

# Model efektywnego systemu ciepłowniczego na bazie energii solarnej

Model of an efficient district heating system based on solar energy

JUSTYNA MIREK, KLAUDIA SŁOMCZYŃSKA, PAWEŁ MIREK

DOI 10.36119/15.2022.11.1

Odchodzenie od spalania paliw węglowych, zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii, a w konsekwencji uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego – to podstawowe priorytety oraz wyzwania związane z produkcją ciepła systemowego w Polsce. Jednym ze sposobów osiągnięcia przez system ciepłowniczego statusu efektywnego, jest zwiększenie udziału pogodowo zależnych odnawialnych źródeł energii. Wykorzystanie tego typu źródeł wpływa dodatkowo na poprawę bezpieczeństwa energetycznego poprzez uniezależnienie od dostaw paliw z zewnątrz oraz stabilizację cen ciepła.

W pracy przedstawiono koncepcję systemu ciepłowniczego wykorzystującego energię promieniowania słonecznego, opartego o wielkoformatowe farmy solarne połączone z sezonowym magazynem ciepła oraz farmy fotowoltaiczne, w którym odnawialne źródła energii stanowiły ponad 93% całkowitej energii wprowadzonej do układu. Dodatkowo porównano dwa warianty systemu – różniące się od siebie zastosowaniem instalacji elektrolizy wodoru oraz jednostki kogeneracyjnej z wykorzystaniem silników wodorowych. Obliczenia przeprowadzono w polskich warunkach pogodowych, z wykorzystaniem oprogramowania symulacyjnego TRNSYS 18. Wykazano, że zastosowanie silnika kogeneracyjnego podnosi jednostkowy koszt ciepła o 16,75 zł/GJ bez wyraźnego wpływu na zwiększenie udziału OZE w procesie produkcji energii oraz efektywność energetyczną. W przypadku badanej wielkości instalacji bardziej uzasadniona ekonomicznie jest koncepcja systemu bez ścieżki wodorowej (LCOH = 99,43 zł/GJ).

*Słowa kluczowe: efektywny system ciepłowniczy, TRNSYS, wódór, energia solarna, magazyn ciepła PTES*

Moving away from burning coal-based fuels, increasing the use of renewable energy sources, and consequently achieving efficient district heating system status - these are the main priorities and challenges for system heat production in Poland. One way for a district heating system to achieve efficient status is to increase the share of weather-dependent renewable energy sources. The use of such sources additionally improves energy security through independence from external fuel supplies, and stabilizes heat prices.

The paper presents a concept of a solar thermal system, based on large-scale solar farms combined with seasonal heat storage, and photovoltaic farms, in which renewable energy sources accounted for more than 93% of the total energy input into the system. In addition, two variants of the system were compared - differing in the use of a hydrogen electrolysis plant, and a cogeneration unit using hydrogen engines. Calculations were carried out under Polish weather conditions, using the TRNSYS 18 simulation software. It was shown that the use of a cogeneration engine raises the unit cost of heat by 16.75 PLN/GJ without a clear impact on increasing the share of RES in the energy production process, and energy efficiency. For the size of the plant under study, the system concept without the hydrogen path (LCOH = PLN 99.43/GJ) is more economically justified.

*Keywords: efficient district heating system, TRNSYS, hydrogen, solar energy, PTES thermal energy storage*

## Wprowadzenie

Polski sektor ciepłowniczy stoi przed palącym wyzwaniem przeprowadzenia transformacji energetycznej. Ciepłownictwo systemowe charakteryzuje niekorzystny mix paliwowy, oparty w głównej mierze o spalanie węgla. Zgodnie z publikowanymi przez URE [1] danymi, na prze-

strzeni 10 badanych lat udział paliw węglowych spadł zaledwie o 12,8 punktu procentowego i na koniec 2020 r. osiągnął poziom nieco poniżej 69%. Jednocześnie udział źródeł OZE (głównie biomasy) wzrósł w tym okresie o 7,2 punktu procentowego. Z drugiej strony unijne regulacje dotyczące standardów emisyjnych są coraz bardziej rygorystyczne,

ceny paliw kopalnych oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a co za tym idzie – wytwarzania energii elektrycznej i ciepła – gwałtownie rosną, osiągając już obecnie poziom nieakceptowalny społecznie. Zgodnie z przyjętą polityką energetyczną Polski do 2040 r. (PEP2040) potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych mają być pokrywane przez ciepło systemowe

Mgr inż. Klaudia Słomczyńska <https://orcid.org/0000-0002-0932-1949>, dr hab. inż. Paweł Mirek, prof. PCz, <https://orcid.org/0000-0001-5451-1533>, e-mail: [pawel.mirek@pcz.pl](mailto:pawel.mirek@pcz.pl) – Wydział Infrastruktury i Środowiska, Politechnika Częstochowska, Mgr inż. Justyna Mirek – ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA. Adres do korespondencji/Corresponding author: [mirek.justyna@epk.com.pl](mailto:mirek.justyna@epk.com.pl)

oraz przez nisko – lub zeroemisyjne źródła indywidualne. Założono wzrost wytwarzania ciepła z OZE o co najmniej 1,1 p.p. rocznie, co pozwoli na osiągnięcie udziału OZE w całym systemie ciepłowniczym na poziomie 28,4% w 2030 r. Do 2030 r. co najmniej 85% systemów ciepłowniczych o mocy zamówionej powyżej 5 MW ma osiągnąć status systemów efektywnych energetycznie. Dodatkowo zakładany jest wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice do ok. 5-7 GW w 2030 r. i 10-16 GW w 2040, który ma zapewnić niskokosztowe korzystanie z energii elektrycznej oraz zastosowanie innowacji w formie magazynów energii, sezonowych magazynów ciepła oraz instalacji wodorowych. Ponadto rządowa strategia zakłada wykorzystanie na szeroką skalę ciepła z odpadów komunalnych oraz ciepła odpadowego.

Jednocześnie na szczeblu unijnym zakładane jest dalsze sukcesywne zaostrzanie wymogów emisyjnych dążących do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do co najmniej 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. oraz osiągnięcia poziomu 40% energii wytworzonej w całej UE do roku 2030 ze źródeł odnawialnych, z którymi wiąże się opublikowany projekt zmian legislacyjnych objętych pakietem „Fit for 55”. Z punktu widzenia sektora ciepłowniczego wyraża się on m.in. w postaci projektowanych zmian dyrektyw EED (w szczególności w zakresie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego oraz kryteriów dla wysokosprawnej kogeneracji), RED III oraz EPBD. Do tego dochodzi kwestia braku wsparcia dla nieefektywnych systemów ciepłowniczych oraz taksonomia europejska wspierająca działalność zrównoważoną środowiskowo, jak również ogromny wzrost kosztów produkcji energii, związany ze wzrostami cen paliw kopalnych oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Transformacja polskiego ciepłownictwa systemowego jest więc nieunikniona, a tym samym potrzeba wypracowania dobrych praktyk oraz podstawowych ścieżek transformacji energetycznej polskiego sektora ciepłowniczego staje się paląca. Na uwagę zasługuje niewątpliwie podkreślenie roli źródeł pogodowo zależnych w tym procesie, z uwagi na stały i przewidywalny jednostkowy koszt energii, niezależny od wahań rynkowych oraz tańców dostaw. W niniejszej pracy skupiono się na wykorzystaniu do produkcji ciepła energii promieniowania słonecznego, z wykorzystaniem wielkoformatowych kolektorów słonecznych, w których energia ta przekształcana jest bezpośrednio w ciepło [2] [3] [4] lub technologii P2H

(power-to-heat). Idea P2H zakłada, że energia elektryczna generowana przez panele fotowoltaiczne zasila urządzenia, np. kotły elektryczne lub pompy ciepła [5] [6], które podgrzewają czynnik roboczy do wymaganej temperatury. Z uwagi na charakteryzującą energię słoneczną nieregularność (dobową i roczną) oraz brak ciągłości produkcji z odnawialnych źródeł energii (OZE) [7] związany z rozbieżnością pomiędzy profilem zapotrzebowania na ciepło, a okresami jego pozyskiwania, wykorzystywanie systemów energetyki słonecznej w ciepłownictwie wiąże się z koniecznością bilansowania przepływu energii, poprzez zastosowanie sezonowych i/lub dobowych magazynów ciepła. Magazyny energii umożliwiają zrównoważenie produkcji i zapotrzebowania na energię, zarówno w krótszych (np. noc) jak i dłuższych (np. miesiące zimowe) okresach niedoboru promieniowania słonecznego. Wśród sezonowych magazynów ciepła można wyróżnić magazyny ciepła jawnego, ciepła utajonego oraz chemiczne. Do sezonowych magazynów ciepła jawnego zaliczane są zbiorniki TTES (ang. tank thermal energy storage), ATES (ang. aquifer thermal energy storage), PTES (ang. pit thermal energy storage) oraz BTES (ang. borethermal thermal energy storage) [7].

Zastosowanie technologii solarnych na potrzeby ciepłownictwa jest szeroko dyskutowane w literaturze. Na przykład, Jodeiri i in. [8] dokonali przeglądu możliwości zintegrowania systemów OZE z sieciami ciepłowniczymi. Pakere i in. [9] porównali różne systemy energetyki słonecznej (PV + pompa ciepła, kolektory słoneczne, PVT + pompa ciepła), wskazując, że najlepsze wyniki uzyskano dla systemów z kolektorami słonecznymi. Jednocześnie zwrócili uwagę na większą elastyczność układów wykorzystujących panele fotowoltaiczne w technologii P2H. Przegląd badań nad układami z wykorzystaniem P2H do ogrzewania budynków mieszkalnych przedstawiony został przez Bloess i in. [5], którzy również podkreślili ich elastyczność w wytwarzaniu ciepła. Rehman i in. [7] porównali pięć systemów opartych na energetyce słonecznej do ogrzania osiedla mieszkaniowego w Finlandii. W przypadku analizowanego położenia geograficznego badacze wykazali na podstawie przeprowadzonych symulacji, że połączenie paneli fotowoltaicznych z sezonowym magazynem ciepła może zmniejszyć ilość zakupionej energii elektrycznej, okres zwrotu inwestycji oraz koszty cyklu życia w porównaniu z systemami opartymi tylko na kolektorach słonecznych. Soloha i in. [10] przedstawili

studium przypadku na Łotwie, obejmującego kolektory słoneczne oraz sezonowy zbiornik ciepła, gdzie 78% całkowitego zapotrzebowania pokrywała energia słoneczna. Przedstawione źródła stanowią zaledwie ułamek wyników podobnych badań prezentowanych w literaturze, w zależności od uwarunkowań lokalizacyjnych.

W przygotowaniu koncepcji układu ciepłowniczego przedstawioną w niniejszej pracy, wykorzystano doświadczenia zebrane w tego typu systemach ciepłowniczych w Europie, w zbliżonych warunkach klimatycznych. Najwięcej takich układów występuje w Danii [11]. W Marstal istnieje system ciepłowniczy o mocy 6000 MWh dostarczający ciepło do 1600 odbiorców. Składa się z magazynu PTES gromadzącego ciepło wytworzone przez farmę kolektorów słonecznych o powierzchni 15000 m<sup>2</sup>. Odbiór ciepła ze zbiornika odbywa się na trzy sposoby w zależności od temperatury wody w górnych warstwach magazynu PTES: jeśli jest ona wyższa od temperatury zasilania – energia przekazywana jest bezpośrednio do sieci ciepłowniczej, jeśli wynosi od 70°C do 73°C – woda ze zbiornika jest mieszana z wodą o wyższej temperaturze pochodzącą z kotła na biomasę, jeśli temperatura w zasobniku spada poniżej 70°C – uruchamiana jest pompa ciepła. System ciepłowniczy w Dronninglund zasila 1350 odbiorców. Magazyn PTES o pojemności 60000 m<sup>3</sup> ładowany jest za pomocą kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 35573 m<sup>2</sup>. Ciepło dostarczane jest do sieci ciepłowniczej bezpośrednio ze zbiornika lub za pośrednictwem pompy ciepła [12]. Natomiast w Braedstrup funkcjonuje system ciepłowniczy z magazynem BTES o pojemności 19000 m<sup>3</sup> oraz farmą kolektorów słonecznych o powierzchni 18600 m<sup>2</sup> [13].

Z przeprowadzonej analizy wynika, że pomimo zastosowania dojrzałych technologicznie instalacji przetwarzania energii solarnej, wyzwaniem o charakterze badawczo-rozwojowym stanowią: odpowiednia konfiguracja oraz optymalizacja systemu ciepłowniczego wykorzystującego zdywersyfikowane źródła, budowa odpowiednich modeli i analiz numerycznych pozwalających na predykcję i bilansowanie produkcji ciepła w ujęciu rocznym oraz inteligentne zarządzanie złożonym systemem produkcji ciepła, charakteryzującym się wieloma zmiennymi.

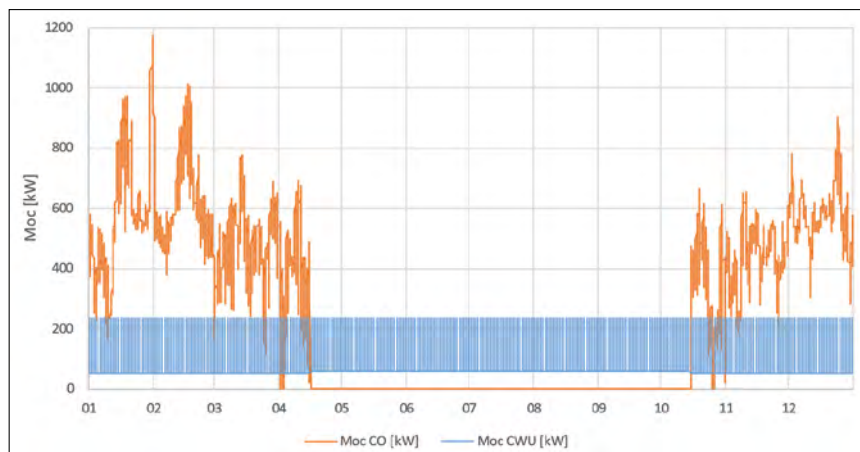
## Opis badań

Prezentowany projekt zrealizowany został w ramach finansowanego z funduszy unijnych zamówienia przedkomercyjnego

realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR), w ramach przedsięwzięcia „Elektrociepownia w lokalnym systemie Energetycznym”. Celem konkursu było potwierdzenie rynkowej wykonalności systemu elektrociepłowniczego dostarczającego odbiorcom ciepło na cele grzewcze (CO) oraz do produkcji ciepłej wody użytkowej (CWU), pozyskane co najmniej w 80% ze źródeł OZE, przy jednoczesnym zapewnieniu akceptowalnego, jak najniższego kosztu jednostkowego wytworzonego ciepła (LCOH). W tym celu zaprojektowany i poddany analizie został system elektrociepłowniczy w postaci skalowalnego oraz replikowalnego demonstratora technologii. W artykule porównano dwa warianty układu technologicznego demonstratora technologii, różniące się od siebie zastosowaniem instalacji elektrolizy wodoru oraz jednostki kogeneracyjnej z silnikami wodorowymi. Badania zrealizowano na bazie zbudowanych modeli numerycznych instalacji demonstratora. Obliczenia przeprowadzono w środowisku symulacyjnym TRNSYS 18 dla okresu trzyletniego, w kroku 10 minutowym, przy uwzględnieniu historycznych danych pogodowych dla danej lokalizacji, chwilowego zapotrzebowania na ciepło (uzależnionego od obliczeniowego zapotrzebowania na ciepło, krzywej grzewczej oraz danych pogodowych), strat ciepła i energii elektrycznej w procesie ich wytwarzania i magazynowania oraz danych ekonomicznych (ceny paliw i energii, CAPEC, OPEX, inne). Dobór i wielkość poszczególnych komponentów technologicznych demonstratora technologii przeprowadzono z wykorzystaniem autorskiego algorytmu optymalizacyjnego przygotowanego w środowisku Python, w którym jako funkcję celu zdefiniowano maksymalizację współczynnika udziału OZE oraz minimalizację wskaźnika LCOH. Optymalizacja przeprowadzona była w oparciu o zdefiniowane jednostkowe wskaźniki cenowe w zakresie CAPEC i OPEX oraz o wyniki symulacji produkcji ciepła i energii w TRNSYS 18 w całym badanym okresie.

## Opis systemu

Podstawowym zadaniem opracowanego demonstratora technologii było zaopatrzenie w ciepło na cele CO i CWU systemu demonstracyjnego, obejmującego wybraną część osiedla mieszkaniowego, w skład którego wchodziło 17 budynków wielorodzinnych, podłączonych do osiedlowej kotłowni gazowej. Łączna powierzchnia użytkowa budynków wynosiła 31 576,4 m<sup>2</sup>, a ilość dostarczanej do nich c.w.u. – 12 314 m<sup>3</sup>/rok. Na Rys. 1



**Rys. 1**  
Roczne prognozowane zapotrzebowanie na moc do centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla części osiedla objętej koncepcją systemu ciepłowniczego (system demonstracyjny)

przedstawiono roczne prognozowane zapotrzebowanie na ciepło dla badanego systemu demonstracyjnego. Całkowite zapotrzebowanie na energię wynosi 3930,89 MWh/rocznie (średnia z lat 2019-2021), w tym 2188,27 MWh na cele centralnego ogrzewania i 1742,59 MWh na ciepło użyte do podgrzewu c.w.u.

Ideę zaproponowanego rozwiązania stanowi wykorzystanie jako źródła OZE energii promieniowania słonecznego oraz jego zamiana odpowiednio:

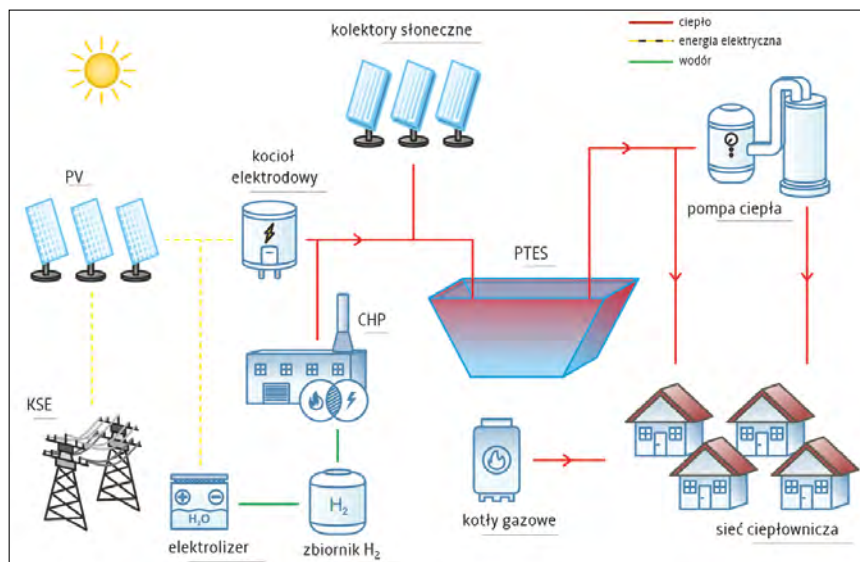
- ✓ na ciepło, dystrybuowane do odbiorców końcowych do zaspokajania zapotrzebowania na CO i CWU, ze szczególnym naciskiem położonym na dostawę ciepła w okresie zimowym,
- ✓ oraz na energię elektryczną wykorzystywaną na potrzeby własne demonstratora oraz dostarczanej odbiorcom w ramach spółdzielni energetycznej.

Nie jest to zadanie proste ze względu na zmienny potencjał energetyczny słońca uzależniony od pory dnia, pory roku oraz

warunków atmosferycznych. Aby to uwzględnić konieczne jest zapewnienie możliwości sezonowego magazynowania ciepła w czasie nadprodukcji (kiedy promieniowanie słoneczne jest najbardziej intensywne) i jego doprowadzenie do odbiorców w czasie zwiększonego zapotrzebowania występującego równocześnie z ograniczeniem zdolności produkcyjnych.

Zaprojektowany demonstrator technologii to wieloczęłowa instalacja generacji, przetwarzania, magazynowania i transmisji ciepła do odbiorców końcowych. W skład demonstratora technologii wchodzi następujące komponenty technologiczne:

- ✓ Farma solarna – areal zabudowany wielkoformatowymi ciepłowniczymi panelami słonecznymi do pozyskiwania energii cieplnej z promieniowania słonecznego, przewidziany jako podstawowe źródło ciepła.
- ✓ Magazyn sezonowy ciepła typu PTES (ang. Pit Thermal Energy Storage)



**Rys. 2**  
System I – konfiguracja układu



- ✓ Instalacja wyprowadzania ciepła do odbiorców zewnętrznych
- ✓ Farma fotowoltaiczna (PV)
- ✓ Kocioł elektrodowy – drugorzędne źródło ciepła do PTES, wykorzystywany w okresie nadprodukcji energii elektrycznej.
- ✓ Stacja elektrolizy wodoru wraz ze sprężarką i magazynem wodoru
- ✓ Silnik gazowy CHP
- ✓ Istniejąca kotłownia gazowa – szczytowe źródło ciepła

Zastosowanie jednostki kogeneracyjnej stanowiło jedno z wymagań konkursowych. W niniejszej pracy porównano, pod kątem energetycznym i ekonomicznym, proponowany system elektrociepłowni w układzie z wykorzystaniem wodoru (tj. z elektrolizerem, magazynem wodoru oraz jednostką kogeneracyjną) – System I oraz bez linii wodorowej – System II. Konfigurację Systemu I przedstawiono na Rys. 1, a Systemu II na Rys. 2.

Wyprodukowane w kolektorach słonecznych ciepło kierowane jest poprzez wymiennik glikol/woda do zagłębionego w gruncie sezonowego magazynu ciepła, typu PTES (ang. pit thermal energy storage), który równoważy podaż energii uzyskiwanej ze źródeł odnawialnych i popyt na nią. PTES ma postać osadzonego w ziemi zbiornika, który zwykle wypełniony jest wodą. W górnej części zbiornika znajduje się pokrywa izolacyjna, która pływa na powierzchni cieczy lub podtrzymywana jest przez ścianki zbiornika [14] [15]. Ładowanie i rozładowanie magazynu może odbywać się jednocześnie poprzez pompowanie wody do/z zbiornika. Woda o niższej temperaturze pobierana jest z dolnych części PTES, trafia do obiegu ładowania, gdzie zostaje podgrzana, a następnie wprowadzona jest do górnej warstwy zbiornika. Rozładowanie odbywa się w odwrotnej kolejności, tj. woda o wyższej temperaturze przepompowywana jest

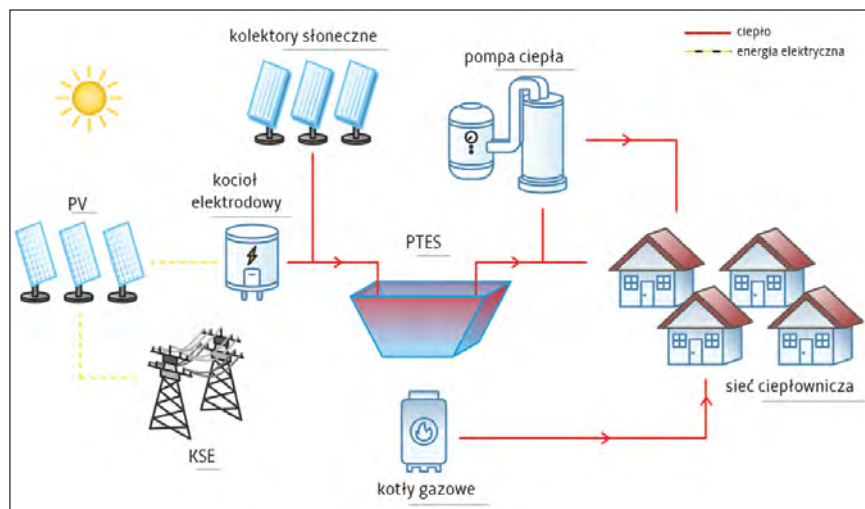
Poza ciepłem z kolektorów słonecznych, stanowiących źródło podstawowe, magazyn ciepła ładowany jest poprzez:

- kocioł elektrodowy, zasilany w energię elektryczną z farmy PV (technologia P2H), w okresie zwiększonej produkcji energii elektrycznej
- jednostki kogeneracyjnej (CHP) zasilanej wodorem – w okresach, w których praca jednostki jest niezbędna na cele produkcji energii elektrycznej na potrzeby własne systemu (W przypadku gdy produkcja energii elektrycznej z PV spadnie poniżej poziomu potrzeb własnych instalacji).

Energia zgromadzona w zbiorniku PTES wykorzystywana jest do ogrzania czynnika sieciowego do wartości wymaganej przez odbiorców. Zbiornik rozładowywany jest na dwa sposoby w zależności od temperatury medium w jego górnych warstwach. Jeśli temperatura ta jest wyższa od temperatury zadanej na sieć woda kierowana jest do wymiennika ciepła, gdzie bezpośrednio podgrzewa wodę sieciową. W przeciwnym razie trafia do pompy ciepła. W sytuacji, gdy zapotrzebowanie na ciepło przekracza wydajność instalacji zostają uruchomione kotły gazowe, które pełnią rolę źródła szczytowego.

Ważną część systemu elektrociepłowniczego demonstratora technologii stanowi farma fotowoltaiczna. Wytworzona przez PV energia elektryczna przeznaczona jest w pierwszej kolejności na potrzeby własne – do zasilania urządzeń demonstratora, przede wszystkim pompy ciepła. Nadwyżki energii elektrycznej mogą być, w zależności od zapotrzebowania oraz pozostałych uwarunkowań, wykorzystane

- ✓ do produkcji ciepła w kotłach elektrodowych, gromadzonego następnie w sezonowym magazynie ciepła (P2H)
- ✓ do produkcji 'zielonego' wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy wody – zgromadzony w zbiornikach wodoru stanowi jednocześnie magazyn energii elektrycznej. Poprzez silniki kogeneracyjne może on zostać ponownie



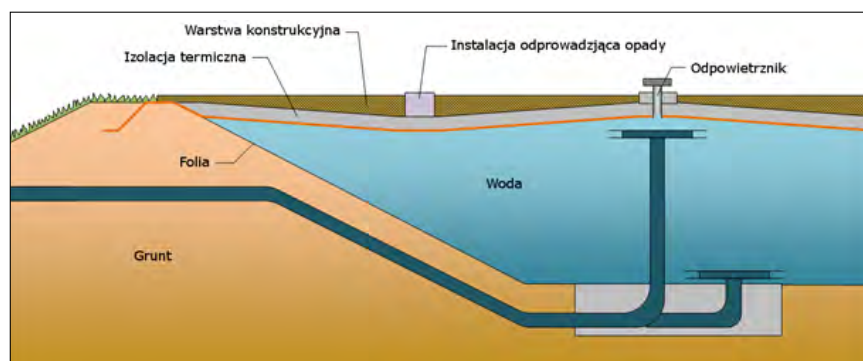
Rys. 3 System II – konfiguracja układu

Główne parametry układu – tożsame dla obu systemów – zestawiono w Tab. 1. System I różni się od Systemu II jedynie zastosowaniem technologii wodorowych, które w tabeli oznaczono symbolem \*.

Tabela 1 Podstawowe parametry Systemu I i Systemu II (\*urządzenia wykorzystane jedynie w Systemie I)

Zainstalowana moc paneli fotowoltaicznych	4799,5 kW
Powierzchnia kolektorów słonecznych	4254 m <sup>2</sup>
Moc kotła elektrodowego	500 kW
Moc nominalna elektrolizera*	255 kW
Zbiornik wodoru – pojemność H <sub>2</sub> (15°C)*	2 840 m <sup>3</sup>
Moc elektryczna jednostki kogeneracyjnej*	240 kW
Moc cieplna jednostki kogeneracyjnej*	250 kW
Pojemność sezonowego magazynu ciepła PTES	24000 m <sup>3</sup>
Moc nominalna pompy ciepła	3 x 242,3 kW

przez układ rozładowania, gdzie zostaje schłodzona i trafia na dół zbiornika. Takie działanie pozwala utrzymać stratyfikację termiczną wody i zmniejszyć straty ciepła [16] [14]. Schemat budowy magazynu PTES przedstawiono na Rys. 4.



Rys. 4 Schemat budowy magazynu ciepła typu PTES [17]

przetworzony na energię elektryczną w czasie jej niedoboru (np. nocą) oraz jednocześnie na ciepło, gromadzone w magazynie PTES. Wysoka czystość wyprodukowanego wodoru pozwala również na jego wykorzystanie np. do tankowania pojazdów.

- ✓ bądź też sprzedawane mieszkańcom w ramach utworzonej Spółdzielni Energetycznej

## Model

W celu optymalizacji układu i przeprowadzenia bilansu energetycznego opracowanej koncepcji systemu ciepłowniczego wykonano obliczenia symulacyjne w oparciu o model zbudowany w oprogramowaniu TRNSYS 18. [18]. Jest to oprogramowanie, które umożliwia przeprowadzenie symulacji w stanie nieustalonym całych systemów energetycznych, budowanych poprzez połączenie poszczególnych modeli składowych (tzw. komponentów) w odpowiedniej konfiguracji. Każdy komponent wymaga dostarczenia określonych parametrów (niezmiennych w trakcie symulacji, np. moc znamionowa czy powierzchnia urządzeń) i danych wejściowych (zmiennych, najczęściej przekazywanych z innych komponentów, np. masowe natężenie przepływu i temperatura wody). TRNSYS jest szeroko wykorzystywany w modelowaniu systemów solarnych, wiatrowych, kogeneracji, wodorowych ogniw paliwowych, wymiany ciepła w gruncie, optymalizacji już istniejących układów czy systemów z pompami ciepła [18].

Zbudowany model został przedstawiony na Rys. 5. Model ten służył przeprowadzeniu symulacji zarówno Systemu I, jak i Systemu II. Podczas analizy Systemu II wyłączono z niej ścieżkę wodorową, poprzez ustanowienie zerowych mocy urządzeń, które wchodzą w jej skład,

dzięki czemu wyeliminowano konieczność budowy dwóch modeli.

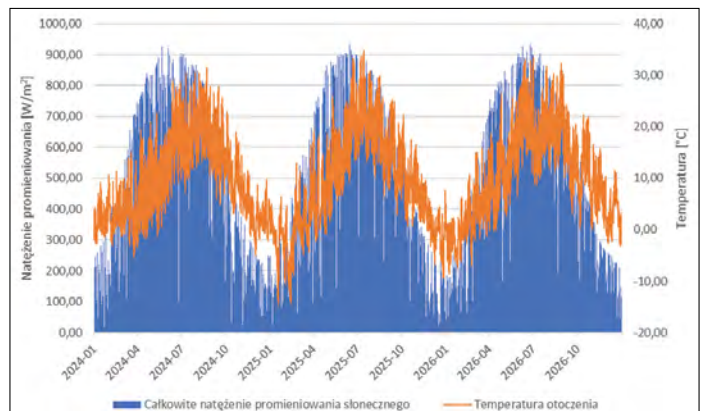
Podstawowe komponenty wykorzystane do zbudowania modelu Systemu I i Systemu II zostały zebrane w Tab. 2. Wartości parametrów urządzeń zostały dobrane na podstawie kart katalogowych urządzeń dostępnych na rynku.

**Tabela 2 Najważniejsze komponenty wykorzystane do stworzenia modelu elektrociepłowni w oprogramowaniu TRNSYS (\* wykorzystane jedynie w Systemie I)**

	Komponent
Panel fotowoltaiczny	Type 190c
Kolektor słoneczny	Type 832v501
Kocioł elektrodowy	Type 133
Elektrolizer*	własny komponent
Jednostka kogeneracyjna*	Type 907
Magazyn PTES	Type 342_fixDP
Pompa ciepła	Type 927
Kocioł gazowy	Type 122
Wymiennik ciepła woda-woda	Type 5b

Niezwykle istotnym elementem w modelowaniu systemów energetyki słonecznej są dane pogodowe. Na Rys. 6 przedstawiono dane z prognozy pogody dla miejscowości w centralnej Polsce, które wykorzystano podczas symulacji układu

**Rys. 6 Rozkład temperatury otoczenia oraz całkowitego natężenia promieniowania słonecznego – dane pogodowe wykorzystane podczas symulacji**



elektrociepłowni. Zaprezentowane dane zawierają prognozowany rozkład całkowitego natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury otoczenia dla okresu trzech kolejnych lat.

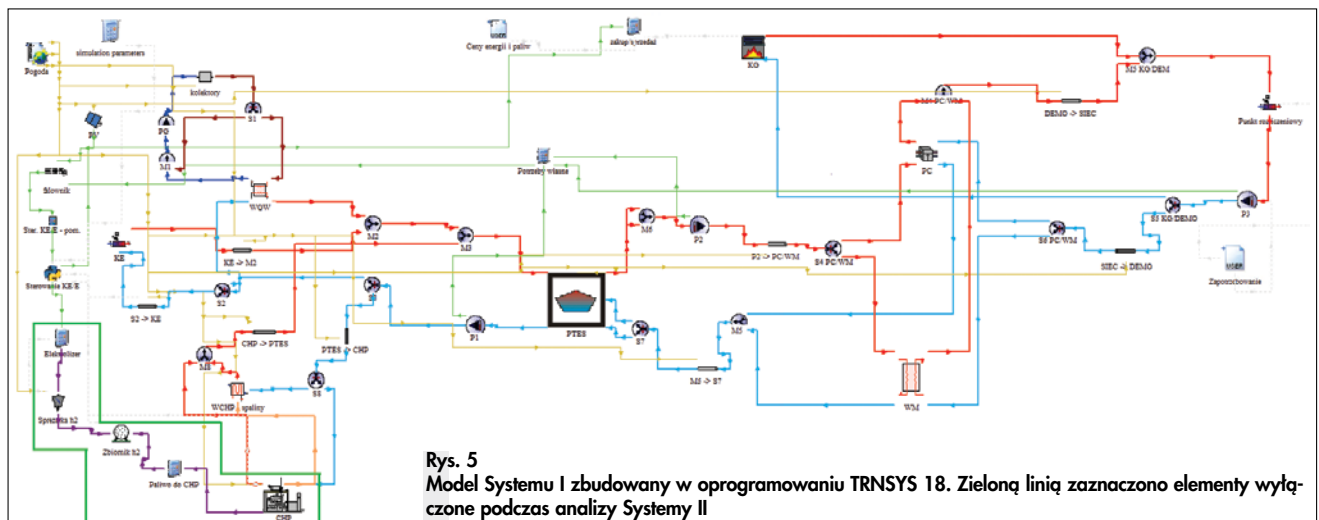
Po zbudowaniu modelu i wprowadzeniu do niego danych pogodowych oraz danych o zapotrzebowaniu odbiorców na cele CO oraz CWU, przeprowadzono symulacje działania systemu oraz na bazie otrzymanych wyników dokonano optymalizacji układu, w oparciu o algorytm optymalizacyjny i wskaźniki ekonomiczne. Ostateczne symulacje wykonano w okresie trzyletnim (dla okresu od 1 stycznia 2024 do 31 stycznia 2026, z uwzględnieniem roku przestępnego) z 10 min. krokiem czasowym dla obu wariantów systemów. Uzyskane wyniki pozwoliły na porównanie Systemu I i Systemu II.

## Wskaźnik OZE

Wskaźnik udziału odnawialnych źródeł energii w całkowitej energii dostarczonej do systemu został obliczony zgodnie z Równaniem 1.

$$\%OZE = \frac{E_{OZE}}{E_{total}} \quad (1)$$

gdzie:



**Rys. 5 Model Systemu I zbudowany w oprogramowaniu TRNSYS 18. Zieloną linią zaznaczono elementy wyłączone podczas analizy Systemu II**

$E_{OZE}$  – cała energia pochodząca ze źródeł odnawialnych wprowadzona do systemu,

$E_{total}$  – cała energia wprowadzona do systemu.

Obliczenia wykonane zostały z uwzględnieniem ilości energii w miejscu jej pierwszego pojawienia się w systemie z zastrzeżeniem dla sezonowego magazynu ciepła, gdzie pomijana jest energia wprowadzona do zbiornika, a uwzględniana jest energia z niego pobierana. Założono, że w przypadku braku pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną z produkcji własnej, zostanie zakupiona certyfikowana energia, pochodząca z odnawialnych źródeł energii.

### LCOH – jednostkowy koszt ciepła

Analiza ekonomiczna opierała się na obliczeniu wskaźnika LCOH (ang. Levelised Cost of Heat), czyli jednostkowego kosztu wytworzenia ciepła przy zastosowaniu dyskontowanego uśrednionego kosztu, według Równania 2 [19].

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + O_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

gdzie:

- $I_t$  – nakłady inwestycyjne poniesione na uruchomienie oraz niezbędne wydatki odtworzeniowe w trakcie okresu obliczeniowego [PLN],
- $O_t$  – wydatki związane z kosztami eksploatacji i utrzymania (kluczowe pozycje obejmują: koszty energii, paliwa, remontów i konserwacji itp.) [PLN],
- $C_t$  – wolumen produkcji ciepła dostarczonego do odbiorcy w okresie eksploatacji [GJ],
- $r$  – realna stopa dyskontowa,
- $t$  – długość okresu obliczeniowego.

Do przeprowadzenia obliczeń przyjęto następujące założenia:

- wartość realnej stopy dyskontowej ( $r$ ) została przyjęta na poziomie 5%,
- długość okresu obliczeniowego wynosiła 25 lat,
- wydatki inwestycyjne obejmują początkowe nakłady inwestycyjne na wybudowanie instalacji oraz wydatki odtworzeniowe w założonym horyzoncie czasowym, niezbędne do poprawnego działania, przyjęte w odniesieniu do poziomu cen obowiązujących w I kwartale 2022 r. Przyjęto, że wydatki początkowo ponoszone są

w roku „zerowym”, a inwestycja realizowana jest bez dofinansowania,

- koszty eksploatacyjne obejmują koszt paliwa (gaz), koszt zużycia energii, koszty stałe (głównie koszty utrzymania ruchu i niezbędnych konserwacji instalacji),
- rachunek został przeprowadzony w ujęciu realnym (bez uwzględnienia inflacji).

### Wyniki i ich dyskusja

Podstawowe średnioroczne wyniki symulacji działania systemu elektrociepłowni zostały przedstawiono w Tab. 3.

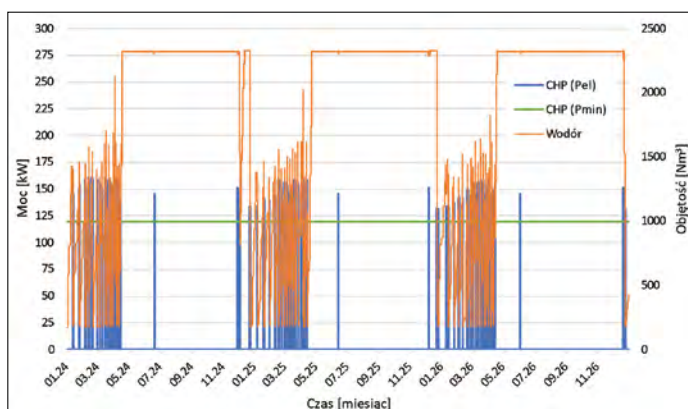
Tabela 3 Podstawowe średnioroczne wyniki symulacji działania systemu elektrociepłowni

	System I	System II
Ilość energii przekazanej do magazynu PTES [MWh], w tym:	3272,71	3241,76
z farmy kolektorów słonecznych [MWh]	1846,00	1847,08
przez kocioł elektrodowy [MWh]	1393,16	1394,68
przez jednostkę kogeneracyjną [MWh]	33,55	-
Ciepło dostarczone do odbiorców [MWh], w tym:	3215,2	3212,45
za pośrednictwem pompy ciepła [MWh]	1701,37	1718,81
przez płytowy wymiennik ciepła woda-woda [MWh]	1044,83	1024,64
przez źródło podszczytowe (koiły gazowe) [MWh]	469,00	469,00
Wyprodukowana energia elektryczna:	5899,55	5899,55
PV [MWh]	5899,55	5899,55
CHP [MWh]	29,87	-
Energia elektryczna – sprzedana [MWh]	3811,44	3932,25
Energia elektryczna – kupiona [MWh]	326,58	357,26
Sprawność układu	82,1%	83,1%

Uwagę zwraca fakt, iż energia elektryczna wygenerowana przez jednostkę kogeneracyjną wynosi jedynie 29,87 MWh/rok co stanowi niecałe 0,5% całkowitej wygenerowanej energii elektrycznej i pozwala na zaspokojenie jedynie ok. 5%

potrzeb własnych systemu. Około 54% zapotrzebowania na energię elektryczną systemu pokryte jest przez sieć elektroenergetyczną (energia zakupiona), pozostałe ok. 40% dostarczane jest przez farmę fotowoltaiczną. Na tak niewielką produkcję energii przez silnik CHP ma wpływ głównie konfiguracja układu. Założono, że jednostka kogeneracyjna będzie uruchamiana jedynie w trakcie niedoboru mocy w systemie elektrociepłowni i nie będzie sprzedawana do KSE. Przyjęte założenie wynika ze sprawności całej ścieżki wodorowej, która wynosi ok. 50% (sprawność całkowita, sprawność elektryczna wynosi ok. 25%), więc wskutek przeprowadzonej optymalizacji, wyższą efektywność ekonomiczną (niższy wskaźnik LCOH) uzyskano ze sprzedaży energii elektrycznej w okresie nadwyżek produkcji, a następnie jej zakupu w okresach niedoboru, aniżeli w wyniku magazynowania energii w wodorze oraz jej ponownej konwersji na energię elektryczną. Dodatkowe ograniczenie stanowi minimalna moc pracy silnika kogeneracyjnego. Przyjęte założenia i ograniczenia spowodowały, że w zaproponowanym Systemie I silnik CHP uruchamia się tylko wówczas, gdy suma potrzeb własnych elektrociepłowni przekracza jego minimalną moc, która wynosiła 120 kW. Taka sytuacja ma miejsce jedynie w momencie uruchomienia pompy ciepła, czyli przez okres około 6 miesięcy. W pozostałej części roku potrzeby własne są zbyt niskie, by jednostka mogła się uruchomić, pomimo dostatecznej ilości wodoru zgromadzonego w magazynie. Z kolei w miesiącach jesienno-zimowych, w czasie pracy pompy ciepła, zgromadzony w zbiorniku zapas wodoru jest stosunkowo szybko spalany. Z powodu mniejszego nasłonecznienia występującego w tych miesiącach, elektrolizer nie jest w stanie wytworzyć dostatecznej ilości wodoru do zasilanie silnika CHP, co powoduje, że nie wykorzystuje się jego pełnego potencjału, w przypadku tej wielkości instalacji. Przebieg pracy silnika kogeneracyjnego oraz stan natado-

Rys. 7 Przebieg mocy jednostki kogeneracyjnej oraz poziomu naładowania zbiornika wodoru





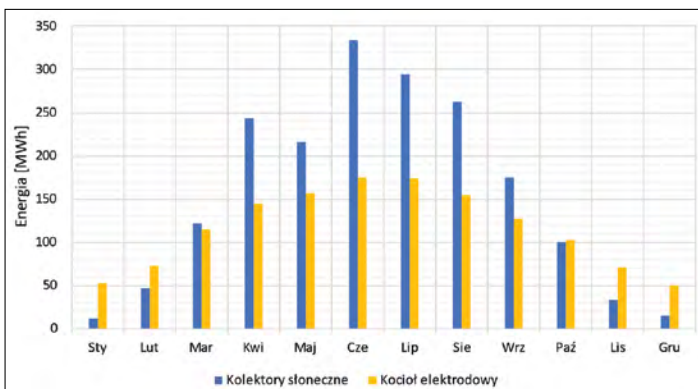
wania zbiornika przedstawiono na Rys. 7.

Rozwiązaniem tego problemu jest wykorzystanie większego elektrolizera oraz zbiornika magazynującego wodór o większej pojemności, w taki sposób, aby naładować go w miesiącach letnich odpowiednią ilością gazu do zasilenia CHP przez okres zimy. Niestety spowoduje to znaczne zwiększenie kosztów inwestycyjnych oraz obniżenie ilości energii elektrycznej sprzedawanej do KSE. Z uwagi na nieakceptowalny jednostkowy koszt ciepła wytworzonego w takim układzie, nie rozpatrywano go w niniejszej pracy.

System II charakteryzował się większą niż w Systemie I ilością sprzedanej i kupionej energii elektrycznej. Jest to logiczna konsekwencja braku magazynowania energii w wodorze oraz konieczności zakupu energii na pokrycie potrzeb własnych. Dodatkowo usunięcie jednostki kogeneracyjnej, która dostarczała również ciepło do zbiornika PTES, powoduje zmniejszenie ilości energii zgromadzonej w tym magazynie, co z kolei doprowadziło do zwiększenia energii elektrycznej wykorzystywanej przez pompę ciepła.

Z powodu niewielkiego udziału energii wyprodukowanej przez jednostkę kogeneracyjną zarówno w całkowitej wytworzonej energii elektrycznej, jak i w ładowaniu magazynu ciepła w dalszej części pracy pokazano wyniki symulacji jedynie dla Systemu II.

Rys. 8 przedstawia średnioroczną ilość energii wyprodukowanej przez poszczególne źródła ciepła i energii elektrycznej.



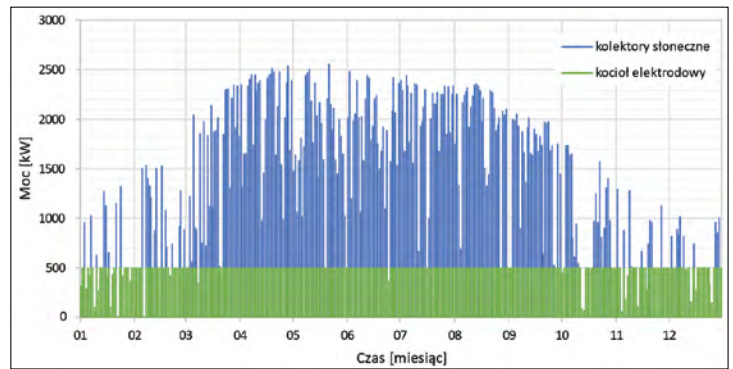
**Rys. 8** Ilość energii wygenerowanej przez poszczególne źródła ciepła (średniorocznie)

nią wyprodukowaną przez panele fotowoltaiczne oraz jej wykorzystanie w rozpatrywanym układzie. Najwięcej energii (67%) sprzedawane jest do mieszkańców w ramach utworzonej Spółdzielni Energetycznej. Kolejne 24% zmagazynowane zostaje w zbiorniku ciepła typu PTES za pośrednictwem kotła elektrodowego. Zaspokojenie potrzeb własnych stanowi jedynie 4% energii wygenerowanej przez farmę PV, co pokrywa 40% całego zapotrzebowania na energię elektryczną. Pozostałe 60% zaspokojone zostaje z sieci elektroenergetycznej do zbiornika PTES. Ograniczenie mocy kotła jest celowe i wynika z przesłanek ekonomicznych – bardziej opłacalne niż magazynowanie energii z PV, na moment tworzenia modelu, okazała się sprzedaż energii elektrycznej oraz zainstalowanie większej powierzchni farmy kolektorów, która rekompensuje ograniczenie wielkości kotła elektrodowego.

gólne źródła ładujące magazyn ciepła. W miesiącach letnich najczęściej energii uzyskiwane jest z farmy kolektorów słonecznych. Trend ten ulega odwróceniu w miesiącach zimowych, wtedy więcej ciepła generuje kocioł elektrodowy, zasilany energią z farmy PV. Dzieje się tak, ponieważ moduły fotowoltaiczne są mniej wrażliwe na niższe temperatury niż kolektory słoneczne.

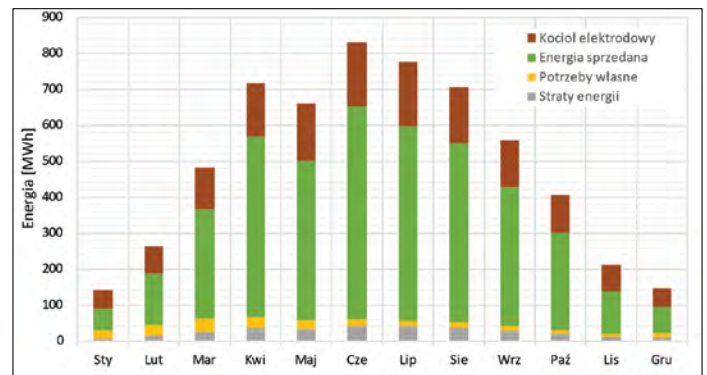
W miesiącach letnich „wąskim gardłem” ścieżki PV – kocioł elektrodowy –

**Rys. 9** Rozkład mocy uzyskiwanych z kotła elektrodowego oraz farmy kolektorów słonecznych w pierwszym roku trwania symulacji



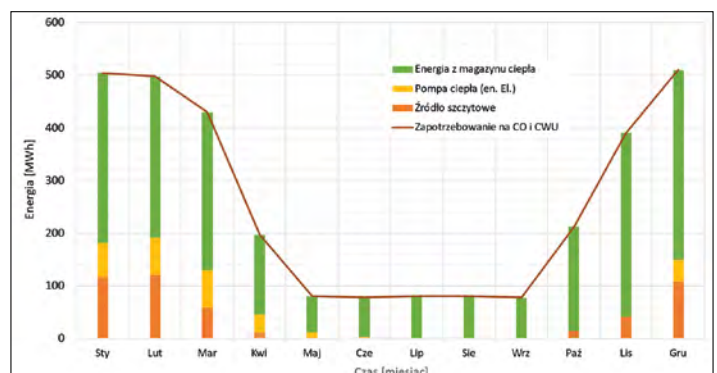
PTES jest kocioł elektrodowy, co można zaobserwować na Rys. 9, który przedstawia przebieg mocy uzyskiwanych z kotła elektrodowego i kolektorów słonecznych w pierwszym roku trwania symulacji. Kocioł pracuje z maksymalną mocą przez większą część roku. Zastosowanie urządzenia o większej mocy pozwoliłoby na zwiększenie udziału energii z farmy fotowoltaicznej w całkowitej energii wprowadzonej do zbiornika PTES.

**Rys. 10** Wykorzystanie energii generowanej przez panele fotowoltaiczne (średniorocznie)



Rys. 10 przedstawia energię elektrycz-

**Rys. 11** Ilość energii cieplnej dostarczonej do odbiorców (średniorocznie)



nych. Wykorzystanie krótkoterminowego magazynu energii elektrycznej (innego niż magazyn wodoru) mogłoby zwiększyć niezależnienie systemu od KSE.

Ilość ciepła dostarczanego do odbiorców została zaprezentowana na Rys. 11. Od połowy czerwca do listopada energia pochodzi bezpośrednio ze zbiornika PTES. W pozostałej części roku konieczne jest dogrzewanie wody z magazynu przy pomocy pompy ciepła. Wykorzystywana przez pompę ciepła energia elektryczna utrzymuje się na poziomie przekraczającym 60 MWh w styczniu, lutym i marcu. Następnie w okresie kwiecień-czerwiec spada od ok. 34,5 MWh w kwietniu do ok. 3,8 MWh w czerwcu. Potrzeba eksploatacji pompy ciepła w tym okresie, czyli poza sezonem grzewczym, wynika z konieczności utrzymania relatywnie wysokiej temperatury wody na potrzeby CWU i jednocześnie zbyt niskiej temperatury w magazynie ciepła.

### Wskaźnik OZE

W Tab. 4 przedstawiono dane wykorzystane do obliczenia wskaźnika udziału OZE w całkowitej energii wprowadzonej do systemu. Wysoki poziom generacji energii ze źródeł odnawialnych (powyżej 88%) uzyskano zarówno przy zastosowaniu ścieżki wodorowej jak i bez niej. Nie ma znaczącej różnicy pomiędzy tym współczynnikami w Systemie I i Systemie II, co wynika z małego udziału energii generowanej przez jednostkę kogeneracyjną w całkowitej energii wprowadzanej do magazynu.

**Tabela 4 Dane liczbowe do obliczenia udziału OZE w Systemie I i Systemie II**

	System I	System II
$E_{OZE}$	7242,37 MWh	7305,16 MWh
$E_{tot}$	7769,34 MWh	7832,13 MWh
%OZE	93,22%	93,27%

W obliczeniach założono, że cała energia elektryczna wprowadzana do systemu z sieci elektroenergetycznych będzie pochodziła ze źródeł odnawialnych. W przypadku, gdyby zakupiona energia nie posiadała certyfikatu pochodzenia ze źródeł OZE – należy uwzględnić spadek wskaźnika OZE odpowiednio do 88,53% (System I) i 88,16% (System II).

### LCOH – jednostkowy koszt ciepła

Jednostkowy koszt ciepła obliczony wg przyjętych założeń wynosi:

- dla Systemu I – 116,18 zł/GJ,
- dla Systemu II – 99,43 zł/GJ.

Czynniki mające zasadniczy wpływ na wynik (koszt LCOH) to koszty będące pochodną przyjętych cen mediów (założenia makroekonomiczne na czas analizy) oraz wskaźników kosztów statych, a także wydatki inwestycyjne, które znacząco wzrosły w samym tylko okresie realizacji przedmiotowego projektu, i które w roku „0” indeksowane są najwyższym wskaźnikiem dyskonta, a więc mają istotny wpływ na ostateczny wynik kalkulacji. Różnica, wynosząca 16,75 zł/GJ, pomiędzy wskaźnikami LCOH obu systemów w największym stopniu wynika z kosztów inwestycyjnych, jakie trzeba ponieść w przypadku zainstalowania ścieżki wodorowej, które zapewnia relatywnie niskie zyski w stosunku do nakładów.

Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkami wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w 2021 roku wynosiły (w zależności od technologii wytwarzania) [20]:

- opalane paliwami węglowymi – 51,91 PLN/GJ,
- opalane paliwami gazowymi – 72,02 PLN/GJ,
- opalane olejem opałowym – 75,66 PLN/GJ,
- stanowiące odnawialne źródła energii – 46,12 PLN/GJ.

Biorąc pod uwagę obecną sytuację makro-ekonomiczną oraz gwałtowny wzrost cen paliw i energii, należy spodziewać się znacznego wzrostu jednostkowych kosztów wytworzenia ciepła za kolejne publikowane okresy. Jednocześnie należy podkreślić, że przeprowadzona w ramach projektu analiza kosztu ciepła nie uwzględniała jakiegokolwiek formy dofinansowania zewnętrznego inwestycji. W przypadku pozyskania dofinansowania na realizację inwestycji np. ze środków unijnych przewidzianych w ramach perspektywy 2021-2027 i PEP2040, możliwe jest istotne obniżenie wskaźnika LCOH.

### System inteligentnego zarządzania energią

Do realizacji projektu przewidziano zaimplementowanie systemu informatycznego do sterowania efektywnym przepływem energii w systemie. Podstawowym zadaniem części sterującej systemem jest minimalizacja kosztu energii elektrycznej oraz kosztu ciepła. Aby było to możliwe konieczne było opracowanie systemu informatycznego sterującego przepływem energii w zależności od aktualnego zapotrzebowania

oraz stanu pracy systemu. Z uwagi na złożoność instalacji oraz silne uzależnienie działania systemu od warunków atmosferycznych – zadania optymalizacyjne nie mają postaci funkcji analitycznej. Zatem jedynym sposobem rozwiązania problemu jest numeryczne przetwarzanie bardzo dużych zbiorów danych (Big Data) opisujących stan systemu, umożliwiających wysokowydajne przetwarzanie informacji i podejmowanie bieżących decyzji.

Do celu tego służy w projekcie platforma besmart.energy rozbudowana o dedykowane moduły rozszerzające jej funkcje. Dzięki zastosowaniu platformy możliwe będzie również bieżące monitorowanie stanu systemu jako całości oraz poszczególnych jego elementów, predykcja produkcji oraz zużycia energii na podstawie m.in. prognozy pogody oraz predykcja cen energii, co dodatkowo pozwoli w razie konieczności na zakup energii w wyjątkowo korzystnych cenach, w chwilach nadprodukcji i jej magazynowanie. System w przyszłości – jak zostaną zapewnione odpowiednie zmiany legislacyjne – będzie wykorzystywał również taryfy dynamicznej za energię elektryczną dzięki czemu opłacalne może okazać się np. produkcja wodoru lub podgrzewanie czynnika w magazynie sezonowym ze źródeł odnawialnych, a zasilanie odbiorców z krajowego systemu energetycznego. Zadaniem systemu informatycznego będzie rozwiązanie problemu optymalizacyjnego i dokonanie właściwej decyzji.

### Podsumowanie

W pracy przedstawiono model systemu ciepłowniczego, w którym udział źródeł energii odnawialnej w całkowitej energii wprowadzanej do systemu wynosi ponad 93%. Dodatkowo porównano dwa warianty tego układu, przy założeniu rezygnacji z zastosowania jednostki kogeneracyjnej zasilanej wodorem, produkowanym w elektrolizerze. Wykazano, że zastosowanie silnika kogeneracyjnego w tym układzie podnosi jednostkowy koszt ciepła o 16,75 zł/GJ bez wyraźnego wpływu na udział OZE oraz efektywność energetyczną. Bardziej uzasadniony ekonomicznie dla analizowanej wielkości instalacji oraz w oparciu o aktualne dane makroekonomiczne i przyjęte założenia jest więc w opracowanej koncepcji System II bez wykorzystania wodoru.

Zaprojektowany Demonstrator oraz przeprowadzone analizy potwierdziły podstawowy cel przedsięwzięcia, tj. rynkową wykonalność systemu elektrociepłowniczego, który dostarczać będzie



odbiorcom ciepła i energię elektryczną pozyskane co najmniej w 80% ze źródeł odnawialnych.

W skali lokalnej realizacja przedsięwzięcia stanowi istotny element stabilizacji cen energii oraz bezpieczeństwa zasilania ciepłem systemowym dla mieszkańców objętej Systemem Demonstracyjnym części osiedla mieszkalnego.

Projektowane rozwiązanie po przeskalowaniu i wdrożeniu może stanowić drogę do osiągnięcia przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, szczególnie średniej wielkości, statusu efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych oraz spełnienia wymagań Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Stanowi ponadto istotny element redukcji śladu węglowego i wdrażania polityki klimatycznej na szczeblu lokalnym, wpisując się w proces dekarbonizacji i osiągnięcia neutralności klimatycznej (zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto) do 2050 r. zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu.

Zaproponowane rozwiązanie uwzględnia dodatkowo możliwość włączenia ciepłownictwa, poprzez jego częściową elektryfikację, udział kogeneracji oraz inteligentny system sterowania i zarządzania energią, połączony z predykcją cen, w stabilizację oraz autobilansowanie lokalnego systemu elektroenergetycznego.

Istotną zaletą wykorzystania źródeł solarnych jest długoterminowa stabilizacja i przewidywalność cen produkowanej energii oraz niski koszt OPEX, który dodatkowo może być optymalizowany z wykorzystaniem inteligentnego systemu zarządzania energią, uwzględniają obok uwarunkowań technicznych, predykcję zapotrzebowania i cen rynkowych – na bieżąco podejmującego decyzję o skierowaniu strumienia energii, jej zakupie bądź sprzedaży. Wykorzystywanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w technologii P2H pozwala w tym aspekcie na większą elastyczność niż produkcja ciepła z kolektorów słonecznych. W przypadku korzystania z P2H możliwa jest analiza ceny

rynkowej energii elektrycznej, porównanie jej z kosztami produkcji ciepła i dopasowanie odpowiedniej strategii zarządzania nadwyżką energii.

Przedstawiony system można dopasować do lokalnych uwarunkowań i możliwości. Magazyn ciepła typu PTES może być ładowany z wielu dodatkowych źródeł, np. przemysłowe ciepło odpadowe, energia wiatrowa, zakupiona energia z lokalnych OZE, które można łączyć w dowolnej konfiguracji.

#### BIBLIOGRAFIA

- [1] Urząd Regulacji Energetyki, "Energetyka ciepła w liczbach – 2020," URE, Warszawa, Luty 2022.
- [2] Wang D., Orehounig K., Carmeliet J., A Study of District Heating Systems with Solar Thermal Based Prosumers, *Energy Procedia*, 2018, 149, 132-140
- [3] Tian Z., Zhang S., Deng J., Fan J., Huang J., Weiqiang K., Perers B., Furbo S., Large-scale solar district heating plants in Danish smart thermal grid: Developments and recent trends, *Energy Conversion and Management*, 2019, 189, 67-80
- [4] Lumberras M., Garay R., Energy & economic assessment of façade-integrated solar thermal systems combined with ultra-low temperature district-heating, *Renewable Energy*, 159, 1000-1014
- [5] Bloess A., Schill W.-P. Zerrahn A., Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials, *Applied Energy*, 212, 1611-1626
- [6] Song Z., Ji J., Li Z., Comparison analyses of three photovoltaic solar-assisted heat pumps based on different concentrators, *Energy and Buildings*, 2021, 251, 111348
- [7] Rehman H., Hirvonen J., Kosonen R., Siren K., Computational comparison of a novel decentralized photovoltaic district heating system against three optimized solar district systems, *Energy Conversion and Management*, 2019, 191, 39-54
- [8] Jodeiri A., Goldsworthy M., Buffa S., Cozzini M., Role of sustainable heat sources in transition towards fourth generation district heating – A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 158, 112156.
- [9] I Pakere I., Lauka D., Blumberg D., Solar power and heat production via photovoltaic thermal panels for district heating and industrial plant, *Energy*, 2018, 154, 424-432
- [10] Soloha R., Pakere I., Blumberg D., Solar Energy use in district heating systems. A case study in Latvia, *Energy*, 2017, 137, 586-594.
- [11] Johansen K., Werner S., Something is sustainable in the state of Denmark: A review of the Danish district heating sector, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 158, 112117.
- [12] Sifnaios I., Jensen A.R., Furbo S., Fan J., Performance comparison of two water pit thermal energy storage (PTES) systems using energy, exergy, and stratification indicators, *Journal of Energy Storage*, 2022, 52B, 104947.
- [13] Tordrup K.W., Poulsen S.E., Bjørn H., An improved method for upscaling borehole thermal energy storage using inverse finite element modelling, *Renewable Energy*, 2017, 150, 13-21.
- [14] Pavlov G.K., Olesen B.W., Seasonal Ground Solar Thermal Energy Storage – Review of Systems and Applications, 30th ISES Biennial Solar World Congress 2011, SWC 2011, 6, 4864-4874.
- [15] Mahon H., O'Connor D., Friedrich D., Hughes B., A review of thermal energy storage technologies for seasonal loops, *Energy*, 2022, 239, 122207.
- [16] Karim A., Burnett A., Fawzia S., Investigation of Stratified Thermal Storage Tank Performance for Heating and Cooling Applications, *Energies*, 2018, 11, 1049.
- [17] Aalborg CSP, Pit thermal energy storage (PTES), ( HYPERLINK "<https://www.aalborgcsp.com/business-areas/thermal-energy-storage-tes/pit-thermal-energy-storage-ptes/>" <https://www.aalborgcsp.com/business-areas/thermal-energy-storage-tes/pit-thermal-energy-storage-ptes/> ).
- [18] Oficjalna strona oprogramowania TRNSYS ( HYPERLINK "<http://www.trnsys.com>" [www.trnsys.com](http://www.trnsys.com) ).
- [19] Yang T., Liu W., Kramer G.J., Sun Q., Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 139, 110732.
- [20] Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 17/2022 w sprawie średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w roku 2021, 2022 ( HYPERLINK "<https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/10193,Informacja-nr-172022.html>" <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/10193,Informacja-nr-172022.html> ).
- [21] TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, 2017.