawiono różnice między wynikami obliczeń, a rzeczywistym (zmierzonym) wykorzystaniem energii na przykładzie budynków jednorodzinnych i wielorodzinnych, wskazując, że wspomniane rozbieżności utrudniają upowszechnianie właściwego wykorzystania potencjału certyfikacji energetycznej budynków, spowalniając tym samym proces transformacji energetycznej. Uzyskaniu niskiej wartości wskaźnika EP sprzyjają działania, mające na celu obniżenie zapotrzebowania na energię użytkową do celów pokrycia: strat ciepła przez przenikanie przez przegrody oraz wentylację, jak też straty ciepła oraz zapotrzebowania na energię do przygotowania ciepłej wody. Przykładowe z tych działań, to: stosowanie efektywnych energetycznie systemów wentylacyjnych [6] [7], w tym systemów wentylacji zdecentralizowanej [8] [9], odzyskiwanie ciepła z procesów technologicznych [10] [11], zwiększanie sprawności elementów systemów ogrzewania [12] [13] [14], stosowanie gruntowych powietrznych wymienników ciepła [15] [16], odzyskiwanie ciepła ze ścieków [17] [18], stosowanie efektywnych systemów przygotowania ciepłej wody [19], stosowanie efektywnych energetycznie systemów ogrzewania przez promieniowanie [20] [21] [22], wykorzystywanie materiałów zmienno fazowych PCM [23] i wiele innych, niewymienionych. Zarówno w artykułach dotyczących znaczenia wentylacji dla energooszczędności budynków – [24] [25] – jak i w pracy [26], przedstawiającej metodologię wyboru

rozwiązań instalacyjnych i architektonicznych, pozwalających na spełnienie wymagań WT odnośnie do wartości współczynnika EP_{max}, zwrócono uwagę na dominujące znaczenie źródła ciepła dla wyniku certyfikacji. Nawet, jeśli zapotrzebowanie na energię końcową budynku jest relatywnie duże, wystarczy zastosować źródło energii o niskim lub zerowym współczynniku nakładu energii pierwotnej w_p, aby uzyskać niską wartość wskaźnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej EP. Ten fakt powoduje, że istniejące kotłownie węglowe będą musiały być zastępowane bardziej efektywnymi oraz bardziej proekologicznymi źródłami ciepła. Modernizacja istniejących ciepłowni węglowych jest w Polsce istotnym zagadnieniem, ponieważ „Polska należy do największych użytkowników systemów ciepłowniczych w Europie, które wciąż w większości opalane są węglem kamiennym” [27]. Jednym z rozwiązań, które pozwalają ciepłowniom uzyskiwać niską wartość współczynnika nakładu energii pierwotnej jest stosowanie jako paliwa biomasy [28] lub biogazu [29], albo wykorzystanie wód geotermalnych [30]. Innym rozwiązaniem jest inwestycja w kogenerację gazową – produkcję ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu, przy wykorzystaniu silnika opalanego najczęściej gazem ziemnym [31]. Rozwiązanie to pozwala również na ograniczenie powstawania smogu, o czym można przeczytać np. w artykule [32]. Różne warianty modernizacji istniejących systemów ciepłowniczych wykorzystujących węgiel jako źródło energii przeanalizowano w artykule [33]. W pracy rozważono trzy warianty: „zastosowanie kogeneracji gazowej, kogeneracji gazowej i kotła na biomasę oraz kogeneracji gazowej i układu kolektorów słonecznych”. Wykazano, że ocena opłacalności finansowej modernizacji jest silnie zależna od cen paliw, energii, a także systemów wsparcia tego typu inwestycji. O konieczności systemowego wspierania inwestycji w kogenerację w ramach programów rządowych można przeczytać również w artykule [34]. Z kolei obserwowane w ostatnim czasie wahania cen gazu są przedmiotem analizy, przeprowadzanej również w niniejszym artykule. Odrębnym zagadnieniem, które może mieć wpływ na popularność systemów kogeneracji gazowych, może być również unifikacja procedury obliczania współczynnika nakładu energii pierwotnej, która została zaproponowana i opisana w artykule [35].

W niniejszym artykule przedstawiono benefity i ograniczenia instalacji układu

kogeneracyjnego w istniejącej ciepłowni. Przeprowadzono obliczenia rentowności takiej modernizacji w zależności od zmienności cen gazu i energii. Omówiono wpływ kogeneracji na istniejący system ciepłowniczy, wskazując obszary, na które należy zwrócić uwagę, decydując się na modernizację. Przedstawiono również liczbowo studium przypadku hipotetycznego przedsiębiorstwa, wzorując się na doświadczeniach z eksploatacji systemu ciepłowniczego w Białoogardzie, który na przestrzeni ostatnich 30 lat przeszedł gruntowną transformację od źródeł ciepła opalanych węglem kamiennym do nowoczesnej elektrociepłowni zasilanej gazem ziemnym z możliwością współspalania wodoru.

Opłacalność kogeneracji w kontekście aktualnych cen gazu

Zgodnie z coroczną publikacją Prezesa URE [36] na polskim rynku ciepłowniczym (wśród przedsiębiorstw koncesjonowanych składających sprawozdanie o symbolu URE-C1), na podstawie raportu za 2021 r., koncesję posiadały 392 podmioty. Łączna zainstalowana moc cieplna wynosiła 54,1 GW przy wartości mocy zamówionej u odbiorców wynoszącej 35,0 GW. Całkowita sprzedaż ciepła osiągnęła 386 tys. TJ przy zatrudnieniu ponad 28 tys. osób w tej branży. W przeważającej części działalnością ciepłowniczą zajmują się spółki prawa handlowego o łącznym udziale ponad 96% (spółki akcyjne – 18,1%, spółki z ograniczoną odpowiedzialnością – 77,9%).

W stosunku do roku 2020 nastąpił wzrost produkcji ciepła z kogeneracji o 5,6%, co wynika ze zwiększenia liczby podmiotów, które wytwarzają ciepło w ten sposób (133 spółki). Systematycznie notowany jest wzrost odnawialnych źródeł energii oraz paliw gazowych wykorzystywanych do produkcji ciepła, przy jednoczesnym spadku wykorzystywania paliw węglowych. Ciepłownictwo wygenerowało w roku 2021 prawie 24 mld zł przychodu z koncesjonowanej działalności ciepłowniczej. Pomimo corocznej tendencji wzrostowej po stronie przychodów znaczące podwyższenie kosztów paliw spowodowało, że wynik finansowy brutto dla wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wyniósł minus 1,5 mld zł. Jest to kolejny rok, w którym rentowność przedsiębiorstw wytwarzających ciepło była ujemna (wynik finansowy brutto ogółem wyniósł minus 473,8 mln zł w 2020 r. oraz minus 543 mln zł w 2019 r.).

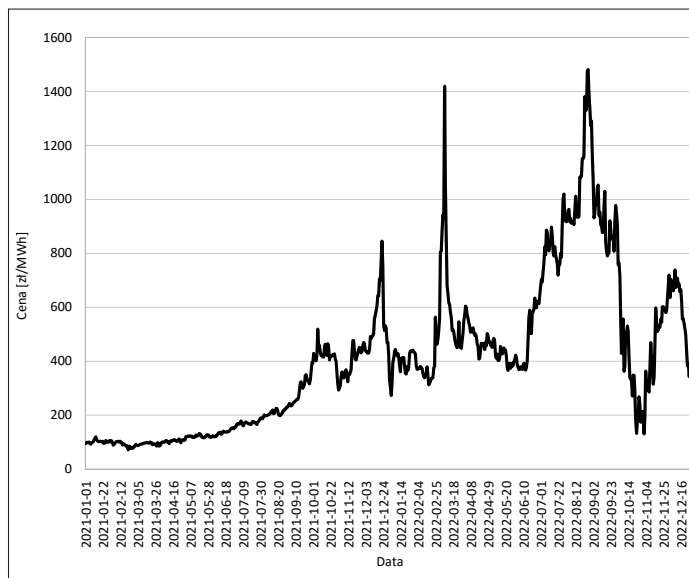
Tabela 1. Rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych na przestrzeni ostatnich lat (dane wg URE).
Table 1. Profitability of heating companies in recent years (data from URE).

ROK	Rentowność		
	ogółem	przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło bez kogeneracji	w kogeneracji
2010	0,35	3,41	-3,30
2011	-1,56	1,69	-5,33
2012	-1,64	2,60	-5,64
2013	1,81	4,47	-0,27
2014	3,63	2,54	4,43
2015	1,46	3,44	0,06
2016	9,68	4,57	13,09
2017	6,71	4,62	8,26
2018	1,88	1,60	2,08
2019	-2,92	1,68	-6,26
2020	-2,36	3,49	-6,25
2021	-5,78	0,08	-11,20

Źródło: Opracowanie własne URE.

Jak zauważono w raporcie, obowiązujący model uproszczony do kalkulacji cen i stawek za ciepło, który jest stosowany w elektrociepłowniach wykorzystujących źródła kogeneracyjne, jest mechanizmem prowadzącym do znacznego obniżenia wskaźników rentowności. W modelu tym wykorzystywane są dwie wartości, które są publikowane przez Prezesa URE wyłącznie raz w roku (w dniu 31 marca). Pierwsza określa średnią cenę sprzedaży ciepła wytworzonego w źródłach niebędących jednostkami kogeneracji w poprzednim roku. Natomiast druga to wartość wskaźnika referencyjnego, przez który mnożona jest średnia cena wytworzenia ciepła. Dla przykładu dla taryf obowiązujących od 31.03.2022 r., maksymalna cena ciepła dla odbiorcy końcowego wytworzonego w źródle kogeneracyjnym opalanym paliwem gazowym stanowiła średnią wartość ceny wytworzenia ciepła w 2021 r. tj. 72,02 zł/GJ pomnożoną przez współczynnik 1,31. Przedsiębiorstwo energetyczne po publikacji w/w danych jest zobowiązane do złożenia wniosku o zatwierdzenie nowej taryfy, która będzie obowiązywała przez kolejny rok, niezależnie od zmian na rynku paliw gazowych. Takie regulacje prawne w sytuacjach stabilnego rynku paliw gazowych, i w konsekwencji, ciepła oraz energii elektrycznej umożliwiały przedsiębiorstwom prowadzenie działalności gospodarczej oraz chroniły konsumentów przed znacznymi wzrostami cen. Jednak począwszy od 2021 r. rynek paliw gazowych został dotknięty nienotowanymi wcześniej wahaniami cen paliwa gazowego. Ceny gazu zmieniały się w sposób dynamiczny od wartości 150 zł/MWh pod koniec 2021 r., do 1500 zł/MWh w roku kolejnym, co pokazano na rys. 1.

Uproszczony model taryfowania, który w latach wcześniejszych dawał gwarancję stabilnego przychodu ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej przy zachowaniu odpowiedniej relacji do cen paliwa gazo-

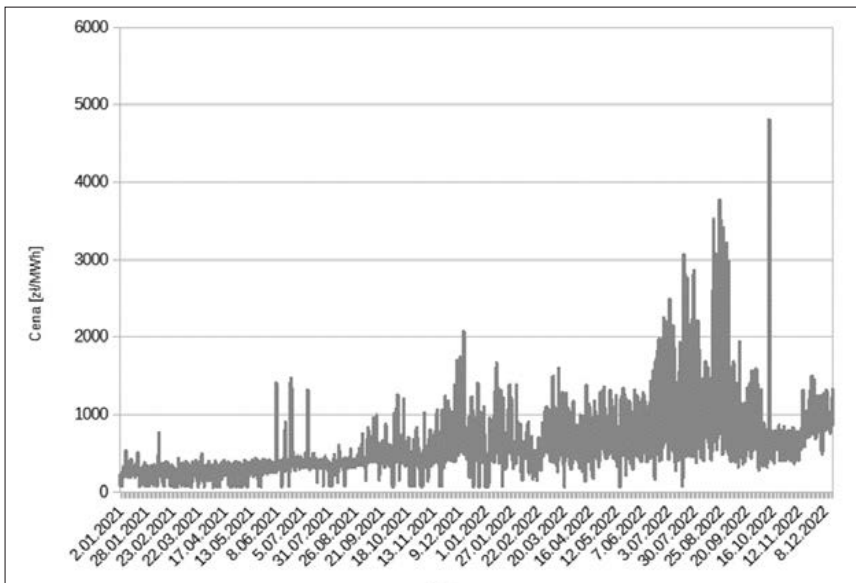


Rys. 1. Wykres wartości cen paliwa gazowego w latach 2021-2022, opracowanie własne. Fig. 1. Chart of gas fuel prices in 2021-2022, own authorship.

wego, w okresie niestabilnych cen gazu doprowadził wiele przedsiębiorstw na skraj bankructwa. Przedsiębiorstwa wykorzystujące źródła kogeneracyjne zobowiązane były do produkcji ciepła, którego cena nie pokrywała nawet kosztów zakupu paliwa gazowego. Dla tego typu źródeł, podejmowano często decyzję o ich wyłączeniu i wykorzystywano do produkcji ciepła kotły węglowe lub gazowe. Zgodnie z paragrafem 28. rozporządzenia taryfowego (Dz. U. z 2020 r., poz. 718, z późn. zm.), w przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, może ono wystąpić o zmianę taryfy. Zapis ten dotyczy wyłącznie źródeł ciepła innych niż jednostki kogeneracji, które nie są zobligowane do oczekiwania na publikację wskaźnika przez Prezesa URE. Wiąże się to oczywiście ze wszczęciem postępowania administracyjnego, które może zakończyć się, w zależności od stopnia skomplikowania sprawy, nawet po kilku miesiącach. Dla przedsiębiorstw, które zakupują paliwo gazowe bezpośrednio na rynku hurtowym (bez związania się długoterminowymi kontraktami na gaz z dostaw-

cą), taki czas oczekiwania na zmianę taryfy również może doprowadzić do problemów z płatnościami i zagrożeniem dostaw ciepła do odbiorców. Jednak pomimo tego, ustawa Prawo Energetyczne daje możliwość zmiany taryfy dla źródeł niekogeneracyjnych w przeciwieństwie do modelu taryf uproszczonych, które oczekują na moment opublikowania przez Prezesa URE wskaźników uprawniających do ponownego skalkulowania cen (czyli do dnia 31. marca). Rozwiązaniem w takiej sytuacji mogłoby być uwolnienie ceny ciepła lub objęcie ustawową ochroną gwa-

rantowanej ceny paliwa gazowego, z uwzględnieniem producentów ciepła sieciowego. Dlatego też biorąc pod uwagę aktualne otoczenie prawne w jakim funkcjonuje większość kogeneracji w Polsce, konieczne jest podjęcie dyskusji nad zmianą odpowiednich aktów prawnych celem dostosowania regulacji do dynamiki rynku. Jak wskazują sami autorzy przywołanego wcześniej raportu, pomimo wielu zmian w rozporządzeniu taryfowym, model uproszczony kalkulacji taryf wykazuje dużą statyczność i nie odzwierciedla kosztów związanych z zakupem paliwa gazowego i uprawnień do emisji CO₂ w warunkach bardzo dynamicznego rynku. Zaistniała sytuacja tym bardziej powinna mieć swoje odzwierciedlenie w zmianie ustawy Prawo energetyczne, gdyż w dokumencie pn. „Polityka Energetyczna Państwa” ogłoszonym 2 marca 2021 r. wskazano, że równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji jest najbardziej efektywnym sposobem wykorzystania energii pierwotnej paliwa. Mechanizmy wsparcia w budowie tego typu źródeł będą aktywne, dopóki nie zostaną osiągnięte założone cele związane z transformacją polskiej energetyki. W konsekwen-

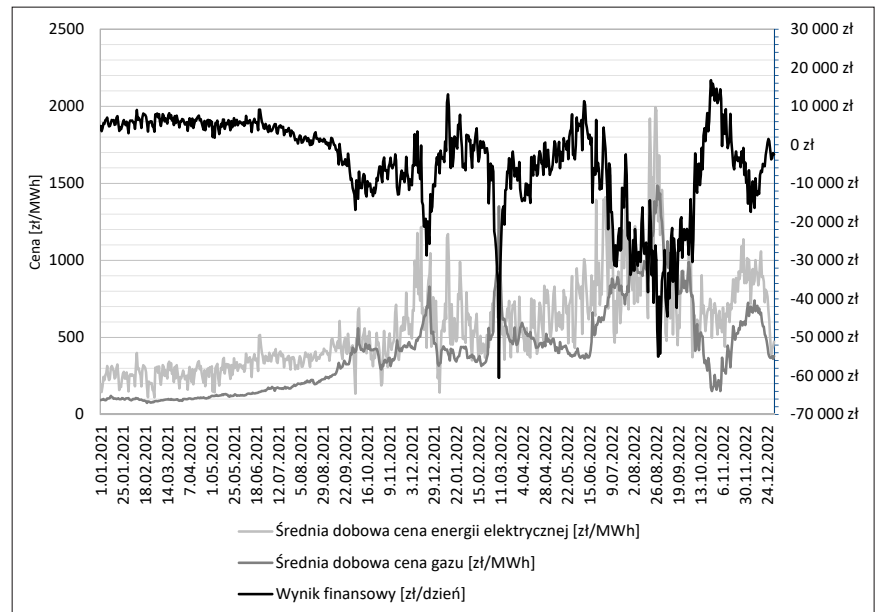


Rys. 2. Wykres wartości cen energii elektrycznej na rynku bilansującym w latach 2021-2022, opracowanie własne.
Fig. 2. Chart of electricity prices on the balancing market in 2021-2022, own authorship.

cji spełnione muszą zostać zapisy aktów legislacyjnych „Fit for 55” mające na celu obniżenie emisji gazów cieplarnianych netto do 2030 r., w porównaniu z poziomami z 1990 r., o co najmniej 55 procent. Miniony rok dosadnie pokazał brak spójności w obowiązujących aktach prawnych, z których jeden wspiera finansowanie nowych źródeł wytwórczych opartych o kogenerację, natomiast drugi skutecznie uniemożliwia jej funkcjonowanie w warunkach dynamicznego rynku.

W celu zaprezentowania jaki wpływ na wynik finansowy przedsiębiorstwa, stosującego model uproszczonego taryfowania, miało ostatnie kilkanaście miesięcy dynamicznych zmian cen paliwa gazowego przeprowadzono symulację. Analiza została wykonana dla hipotetycznego przedsiębiorstwa w oparciu o przychód ze sprzedaży energii elektrycznej oraz ciepła w stosunku do kosztu zużytego paliwa gazowego. Założono scenariusz, w którym przedsiębiorstwo jest wytwórcą posiadającym jeden silnik gazowy o mocy 1000 kW_e/1000 kW_t o całkowitej sprawności 84%. Przychód ze sprzedaży wyznaczono na podstawie średniej dobowej ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym (rys. 2) oraz średniej ceny sprzedaży ciepła w danym roku. Koszt paliwa gazowego oszacowano na podstawie średniej dobowej ceny zakupu paliwa gazowego na giełdzie z uwzględnieniem sprawności agregatu kogeneracyjnego.

Rys. 3 prezentuje relację kosztów w stosunku do przychodu ze sprzedaży bez uwzględniania pozostałych składowych finansowych wynikających z działalności przedsiębiorstwa. Wynika z niego



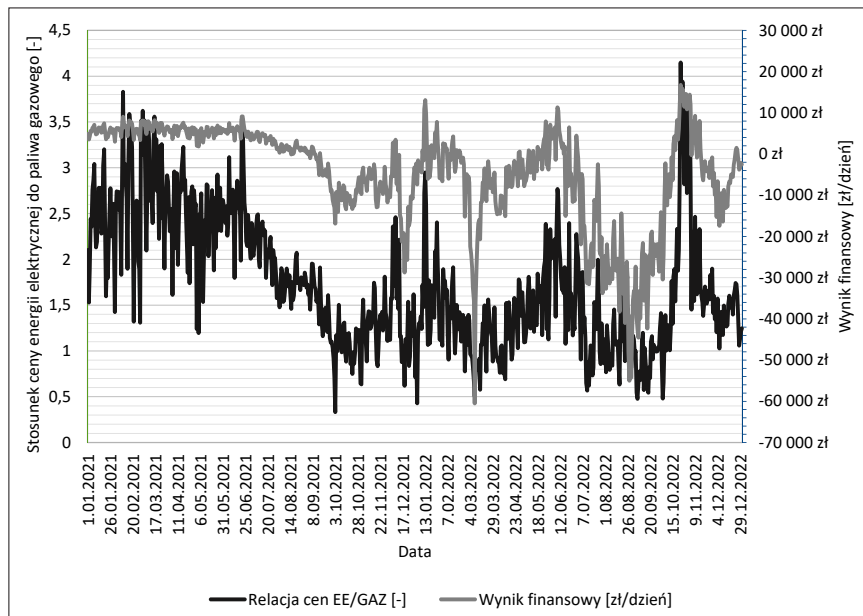
Rys. 3. Wykres na podstawie wyniku symulacji rachunku finansowego przedsiębiorstwa.
Fig. 3. Chart based on the result of simulation of the company's financial account.

jednoznacznie, że do czasu stabilnych cen paliw na rynku dzienny przychód z jednego silnika gazowego o mocy elektrycznej 1 MW_e wynosił prawie 10 tys. zł. Sytuacja uległa znacznemu pogorszeniu na przełomie września i października 2021 roku, gdy cena gazu wzrosła do wartości ok. 500 zł/MWh. Na dodatek znacznie pogorszyła się relacja ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym w stosunku do ceny paliwa gazowego na giełdzie w tym okresie, co dodatkowo obniżyło przychody przedsiębiorstwa z tytułu sprzedaży energii elektrycznej.

Biorąc pod uwagę fakt, że cena ciepła jest regulowana ustawowo i w związku

z tym nie ulega ona takim wahaniom cenowym, zaproponowano wprowadzenie wskaźnika, który jest ilorazem ceny energii elektrycznej w stosunku do ceny paliwa gazowego. Porównując wartość uzyskanego parametru z wynikiem finansowym działalności można wyprowadzić minimalną wartość tego wskaźnika, która umożliwi uzyskanie przychodu pokrywającego koszt zakupu gazu.

Analiza rys. 4 doprowadziła do wniosku, że minimalna relacja pomiędzy ceną energii elektrycznej w stosunku do gazu wynosi 1,7. Innymi słowy, aby przedsiębiorstwo mogło wygenerować zysk umożliwiający pokrycie kosztu paliwa gazowego, średnia cena energii elektrycznej w danym dniu musi być 1,7 razy wyższa niż cena paliwa gazowego. Im wyższa wartość tego wskaźnika tym wyższa jest opłacalność produkcji energii elektrycznej w kogeneracji.



Rys. 4. Wykres na podstawie wyniku analizy opłacalności produkcji energii elektrycznej w stosunku do cen paliwa gazowego.
Fig. 4. Char based on the result of the analysis of the profitability of electricity production in relation to gas fuel prices.

poniżej wskaźnika 1,7, czyli znacznie poniżej progu rentowności produkcji.

Wymagania i ograniczenia dla kogeneracji

Zainstalowanie układu kogeneracyjnego w istniejącym układzie ciepłowniczym wymaga wielowątkowej analizy technicznej i ekonomicznej. Poza oczywistą budową nowej części elektrycznej umożliwiającą wyprowadzenie mocy z generatora, z zasilaniem potrzeb własnych oraz sprzedażą nadwyżki produkcji do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, konieczna jest modernizacja części ciepłowniczej. Silnik zasilany paliwem gazowym w porównaniu do kotła gazowego jest bardziej wrażliwy na zmiany temperatury. Musi mieć także zapewnione wyjątkowo stabilne parametry pracy, ponieważ znaczne ich wahania mogą być jedną z przyczyn całkowitego wyłączenia maszyny z ruchu. Taka sytuacja w przypadku zakontraktowanej sprzedaży energii elektrycznej do sieci może narazić firmę na dodatkowe koszty związane z koniecznością zakupu niedoboru energii od operatora nadrzędnego lub wiązać się z koniecznością zapłacenia kar za przekroczenie pobranej mocy elektrycznej. Mając na uwadze powyższe konieczne jest zatem zaprojektowanie takiego układu ciepłowniczego, który w sposób automatyczny będzie dążył do osiągnięcia jak najdłuższego czasu pracy w kogeneracji, tzn. jak najdłuższego okresu produkcji zarówno energii elektrycznej jak i ciepła.

Podstawowym parametrem, o który należy zadbać jest utrzymanie temperatury oleju silnikowego poniżej wartości granicznej. Za prawidłowe chłodzenie odpowiada system wymienników zlokalizowany przy silniku wraz z pompą obiegową. Układ jest dobrany tak, aby przy obliczeniowych parametrach pracy zapewnić odpowiednią temperaturę oleju silnikowego. Najczęstszym wskaźnikiem granicznym jest maksymalna temperatura wody wlotowej do układu chłodzącego silnika, która wynosi 70°C. Każdy wzrost temperatury powyżej tej wartości będzie wprost proporcjonalnie zwiększał temperaturę oleju.

Drugim parametrem jest utrzymanie odpowiedniego przepływu w układzie chłodzenia. Wartość minimalna przepływu będzie wynikała z maksymalnej temperatury wody wylotowej z układu chłodzenia, która umożliwi odprowadzenie do systemu ciepłowniczego nominalnej mocy cieplnej generowanej przez silnik. W przeważającej większości urządzeń możemy spotkać parametry w granicach 90-95°C, które bardzo dobrze wpisują się w sieci niskotemperaturowe jako główne źródło zasilania lub jako dodatkowa moc cieplna w systemach wymagających wyższych temperatur. W odpowiednio zmodyfikowanych układach agregatu kogeneracyjnego możemy uzyskać temperatury powyżej 100°C. Takie rozwiązanie będzie wymagało odpowiedniego doboru wymiennika ciepła spalin-y-woda, który nie wpłynie negatywnie na minimalny przepływ w układzie chłodzenia. Analizując

taki scenariusz, musimy brać pod uwagę wyższą temperaturę wylotową spalin i w konsekwencji mniejszą sprawność cieplną urządzenia.

Trzecim parametrem jest stabilne chłodzenie mieszanki paliwowo-powietrznej, która po sprężeniu i schłodzeniu w chłodnicy pierwszego stopnia musi utrzymywać się w wartościach 40-45°C. Najczęstszym rozwiązaniem jest wykorzystanie zewnętrznej chłodnicy wentylatorowej, która oddaje nadmiar ciepła do otoczenia. Możliwe jest również wykorzystanie takiego ciepła do zasilania obiegów niskotemperaturowych lub do pompy ciepła typu glikol-woda jako dolne źródło ciepła, co dodatkowo zwiększy całkowitą sprawność cieplną układu.

Kolejnym wymaganiem jest odpowiednie zastosowanie kompensatorów stalowych na połączeniu silnika z obiegami odpowiadającymi za chłodzenie całego urządzenia wraz z mieszanką paliwowo-powietrzną. Należy zwrócić szczególną uwagę na lokalizację punktów statycznych w instalacji, które w sposób optymalny wykorzystują zdolność do kompensacji zamontowanych łączników. Agregat kogeneracyjny podczas uruchamiania poddawany jest znacznym drganiom, które negatywnie wpływają na wszelkie połączenia spawane i skręcane. Rozszczelnienie takiego układu napełnionego czynnikiem zawierającym mieszaninę wody i glikolu, przy styku z kolektorem wylotowym spalin o temperaturze powyżej 500°C, może doprowadzić do samozapłonu.

Instalacja gazowa dostarczająca paliwo do silnika nie różni się konstrukcją od typowej ścieżki gazowej stosowanej przy kotłach. Konieczne jest zainstalowanie armatury składającej się m. in. z reduktora i czujnika ciśnienia, elektrozaworu oraz regulatora przepływu paliwa. Dodatkowo niezbędne jest zabezpieczenie instalacji przed ewentualnymi wyciekami stosując zawory szybkozamykające z instalacją alarmową (optyczno-akustyczną).

Układ należy również wyposażać w instalację olejową, która umożliwi w sposób automatyczny uzupełnianie ubytków oleju silnikowego w misce olejowej oraz sprawną wymianę zużytego oleju po przepracowanych motogodzinach. W zależności od zainstalowanych agregatów, typowe zużycie oleju silnikowego podczas pracy nominalnej może wynosić nawet 5 litrów na dobę, dlatego konieczne jest wykonanie sterowania automatycznego sprzężonego z olejowskazem w misce olejowej.

Bardzo istotna jest również wentylacja pomieszczenia, która spełnia funkcję

dostarczania świeżego powietrza do spalania oraz odprowadzania zysków ciepła traconego przez powierzchnię silnika do otoczenia. Szczegółowej analizie należy poddać zakres możliwej regulacji wentylatorów nadmuchiowych, które w zależności od pory roku będą pracowały z różną wydajnością. W okresie letnim ich zadaniem będzie utrzymywanie maksymalnej temperatury pomieszczenia poniżej dopuszczalnej wynoszącej 40°C, natomiast w okresie zimowym prędkość obrotowa wentylatorów będzie minimalna. Kluczowe jest, aby dolna wydajność wentylatorów zapewniała co najmniej minimalną ilość powietrza do spalania, jaka jest wymagana przez producenta. Należy też wykluczyć sytuacje, w których nawiew skierowany jest bezpośrednio na filtr powietrza silnika tak, aby uniknąć kondensacji pary wodnej na powierzchni filtra i doprowadzić do jego wcześniejszego zużycia. Warto w takiej sytuacji rozważyć montaż dodatkowej nagrzewnicy powietrza nawiewanego, która zminimalizuje ryzyko wystąpienia takiego zjawiska.

Dla przewidzianego przez producenta zalecanego zakresu pracy, który wynosi od 50 do 100% mocy elektrycznej urządzenia, wszystkie wyżej wymienione instalacje muszą wykazywać zdolność do adaptacji do zmiennych warunków pracy przy zachowaniu stabilności regulacji. Dobór odpowiednich zaworów regulacyjnych, pomp obiegowych oraz sterowników wykorzystujących algorytmy uczenia maszynowego lub typową regulację PID, jest kluczowy w osiągnięciu sukcesu w tym zakresie i będzie owocował długą, nieprzerwaną pracą urządzenia.

Wpływ kogeneracji na istniejący system ciepłowniczy

Agregat kogeneracyjny może stanowić podstawowe lub dodatkowe źródło ciepła dla funkcjonującego układu ciepłowniczego. Niezależnie od wybranego rozwiązania, parametrem wspólnym ograniczającym takie zastosowanie jest temperatura powrotu z sieci ciepłowniczej, która wpływa bezpośrednio na układ chłodzenia silnika i w konsekwencji determinuje temperaturę oleju silnikowego. Przy założeniu, że instalacja nie jest wyposażona w dodatkową chłodnicę awaryjną i biorąc pod uwagę kilkustopniową różnicę temperatur konieczną do wymiany ciepła w wymiennikach pomiędzy obiegiem agregatu a siecią ciepłowniczą, można przyjąć, że maksymalna temperatura powrotu z sieci ciepłowniczej nie powinna przekraczać 60°C. W przypadku sieci

wysokotemperaturowych możemy spotkać się z sytuacją, w której, przy niskiej temperaturze zewnętrznej, układ kogeneracyjny nie będzie mógł pracować lub, przy wykorzystaniu dodatkowej chłodnicy, będzie pracował z mniejszą sprawnością cieplną. Podobnej analizie należy dokonać przy zastosowaniu silnika kogeneracyjnego pracującego wyłącznie na potrzeby ciepła technologicznego przy zakładzie produkcyjnym. Tego typu rozwiązanie może być szczególnie wrażliwe na utrzymanie stabilnego przepływu i odpowiedniej temperatury powrotu. Układy technologiczne mogą wymagać wysokiej temperatury zasilania (np. 90-95°C lub jeszcze wyższej), którą jest w stanie dostarczyć silnik, jednak często cechują się niskim schłodzeniem temperatury obiegu, która w skrajnych przypadkach może wynosić 10°C. Takie układy będą wymagały dodatkowej chłodnicy i mogą okazać się mało efektywne energetycznie w eksploatacji.

W przypadku nieodpowiednich wartości temperatury wody powracającej z sieci ciepłowniczej, możemy zastosować układ dodatkowego chłodzenia, który w chłodnicy wentylatorowej odda do otoczenia nadmiar ciepła. Rozwiązanie to może okazać się najłatwiejszym do realizacji, jednak odbędzie się ono kosztem sprawności całego procesu. Mając na uwadze aktualną politykę energetyczną oraz coraz większy udział OZE w miksie energetycznym, lepszym rozwiązaniem jest transformacja układu ciepłowniczego w kierunku obniżenia parametrów sieci ciepłowniczych. Taka zmiana będzie wpływała na zwiększenie natężenia przepływu w całym systemie ciepłowniczym i może skutkować również zmianą ciśnienia dyspozycyjnego. Dodatkowo konieczne będzie przeanalizowanie powierzchni wymiany ciepła w wymiennikach zainstalowanych w węzłach cieplnych oraz współczynnika przepływu dla zaworów regulacyjnych, tak aby były one w stanie dostarczyć wymagany strumień ciepła do odbiorcy. Do analizy można wykorzystać algorytmy uczenia maszynowego, które będą w stanie wytypować odbiorców z nieodpowiednio dobraną powierzchnią wymiany ciepła i w znaczny sposób podwyższających temperaturę powrotu w całym układzie ciepłowniczym. Obniżenie parametrów pracy układu cieplnego da możliwość elastycznego wykorzystania układu kogeneracyjnego, wpłynie pozytywnie na obniżenie strat ciepła podczas przesyłania oraz umożliwi w przyszłości zastosowanie odnawialnych źródeł ciepła, co wpisuje się w trend transformacji sieci ciepłowniczych w kierunku czwartej generacji.

Biorąc pod uwagę sprawności silnika kogeneracyjnego i chęć generowania dodatkowego zysku w przedsiębiorstwie w oparciu o sprzedaż energii elektrycznej, konieczne jest działanie urządzenia przy maksymalnej wydajności, która jest osiągnięta przy obciążeniu wynoszącym 100%. Praca urządzenia przy 50% mocy nominalnej elektrycznej skutkuje obniżeniem ogólnej sprawności o 1,5% przy równoczesnym znacznym spadku sprawności elektrycznej o prawie 3% (kosztem wzrostu sprawności cieplnej). W takiej sytuacji rozsądnym może być utrzymywanie pracy urządzenia w trybie „włącz-wyłącz” przy zachowaniu minimalnych czasów pracy urządzenia po jego uruchomieniu. Wykorzystując uczenie maszynowe można zaplanować pracę urządzeń w taki sposób, aby generowały one moc elektryczną do systemu elektroenergetycznego w godzinach, w których cena energii jest najwyższa. Taki mechanizm musi brać pod uwagę prognozę pogody, która warunkuje generację z fotowoltaiki oraz turbin wiatrowych i ma coraz większy wpływ na cenę energii elektrycznej na rynku.

Przykład modernizacji systemu ciepłowniczego w Białogardzie (woj. Zachodniopomorskie)

System ciepłowniczy w Białogardzie na przestrzeni ostatnich 30 lat przeszedł gruntowną transformację od źródeł ciepła opalanych węglem kamiennym do nowoczesnej elektrociepłowni zasilanej gazem ziemnym z możliwością współspalania wodoru. W latach 80 XX wieku dostawa ciepła była realizowana z wykorzystaniem kotłów węglowych, które zlokalizowane były na terenie, lub w pobliżu, większych osiedli mieszkaniowych. Takich obiektów było osiem i pokrywały one większość zapotrzebowania na moc cieplną w Białogardzie. Postępująca gazyfikacja coraz większych terenów miasta spowodowała, że na przełomie tysiąclecia podjęta została decyzja o wymianie istniejących źródeł ciepła na kotły gazowe. Inwestycja musiała być powiązana z modernizacją węzłów cieplnych, które w owym czasie były wyposażone w hydro-elewatory. W oparciu o temperatury pracy kotłów gazowych, które były urządzeniami wysokotemperaturowymi, zostały dobrane i zainstalowane nowe węzły cieplne. Były to już rozwiązania oparte na klasycznym układzie z wymiennikiem ciepła, regulatorem pogodowym oraz układem siłownika wraz z zaworem regulacyjnym sterującym temperaturą w obiegu centralnego ogrzewania lub ciepłej wody.

Taki podział na kotłownie zlokalizowane na terenie miasta, pracujące niezależnie, trwał do roku 2015. Wtedy nowy właściciel podjął decyzję o budowie jednego centralnego źródła ciepła i połączeniu istniejących kotłowni gazowych w jedną sieć. Projekt zakładał wybudowanie nowoczesnej elektrociepłowni wyposażonej w trzy agregaty kogeneracyjne o mocy elektrycznej 1203 kW_e i mocy cieplnej 1206 kW_t, oraz 3 kotły o łącznej mocy 15 MW_t. Całość instalacji była zasilana wyłącznie gazem ziemnym. Plan wymuszał również budowę infrastruktury ciepłowniczej, która połączyłaby wszystkie osiedlowe kotłownie w jedną sieć wraz z wymianą starych kotłów gazowych na grupowe węzły ciepne. Na etapie projektowania pojawiła się również koncepcja zabudowy sieci ciepłowniczej w układzie pierścieniowym, która połączy wszystkie główne węzły ciepne. Proponowane rozwiązanie zostało zrealizowane i umożliwiło w sposób elastyczny zarządzanie pracą sieci oraz zapewnienie stabilną pracę agregatów kogeneracyjnych w sytuacjach bardzo zmiennego przepływu po stronie odbiorców ciepła. Inwestycja wymagała wybudowania ponad 17 km sieci ciepłowniczej magistralnej o średnicy DN250 i zakładała równocześnie budowę sieci światłowodowej oraz elektroenergetycznej średniego napięcia. Celem było dostarczenie nie tylko ciepła do istniejących odbiorców, ale również zaproponowanie mieszkańcom sprzedaży energii elektrycznej przesyłanej własną siecią i wytworzenie w elektrociepłowni. Na potrzeby zarządzania całą infrastrukturą zainstalowana została sieć telekomunikacyjna, dzięki której na bieżąco można analizować sygnały z węzłów ciepnych oraz rozdzielnic średniego napięcia. Budowa całej infrastruktury trwała prawie 5 lat i pochłonęła kwotę ok. 60 mln zł. Cały proces, poza oczywistą fazą projektowania oraz wykonania sieci ciepłowniczych i elektroenergetycznych, wymagał uzyskania nowych koncesji związanych z wytwarzaniem i przesyłaniem energii elektrycznej oraz zmiany aktualnych koncesji na ciepło i innych dokumentów związanych z nową działalnością spółki. Równocześnie trwały prace związane z przyłączeniem własnej sieci dystrybucyjnej do GPZ (główny punkt zasilania) w Białogardzie. Takie przyłącze umożliwiło pracę całej sieci składającej się z ponad 14 km kabla średniego napięcia oraz daje możliwość sprzedawania nadwyżek generowanego prądu elektrycznego do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Dzięki zastosowaniu nowoczesnych technologii i opraco-

waniu autorskiego rozwiązania do zarządzania pracą obiektu, źródła kogeneracyjne oraz kotły gazowe sterowane są automatycznie. Od momentu uruchomienia nowej infrastruktury systematycznie modernizowane były również indywidualne węzły ciepne tak, aby dostosować je do niższych temperatur dostawy ciepła. Zrealizowana wielowątkowa modernizacja umożliwia w chwili obecnej pracę układu ciepłowniczego w systemie niskotemperaturowym, a wybudowana infrastruktura ciepłownicza jak i elektroenergetyczna może zapewnić samowystarczalność energetyczną dla całego miasta. Zastosowane w tym celu silniki kogeneracyjne, które mogą współpalać wodór są kolejnym wyzwaniem dla właściciela, który może zbudować dodatkową niezależność od światowych cen paliwa gazowego. Rozwiązanie to w połączeniu z generacją taniej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, takich jak fotowoltaika czy turbiny wiatrowe może skutecznie obniżyć koszt paliwa, co przełoży się na cenę produkowanego ciepła oraz energii elektrycznej dla mieszkańców. Wysoka elastyczność silników, umożliwia generację energii elektrycznej w ciągu kilkunastu sekund od żądania pracy. Zastosowanie ich może stanowić idealne rozwiązanie w każdej elektrociepłowni przyszłości, dostarczającej ciepło lokalnie oraz stabilizującej Krajowy System Elektroenergetyczny w momentach, kiedy nie będzie można polegać na energii ze słońca lub wiatru.

Patrząc z perspektywy kilkuletniej eksploatacji elektrociepłowni, można wyciągnąć wniosek o słuszności podjętej decyzji inwestycyjnej. Transformacja lokalnych gazowych ciepłowni w jedną centralną elektrociepłownię przyniosła zdecydowanie większe możliwości w zakresie dywersyfikacji źródła przychodu o sprzedaż energii elektrycznej, zwiększenie ogólnej sprawności wytwarzania oraz zmniejszenie kosztów produkcji ciepła dla odbiorców końcowych. Otrzymanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, który wykorzystuje w ponad 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, to dodatkowy atut przy przyłączaniu do sieci nowych odbiorców i priorytet przy podejmowaniu decyzji przez potencjalnego inwestora o wyborze źródła ciepła dla nowego budynku. Zmiana ta zainicjowała kolejne wyzwania, które bez kompetentnego zespołu w zakresie ciepłowniczym jak i elektroenergetycznym, nie byłyby możliwe do zrealizowania. Wysoko wykwalifikowana kadra zarządzająca pracą agregatów kogeneracyjnych i dbająca o utrzymanie sprawności urządzeń na najwyższym poziomie

przy równoczesnym wykonywaniu przeglądów serwisowych, to klucz do sukcesu transformacji każdego obiektu z priorytetu strictly ciepłowniczego na elektroenergetyczny.

Podsumowanie i wnioski

Doświadczenie z działań modernizacyjnych istniejących kotłowni oraz przegląd różnych aspektów stosowania kogeneracji gazowych, które zostały opisane w niniejszym artykule ma na celu rozpoczęcie dyskusji nad zmianą aktów prawnych w zakresie kogeneracji, celem ich dostosowania do dynamiki rynku. Tematykę ryzyka inwestycji w kogenerację gazową małej mocy podjęli wcześniej autorzy artykułu [37]. Z kolei w artykule [38] zwrócono uwagę na to, że czas zwrotu takich inwestycji jest zwykle długi, dlatego powinny być one poparte rzetelną analizą. O problemie dostępności paliw oraz ich cen w kontekście transformacji energetycznej pisali również autorzy artykułu [39]. Na konieczność systemowego wsparcia inwestycji w kogenerację poprzez ich dofinansowanie wskazywał autor artykułu [40]. Z kolei autorzy artykułu [41] pisali, że kogeneracja powinna być wspierana świadectwami efektywności energetycznej (tzw. Białymi Certyfikatami). W artykule [42] dokonano przeglądu przykładów realizacji takich inwestycji w Polsce. W niniejszym artykule podjęto kontynuację dyskusji zapoczątkowanej m.in. w ramach wyżej wspomnianych publikacji. Przedstawiono symulację rentowności przykładowego przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną i ciepło z kogeneracji gazowej w dobie wahań cen gazu i energii elektrycznej. Omówiono przyczyny ujemnego wyniku finansowego przedsiębiorstw ciepłowniczych w ostatnich latach, a także przedstawiono różne aspekty techniczne, które należy wziąć pod uwagę decydując się na modernizację istniejącego systemu ciepłowniczego, przy wykorzystaniu kogeneracji gazowej. Wskazano na zalety układów kogeneracyjnych, które umożliwiają: (I) dywersyfikację źródeł przychodu o dodatkową sprzedaż energii elektrycznej, (II) przeniesienie części kosztów stałych wynikających z działalności ciepłowniczej na działalność związaną z elektroenergetyką, (III) otrzymanie w dłuższej perspektywie statusu efektywnej sieci ciepłowniczej, (IV) ograniczenie znacznego wzrostu podwyżek cen ciepła, (V) generację dodatkowego przychodu, w szczególności w sezonie letnim, gdy produkcja ciepła wynika głównie z zapotrzebowania na ciepłą wodę.

W artykule wskazano również, że w celu zapewnienia stabilnych warunków do rozwoju tego typu systemów, które są zgodne z aktualnie realizowanym procesem transformacji energetycznej, konieczne są zmiany w prawie, które zmniejszą niepewność co do rentowności inwestycji.

LITERATURA:

- [1] Kupczak P., Transformacja energetyczna średniej wielkości PECów, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2021, 2, 24-27
- [2] Bandurski K., Ratajczak K., Amanowicz Ł., Transformacja energetyczna, a Metodologia sporządzania charakterystyki energetycznej..., *COW* 10/2021, 52, 20-26, <https://doi.org/10.15199/9.2021.10.3>
- [3] Bandurski K., Amanowicz Ł., Ratajczak K., Zintegrowane wykorzystanie charakterystyki energetycznej budynków w polityce energetycznej, *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja* 2022, 53 (12), 20-25
- [4] Bandurski K., Ratajczak K., Amanowicz Ł., Różnica między obliczeniowym i pomiarowym wykorzystaniem energii do ogrzewania w budynkach wielorodzinnych, *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja* 2021, 52 (12), 12-16
- [5] Ratajczak K., Bandurski K., Amanowicz Ł., Brzeziński J., Rozbieżności między obliczeniowym a zmierzonym zużyciem energii do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej na przykładzie budynków jednorodzinnych, *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja* 2022, 53 (4), 3-9, <http://dx.doi.org/10.15199/9.2022.4.1>
- [6] Amanowicz Ł., Szczechowiak E., Zasady projektowania systemów wentylacji budynków energooszczędnych, *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja* (48) 2/2017, 72-78, <http://dx.doi.org/10.15199/9.2017.2.4>
- [7] Amanowicz Ł., Ratajczak K., Dudkiewicz E., Recent Advancements in Ventilation Systems Used to Decrease Energy Consumption in Buildings - Literature Review, *Energies* 2023, 16, 1853, <https://doi.org/10.3390/en16041853>
- [8] Amanowicz Ł., Ratajczak K., Szczechowiak E., Analiza możliwości stosowania systemu wentylacji zdecentralizowanej w budynkach edukacyjnych, *Instal* 10/2019, 20-26, <http://dx.doi.org/10.36119/15.2019.10.3>
- [9] Ratajczak K., Amanowicz Ł., Szczechowiak E., Assessment of the air streams mixing in wall-type heat recovery units for ventilation of existing and refurbishing buildings toward low energy buildings, *Energy & Buildings* 2020, Vol. 227, 110427, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110427>
- [10] Dudkiewicz E., Szafański P., A review of heat recovery possibility in flue gases discharge system of gas radiant heaters. W: *International Conference on Advances in Energy Systems and Environmental Engineering (ASEE19)*: Wrocław, Poland, June 9-12, 2019 / eds. M.A. Sayegh [i in.]. [Les Ulis]: EDP Sciences, 2019, 00017, 1-8, <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911600017>
- [11] Orman Ł.J., Enhancement of pool boiling heat transfer with pin-fin microstructures, *Journal of Enhanced Heat Transfer*, vol. 23 (2), 2016, pp. 137-153, [10.1615/JEnhHeatTransf.2017019452](https://doi.org/10.1615/JEnhHeatTransf.2017019452)
- [12] Dudkiewicz E., Fidorów N., Jeżowiecki J., Wpływ sprawności promienników podczerwieni na koszt zużycia energii. *Rocznik Ochrona Środowiska*. 2013, 15, 2, 1804-1817
- [13] Amanowicz Ł., Controlling the Thermal Power of a Wall Heating Panel with Heat Pipes by Changing the Mass Flowrate and Temperature of Supplying Water—Experimental Investigations, *Energies* 2020, 24, 13, 6547-1 6547-19, <https://doi.org/10.3390/en13246547>
- [14] Hussain L., Khan M.M., Masud M., Ahmed F., Rehman Z., Amanowicz Ł., Rąjski K., Heat Transfer Augmentation through Different Jet Impingement Techniques: A State-of-the-Art Review. *Energies* 2021, 14, 6458. <https://doi.org/10.3390/en14206458>
- [15] Amanowicz Ł., Wojtkowiak J., Comparison of Single- and Multipipe Earth-to-Air Heat Exchangers in Terms of Energy Gains and Electricity Consumption: A Case Study for the Temperate Climate of Central Europe, *Energies* 2021, 14, 8217, <https://doi.org/10.3390/en14248217>
- [16] Michalak, P. Hourly Simulation of an Earth-to-Air Heat Exchanger in a Low-Energy Residential Building. *Energies* 2022, 15, 1898. <https://doi.org/10.3390/en15051898>
- [17] Kordana-Obuch, S.; Starzec, M.; Słyś, D. Assessment of the Feasibility of Implementing Shower Heat Exchangers in Residential Buildings Based on Users' Energy Saving Preferences. *Energies* 2021, 14, 5547, <https://doi.org/10.3390/en14175547>
- [18] Piotrowska, B.; Słyś, D.; Kordana-Obuch, S.; Pochwat, K. Critical Analysis of the Current State of Knowledge in the Field of Waste Heat Recovery in Sewage Systems. *Resources* 2020, 9, 72, <https://doi.org/10.3390/resources9060072>
- [19] Amanowicz, Ł. Peak Power of Heat Source for Domestic Hot Water Preparation (DHW) for Residential Estate in Poland as a Representative Case Study for the Climate of Central Europe. *Energies* 2021, 14, 8047. <https://doi.org/10.3390/en14238047>
- [20] Wojtkowiak J., Amanowicz Ł., Mróz T., A new type of cooling ceiling panel with corrugated surface - Experimental investigation, *Int J Energy Res.*, (43) 13 2019, 7275-7286, <https://doi.org/10.1002/er.4753>
- [21] Wojtkowiak J., Amanowicz Ł., Effect of surface corrugation on cooling capacity of ceiling panel, *Thermal Science and Engineering Progress* Volume 19, 1 October 2020, 100572, <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2020.100572>
- [22] Sinacka, J.; Szczechowiak, E. An Experimental Study of a Thermally Activated Ceiling Containing Phase Change Material for Different Cooling Load Profiles. *Energies* 2021, 14, 7363. <https://doi.org/10.3390/en14217363>
- [23] Sinacka J., Mróz T., Novel radiant heating and cooling panel with a monolithic aluminium structure and U-groove surface – Experimental investigation and numerical model, *Applied Thermal Engineering* 2023, 229, 120611, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120611>
- [24] Amanowicz Ł., Ratajczak K., Praktyczne aspekty projektowania energooszczędnych systemów wentylacyjnych, *Rynek Instalacyjny* 6/2021, 42-48
- [25] Amanowicz Ł., Ratajczak K., Stosowanie odzysku ciepła, OZE oraz zdecentralizowanych systemów wentylacyjnych w kontekście wymagań WT 2021, *Rynek Instalacyjny* 7-8/2021, 46-51
- [26] Bandurski K., Amanowicz Ł., Pawlak F., Nowa metoda wyboru rozwiązań instalacyjnych i założeń architektonicznych spełniających wymagania WT 2021 dotyczące EPmax w budynkach wielorodzinnych, *Rynek Instalacyjny* 2023, 4, 68-75
- [27] Różycka-Wrońska E., Wojdyła K., Testing the volume of HF, HCl, CH₄ gaseous air pollutants' emission for WR water grate boilers type - state of the polish heating industry, *INSTAL* 2020, 12, 9-14, <http://dx.doi.org/10.36119/15.2020.12.1>
- [28] Cwięka J., Ciepłownictwo w poszukiwaniu najlepszych rozwiązań – Krosno postawiło na biomasę, *INSTAL* 2016, 5, 12-14
- [29] Sabinak H. G., Puchala A., Ciepłownia lokalne opalane biogazem, *INSTAL* 2003, 2, 17-22
- [30] Ślimak C., PEC Geotermia Podhalańska – stan obecny, perspektywy rozwoju, *INSTAL* 2016, 2, 6-7
- [31] Smyk A., Laskowski R., Szymczyk J., PES a sprawność wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji, *Instal* 2018, 11, 5-11
- [32] Gurgacz S., Grudzień A. Modernizacja i rozwój ciepłownictwa lokalnego jako sposób walki ze smogiem, *Instal* 2019, 3, 16-19
- [33] Goździkowski A., Tańczuk M., Olszewski E., Przyszłość systemów ciepłowniczych w obliczu nowych wymagań i rosnącej konkurencji ze strony rozwiązań prosumenckich. Studium przypadku transformacji systemu ciepłowniczego w system efektywny energetycznie, *Instal* 2018, 9, 10-13
- [34] Klepacki A., Klepek Ł., Koszty wsparcia kogeneracji w Polsce, *Instal* 2017, 9, 34-42
- [35] Maludziński B., Propozycja metody obliczania wskaźnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla sieci ciepłowniczej, *Instal* 2014, 4, 9-13
- [36] Ciepłownictwo w liczbach: najnowszy raport URE <https://www.ure.gov.pl/download/9/13418/Raportcieplowniczy2021.pdf>
- [37] Rybarz M., Ryzyko inwestycyjne budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 2023, nr 111, 143-151
- [38] Leško M., Wykorzystanie autorskich modeli optymalizacyjnych do analizy opłacalności inwestycji związanych z kogeneracją, źródłami elektrycznymi lub solarnymi i akumulacją ciepła w systemach ciepłowniczych, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2023, 2, 34-48
- [39] Baranowski A., Problemy transformacji energetycznej ciepłownictwa na przykładzie Komunalnego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Spółka z o.o. w Bydgoszczy, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2022, 4, 40-46
- [40] Adamik P., Evaluation of the use of cogeneration bonus as a support mechanism for the transformation of the heating system in Poland in 2019-2020, *Ekonomia i Środowisko* 2022, 1, 39-52
- [41] Miczka G., Rutkowska-Ziarko A., Wysokosprawna kogeneracja a biały certyfikat, *Rynek Energii* 2021, 2, 3-11
- [42] Joniec W., Kogeneracja w polityce energetycznej Polski. Założenia i przykłady realizacji, *Rynek Instalacyjny* 2021, 5, 84-86

Finansowanie:

Badania te były finansowane przez:

- program Ministerstwa Edukacji i Nauki „Doktorat Wdrożeniowy” umowa nr DWD/5/0017/2021 podpisana 23.12.2021 r.
- Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego, projekt nr 504101/0713/SBAD/0981.

Financial disclosure:

This research was funded by:

- a) program of the Ministry of Education and Science “Doktorat Wdrożeniowy” agreement nr DWD/5/0017/2021 signed on 23.12.2021
- a) the Polish Ministry of Science and Higher Education, grant number 504101/0713/SBAD/0981.