

OZE przyszłością ciepłownictwa systemowego

RES as the future of district heating

mgr inż. Karolina Talarek, Eurowind Energy Sp. z o.o., dr hab. inż. Tomasz Garbowski, prof. UPP (ORCID: 0000-0002-9588-2514), Katedra Inżynierii Biosystemów, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

DOI 10.5604/01.3001.0016.3253

Streszczenie: Ciepłownictwo systemowe w Polsce wymaga szybkiej i gruntownej restrukturyzacji. Motorem działań proekologicznych jest nie tylko coraz większa świadomość społeczeństwa, ale również nowe wytyczne Unii Europejskiej i obecna sytuacja geopolityczna Polski. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do produkcji energii i ciepła jest jednym z ważniejszych wyzwań stawianych w obecnych czasach przed praktycznie całą Europą. Niestety Polska nie jest liderem tych zmian, dlatego w najbliższych latach należy koncentrować się na wdrażaniu innowacyjnych pomysłów, które od lat są z sukcesem wykorzystywane w innych krajach. W niniejszej pracy przedstawiono nowatorski pomysł zużytkowania energii wiatru i słońca do produkcji energii ciepłej, która będzie wykorzystana przez mieszkańców miasta Wałcz do ogrzania domów i mieszkań. W zaprezentowanym rozwiązaniu wykorzystano magazyn PTES (zbiornik wodny w wykopie gruntowym) o wielkości 90 000 m³ oraz kocioł elektrodowy o mocy 10 MW. W pracy przedstawiono również metodologię doboru optymalnych parametrów układu hybrydowego.

Słowa kluczowe: ciepłownictwo systemowe, elektrownie wiatrowe, farmy fotowoltaiczne, OZE.

Abstract: District heating in Poland requires a quick and thorough restructuring. The driving force behind pro-ecological activities is not only the growing awareness of the society, but also the new guidelines of the European Union and the current geopolitical situation of Poland. The use of renewable energy sources for the production of energy and heat is one of the most important challenges facing virtually all of Europe nowadays. Unfortunately, Poland is not a leader of these changes, so in the coming years we must focus on implementing new and innovative ideas that have been successfully used in other countries for years. This paper presents an innovative idea of using wind and solar energy to produce thermal energy, which will be used by the inhabitants of the city of Wałcz to heat their houses and flats. The presented solution uses a PTES storage (water reservoir in a ground excavation) with a size of 90,000 m³ and an electrode boiler with a capacity of 10 MW. The paper also presents the methodology for selecting the optimal parameters of the hybrid system.

Keywords: district heating, wind farms, photovoltaic farms, RES.

1. Wprowadzenie

1.1. Nowe wyzwania przed ciepłownictwem systemowym

Ciepłownictwo systemowe w obecnych czasach powinno nie tylko funkcjonować wydajnie, ale musi się także rozwijać, szczególnie w kierunku efektywnego wykorzystania OZE. Aby temu sprostać, konieczne jest równoległe i kompleksowe działanie zarówno na poziomie krajowym (w szczególności na poziomie rządowym, samorządowym, gospodarczym, społecznym), jak i unijnym. Branża ciepłownicza w Polsce ma ogromny potencjał – nie można go zmarnować, dlatego tak ważne jest, aby podejmować wszelkie inicjatywy w celu wdrażania nowych technologii i rozwiązań.

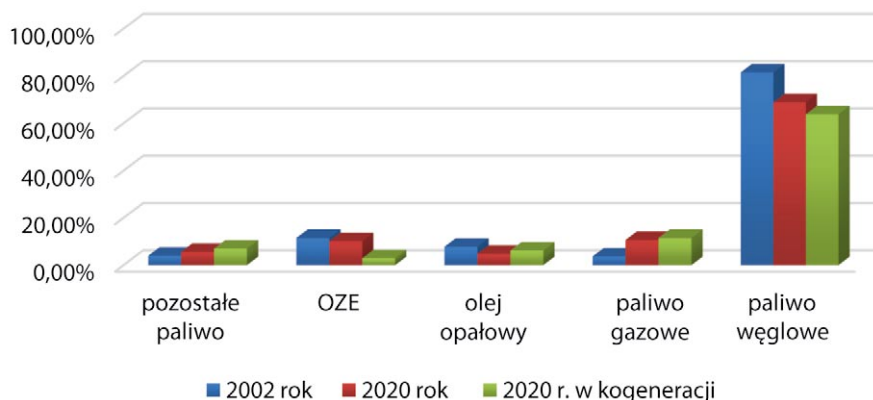
Obecnie wpływ unijnej polityki energetyczno-klimatycznej na krajowy sektor ciepłowniczy jest bardzo duży, a planowane rozwiązania Fit for 55 mogą go tylko wzmocnić. Zatem zaplanowane w 2016 roku przez Komisję Europejską odejście od paliw kopalnych do roku 2040 przy jednoczesnym wzroście udziału ciepła z OZE z 16,5 do 50%, w obecnej sytuacji geopolitycznej będzie trudne do zrealizowania. Zakłada się, że znaczącym udziałem ma być energia

uzyskiwana ze słońca, wiatru i biomasy, a także geotermalna. Planuje się implementowanie energii elektrycznej w mieszkaniach oraz wdrożenie magazynów ciepła i budowę inteligentnej sieci. Jak publikuje Urząd Regulacji Energetyki (URE), aby sprostać postawionym wyzwaniom polityki dekarbonizacji UE, konieczne będzie poniesienie w najbliższych dziesięciu latach nakładów inwestycyjnych na przedsięwzięcia związane z transformacją energetyczną w sektorze ciepłownictwa na poziomie od 53 do 101 mld zł. Dzieliąc szacowane nakłady finansowe na najbliższe dziesięć lat na wszystkie koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, otrzymuje się kwotę od 5,3 do 10,1 mld zł, którą wszystkie te przedsiębiorstwa musiałyby dodatkowo corocznie inwestować (poza nakładami już ponoszonymi lub przewidzianymi do poniesienia), co stanowi od 35 do 67% łącznych rocznych przychodów z działalności ciepłowniczej.

1.2. Ocena stanu ciepłownictwa w Polsce

Specyfika polskiego ciepłownictwa charakteryzuje się tym, że funkcjonuje w nim najwięcej w całej Unii Europejskiej systemów ciepłowniczych o różnych mocach. Jak podaje

Rys. 1. Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła w 2002 r. i w 2020 r. oraz do produkcji ciepła w kogeneracji w 2020 r.



raport Urzędu Regulacji Energetyki pn. Energetyka ciepła w liczbach [1], na ostatni dzień roku 2020 w Polsce funkcjonowało 387 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmujących się dostawą ciepła do

15 mln gospodarstw domowych. Potencjałem tych przedsiębiorstw była moc zainstalowana 53 271,1 MW w źródłach wytwórczych tych przedsiębiorstw oraz sieci dystrybucyjne o długość 22 123,1 km. Zestawienie to obejmuje sieci ciepłownicze łączące źródła ciepła z węzłami cieplnymi oraz sieci niskoparametrowe – zewnętrzne instalacje odbiorcze. Spośród badanych przedsiębiorstw 8,4% nie posiadało sieci; 65,8% dysponowało sieciami o długości powyżej 10 km, z tego 1/3 sieciami powyżej 50 km. Przedsiębiorstwa koncesjonowane w 2020 r. sprzedały w sumie 344 712 640 GJ ciepła.

Kolejne 5 MW mocy jest zamawiane u przedsiębiorstw energetycznych niewliczanych do przedsiębiorstw koncesjonowanych. Szacuje się, że przedsiębiorstwa te sprzedają około 50 000 000 GJ ciepła swoim odbiorcom. Dodatkowo 500 000 000 GJ ciepła wytwarzana jest na własne potrzeby przez gospodarstwa domowe i lokalne ciepłownie zaspokajające potrzeby cieplne mieszkańców budynków wielokomunalowych. Nie można również zapominać o przemyśle, który wytwarza ponad 200 000 000 GJ ciepła.

1.3. Zużycie paliw do produkcji ciepła

Jak wspomniano na wstępie, zgodnie z URE dywersyfikacja paliw zużywanych do produkcji ciepła postępuje bardzo powoli. Niestety paliwo węglowe są źródłem dominującym, których udział w 2020 r. stanowił niemal 69% paliw zużywanych w źródłach ciepła (w 2019 roku było to 71%, w 2018 – 72,5%, a w 2017 – 74%). Bardzo szczegółowe dane znajdują się w raporcie [2] (rys. 1).

Zgodnie z danymi opublikowanymi przez URE, największy udział w wytarzaniu ciepła przypada na paliwo. Jednak można już zauważyć jego spadek o 12,8 pp. w stosunku do roku 2002 przy jednoczesnym wzroście udziału paliw gazowych – o 6,9 pp. i źródeł OZE – o 7,2 pp. oraz kogeneracji na poziomie 7% w 2020.

Podsumowując, ciepłownictwo systemowe w Polsce jest unikatowym, specyficznym i najbardziej rozbudowanym rynkiem w Europie, ale niestety w dalszym ciągu w dużym stopniu opartym na węglu. Ciepłownictwo indywidualne wykorzystuje technologię z lat 50. i 60. ubiegłego wieku, co jest główną przyczyną zanieczyszczenia powietrza, przez co społeczeństwo ponosi ogromne koszty. Ceną jest zdrowie

– rocznie z tego powodu umiera około 50 tys. osób. Należy zatem podjąć ogromne wyzwanie, które jest niezwykle ważne dla społeczeństwa, a także dla przyszłości branży ciepłowniczej w Polsce, aby mogła dalej funkcjonować i zapewniać bezpieczeństwo energetyczne mieszkańcom kraju.

2. Cele transformacji sektora ciepłowniczego

Zgodnie z założeniami Ministerstwa Klimatu kierunki transformacji całego sektora ciepłowniczego zostały silnie zaakcentowane w dwóch podstawowych dokumentach strategicznych dla polskiej energetyki. Są nimi:

- Krajowy Plan Energii i Klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK) [3],
- Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP 2040) [4].

W dokumentach tych wytyczona została droga Polski do gospodarki neutralnej klimatycznie, uwzględniająca zarówno punkt startu naszego kraju do transformacji, jak i efektywne wykorzystanie zasobów, a także niezwykle wrażliwe uwarunkowania społeczne. Wszystkie działania wskazane przez PEP 2040 mają opierać się na trzech filarach:

- sprawiedliwej transformacji, przy której będzie likwidowane ubóstwo energetyczne, przy jednoczesnym likwidowaniu miejsc pracy związanych z wydobyciem paliw kopalnych tak, aby jednocześnie uzupełniać kadry w nowych gałęziach przemysłu związanych z OZE (także w ciepłownictwie) i energetyce jądrowej;
- zeroemisyjnym systemie energetycznym, w którym oprócz morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej ważne miejsce będzie zajmować rozproszona energetyka lokalna i obywatelska, co dla ciepła może oznaczać ożywienie działalności prosumenckiej, nie mniejsze niż obserwowane ostatnio przy wytwarzaniu energii elektrycznej;
- dobrej jakości powietrza, co powoduje konieczność transformacji ciepłownictwa zwłaszcza lokalnego, a więc ciepła wytwarzanego w przydomowych paleniskach.

Dla ciepłownictwa systemowego kluczowymi elementami PEP 2040 są następujące wytyczne:

- do 2040 r. potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych mają być pokrywane przez ciepło systemowe oraz przez zeroemisyjne lub niskoemisyjne źródła indywidualne;

- powinien nastąpić istotny wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice ok. 5–7 GW w 2030 r. i ok. 10–16 GW w 2040 r., co umożliwi niskokosztowe korzystanie z energii elektrycznej stosowanej do napędu pomp ciepła i przechodzenie na wytwarzanie ciepła z energii elektrycznej auto-producentów i prosumentów;
 - oczekuje się, że gaz ziemny będzie paliwem pomostowym w transformacji energetycznej, a w 2030 r. osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów zdekarbonizowanych, co umożliwi niskoemisyjne wytwarzanie ciepła w kogeneracji, zarówno w działalności gospodarczej, jak i na własne potrzeby. Możliwość korzystania z paliwa zdekarbonizowanego ułatwi transformację przedsiębiorstw energetycznych w kierunku efektywnych systemów ciepłowniczych (odpowiedni udział ciepła z kogeneracji, ciepła z OZE lub ciepła odpadowego w systemie);
 - zrealizowanie niskoemisyjnego kierunku transformacji źródeł indywidualnych powinno nastąpić poprzez stosowanie pomp ciepła, kolektorów słonecznych oraz ogrzewania elektrycznego, co ułatwi osiągnięcie celu odejścia od spalania węgla w gospodarstwach domowych w miastach do 2030 r., a na obszarach wiejskich do 2040 r.;
 - najbardziej oczekiwanymi innowacjami dla ciepłownictwa mogą być:
 - technologie magazynowania ciepła, które pozwolą na optymalizację i efektywną pracę źródeł wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji niezależnie od mijających się szczytów zapotrzebowania na te produkty, co zwiększy bezpieczeństwo pracy całego systemu elektroenergetycznego,
 - magazyny energii elektrycznej, które pozwolą na dalszy dynamiczny rozwój źródeł opartych na energii słonecznej i wiatrowej, gdyż zniwelują ich najpoważniejszą wadę, tj. niestabilności i uzależnienia od warunków naturalnych,
 - technologie wodorowe, zwłaszcza technologie pozyskiwania „zielonego wodoru”, które pozwolą rozwijać lokalne klastry wodorowe opierające się na lokalnej produkcji wodoru powiązanej ze zdecentralizowaną produkcją energii odnawialnej (w tym „zielonego ciepła”) i lokalnym popycie, a dedykowana infrastruktura wodorowa może wykorzystywać wodór do wytwarzania i dostarczania ciepła do budynków mieszkalnych i komercyjnych.
- Poza bezpieczeństwem energetycznym oraz konkurencyjnością i efektywnością energetyczną celem PEP 2040 jest ograniczenie wpływu energetyki na środowisko. W związku z tym w odniesieniu dla ciepłownictwa zawarto cele szczegółowe, z których wiodącymi są:
- konieczność pokrywania potrzeb cieplnych w sposób indywidualny poprzez wykorzystywanie źródeł o możliwie najniższej emisyjności (pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne, gaz ziemny – najlepiej z udziałem gazu zdekarbonizowanego) i odchodzić od węgla – w miastach do 2030 r., a na terenach wiejskich do 2040 r.;
 - założenie, że do 2030 r. ok. 1,5 mln nowych gospodarstw domowych zostanie przyłączonych do sieci ciepłowniczej;
 - systemy ciepłownicze lub chłodnicze, w których moc zamówiona przekracza 5 MW, co najmniej 85% w 2030 r. będą spełniać kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego (aktualnie jest to udział na poziomie ok 10%);
 - przyjęcie, że w najbliższym dziesięcioleciu nastąpi wzrost wytwarzania ciepła z OZE o co najmniej 1,1 p.p. w każdym roku, co daje według KPEiK oczekiwany udział odnawialnych źródeł w całym sektorze ciepłowniczym na poziomie 28,4% w 2030 r.
- Nie można zapomnieć o wyzwaniach, jakie stawia Fit for 55 [5]. Na pakiet ten składa się kilkanaście wniosków legislacyjnych, które są związane z emisją gazów cieplarnianych i mają umożliwić Unii osiągnięcie wyższego celu redukcji netto emisji gazów cieplarnianych na poziomie co najmniej 55% w 2030 r. Na sektor ciepłownictwa systemowego wpływają głównie dyrektywy: EED [6], dyrektywy RED III [7] oraz dyrektywy EPBD [8]. Istotnymi dla systemów ciepłowniczych są założenia dyrektywy EED, która przedstawia m.in. zmianę dotychczasowej definicji systemu ciepłowniczego i chłodniczego tak, aby w kolejnych latach spełniała ona następujące kryteria:
- do 31 grudnia 2025 r. system wykorzystujący co najmniej 50% energii z odnawialnych źródeł, 50% ciepła odpadowego, 75% ciepła z kogeneracji lub 50% połączenia takiej energii i ciepła; (definicja dotychczasowa);
 - od 1 stycznia 2026 r. system wykorzystujący co najmniej 50% energii z odnawialnych źródeł, 50% ciepła odpadowego, 80% ciepła z wysokosprawnej kogeneracji lub co najmniej połączenie takiego ciepła dostarczanego do sieci, w której udział energii z odnawialnych źródeł wynosi co najmniej 5%, a łączny udział energii z odnawialnych źródeł, ciepła odpadowego lub ciepła z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50%;
 - od 1 stycznia 2035 r. system wykorzystujący co najmniej 50% energii z odnawialnych źródeł i ciepła odpadowego, w którym udział energii z odnawialnych źródeł wynosi co najmniej 20%;
 - od 1 stycznia 2045 r. system wykorzystujący co najmniej 75% energii z odnawialnych źródeł i ciepła odpadowego, w którym udział energii z odnawialnych źródeł wynosi co najmniej 40%;
 - od 1 stycznia 2050 r. system wykorzystujący wyłącznie energię z odnawialnych źródeł i ciepło odpadowe, w którym udział energii z odnawialnych źródeł wynosi co najmniej 60%.
- Powyższe kryteria mogą doprowadzić do tego, że zakłady ciepłownicze będą mogły stać się efektywne tylko w przypadku zwiększenia udziału OZE i ciepła odpadowego. Poza tym preferowaną technologią będzie kogeneracja gazowa z dużą domieszką wodoru lub samego wodoru, zakładając, że jest to wodór zielony. Biorąc pod uwagę uwarunkowania polskiego ciepłownictwa, drogą do sukcesu i postulatem

Komisji Europejskiej jest dzielenie systemów na mniejsze instalacje. Dyrektywa EPBD [8] mówi o:

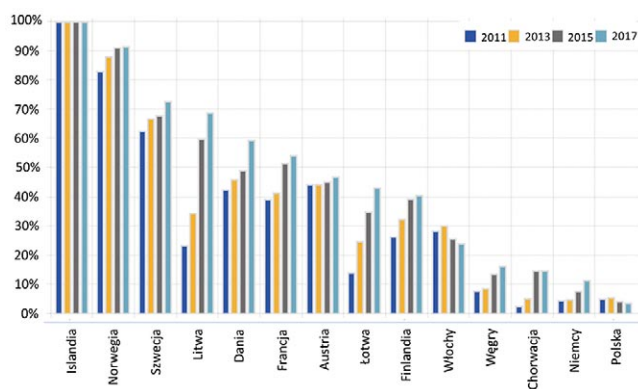
- krajowym planie renowacji budynków, który ma zastąpić długoterminowe strategie renowacji. Jednym z elementów planu ma być wskazanie polityk i środków prowadzących do dekarbonizacji sektora ogrzewania i chłodzenia, w tym za pośrednictwem sieci ciepłowniczych i chłodniczych, oraz wycofywania paliw kopalnych w tych sektorach z myślą o ich całkowitym wycofaniu najpóźniej do 2040 r.;
- całkowitej eliminacji gazu do 2040 r. – cel niespójny z ogólnymi założeniami polityki;
- braku możliwości przyłączania nowych budynków po 2030 r. do efektywnych systemów ciepłowniczych, które nie będą całkowicie zdekarbonizowane.

Pomysł wdrożenia RED i sprawiedliwa transformacja energetyczna zgodnie z [9] wymaga połączenia rozwiązań technologicznych z bardziej otwartym podejmowaniem decyzji, opartym na rzetelnej analizie, wiedzy z zakresu inżynierii, planowania przestrzennego i nauk społecznych. Natomiast zgodnie z opinią Instytutu Energii Odnawialnej: „nowy pakiet klimatyczny UE Fit-for-55 przygotowuje zmianę definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i wyklucza ciepło ze źródeł o emisji powyżej 270 kg CO₂/MWh. Oznacza to brak możliwości uzyskania wsparcia inwestycyjnego przez kogenerację gazową (znajduje to też potwierdzenie w zasadach tzw. zielonej taksonomii). Kogeneracja nie spełnia zatem w pełni idei paliwa przejściowego, gdyż jest nieelastyczna, słabo sterowalna i nie eliminuje ograniczeń źródeł słonecznych i wiatrowych, będąc jednocześnie ciągle emisyjną i uzależnioną od szybko rosnącej ceny paliwa gazowego. Układy kogeneracyjne muszą już w najbliższej przyszłości ulec silnej transformacji w kierunku układów zeroemisyjnych. Aby być konkurencyjnym, będą musiały być również bezemisyjne i w systemie ciepłowniczych działać elastycznie, w synergii z pracą źródeł pogodowo zależnych”.

3. Zaangażowanie OZE w ciepłownictwie i potencjalne kierunki rozwoju

Polska w dalszym ciągu pozostaje w grupie krajów o niskim udziale energii odnawialnej zarówno w zużyciu energii finalnej na cele ogrzewania i chłodzenia, jak również w wytwarzaniu ciepła sieciowego. Udział energii odnawialnej w ciepłownictwie systemowym w wybranych państwach członkowskich UE przedstawiono na rysunku 2 [10].

Można stwierdzić, że w Polsce zdecydowana większość systemów ciepłowniczych wciąż pozostaje nieefektywna. Zgodnie z danymi z 2019 r. udział systemów efektywnych jest na poziomie 10% i głównie są to duże aglomeracje. Podstawowym czynnikiem powodującym taką sytuację jest charakter polskich sieci ciepłowniczych. W Polsce aglomeracje są ogrzewane oraz zasilane w ciepło na potrzeby ciepłej wody użytkowej przez dysponujące wysokimi mocami



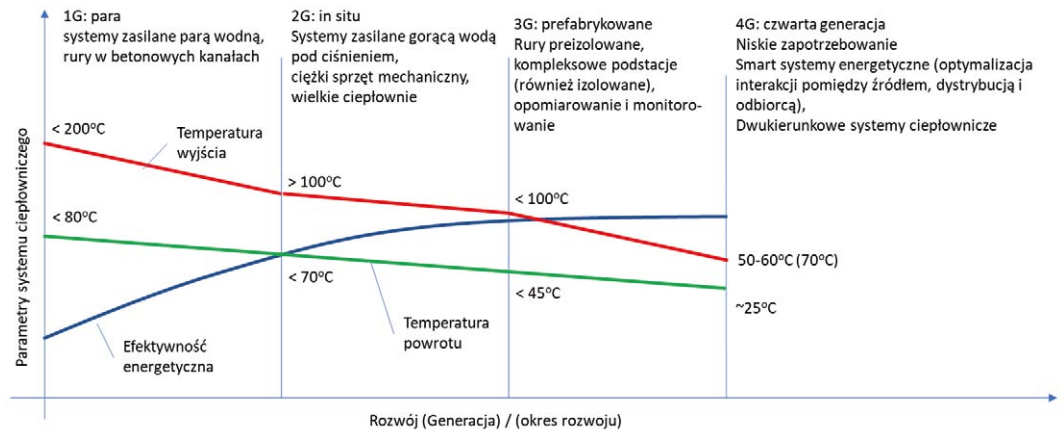
Rys. 2. Udział energii odnawialnej w ciepłownictwie systemowym

wytwórczymi duże systemy ciepłownicze. Praktycznie nie jest możliwe dzielenie dużych systemów na mniejsze, ze względu na zwartą zabudowę oraz duże zagęszczenie infrastruktury budynkowej. Z drugiej strony osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego po zakończeniu inwestycji warunkuje dostęp do finansowania ze środków publicznych. W publikacji [11] przeprowadzono analizę przypadków pilotażowych Testaccio, Balduina i Prima Porta, które pokazują wpływ różnicy skali na konfigurację Społeczności Energii Odnawialnej. Badano wpływ organizacji zabudowanych dzielnic miejskich na zdecentralizowany system energetyczny. Dokument podkreśla nie tylko podaż energii odnawialnej, ale także równowagę między popytem i podażą energii dla różnych zastosowań lokalnych oraz wzajemną rolę między budynkami i ich położeniem. Otwarte przestrzenie mogą odgrywać kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej miast. Niewątpliwie ten akt równoważenia będzie zależeć od specyficznych cech wzorców urbanistycznych, a zatem każdy krajobraz miejski będzie warunkował organizację systemu.

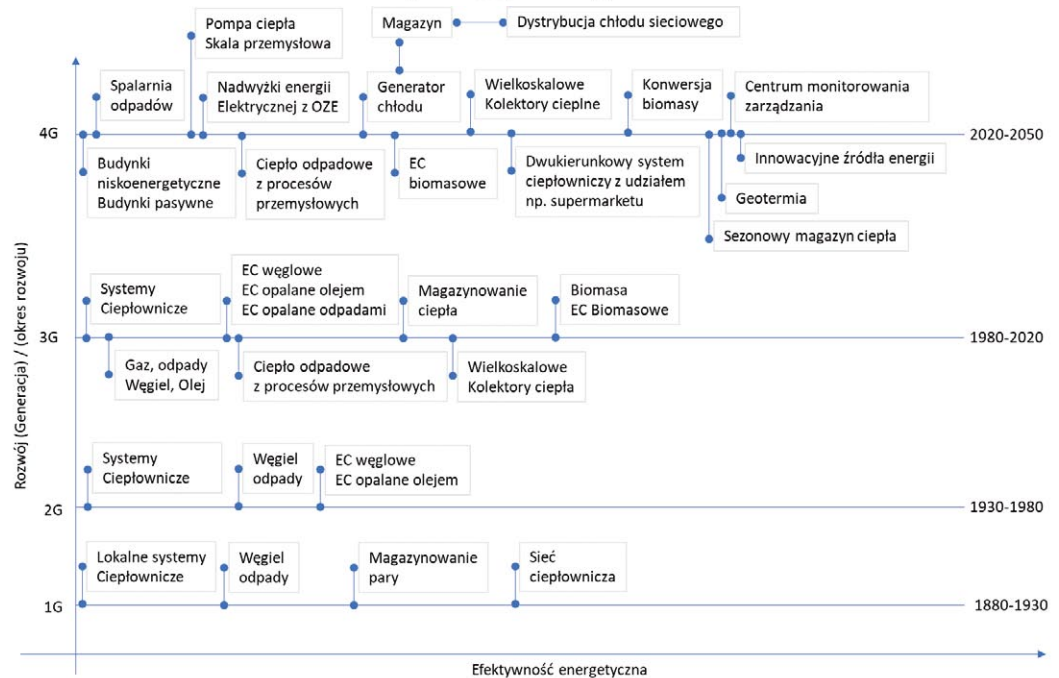
Bardzo słuszne i trafne cele zmiany technologii dla sektora ciepłowniczego, w kontekście wpływu polityki Unii Europejskiej w perspektywie do 2025 i 2030 r., wyznaczyła Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie (rys. 3 i 4). Są nimi:

- wytwarzanie energii ze źródeł bezemisyjnych,
- magazynowanie energii,
- rozwój zdecentralizowanej produkcji energii ze źródeł odnawialnych,
- elektryfikacja sektora ciepłowniczego,
- promowanie bardziej zrównoważonych i efektywnych technologii oraz rozwiązań,
- ściślejsza integracja sektora elektroenergetycznego i sektora ciepłownictwa,
- wykorzystanie odpadów do produkcji energii,
- rozwój nowoczesnych, niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych,
- ulepszenie infrastruktury energetycznej i uodpornienie jej na zmianę klimatu,
- dostosowanie infrastruktury za pomocą inteligentnych i cyberbezpiecznych rozwiązań cyfrowych.

Rys. 3. Sieć ciepłownicza przyszłości – parametry systemu ciepłowniczego



Rys. 4. Sieć ciepłownicza przyszłości – proponowane kierunki zmian technologii



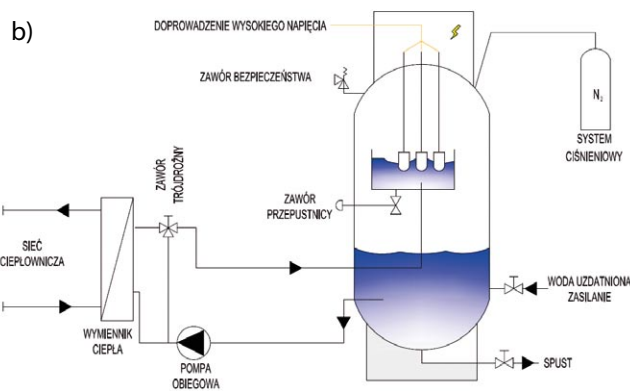
4. Dobre praktyki na rynku OZE na przykładzie ZEC w Wałczu

4.1. Opis dobranej technologii

Planowana inwestycja w Zakładzie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (ZEC) w Wałczu opiera się na współpracy z firmą Eurowind Energy sp. z o.o., budującą w odległości 30 km od Wałcza farmę wiatrową o mocy 20,7 MW i farmę fotowoltaiczną o mocy około 25 MW, które zasilą bezpośrednią linią energetyczną kotłownię KR2 w Wałczu. Zielona energia z farm OZE będzie bezpośrednio trafiała prywatną siecią „off grid” do kotłowni w Wałczu, gdzie za pomocą kotła elektrodowego (rys. 5a) w 100% będzie przetwarzana na energię ciepłą. Kocioł elektrodowy zbudowany jest z cylindrycznego zbiornika wysokociśnieniowego, do którego doprowadzona jest energia elektryczna. Napięcie zasilania rozpatrywanego kotła o mocy 10 MW wynosi 10–11 kV. Temperatura w obiegu kotłowym wynosi 130/95°C. Sercem kotła elektrodowego jest naczynie otwarte, w którym zanurzone są elektrody wysokiego napięcia. W miarę opuszczania elektrod

do zbiornika i regulacji przepływu wody moc ciepła źródła rośnie. Co istotne, w przeciwieństwie do kotłów opalanych paliwami kopalnymi w kotłach tych sprawność produkcji jest praktycznie niezależna od obciążenia urządzenia. Przy obciążeniu zarówno połową mocy, jak i pełną mocą sprawność jest na podobnym poziomie i wynosi 99,8%. Oznacza to, że ze 100 MWh energii elektrycznej przesłanej z farmy wiatrowej do wałeckiej sieci ciepłowniczej trafi 99,8 MWh ciepła. Dla porównania sprawność kotłów węglowych wynosi ok. 84%, a kotłów gazowych ok. 95%.

W kotłach elektrodowych wymogi jakościowe wody w obiegu są bardzo wysokie, m.in. woda musi być całkowicie zdemineralizowana, przewodność elektryczna musi wynosić < 1 μs/cm (wymagany jest monitoring w trybie ciągłym), a dla poprawy efektywności w samym kotle znajduje się azot zamiast powietrza. Wysoki reżim jakości wody powoduje, że najbardziej efektywne są indywidualne krótkie obiegi kotłowe (rys. 5b). Dzięki temu dedykowana stacja uzdatniania wody nie musi być dużych rozmiarów, a koszty przygotowania wody są niższe. Podstawą stacji jest proces odwróconej osmozy, dzięki któremu

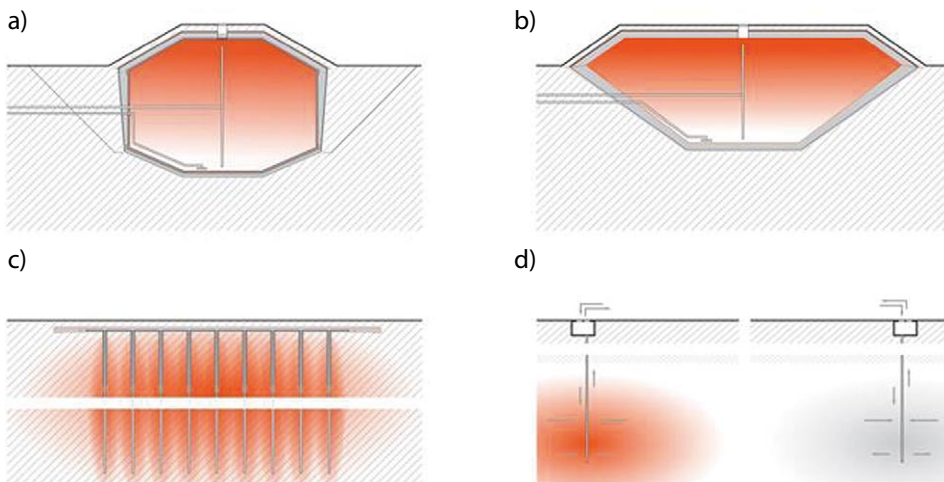


Rys. 5. Kocioł elektrodowy: przykład zainstalowanego kotła elektrodowego o mocy 10 MW firmy Parat w Danii (a), schemat kotła (b)

następuje niemal całkowita demineralizacja. W przypadku przekroczenia zaprogramowanej wartości przewodności elektrycznej wody w obiegu kotłowym automatycznie rozpoczyna się proces zrzutu za pomocą spustu wody i zatłaczanie uzdatnionej wody ze stacji. Woda trafiająca do górnego naczynia zostaje podgrzana poprzez przepływ prądu pomiędzy elektrodami. Zawór przepustnicy reguluje przepływ wody z górnego naczynia do dolnej części zbiornika, skąd jest wypompowywana na wymiennik ciepła. Po odebraniu ciepła przez obieg wody sieciowej woda kotłowa trafia ponownie do naczynia z elektrodami. Ze względu na stosunkowo niewielką objętość kocioł pełni również funkcję naczynia zbiorczego. Ciepło wyprodukowane będzie zużywane na bieżące potrzeby oraz, w okresach niższego zapotrzebowania, będzie oddawane do magazynu. Magazyn będzie miał postać dużego zbiornika na ciepłą wodę. Zgodnie z [12] można wyróżnić następujące magazyny (rys. 6):

- magazyn energii cieplnej w zbiorniku (60–80 kWh/m³) TTES (Tank Thermal Energy Storage);
- magazyn energii cieplnej w zagłębieniu (30–80 kWh/m³) PTES (Pit Thermal Energy Storage);
- magazyn energii cieplnej w zbiorniku (60–80 kWh/m³) BTES (Borehole Thermal Energy Storage)
- magazyn energii cieplnej w zbiorniku (60–80 kWh/m³) ATES (Aquifer Thermal Energy Storage).

Rys. 6. Rodzaje magazynów ciepła/termiczne według [12]: magazynowanie energii cieplnej w zbiorniku (60–80 kWh/m³) (a), magazynowanie energii cieplnej w zagłębieniu (30–80 kWh/m³) (b), odwiertowe magazynowanie energii cieplnej (15–30 kWh/m³) (c), magazynowanie energii cieplnej w warstwie wodonośnej (15–30 kWh/m³) (d)



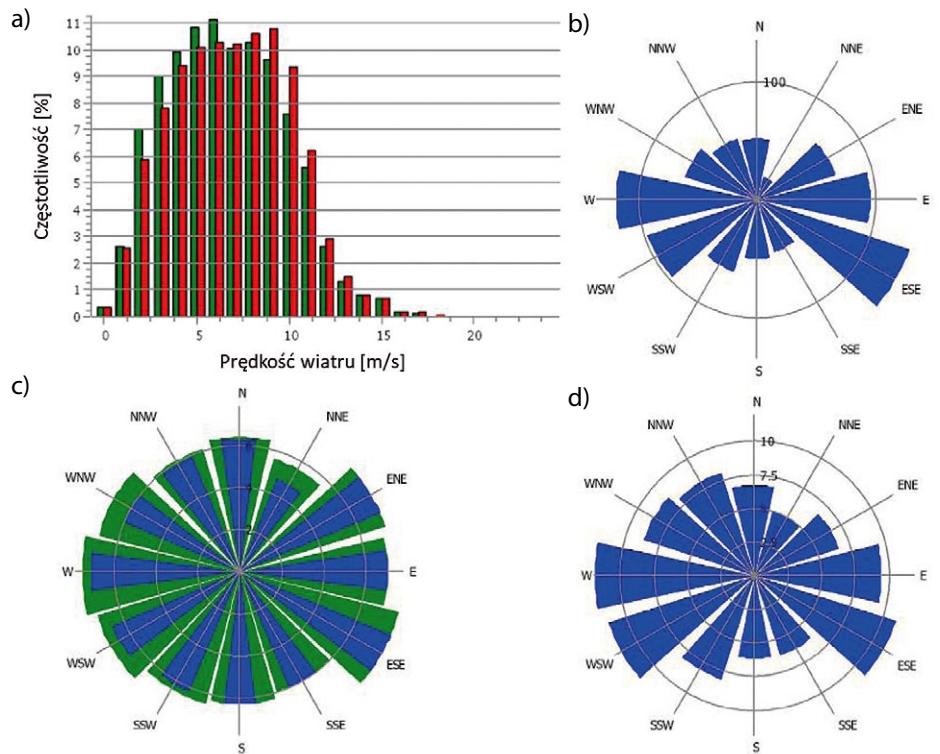
Zgodnie z [12] magazyny termiczne na dużą skalę umożliwiają: efektywne wykorzystanie źródła, zastąpienie szczytowej produkcji opartej na paliwach kopalnych i zintegrowanie zmiennej energii elektrycznej z fotowoltaiką i wiatru. To sprawia, że magazyny termiczne są kluczowym elementem przyszłych inteligentnych systemów energetycznych, z integracją ogrzewania, chłodzenia, elektryczności, gazu i systemy transportowe. W artykule [12] pokazano przykłady realizacji poszczególnych magazynów.

W analizowanym w tym artykule przypadku, na podstawie przeprowadzonych obliczeń, rozważany jest magazyn PTES (zbiornik wodny w wykopie gruntowym) o wielkości 90 000 m³. Nadwyżki energii będą oddawane do sieci przez przyłączy o mocy 20,7 MW. Według analiz sumaryczna moc farmy wiatrowej i fotowoltaicznej nie powinna przekroczyć sumarycznej możliwości zużycia kotła elektrodowego i mocy przyłączeniowej w sieci. Granica własności to punkt przyłączeniowy lokalizowany na terenie ZEC.

4.2. Dobór parametrów układu hybrydowego

W celu oszacowania wykonalności planowanej inwestycji oraz uzyskania najlepszych parametrów ekonomicznych założono dwie zmienne: wielkość farmy fotowoltaicznej oraz wielkość magazynu ciepła przy a priori przyjętych parametrach farmy wiatrowej.

Rys. 7. Dane z programu WindPro: dystrybucja wiatru (kolor zielony – zredukowana średnia prędkość wiatru, kolor czerwony – swobodna średnia prędkość wiatru) (a), róża wiatru ($\text{kWh/m}^2/\text{rok}$) (b), średnia prędkość wiatru (kolor niebieski – zredukowana średnia prędkość wiatru, kolor zielony – swobodna średnia prędkość wiatru) (c), częstotliwość (%) (d)



Planowana farma wiatrowa będzie mogła być zbudowana na podstawie obowiązującego miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i po liberalizacji ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni. Składać się będzie z 6 turbin wiatrowych o mocy 3,45 MW. Do analizy produktywności założono turbiny producenta Vestas V136. Przy średnim wietrze 6,9 m/s wiejącym głównie z zachodu (rys. 7) otrzymano produktywność roczną dla całej farmy na poziomie 68 487 MWh/rok. W obliczeniach uwzględniono współczynnik strat wynoszący 0,9. Wszystkie analizy wykonano w programie WindPro.

Oparcie całego przedsięwzięcia inwestycyjnego jedynie na produkcji prądu z farmy wiatrowej (1 scenariusz) oraz przy założeniu zapotrzebowaniu na prąd ZEC, które wynosi 65 479,87 MWh/rok, okazało się nieopłacalne (rys. 8 i 9). Wynikało to między innymi z faktu, że w obliczeniach przyjęto dni i godziny bezwietrzne, kiedy produkcja wynosiła 0. Sytuacje takie zdarzają się głównie w miesiącach letnich. Przy

tak dużych wahaniami produktywności uzależnionej od pogody, dobór kotła i magazynu byłby nieekonomiczny, dlatego w kolejnym wariantcie niezbędne było dodanie PV i magazynu ciepła.

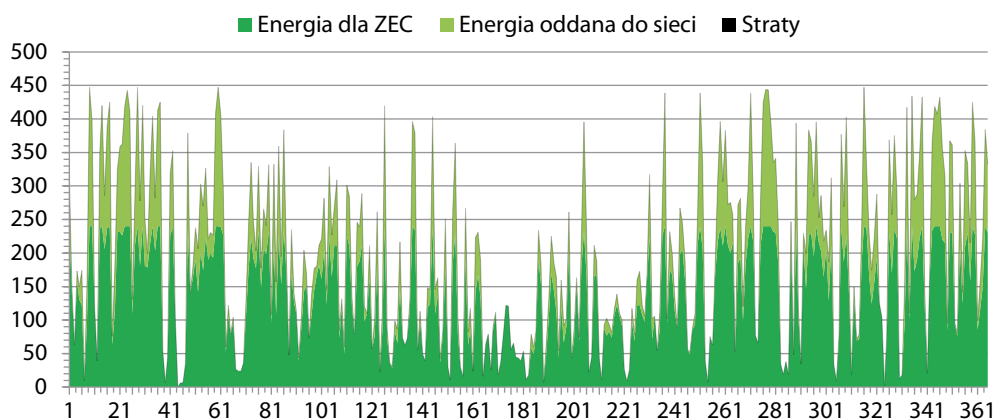
Drogą iteracji dobrano wielkość farmy fotowoltaicznej, której produktywność stanowiłaby uzupełnienie produktywności farmy wiatrowej oraz pozwoliłaby na dobór optymalnej wielkości kotła i magazynu. Najbardziej optymalną wielkością farmy fotowoltaicznej jest farma 25 MW. Przy tak dobranych parametrach inwestycji (mocy farmy wiatrowej i mocy farmy PV) i uwzględnieniu zapotrzebowania zakładu widać, że krzywa produktywności wypłaszczyła się (rys. 10), co wpływa na bardziej stabilną dostawę prądu do ZEC. Produktywność z obu farm pokrywa zapotrzebowanie ZEC, a powstałe straty na produkcji prądu są niewielkie i nie mają znaczącego wpływu na opłacalność całej inwestycji.

Straty na produkcji prądu widać głównie w miesiącach letnich.

Tabela 1. Założenia i wyniki produktywności z programu WindPro; obliczona roczna energia dla każdej z 6 nowych turbin wiatrowych o łącznej mocy znamionowej 20,7 MW

ID	Typ generatora	Moc	Wielkość rotora	Wysokość	Roczna produkcja	Roczna produkcja zredukowana o 10%
		[kW]	[m]	[m]	[MWh/y]	[MWh/y]
1	V136-3.45-3.45	3,45	136	132	12 728	11 244
2	V136-3.45-3.45	3,45	136	132	12 918	11 626
3	V136-3.45-3.45	3,45	136	132	13 207	11 887
4	V136-3.45-3.45	3,45	136	132	13 356	12 021
5	V136-3.45-3.45	3,45	136	132	12 987	11 688
6	V136-3.45-3.45	3,45	136	132	12 642	11 378

Rys. 8. Roczna produkcja energii w układzie dziennym [MWh]



Rys. 9. Roczna produkcja energii w układzie miesięcznym [GWh]

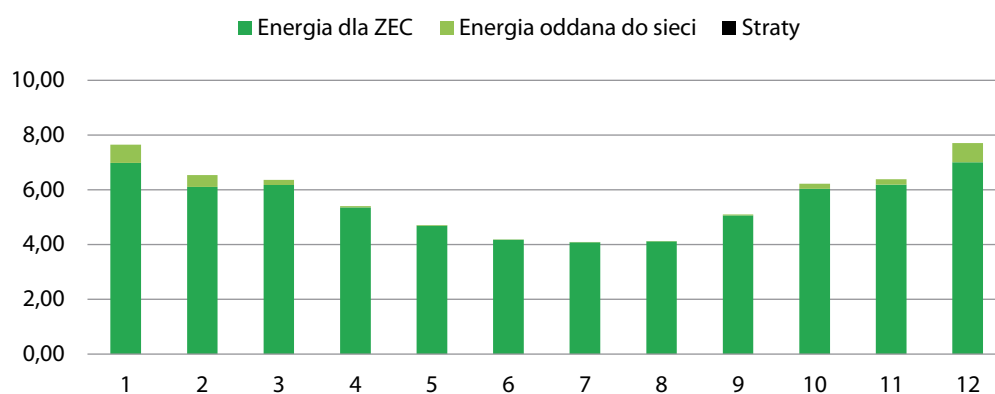


Tabela 2. Zestawienie danych produktywności

	WTG Prod.	PV Prod.	Σ	Energia dla ZEC	Energia oddana do sieci	Straty
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)
I	8 445 370	0,00	8 445 370	5 497 725	2 947 644	0,00
II	6 099 273	0,00	6 099 273	4 332 406	1 766 866	0,00
III	6 290 642	0,00	6 290 642	4 591 317	1 699 325	0,00
IV	5 488 658	0,00	5 488 658	4 336 464	1 152 193	0,00
V	4 313 773	0,00	4 313 773	3 186 461	1 127 311	0,00
VI	2 988 333	0,00	2 988 333	2 405 926	582 406	0,00
VII	3 854 388	0,00	3 854 388	3 029 639	824 748	0,00
VIII	4 248 573	0,00	4 248 573	3 428 933	819 639	0,00
IX	6 399 310	0,00	6 399 310	4 651 342	1 747 968	0,00
X	7 312 603	0,00	7 312 603	5 044 659	2 267 943	0,00
XI	5 877 067	0,00	5 877 067	4 097 095	1 779 971	0,00
XII	8 737 736	0,00	8 737 736	5 685 768	3 051 967	0,00
Σ (kWh)	70 055 730	0,00	70 055 730	50 287 743	19 767 986	0,00
					Procent strat:	0,00%

5. Dyskusja

Analizując oba scenariusze należy zauważyć, że układy hybrydowe są najbardziej ekonomiczne. Do podobnych wniosków doszli autorzy opracowania [13], gdzie analizowano modele hybrydowe z wykorzystaniem magazynu. Dlatego szukając kierunku rozwoju technologii w Polsce, warto śledzić i analizować panujące trendy w innych krajach. Autorzy

artykułu Energy Conversion and Management [14] przedstawiają kompleksową analizę techniczno-ekonomiczną optymalnej strategii ciepłowniczej (ciepłowni) w systemie 100% energii odnawialnej. Została ona opisana w oparciu o nowatorskie ramy metodologii hybrydowej, które łączą godzinową symulację inteligentnego systemu energetycznego, optymalizację wielocelową i podejmowanie decyzji na podstawie wielu kryteriów. Optymalny udział między IEH

Rys. 10. Roczna produkcja energii w układzie miesięcznym [GWh] – wielkość strat 0,82%

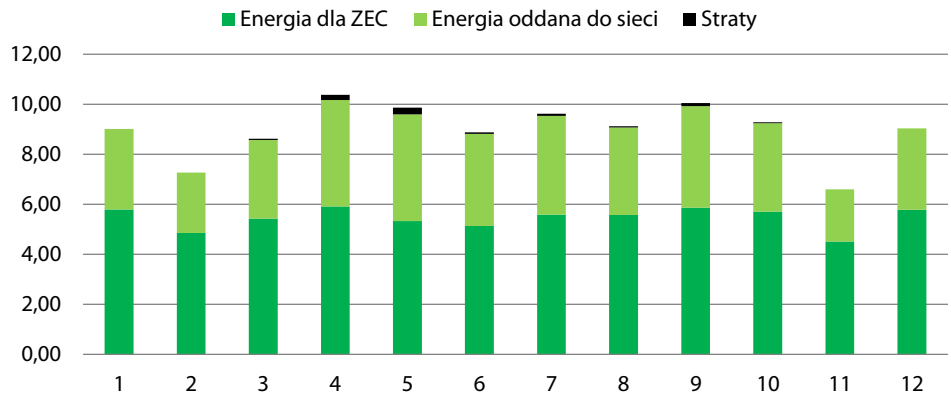


Tabela 3. Zestawienie danych produktywności

	WTG Prod. (kWh)	PV Prod. (kWh)	Σ (kWh)	Energia dla ZEC (kWh)	Energia oddana do sieci (kWh)	Straty (kWh)
I	8 445 371	567 448	9 012 819	5 790 543	3 222 276	0
II	6 099 274	1 164 328	7 263 602	4 855 414	2 408 187	0
III	6 290 643	2 334 249	8 624 891	5 429 776	3 143 515	51 601
IV	5 488 658	4 888 653	10 377 311	5 909 748	4 263 093	204 469
V	4 313 773	5 546 909	9 860 682	5 327 837	4 266 000	266 845
VI	2 988 333	5 891 457	8 879 790	5 140 153	3 679 812	59 824
VII	3 854 388	5 771 549	9 625 938	5 582 697	3 956 262	86 979
VIII	4 248 573	4 872 130	9 120 703	5 571 237	3 495 195	54 271
IX	6 399 310	3 650 271	10 049 581	5 868 438	4 058 669	122 474
X	7 312 603	1 961 074	9 273 677	5 710 065	3 531 991	31 621
XI	5 877 067	720 503	6 597 570	4 517 677	2 079 893	0
XII	8 737 737	299 504	9 037 240	5 776 286	3 260 955	0
Σ (kWh)	70 055 730	37 668 073	107 723 803	65 479 871	41 365 848	878 085
					Procent strat:	0,82%

(nadmiar ciepła przemysłowego) i HP (pompy ciepła) oraz powiązaną mocą OZE określono, biorąc pod uwagę preferencje decydentów. Jako studium przypadku wykorzystano scenariusz na rok 2050 dla gminy Aalborg w Danii.

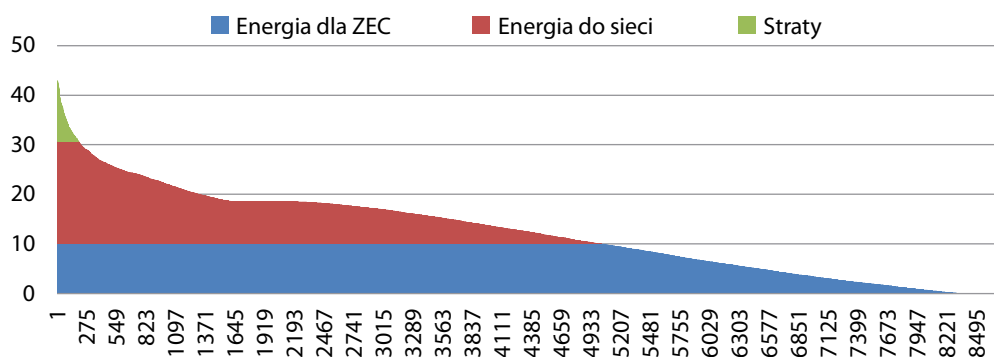
Nieco inne podejście zaprezentowali autorzy artykułu „Hybrid renewable energy systems based on micro-cogeneration” [15], którzy przeanalizowali hybrydowe systemy energetyczne. Doszli oni do wniosku, że celem stosowania hybrydowych systemów energetycznych jest zwiększenie niezawodności, wspieranie zmieniających się źródeł energii odnawialnej, poprawa ogólnej wydajności i elastyczności paliwowej. Ponadto systemy te zmniejszają koszty, ograniczają użycie paliw kopalnych, zużycie energii pierwotnej i emisję CO₂. Ponieważ hybrydowy system energii stanowią co najmniej dwa odnawialne źródła energii (z konwencjonalnym źródłem energii lub bez niego), który stosowany jest w celu produkcji ciepła i energii elektrycznej do zaspokojenia określonego zapotrzebowania końcowego użytkownika [16], dlatego ważne jest, aby dobór parametrów systemu był zawsze skorelowany z parametrami istniejących zakładów i z potrzebami ich odbiorców.

Na podstawie przedstawionej w niniejszej pracy analizie wariantów można wyciągnąć bardzo podobne wnioski. Zaprezentowane wyniki pozwalają stwierdzić, że zastosowany układ hybrydowy zwiększa sprawność do 74% (dla kotła

elektrodowego), przy czym sama PV ma około 20%, a farma wiatrowa około 22% (jako źródło energii). Należy zauważyć (tab. 3), że tak dobrane parametry dla obu farm powodują, że w okresie około 3000 h rocznie nie jest możliwe zapewnienie 100% zapotrzebowania na prąd dla ZEC. Ponadto przez okres ok. 30 dni w roku produkcja energii jest nadal na poziomie 0. Godziny bezproduktywne będą zdarzały się głównie w okresie letnim, co jest korzystne dla profilu pracy ZEC, który największe zapotrzebowanie na ciepło ma w okresie grzewczym (sezon zimowy). Celem zapewnienia stabilnej pracy przedsiębiorstwa zapotrzebowanie w dniach bez produkcji prądu oraz w dniach z produkcją niepokrywającą zapotrzebowania ZEC musi zapewnić sobie za pomocą magazynu lub alternatywnym paliwem, np. gazem. Analizując tabelę 3 oraz rysunek 11 nasuwa się pytanie, dlaczego w projekcie nie zwiększono udziału PV, jednocześnie minimalizując braki w produkcji. Niestety instalacje OZE są zmiennopogodowe i zwiększenie farmy PV spowodowałoby tylko wzrost strat i nie likwidowałoby to bezwietrznych lub bezsłonecznych dni. Dodatkowo miałyby to wpływ na konieczność zwiększenia mocy kotła, a z drugiej strony zmniejszenia powierzchni magazynu.

Podsumowując, zaprezentowany w niniejszej pracy przykład instalacji hybrydowej jest przyszłością w branży ciepłowniczej,

Rys. 11. Wykres uporządkowanych wartości energii [MWh]



dzięki której przedsiębiorstwa ciepłownicze mają szansę stać się efektywne energetycznie.

6. Podsumowanie

Zasygnalizowane realne problemy, z jakimi mierzy się branża ciepłownicza, szczególnie trudny czas dla realizacji inwestycji, wzrost świadomości energetycznej społeczeństwa na przyzwolenie i akceptację transformacji, daje zielone światło przedsiębiorstwom ciepłowniczym do podejmowania własnych strategii rozwoju opartych na OZE. Regulacje unijne i krajowe powinny stwarzać warunki dla bezpiecznego funkcjonowania spółek ciepłowniczych, a także rozwoju całej branży energetycznej. Pomimo obecnie występującej kumulacji wielu niekorzystnych biznesowo zjawisk, to podjęty wysiłek inwestycyjny nie może zostać zaprzeczony. W tym przypadku najważniejszą kwestią jest finansowanie owej transformacji co, w dużej części, pozostaje rolą UE i państwa polskiego.

Analizując cele Unii Europejskiej – krajowa transformacja sektora ciepłowniczego jest nieunikniona. Taka duża reforma wymaga z jednej strony nakładów finansowych, a z drugiej wiedzy w zakresie potencjalnych kierunków rozwoju i produktów dostępnych na rynku. W związku z tym niezbędna jest rozbudowa wiedzy inżynierskiej oraz rozwój technologii. Ambitne tempo może doprowadzić do powstania braków w zdolności produkcyjnej. Jednakże wraz z rozwojem technologicznym i sięganiu po nowe rozwiązania niezbędne jest wsparcie legislacyjne i nowoczesna (prorozwojowa) polityka przemysłowa. Nie wystarczy koncentrować się na dużych przedsiębiorstwach krajowych – należy szczególnie wspierać ciepłownictwo małe, rozproszone i indywidualne.

Obywatele powinni mieć poczucie bezpieczeństwa, brak strachu przed galopującymi cenami energii oraz świadomość celu wdrażanej transformacji, to znaczy konieczności zwiększenia roli dekarbonizacji ciepłownictwa. Wzrost roli OZE z jednoczesną zmianą struktur zapotrzebowania na paliwo w ciepłownictwie, w tym zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło o 21%, powinno być kluczowym czynnikiem w obecnych czasach pandemii i wojny w Ukrainie ograniczającej dostęp do źródeł energii. Jednocześnie wspieranie rozwiązań, takich jak zaprezentowane w tej pracy, pozwolą na szybszą transformację w kierunku OZE.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Energetyka ciepła w liczbach 2020, Warszawa, luty 2022 r., Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE, Oddział URE
- [2] Statystyka Ciepłownictwa Polskiego 2020, Rocznik, ARE Warszawa, 2021
- [3] <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>
- [4] <https://www.gov.pl/web/ia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-pep2040>
- [5] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego Komitetu Regionów, „Gotowi na 55”: osiągnięcie unijnego celu klimatycznego na 2030 r. w drodze do neutralności klimatycznej COM/2021/550 final Bruksela, 14 lipca 2021
- [6] COM(2021) 558 final, Wniosek legislacyjny Komisji Europejskiej dotyczący projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej, Bruksela, 14 lipca 2021
- [7] COM(2021) 557 final, Wniosek legislacyjny Komisji Europejskiej dotyczący projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001 Parlamentu Europejskiego i Rady, rozporządzenie (UE) 2018/1999 Parlamentu Europejskiego i Rady oraz dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652, Bruksela, 14 lipca 2021
- [8] COM(2021) 802 final, Wniosek legislacyjny Komisji Europejskiej dotyczący projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Bruksela, 15 grudnia 2021
- [9] Hoicka C. E., Lowitzsch J., Brisbois M. C., Kumar A., Camargo L. R., Implementing a just renewable energy transition: Policy advice for transposing the new European rules for renewable energy communities. Energy Policy, tom 156, 2021, str. 112435
- [10] Polskie Towarzystwo elektrociepłowni zawodowych, Dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego w Polsce w świetle pakietu Fit for 55, kwiecień 2022 r.
- [11] Marrone P., Montella I., An experimentation on the limits and potential of Renewable Energy Communities in the built city: buildings and proximity open spaces for energy decentralization to appear in: Renewable and Sustainable Energy Transition, 2022 Published by Elsevier Ltd.
- [12] Sørensen P. A., Schmidt T., Design and Construction of Large Scale Heat Storages for District Heating in Denmark, 14th International Conference on Energy Storage, 25–28.04.2018, Adana, Turcja
- [13] Zhang S., Ocłoń P., Klemes J. J., Michorczyk P., Pieliłchowska K., Pieliłchowski K., Renewable energy systems for building heating, cooling and electricity production with thermal energy storage, Renewable and Sustainable Energy Reviews, tom 165, 2022, str. 112560
- [14] Yuan M., Thellufsen J. Z., Sorknæs P., Lund H., Liang Y., District heating in 100% renewable energy systems: Combining industrial excess heat and heat pump, Energy Conversion and Management, tom 244, 2021, str. 114527
- [15] Kallio S., Siroux M., Hybrid renewable energy systems based on micro-cogeneration 2021 8th International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2021), 10–12 September 2021, Fukuoka, Japan
- [16] Bajpai P., Dash V., Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review. Renew Sustain Energy Rev 16/2012, str. 2926–2939, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.009>