



POLITECHNIKA ŚLĄSKA

WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI

DYSCYPLINA: INŻYNIERIA ŚRODOWISKA, GÓRNICTWO I ENERGETYKA

PRACA DOKTORSKA

Ogrzewanie i chłodzenie z centralnego źródła ciepła w sieci
ze zdalnymi węzłami cieplnymi

mgr inż. Michał Doffek

Promotor: dr hab. inż. Piotr Ostrowski

Gliwice, wrzesień 2022

Spis treści

WYKAZ TERMINÓW	5
1. WSTĘP	7
2. CEL I ZAKRES PRACY	10
3. TECHNIKA CIEPŁOWNICZA – ROZWÓJ, INNOWACJE.....	11
3.1. HISTORIA I ROZWÓJ CIEPŁOWNICTWA	12
3.2. INNOWACJE W CIEPŁOWNICTWIE	20
4. OPIS KONCEPCJI.....	26
5. MODELE OBLICZENIOWE	28
5.1. MODEL I	28
5.1.1. Dane wejściowe, założenia, algorytmy obliczeń.....	34
5.1.2. Wyniki obliczeń i analiza	47
5.2. MODEL II.....	75
5.2.1. Dane wejściowe, założenia, algorytmy obliczeń.....	76
5.2.2. Wyniki obliczeń i analiza	77
5.3. MODEL III - WDROŻENIOWY.....	96
5.3.1. Opis konstrukcji budynku.....	97
5.3.2. Charakterystyka energetyczna budynku	98
5.3.3. Opis stanu istniejącego	101
5.3.4. Opis przedsięwzięcia modernizacyjnego.....	103
5.3.5. Dane wejściowe, założenia, algorytmy obliczeń.....	105
5.3.6. Wyniki obliczeń i analiza	109
6. PODSUMOWANIE I WNIOSKI	116
7. BIBLIOGRAFIA.....	121
STRESZCZENIE	123
SUMMARY	124

WYKAZ TERMINÓW

Ciepło – energia cieplna w wodzie gorącej, parze lub innych nośnikach [5],

Efektywność energetyczna – stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, albo w wyniku wykonanej usługi niezbędnego do uzyskania tego efektu [6],

Energia finalna – energia lub paliwa w rozumieniu art. 3 pkt. 1 i 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dostarczone odbiorcy końcowemu [6],

Energia pierwotna – energia zawarta w pierwotnych nośnikach energii, pozyskiwana bezpośrednio ze środowiska, a w szczególności: w węglu kamiennym energetycznym (łącznie z węglem odzyskanym z hałd), w węglu kamiennym koksowym, w węglu brunatnym, w ropie naftowej (łącznie z gazoliną), w gazie ziemnym wysokometanowym (łącznie z gazem z odmetanowania kopalń węgla kamiennego), w gazie ziemnym zaazotowanym w torfie do celów opałowych oraz energię: wody, wiatru, słoneczną, geotermalną wykorzystywaną do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, a także biomasę w rozumieniu ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1355 i 1642) [6],

Instalacje – urządzenia z układami połączeń między nimi [5],

Odbiorca końcowy – każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym [5],

Odnawialne źródło energii – (skrót: OZE) źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania niezakumulowaną energię słoneczną w rozmaitych postaciach, w szczególności energię rzek, wiatru, biomasy, energię promieniowania słonecznego w bateriach słonecznych [5],

Paliwa – paliwa stałe, ciekłe i gazowe będące nośnikami energii chemicznej [5],

Przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot gospodarczy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania oraz dystrybucji paliw lub energii lub obrotu nimi [5],

Przesyłanie – transport paliw lub energii za pomocą sieci [5],

Sieci – instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesłania i dystrybucji paliw lub energii, należące do przedsiębiorstw energetycznych [5],

Sieć centralnego ogrzewania – (skrót: CO) instalacja służąca do przesyłu i dystrybucji ciepła wykorzystywanego przez instalacje odbiorcze do celów grzewczych o zmiennych parametrach czynnika grzewczego, określonych na podstawie tabeli regulacyjnej,

Sieć ciepła technologicznego – (skrót: CT) instalacja służąca do przesyłu i dystrybucji ciepła o parametrach dopasowanych do wymagań procesach technologicznych,

Taryfa – zbiór cen i opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą [5].

1. WSTĘP

Branża energetyczna i ciepłownicza w Polsce jest obecnie w fazie restrukturyzacji i modernizacji, które zostały spowodowane między innymi wymaganiami narzucanymi przez politykę klimatyczną Unii Europejskiej oraz starzejącymi się instalacjami wytwórczymi. W rezultacie eksploatacja nieefektywnych źródeł ciepła i systemów energetycznych staje się nierentowna, na co bezpośredni wpływ mają między innymi wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz wysokie kary finansowe za przekroczenia emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. Dodatkowo konwencjonalne źródła ciepła, opalane paliwami kopalnymi, prowadzące działalność koncesjonowaną w zakresie dostaw energii elektrycznej i ciepła, nie uzyskują statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, co w rezultacie będzie równoznaczne z utratą możliwości pozyskania wsparcia finansowego na realizację inwestycji z różnego rodzaju programów dotacyjnych. Należy jednak wspomnieć, że system handlu emisjami i związane z nim koszty wytwarzania energii i ciepła jest odpowiedzialny za około 20-30% całkowitych kosztów produkcji. Za pozostałą część kosztów odpowiedzialne są stale rosnące ceny paliw kopalnych: węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz gazu ziemnego. Przykładowo cena węgla kamiennego na przestrzeni ostatnich kilkunastu miesięcy wzrosła z poziomu 15 zł/GJ do 70 zł/GJ [28]. Jeżeli dodać do tego niewystarczające wydobycie surowca w Polsce, wynikające między innymi z zamykania kolejnych kopalń, będących od lat na skraju upadłości oraz sytuację geopolityczną na świecie, to można zaobserwować, że wspomniana restrukturyzacja i modernizacja branży energetycznej i ciepłowniczej jest konieczna. Ten problem jest bardzo często poruszany na licznych konferencjach branżowych, na których przywoływane są zamiennie technologie wodorowe, wysokosprawnej kogeneracji, spalania biomasy, jądrowe czy też odnawialne źródła energii. Przywoływane rozwiązania wynikają między innymi z braku określenia jednolitego kierunku modernizacji i spójnej krajowej polityki służącej dekarbonizacji energetyki i ciepłownictwa zawodowego.

Równolegle z rozwojem przemysłu i wzrostem standardu życia obserwuje się coraz większy popyt na systemy chłodnicze. W sektorze przemysłowym są to przede wszystkim dodatkowe zapotrzebowania na chłód technologiczny, który jest wykorzystywany w procesach przez cały rok, jednak to w miesiącach letnich, można zaobserwować największe zapotrzebowanie na moc chłodniczą. W sektorze komunalnym wzrasta natomiast popularność instalacji klimatyzacyjnych, które są instalowane nie tylko w nowobudowanych obiektach, ale również w istniejących budynkach. Jest to rezultat zwiększającej się dostępności systemów klimatyzacyjnych, ich przystępności cenowej oraz rosnącego standardu życia ludzi, którzy częściej zaczynają zwracać uwagę na komfort cieplny w sezonie letnim. Szczególnie jest to widoczne w dużych miastach, na osiedlach mieszkaniowych, gdzie widuje się coraz więcej jednostek klimatyzacyjnych zamontowanych na zewnętrznych ścianach budynków lub na balkonach. Jest to zjawisko, które było dotychczas częściej spotykane w krajach śródziemnomorskich. Istotny wpływ na to ma, obserwowany od kilkunastu lat w Polsce i na świecie, wzrost średnich temperatur otoczenia [10] oraz większa liczba dni, w ciągu roku, z temperaturami około 30 °C lub wyższymi. Wzrost popularności systemów chłodniczych powoduje zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną, szczególnie w upalne dni, czego wyraźne skutki były widoczne w sierpniu 2015 roku, kiedy w wyniku wysokich temperatur otoczenia i rekordowo wysokiego zapotrzebowania na moc

elektryczną (20 500 MW), Polskie Sieci Energetyczne zdecydowały o wprowadzeniu dwudziestego stopnia zasilania, aby uchronić krajowy system elektroenergetyczny przed blackout'em. W efekcie wydarzeń z tego okresu, wdrożono i rozpowszechniono system DSR w Polsce (ang. Demand Side Response tłum. Reakcja Strony Popytowej), którego zadaniem jest między innymi zapobieganie ryzyku występowania blackout'u.

W lipcu 2021 roku odnotowano rekordowe w Polsce zapotrzebowanie na moc elektryczną wynoszące 24 533 MW [29], co stanowiło potwierdzenie stale rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną do celów chłodniczych w okresie letnim. Wspomniane plany modernizacji i restrukturyzacji energetyki i ciepłownictwa zawodowego skoncentrowane są obecnie głównie wokół jednostek wytwórczych. Zauważalne jest jednak zapotrzebowanie na modernizacje i nowe rozwiązania również po stronie instalacji odbiorczych ciepła.

Szczególnie interesującym obszarem rozwojowym jest ciepłownictwo hybrydowe, czyli usługa dostaw energii ciepła i chłodu z centralnego źródła ciepła. Jest to rozwiązanie modernizacyjne nie wymagające dużych modyfikacji po stronie wytwórcy. Przebudowa jest jednak wymagana po stronie węzłów cieplnych i instalacji odbiorczych w lokalach mieszkalnych.

Celem niniejszej pracy badawczej jest analiza możliwości wdrożenia ciepłownictwa hybrydowego, które jest instalacją dostarczającą ciepło i chłód z centralnego źródła ciepła do odbiorców, zasilanych ze zdalnych węzłów cieplnych. Możliwości i warunki dostarczania czynnika grzewczego w sezonie zimowym oraz chłodniczego, w sezonie letnim, zostały przedstawione w trzech modelach obliczeniowych, zróżnicowanych pod względem rozpiętości sieci oraz zastosowanych technologii.

Zasada działania ciepłownictwa hybrydowego polega na tym, że źródło ciepła zasila gorącą wodą - nośnikiem energii, zdalne węzły cieplne, zlokalizowane w budynkach mieszkalnych, które są wyposażone w pompy ciepła. W sezonie grzewczym instalacja pracuje w sposób tradycyjny, oznacza to, że sieć cieplna zasilac będzie dolne źródło pompy ciepła, której zadaniem będzie podwyższenie temperatury czynnika grzewczego, zasilającego instalacje centralnego ogrzewania wewnątrz lokali mieszkalnych. W sezonie chłodniczym zadaniem pompy ciepła jest odbiór energii ciepła oddanego przez obiekty mieszkalne, a następnie przekazanie jej do centralnej sieci ciepłowniczej lub do wymienników instalacji przygotowania ciepłej wody użytkowej. Urządzeniami odbiorczymi zarówno wodnego czynnika grzewczego jak i chłodniczego nie będą tradycyjne grzejniki, lecz klimakonwektory. W ciepłownictwie hybrydowym przewiduje się redukcję temperatury zasilania i powrotu w centralnej sieci ciepłowniczej, powodując uzyskanie dodatkowych oszczędności energii, wynikających z redukcji strat dystrybucji ciepła do odbiorców.

Sporządzone trzy modele obliczeniowe zostały przedstawione w różnych konfiguracjach technologicznych i odniesione do zróżnicowanych danych klimatycznych. W modelach szeroko przeanalizowano warunki, możliwości i efekty wdrożenia instalacji ciepłowniczych, zasilających wielkoskalowe magistrale ciepłownicze, jak i niewielkie lokalne sieci cieplne zasilające małe grupy odbiorców. Niniejsza praca może stanowić uniwersalne źródło informacji dla większości przedsiębiorstw energetyki cieplnej, znajdujących się na terenie Polski, do przeprowadzenia analizy techniczno-ekonomicznej wdrożenia instalacji ciepłownictwa hybrydowego.

Pierwszy model zapewnia przeprowadzenie analizy techniczno-ekonomicznej wdrożenia instalacji zasilającej w ciepło i chłód niewielkie osiedle mieszkaniowe oraz szkołę, które są zlokalizowane w Krośnie. W ramach modelu I przewidziano wykonanie bilansu energii oraz określenie parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia polegającego na zmianie dotychczasowego sposobu dostarczania ciepła do odbiorców końcowych, z uwzględnieniem dziewięciu różnych konfiguracji pracy instalacji, zróżnicowanych ze względu na: technologię wykonania sieci ciepłej, źródło danych klimatycznych, ceny rynkowe paliw i energii elektrycznej, możliwości zastosowania alternatywnych źródeł ciepła, zmianę sposobu transportu ciepła do odbiorców końcowych.

Drugi model obliczeniowy uwzględnia instalację hybrydową o znacznie większych rozmiarach. Trasa wybranego fragmentu sieci została zamodelowana w programie Audytor SCW. Sieć ciepła, o długości około 8 kilometrów obejmowała 60 węzłów ciepłych, zlokalizowanych w obiektach mieszkalnych oraz użyteczności publicznej. Podobnie, jak w przypadku modelu I, wykonano bilans energii, określono parametry ekonomicznych i przeprowadzono analizę w kilku wariantach, w zależności od technologii wykonania rurociągów, a także temperatury zasilania czynnika grzewczego.

Trzeci model stanowi analizę możliwości wdrożenia instalacji testowej ciepłownictwa hybrydowego, której zadaniem byłoby zasilanie w ciepło i chłód budynku biurowego FENICE Poland, zlokalizowanego w Krośnie w Jednostce Operatywnej Podkarpacie. Obiekt jest usytuowany w niedalekiej odległości od ciepłowni FENICE i jest obecnie zasilany czynnikiem grzewczym, o zmiennym parametrze temperaturowym, zależnym od tabeli regulacyjnej sieci centralnego ogrzewania. W modelu uwzględniona została ocena efektów współpracy instalacji ciepłownictwa hybrydowego z instalacją fotowoltaiczną.

Rezultatem przeprowadzonej analizy w oparciu o modele obliczeniowe, jest określenie technicznych i ekonomicznych warunków i możliwości wdrożenia instalacji ciepłownictwa hybrydowego dla obiektu zarządzanego przez przedsiębiorstwo FENICE Poland Sp. z o.o., zlokalizowanego w Krośnie, a także wskazanie innych optymalnych pod względem ekonomicznym możliwości zastosowania tej technologii w branży ciepłowniczej.

2. CEL I ZAKRES PRACY

Celem pracy badawczej jest analiza możliwości wdrożenia instalacji dostarczającej ciepło i chłód z centralnego źródła ciepła do odbiorców, zasilanych ze zdalnych węzłów cieplnych – technologii ciepłownictwa hybrydowego. Możliwości zastosowania technologii dostaw ciepła i chłodu systemowego do odbiorców z centralnego źródła ciepła zostały w niniejszej rozprawie przedstawione na podstawie trzech modeli obliczeniowych, zróżnicowanych pod względem rozpiętości sieci oraz zastosowanych technologii. Rezultatem przeprowadzonej analizy jest uzyskanie odpowiedzi, czy opisywana technologia będzie mogła zostać wdrożona na obszarze zarządzanym przez Jednostkę Operatywną Podkarpacie, obszar Krosno, należąca do przedsiębiorstwa FENICE Poland Sp. z o.o..

W ramach wstępnej analizy opracowany zostały pierwszy model obliczeniowy, bilans energii oraz zostały wyznaczone wskaźniki ekonomiczne wynikające z wdrożenia ciepłownictwa hybrydowego dla niewielkiego osiedla mieszkaniowego oraz zespołu szkół, zlokalizowanych w Krośnie. Odbiorcy końcowi są obecnie zaopatrywani w ciepło wykorzystywane do centralnego ogrzewania w sezonie grzewczym. Opracowanie bazuje na uproszczonym bilansie strat ciepła sieci przed i po modernizacji. Obliczenia rozszerzono o szereg konfiguracji sieci ciepłowniczej, zróżnicowanych pod względem technologii jej wykonania, stopnia degradacji, lokalizacji występowania sieci (różne strefy klimatyczne), a także alternatywnych źródeł zasilania w ciepło. Przeprowadzona analiza wskazała najlepsze obszary wdrożenia dla ciepłownictwa hybrydowego.

W celu rozwinięcia wstępnych wniosków uzyskanych z przeprowadzonej analizy modelu I, wykonano teoretyczny model obliczeniowy dużej, miejskiej sieci ciepłowniczej, zaopatrującej w ciepło odbiorców komunalnych. Model II opracowano na podstawie danych miejskiej magistrali ciepłowniczej z uwzględnieniem danych klimatycznych z Krosna. Przebiegi tras sieci oraz jej parametry zostały zadane w programie Audytu SCW, który jest wykorzystywany do projektowania sieci cieplnych. Program umożliwia między innymi wybór technologii wykonania rurociągów, dzięki czemu możliwe było przeprowadzenie analizy wielowariantowej, a uzyskane wyniki mogą zostać potraktowane jako wskaźnikowe, dla dowolnego istniejącego systemu ciepłowniczego zlokalizowanego w Polsce.

Trzeci model został opracowany w celu określenia warunków wdrożenia instalacji dostarczającej ciepło i chłód do budynku administracyjno-biurowego należącego do FENICE Poland Sp. z o.o., który jest zlokalizowany w Krośnie – Jednostce Operatywnej Podkarpacie.

W ramach przeprowadzonej analizy podsumowano wyniki otrzymane z wykonanych trzech modeli obliczeniowych, a także wskazano kierunki dalszego rozwoju ciepłownictwa hybrydowego.

3. TECHNIKA CIEPŁOWNICZA – ROZWÓJ, INNOWACJE

Zmiany klimatu stanowią jeden z kluczowych czynników wpływających na kierunek rozwoju europejskiej polityki środowiskowej. Unia Europejska poprzez wprowadzanie kolejnych dyrektyw wymusza na krajach członkowskich redukcję wydobycia, konsumpcji oraz importu paliw kopalnych. Takie działania mają za zadanie nie tylko ograniczyć emisję substancji szkodliwych do atmosfery, ale także minimalizować ryzyko wykorzystywania handlu paliwami, jako argumentu w konfliktach geopolitycznych [2]. Następstwem wspomnianych działań jest konieczność wprowadzania radykalnych zmian w sektorze energetyki, a do najbardziej przełomowych należy zaliczyć planowaną do roku 2050 całkowitą dekarbonizację systemów energetycznych [1]. Rewolucja energetyczna obejmie swoim zasięgiem nie tylko energetykę i przemysł, ale również wszystkie gospodarstwa domowe, w wyniku czego społeczeństwo będzie zobligowane do stosowania technologii efektywnych energetycznie. Systemy ogrzewania i chłodzenia w sektorze mieszkaniowym są odpowiedzialne za 40% całkowitego zużycia energii finalnej w Europie [2], co obrazuje skalę zmian koniecznych do przeprowadzenia. Wspomniany udział procentowy będzie ulegał zmniejszeniu z biegiem lat, ze względu na stale rosnące wymagania dotyczące charakterystyk energetycznych budynków. Jednocześnie spodziewany jest znaczący wzrost, na poziomie 20-30%, zapotrzebowania na technologie chłodnicze w odniesieniu do danych z roku 2006. Świadczy o tym między innymi blisko 600% wzrost zapotrzebowania na chłód do celów klimatyzacji, porównując dane z lat 1990-2010 [2].

W polskiej energetyce zawodowej i przemysłowej rozpoczął się wieloletni proces transformacji, który z jednej strony ma spełnić wspomniane wymagania unijne, ale jednocześnie przeciwdziałać pogłębiającym się problemom związanym z rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO₂ do atmosfery, energii elektrycznej, węgla kamiennego oraz gazu ziemnego [7], [19]. Transformacja dotyczy zatem szerokiego procesu, który swoimi skutkami dotknie wszystkich gałęzi przemysłu, wpłynie na ceny mediów energetycznych, które odczuwalne będą zarówno w przemyśle, jak i w sektorze komunalnym. Z drugiej strony transformacja przyczyni się do rozpowszechnienia technologii związanych z odnawialnymi źródłami energii, a także znacząco wpłynie na poprawę efektywności energetycznej. Wdrażaniu inwestycji proefektywnościowych sprzyja uchwalona ustawa o efektywności energetycznej z 20 maja 2016 [5], która stanowi implementację dyrektyw unijnych do prawa polskiego. Ustawa reguluje między innymi zasady funkcjonowania systemu finansowego (system Białych Certyfikatów), stanowiącego tzw. „efekt zachęty” do wdrażania inwestycji służących poprawie efektywności energetycznej. Natomiast ustawa Prawo Energetyczne dnia 10 kwietnia 1997r. [5] określa kryteria nadawania systemom ciepłowniczym statusu „systemu efektywnego energetycznie”, które do produkcji ciepła i/lub chłodu wykorzystywać muszą co najmniej 50% energii ze źródeł odnawialnych lub w 50% ciepło odpadowe lub w 75% ciepło z kogeneracji lub w 50% stosują połączenie wymienionych sposobów produkcji.

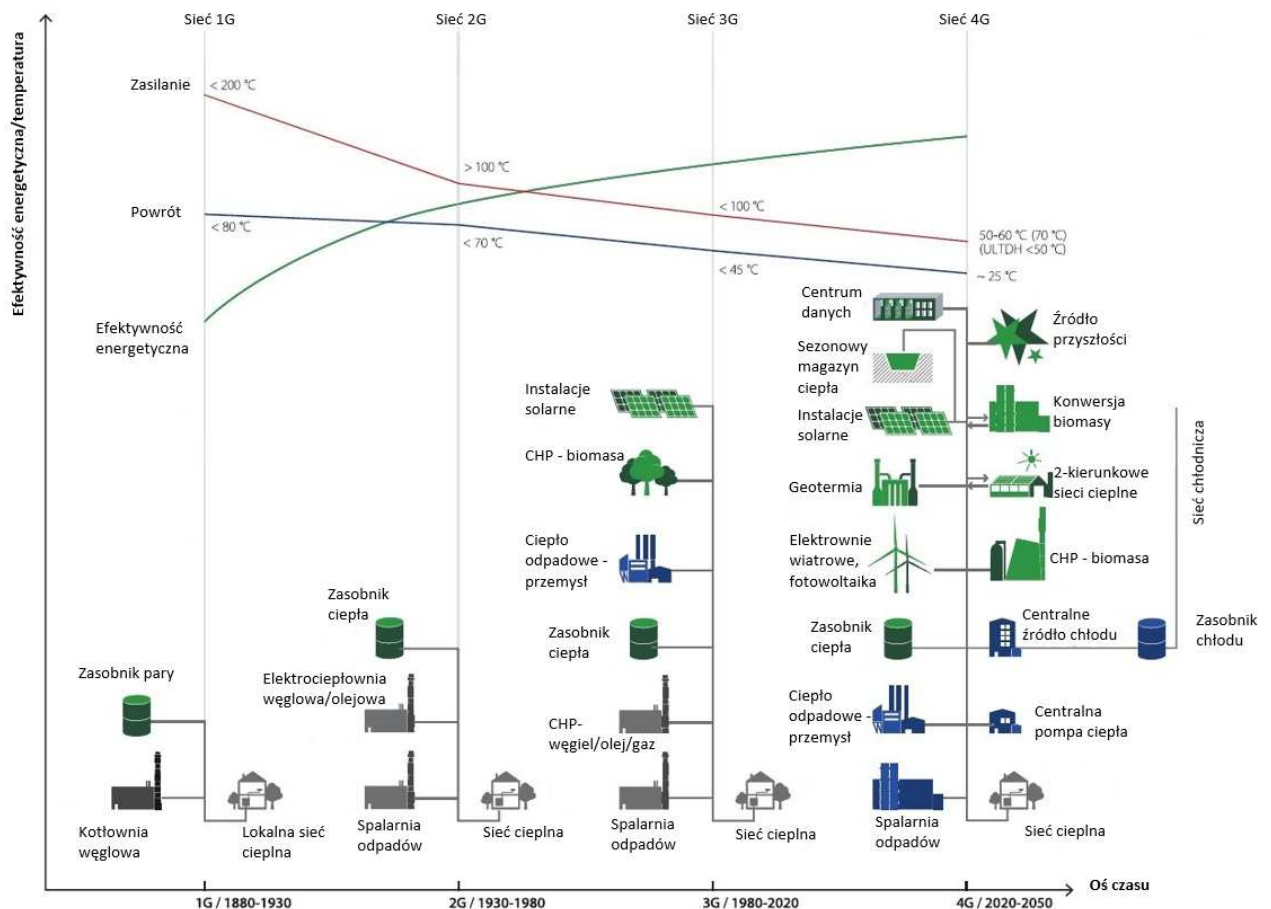
Efektywność energetyczna systemu ciepłowniczego to jednak nie tylko przywołana z ustawy reguła, lecz także efektywny transport ciepła i/lub chłodu do odbiorców końcowych, dlatego w niniejszym przeglądzie literatury skoncentrowano się na znanych i stosowanych technologiach transportu ciepła z centralnego źródła, które są powszechnie wykorzystywane w Europie.

3.1. HISTORIA I ROZWÓJ CIEŁOWNICTWA

Pierwsze sieci ciepłownicze pojawiły się w XIX wieku, a jednym z ważniejszych projektantów był Birdsill Holly, inżynier hydraulik, który uważany jest za ojca obecnie stosowanych nowoczesnych systemów transportu ciepła [8]. Stworzona przez niego technologia miała na celu poprawę sprawności elektrowni poprzez wykorzystanie ciepła odpadowego z pary wodnej, która została pierwotnie użyta do wytworzenia energii elektrycznej. Po 1930 r. stworzona została sieć ciepłownicza drugiej generacji, w której para wodna została zastąpiona przez wysokoparametrową wodę, o temperaturze powyżej 100 °C, w następstwie czego w znacznym stopniu zredukowano straty ciepła oraz zlikwidowano problem kondensującej się pary w rurociągach [8]. Sieci ciepłownicze pierwszej i drugiej generacji były wykonane z rur stalowych, poprowadzonych najczęściej w betonowych kanałach podziemnych. W późniejszych latach, dzięki rosnącej efektywności energetycznej budynków, zredukowano temperaturę wody zasilającej do 70-100 °C. Standardowe, stalowe rurociągi zostały zastąpione przez preizolowane rurociągi wykonane z tworzywa sztucznego. Opisaną sieć ciepłowniczą określa się mianem sieci ciepłowniczej trzeciej generacji. W swojej publikacji [8] von Rhein i in. opisują także kolejną generację niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych (LTDH – Low Temperature District Heating), nazywanych także sieciami ciepłowniczymi czwartej generacji (4GDH – 4th Generation District Heating). Wspomniana technologia bazuje na znacznie lepszym dopasowaniu źródła do strony popytowej, dzięki czemu, czynnik grzewczy ma temperaturę zasilania w zakresie 30-70 °C, ze średnią na poziomie 55 °C. W badaniach przeprowadzonych przez Duńską Agencję Energii określono współczynnik jednostkowego zużycia ciepła na metr kwadratowy dla nowych budynków mieszkalnych na poziomie 42,6 kWh/m² – są to obiekty budowlane dostosowane do zasilania w ciepło czynnikiem niskotemperaturowym. Dodatkowo potwierdzono, że budynki z lat 1970, po przejściu podstawowej renowacji, mogą być zasilane czynnikiem grzewczym, o temperaturze poniżej 55 °C. Autorzy artykułu [8] zauważają, że perspektywnym rozwiązaniem jest zastosowanie mikro pomp ciepła w budynkach odbiorców końcowych, których zadaniem byłoby podwyższanie temperatury czynnika grzewczego. Takie rozwiązanie pozwoliłoby znacząco zredukować koszty produkcji ciepła, a także ograniczyć straty przesyłowe o około 30% w porównaniu do sieci ciepłowniczych trzeciej generacji.

Podstawową cechą sieci czwartej generacji jest dystrybucja czynnika grzewczego o niskiej temperaturze. Pierwsze wdrożenia wspomnianych technologii pokazały, że przy dalszej redukcji temperatury wody zasilającej pojawia się możliwość rozszerzenia funkcjonalności tej instalacji o dostawę chłodu (4GDHC – 4th Generation District Heating and Cooling) [22]. Autorzy publikacji [13] jako jedni z pierwszych, w swoich artykułach, opisali sieci ciepłownicze 4G, umożliwiające dostawę zarówno ciepła, jak i chłodu. Na podstawie przeprowadzonej przez autorów obserwacji, technologia 4GDHC jest naturalnym następcą sieci 3GDH, która z czasem będzie musiała być rozwijana i modernizowana. Brakuje jednak unifikacji terminologii, dlatego w licznych publikacjach, sieci 4GDHC opierają się na nieznacznie odmiennych zasadach działania. Aby sieci te stały się zrównoważonym systemem energetycznym, będą musiały posiadać następujące cechy [13]:

- zdolność do zasilania istniejących, zmodernizowanych i nowych budynków niskotemperaturową siecią przesyłową, zasilającą układy centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- zdolność do transportu czynnika grzewczego przy niskich stratach przesyłowych instalacji,
- zdolność do odzysku ciepła z niskotemperaturowych źródeł energii odpadowej oraz integracji odnawialnych źródeł ciepła (instalacje solarne i geotermalne),
- zdolność do połączenia z inteligentnym systemem zarządzania, umożliwiającym przyłączenie źródeł odnawialnych, dostarczających energię odpadową w sposób nieregularny,
- zdolność do planowania kosztów i inwestycji strategicznych.



Rysunek 1 – Rozwój technologii sieci ciepłowniczych w latach 1880 – 2050 z uwzględnieniem wykorzystywanych technologii [13]

Podobne zestawienie, rozwinięte dodatkowo o sieć piątej generacji, opisali autorzy artykułu [1]. Zestawienie cech poszczególnych generacji opisuje Tabela 1.

Tabela 1 – Zestawienie podstawowych informacji na temat kolejnych generacji sieci ciepłych

Generacja	Nazwa	Temperatura czynnika	Cechy
1G	First generation district heating (1GDH) (tłum. Sieć ciepła pierwszej generacji)	<200 °C	Para jako nośnik ciepła. Źródła ciepła opalane węglem. Rurociągi wykonane z betonu.
2G	Second generation district heating (2GDH) (tłum. Sieć ciepła drugiej generacji)	>100 °C	Woda przegrzana jako nośnik ciepła. Centralne źródła ciepła na paliwo stałe.
3G	Third generation district heating (3GDH) (tłum. Sieć ciepła trzeciej generacji)	~100 °C	Woda przegrzana jako nośnik ciepła. Obiekty przemysłowe, jako źródła ciepła współpracujące. Magazyny ciepła. Wysokosprawne układy kogeneracyjne.
4G	Fourth generation district heating (4GDH) (tłum. Sieć ciepła czwartej generacji) Low-temperature district heating (LTDH) (tłum. Sieć ciepła niskotemperaturowa)	30-70 °C	Woda o niskiej temperaturze jako nośnik ciepła. Odnawialne źródła energii zintegrowane z siecią. Układy odzysku ciepła.
5G	Fifth generation district heating (5GDH) (tłum. Sieć ciepła piątej generacji) Fifth generation district heating and cooling (5GDHC) (tłum. Sieć ciepła i chłodnicza piątej generacji)	<30 °C	Dostawy ciepła i chłodu. Pompy ciepła działające rewersyjnie. Zdecentralizowana produkcja ciepła. Zaawansowany poziom opomiarowania sieci.

Koncepcja sieci 5GDHC pochodzi od systemów ciepłowniczych, wykorzystujących pompy ciepła. Głównym założeniem tej technologii jest możliwość wdrożenia ciepłownictwa hybrydowego polegającego na jednoczesnym dostarczeniu ciepła i chłodu do odbiorców, w taki sposób, aby przyłączone do sieci obiekty wzajemnie się bilansowały. Opisana sytuacja może wystąpić w przypadku, gdy instalacja zasila w ciepło i chłód obiekty o odmiennych profilach użytkowych. Sieci 5GDHC są alternatywą dla konwencjonalnych źródeł ciepła i chłodu, takich jak indywidualne kotły gazowe, czy klasyczne klimatyzatory. Dużą zaletą tego systemu jest niska temperatura czynnika grzewczego, która umożliwia zastosowanie układów odzysku ciepła z niemal wszystkich dostępnych źródeł ciepła odpadowego. Dodatkowo, poprzez wykorzystanie recykulowanych nadwyżek ciepła odpadowego, wszyscy odbiorcy funkcjonują na zasadzie synergii, oddając lub pobierając ciepło w tym samym momencie, w wyniku zastosowania dwukierunkowej sieci. Zaletą takich systemów jest brak konieczności budowy rozległych układów przesyłowych, ze względu na niewielkie odległości pomiędzy poszczególnymi odbiorcami. Sieci piątej generacji mają także możliwość łączenia się z rurociągami transportującymi czynniki o wyższej temperaturze. W przywołanej sytuacji sieć niskotemperaturowa podpięta jest zazwyczaj do rurociągu powrotnego. Opisany przykład rozwiązania, gdzie ciepło dostarczane jest do odbiorców o różnych temperaturach zasilania, można w literaturze znaleźć pod nazwą Multi-Level District Heating [2]. Niska temperatura czynnika grzewczego daje również możliwość zmiany technologii wykonania sieci rurociągów. Oznacza to, że w miejsce powszechnie stosowanych rurociągów preizolowanych, można zastosować niezaizolowane rurociągi o wysokiej gęstości, wykonane z polietylenu. Sieci wykonane w tej technologii są łatwiejsze w instalacji, bez konieczności zastosowania technologii spawania, ponieważ wyposażone są w złączki, których elastyczność umożliwia łatwiejsze dopasowanie do terenu.

Tabela 2 – Analiza SWOT sieci piątej generacji 5GDHC [2]

Mocne strony	Słabe strony
<ul style="list-style-type: none"> • możliwość odzyskiwania ciepła odpadowe, o niskiej temperaturze, • sieć dwukierunkowa – możliwość dostarczanie jednocześnie ciepła i chłodu, • odporność systemu na zmiany warunków brzegowych (poziomu efektywności energetycznej budynków), • pomijalnie małe straty ciepła ze względu na niewielką różnicę temperatur między rurociągiem, a gruntem, • możliwość stosowania rurociągów niezaizolowanych, • możliwość zastosowania rurociągów mogą być wykonanych z materiałów polimerowych, • wykorzystanie gruntu i sieci jako magazynu ciepła, 	<ul style="list-style-type: none"> • konieczność poniesienia wyższych nakładów inwestycyjnych względem tradycyjnych technologii, • konieczność stosowania zasobników z wodą do centralnego ogrzewania, • konieczność stosowana rurociągów o większych średnicach przy mniejszej różnicy temperatur, • konieczność zwiększenia kosztów pompowania wody, związany z małą różnicą temperatur i zwiększonym przepływem, • wzrost kosztów zużycia energii elektrycznej, konsumowanej przez pompy ciepła w lokalnych węzłach,
Szanse	Zagrożenia
<ul style="list-style-type: none"> • nowy rodzaj biznesu na rynku energii, • możliwość zastąpienia istniejących, tradycyjnych sieci ciepłowniczych, • synergia sieci z sezonowymi magazynami ciepła, • technologia sprzyjająca dekarbonizacji w energetyce, • możliwość uzyskania dużych oszczędności energii pierwotnej w związku z obniżeniem temperatury czynnika grzewczego, 	<ul style="list-style-type: none"> • wymagane ponowne przeliczanie średnic rurociągów w przypadku adaptacji tradycyjnych sieci ciepłowniczych, • zmienność COP pompy ciepła w zależności od parametrów zasilania, • wyższe koszty i gorsze parametry pracy pomp ciepła, wynikające z wdrażanych przepisów f-gazowych.

Sieci piątej generacji, zasilające odbiorców zarówno w ciepło jak i chłód, są znacznie bardziej kosztowne w wykonaniu. Budowa podstacji (lokalnych węzłów ciepłowniczych) wymaga zainstalowania wodnych pomp ciepła, a także montażu zbiorników z ciepłą wodą pitną. Zadaniem pomp ciepła jest podbijanie temperatury wody zasilającej, w zależności od wymagań instalacji odbiorców. Natomiast praca pomp ciepła w trybie rewersyjnym pozwala na zaspokojenie potrzeb na chłód. Wyliczono, że przeciętny wzrost kosztów, względem węzła konwencjonalnego, wynikający z instalacji wspomnianych urządzeń wynosi około 5500 EUR – dane na podstawie wdrożonej

instalacji w Duindorp (Niderlandy)[2]. Dodatkowo, wyraźnie niższa różnica temperatur zasilania i powrotu, a także konieczność zastosowania roztworu soli i wody, jako czynnika roboczego, skutkuje zwiększonym przepływem objętościowym przy tej samej ilości ciepła przekazanego do odbiorcy, w wyniku czego, w celu uniknięcia znaczących strat ciśnienia w sieci, konieczne jest zastosowanie rurociągów o większej średnicy, w odniesieniu do tradycyjnych technologii [2].

Pomimo tego piąta generacja sieci ciepłowniczych może zapoczątkować nowy model biznesowy, połączony między innymi z przedsiębiorstwami w ramach TPA (third pass access), dzięki któremu możliwe stałoby się pozyskiwanie energii na potrzeby pracy pomp ciepła u wytwórców, oferujących energię elektryczną w konkurencyjnych cenach. Opisywana technologia sprzyja procesowi dekarbonizacji i jest spójna z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, ponieważ umożliwia uniezależnienie się odbiorców końcowych od paliw kopalnych. Warto wspomnieć, że transformacja tradycyjnych systemów grzewczych na sieci 5GDHC jest możliwa, natomiast jej realizacja jest złożona i wymaga znacznych nakładów pracy. Poza kwestiami technologicznymi i projektowymi, nie bez znaczenia jest konieczność współpracy i zgodność w działaniu przyszłych odbiorców ciepła i chłodu [2]. Obserwacje autorów publikacji [2] wskazują, że systemy ciepłownicze DHC, które są wdrażane bez udziału mieszkańców w procesie decyzyjno-projektowym, spotykają się z przeważnie negatywnym odbiorem społecznym.

Sieci ciepłownicze piątej generacji, zasilające odbiorców w ciepło i chłód nie są jeszcze wystarczająco rozpowszechnione, czego efektem jest brak w literaturze konkretnych wytycznych odnoszących się do poszczególnych parametrów, czy elementów układu. Pewnego rodzaju usystematyzowanie i klasyfikację zaproponował S. Buffa i in. w swojej artykule [2]. 5GDHC można sklasyfikować między innymi ze względu na układ instalacji:

- obieg otwarty – czynnik grzewczy jest czerpany ze źródła za pomocą pomp hydraulicznych, a następnie tłoczony do instalacji odbiorczych i po wykorzystaniu energii czynnik jest zwracany. Instalacja funkcjonuje w obiegu bezpośrednim, gdzie pompy ciepła zasilane są bezpośrednio ze źródła,
- obieg zamknięty – czynnik roboczy wymienia energię ciepła między źródłem i odbiornikiem w zamkniętym obiegu. Zazwyczaj są to instalacje podziemne, które współpracują z wymiennikami ciepła, będącymi integralnym elementem pomp ciepła.

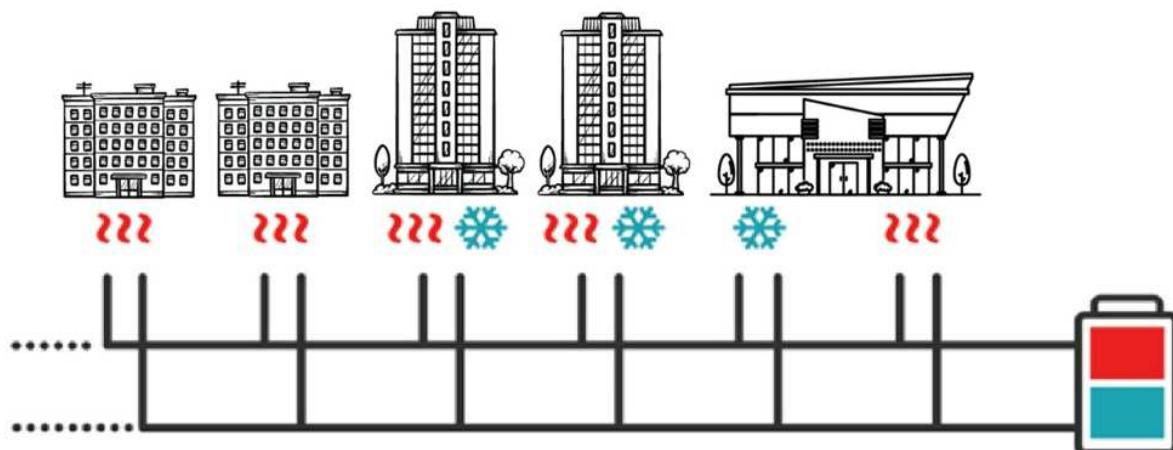
Kolejne kryterium klasyfikacji odnosi się do liczby rurociągów w układzie [21]:

- system jednorurowy – jest to obieg otwarty – czynnik roboczy pobierany jest ze źródła, a następnie, po oddaniu ciepła, oddawany jest do otoczenia,
- system dwururowy – klasyczny układ dwóch rurociągów, spośród których jeden, o wyższej temperaturze, zasila pompy ciepła, a drugi jest rurociągiem powrotnym. W sezonie chłodniczym woda w rurociągu powrotnym posiada wyższą temperaturę,
- system trzyrurowy – układ, w którym dwa rurociągi pełnią funkcję zasilania bezpośredniego. Każdy z rurociągów zasilających dostarcza wodę grzewczą lub chłodzącą, o stabilnej temperaturze, bezpośrednio do odbiorców. Trzeci rurociąg pełni rolę rurociągu powrotnego.

- system czterorurowy – układ dwóch rurociągów zasilających, o temperaturach umożliwiających bezpośrednio, stabilne zasilanie układów chłodzenia i ogrzewania, z dodatkową możliwością kaskadowego łączenia tych instalacji.

Kryterium kierunku przepływu energii i czynnika roboczego:

- jednokierunkowy przepływ energii – kierunkowy przepływ czynnika, typowy dla tradycyjnych systemów zasilających odbiorców w ciepło i chłód, z jednym węzłem zasilającym wszystkich odbiorców zarówno w ciepło jak i chłód,
- jednokierunkowy przepływ energii – bezkierunkowy przepływ czynnika, typowy dla tradycyjnego systemu ciepłowniczego/chłodniczego, z wieloma stacjami zasilającymi, gdzie kierunek przepływu może się zmieniać w niektórych gałęziach sieci,
- dwukierunkowy przepływ energii – kierunkowy przepływ czynnika, typowy dla sieci 5GDHC, wyposażonych w centralną pompownię, gdzie część użytkowników może pracować w trybie grzania, a część w trybie chłodzenia,



Rysunek 2 – Klasyczny schemat sieci 5GDHC, w której użytkownicy pobierają/oddają ciepło i chłód [12]

- Dwukierunkowy przepływ energii – bezkierunkowy przepływ czynnika, typowy dla sieci 5GDHC, ze zdecentralizowanymi stacjami pompowymi (jedna stacja pompowa na węzeł cieplny), gdzie jednocześnie część użytkowników może korzystać z ciepła, a część z chłodu.

Przykładowe instalacje, o przepływach dwukierunkowych zostały wykonane w Naters (Szwajcaria), Visp (Szwajcaria), Sale Marasino (Włochy), Zurych (Szwajcaria), Herleen (Niderlandy). W Tabela 3 zestawiono inne lokalizacje sieci 5GDHC wraz z ich podstawowymi parametrami.

Tabela 3 – Zestawienie wybranych, istniejących systemów 5GDHC w Europie

Lp.	Nazwa	Wdrożenie	Specyfikacja	Lokalizacja
1.	Porto piccolo Sistiana	2014	Źródło ciepła: woda morska Moc zainstalowana: 4,5 MW Długość sieci: 2 km	Triest, Włochy
2.	Geneve Lac-Nations	2008	Źródło ciepła: woda z jeziora Moc zainstalowana: 4,3 MW Długość sieci: 6 km	Genewa, Szwajcaria
3.	La Tour-de-Peilz	2015	Źródło ciepła: woda z jeziora Moc zainstalowana: 18,5 MW Długość sieci: 15 km	Vevey, Szwajcaria
4.	Brook Street	2012	Źródło ciepła: grunt Moc zainstalowana: 0,12 MW SCOP: 3,2	Derby, Wielka Brytania
5.	Complesso della torre	2007	Źródło ciepła: woda morska Moc zainstalowana: 7,4 MW Ogrzewana pow.: 69000 m ²	Savona, Włochy
6.	Ospitaletto	2018	Źródło ciepła: wody gruntowe Moc zainstalowana: 1,36 MW Długość sieci: 2,3 km; SCOP: 4,14	Ospitaletto, Włochy
7.	Arsenale nord	2013	Źródło ciepła: woda morska, paliwa kopalne Moc zainstalowana: 6 MW Ogrzewana pow.: 115000 m ² ; SCOP: 5	Wenecja, Włochy
8.	Sale Marasino	2014	Źródło ciepła: wody gruntowe Moc zainstalowana: 0,14 MW SCOP: 4,25	Sale Marasino, Włochy
9.	Jardin de la Pala	2012	Źródło ciepła: wody gruntowe Moc zainstalowana: 2 MW Ogrzewana pow.: 65000 m ² ; SCOP: 5,8	Bulle, Szwajcaria
10.	Visp-West	2008	Źródło ciepła: ciepło odpadowe Moc zainstalowana: 3,5 MW Długość sieci: 4,2 km	Visp, Szwajcaria
11.	Suurstoffi	2012	Źródło ciepła: różne SCOP: 3,5 Ogrzewana pow.: 165000 m ²	Rotkreuz, Szwajcaria
12.	ETH Campus Hoenggerberg	2013	Źródło ciepła: grunt SCOP: 5,8 Moc zainstalowana: 5,5 MW	Zurych, Szwajcaria
13.	Aurich	2010	Źródło ciepła: ciepło odpadowe SCOP: 4,5	Aurich, Niemcy

			Moc zainstalowana: 1,5 MW	
14.	Karl-May-Weg	2013	Źródło ciepła: powietrze/energia słoneczna/ magazyn chłodu Moc zainstalowana: 0,185 MW Długość sieci: 1 km; SCOP: 4,7	Fischerbach, Niemcy
15.	Wüstenrot	2012	Źródło ciepła: grunt Moc zainstalowana: 0,32 MW Ogrzewana pow: 40 domów ; SCOP: 4,45	Wüstenrot, Niemcy

3.2. INNOWACJE W CIEPŁOWNICTWIE

Rozwój ciepłownictwa na przestrzeni lat koncentrował się przede wszystkim na zmianach technologii transferu ciepła do odbiorców, a także modernizacji poszczególnych źródeł ciepła. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej, zmierzająca do znacznych redukcji emisji CO₂, dekarbonizacji, a także promocji źródeł odnawialnych, sprawia, że przedsiębiorstwa energetyki ciepłej w Polsce będą zmuszone do dynamicznego wdrażania nowoczesnych technologii niskoemisyjnych oraz wysokosprawnych energetycznie. Jednym z realnych rozwiązań jest konieczność decentralizacji produkcji ciepła i przeniesienie jej do grup odbiorców lub odbiorców indywidualnych. Takie rozwiązanie nie odpowiada jednak kontroli emisji substancji szkodliwych do atmosfery oraz gazów cieplarnianych, dlatego proponowane są alternatywne metody transferu ciepła do odbiorców końcowych. Jednym z proponowanych rozwiązań jest możliwość zastosowania mobilnych magazynów ciepła [15] jako środka dystrybucji ciepła systemowego do odbiorców końcowych, będących odbiorcami indywidualnymi jak i niewielkimi przedsiębiorstwami przemysłowymi. Opisany sposób dostaw ciepła systemowego jest szczególnie rekomendowany w obszarach, gdzie budowa standardowej sieci ciepłej jest niemożliwa lub nieopłacalna ze względu na infrastrukturę budowlaną. Technologia mobilnych dostaw ciepła została opisana w zgłoszeniu patentowym PL 234465 [34].

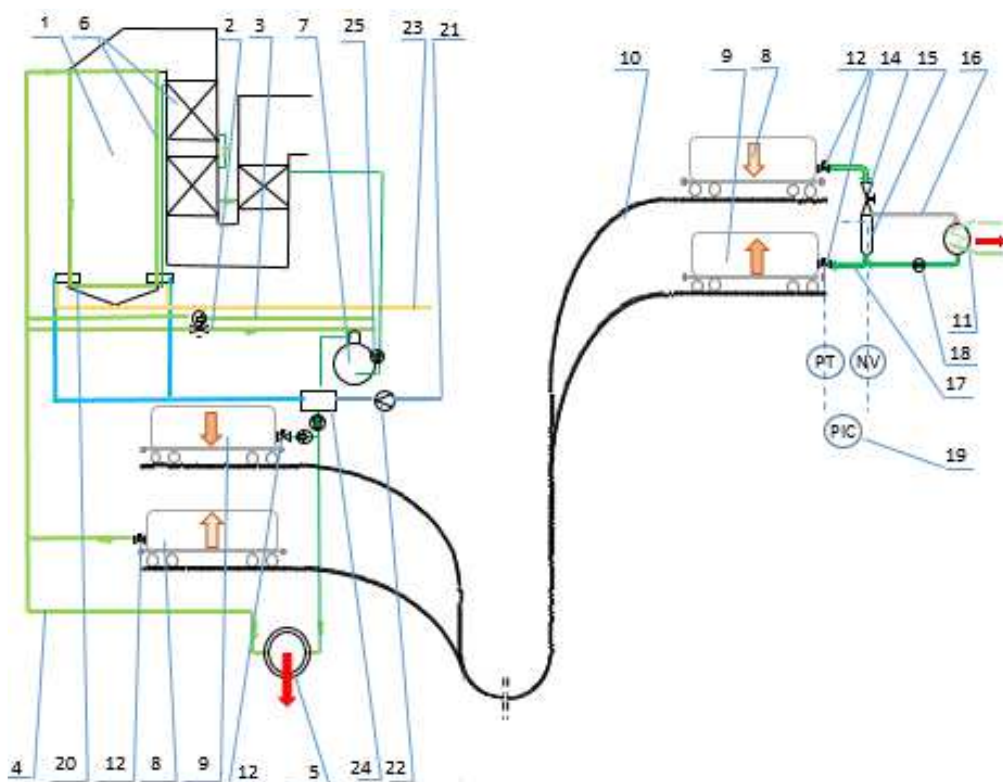
Magazyny ciepła nie są jeszcze szeroko stosowanym rozwiązaniem w Polsce, lecz na świecie technologia ta jest stale doskonalona i można w niej rozróżnić trzy podstawowe rodzaje magazynów [11]:

- niskotemperaturowe (do 120 °C),
- średnotemperaturowe (120 – 500 °C),
- wysokotemperaturowe (>500 °C).

Magazyny możemy również podzielić ze względu sposób akumulacji ciepła:

- ciepło właściwe cieczy będącej nośnikiem energii,
- przemiany fazowe PCM [20][23] nośnika energii (ang. Phase Change Material),
- ciepło z przemian chemicznych.

Wspomniana technologia mobilnych dostaw ciepła, z wykorzystaniem wodnych magazynów ciepła została opisana w literaturze [15]. Zasada działania układu oparta jest o klasyczny model ciepłowni, wykorzystującej do produkcji ciepła kotły parowe lub wodne, współpracującej z cieplarkami – zasobnikami ciepła. Instalację przedstawia Rysunek 3. Ciepło w postaci pary lub wody przekazywane jest do sieci rozdziału, a równolegle następuje ładowanie cieplarki wysokotemperaturowej, która jest przystosowana do transportu kołowego. Natomiast cieplarka niskotemperaturowa, która oddała wcześniej ciepło w zdalnym węźle cieplnym, po powrocie do ciepłowni, podłączana jest do rurociągu wody powrotnej lub kondensatu, gdzie oddaje ciepło do obiegu pierwotnego. Zdalny węzeł cieplny o ustalonej temperaturze i ciśnieniu wyposażony jest w zawór rozprężny, zabudowany na zbiorniku separującym, a zawór rozprężny połączony jest izolowanym rurociągiem zasilającym z wodnym akumulatorem.



Rysunek 3 – Instalacja załadunku i rozładunku ciepłarek wysoko i niskotemperaturowych przeznaczonych do mobilnych dostaw ciepła [34]

Przykładowa instalacja wyposażona jest w wodny kocioł ciepłowniczy (1) z palnikami gazowymi (20) zasilanymi z sieci gazowej (23) i z instalacji powietrznej (21) z wentylatorem (22) i nagrzewnicą powietrza (24). Temperatura wody w sieci utrzymywana jest poprzez instalacje podmieszania gorącego (2) i zimnego, a gorąca woda zasila systemem izolowanych rurociągów przesyłowych sieci ciepłowniczej (4) z węzłami cieplnymi (5). Schłodzona woda po odgazowaniu w odgazowywaczu (7) zasila pompą (25) powierzchnie ogrzewalne kotła (6). Kocioł równolegle zasila wodny akumulator – ciepłarkę wysokotemperaturową (8) przystosowaną do transportu kołowego, a woda powrotna z akumulatora – ciepłarki niskotemperaturowej (9) jest przetwarzana do zbiornika odgazowywacza (7). W ciepłarce wysokotemperaturowej transportowane (transport kołowy lub szynowy) (10) jest ciepło do zdalnego węzła cieplnego (11), niepołączonego za pomocą sieci cieplnej z centralnym źródłem ciepła. Po otwarciu zaworów odcinających (12) akumulator zasila zdalny węzeł cieplny, wyposażony w zespół zaworu rozprężającego (14) ze zbiornikiem separującym (15), nasyconą parą wodną. Czynnik grzewczy zasila rurociągami (16) wymiennik zdalnego węzła cieplnego (11), z którego woda odpływa rurociągami (17) z pompą (18) do wodnego akumulatora – ciepłarki niskotemperaturowej (9), a układ regulacji dławieniowej z zaworem rozprężnym (14), utrzymuje wymagane ciśnienie nasycenia, odpowiadające temperaturze zasilania, w lokalnej sieci odbiorców ciepła.

W artykule [15] przeanalizowano zastosowanie technologii mobilnych dostaw ciepła w kontekście niewielkiego osiedla, składającego się z dziesięciu domów jednorodzinnych.

W przywołanej publikacji potwierdzono, że dostarczanie ciepła do odbiorców końcowych za pomocą ciepłarek stanowi alternatywę dla obszarów o wysokim stopniu zurbanizowania, gdzie nie ma doprowadzonej sieci ciepła systemowego. Technologia charakteryzuje się korzystnym bilansem ekonomicznym, a także posiada potencjał rozwojowy w kontekście możliwości jednoczesnych dostaw ciepła i chłodu do odbiorców. Wadą koncepcji jest konieczność stałego monitorowania stanu naładowania zasobników, trudności komunikacyjne oraz ograniczona możliwość podłączenia dużej liczby odbiorców do jednej instalacji.

Kolejnym kierunkiem rozwoju ciepłownictwa jest technologia kogeneracji w wodnych kotłach ciepłowniczych, która została opisana w zgłoszeniu patentowym PL 234423 [33]. Proponowana przez autorów [16] koncepcja zakłada współpracę modułu kogeneracyjnego z kotłem wodnym (w szczególności z wodnorurowym), w którym zostały podniesione parametry eksploatacji do wartości zbliżonych do parametrów obliczeniowych. Skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej pozwala na ograniczenie zużycia energii pierwotnej oraz redukcję emisji CO₂, co bezpośrednio przekłada się na zmniejszenie kosztów wytwarzania ciepła. Zasada działania układu polega na podgrzaniu wody w kotle do temperatury o około 20 °C wyższej niż temperatura nominalna czynnika grzewczego. Woda obiegowa za kotłem, o parametrach 1,6 MPa, 165 °C, jest dławiona izentalpowo przez zawór do nominalnej temperatury wody za kotłem.

B – kocioł wodny

TP – turbina kondensacyjna

G – generator

P_o – pompa obiegowa

P_c – pompa kondensatu

P_m – pompa gorącego podmieszania

V_d – zawór dławiący

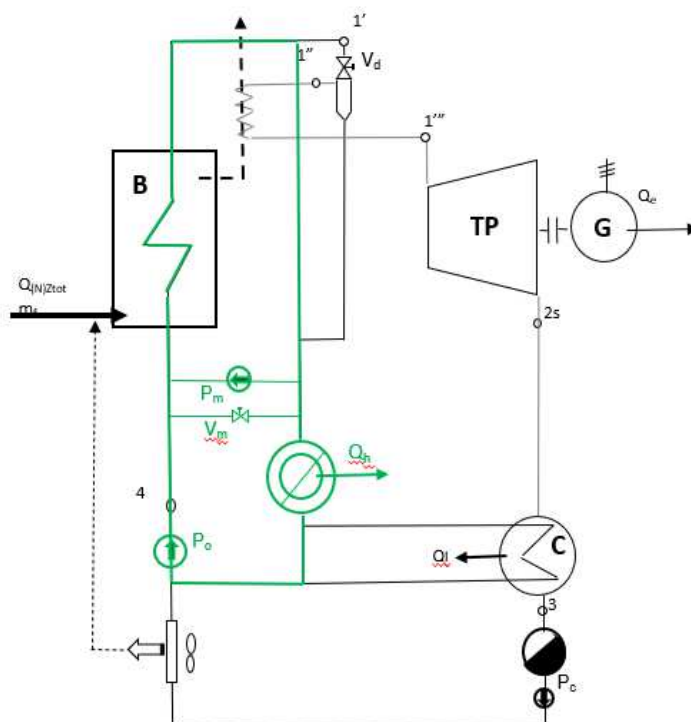
V_m – zawór zimnego podmieszania

Q_e – moc elektryczna

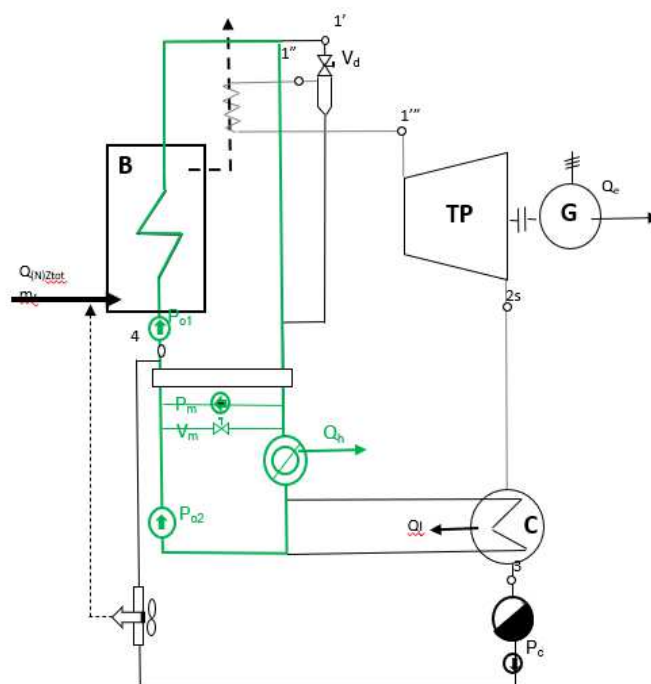
Q_h – moc cieplna

Q_I – moc cieplna kondensacji

Q_(N) – moc paliwa (liczona dla wartości opałowej N)



Rysunek 4 – Schemat technologiczny obiegu kogeneracji z kotłami wodnymi ze wspólnym obiegiem wodnym

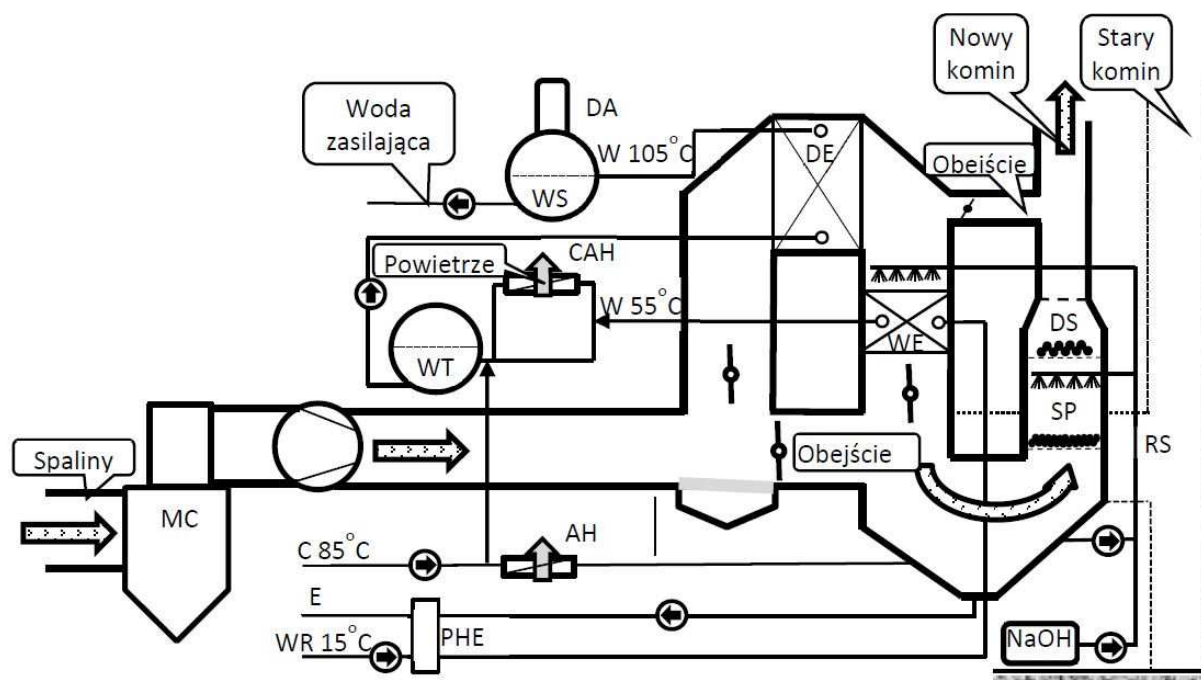


Rysunek 5 – Schemat technologiczny obiegu kogeneracji z kotłami wodnymi z oddzielnym obiegiem ciepłowniczym

Wytworzona w wyniku procesu dławienia izentalpowego para wodna, kierowana jest do przegrzewacza pary spalinami z kotła, skąd para o temperaturze 400 °C trafia do turbiny kondensacyjnej. W artykule [16] autorzy zaproponowali aplikację technologii do kotła WR25, którego moc cieplna przed zainstalowaniem układu kogeneracyjnego wynosiła 29 MWt. Produkcja

pary spowodowała nieznaczny spadek mocy cieplnej kotła do wartości 27,75 MWt, przy jednoczesnej generacji 1,9 MW energii elektrycznej. Sprawność układu wzrosła z poziomu 84% do 88%. Zapewnienie optymalnej stabilnej pracy układu kogeneracyjnego, pozwala na uzyskanie prostego czasu zwrotu inwestycji na poziomie poniżej dwóch lat. Uzyskane rezultaty potwierdzają zasadność implementacji opisywanej technologii.

Branża ciepłownicza, próbując dostosować się do obowiązujących dyrektyw unijnych w zakresie Systemu Zarządzania Środowiskowego i Systemu Zarządzania Energią, jest zmuszona do wdrażania rozwiązań, które spowodują ograniczenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery. Zadaniem instalacji EWHR ekologicznego odzysku ciepła w kotłach (Ecological Waste Heat Recovery) [17] jest ograniczenie emisji dwutlenku siarki oraz pyłu do atmosfery, przy jednoczesnym zmniejszeniu straty wylotowej i poprawie efektywności energetycznej układu.



Rysunek 6 - Schemat EWHR [17] dla spalania paliw stałych. AH – podgrzewacz powietrza, C – kondensat, CAH – podgrzewacz powietrza do spalania, DA – odgazowywacz, DE – suchy ekonimIZER, DS – odkraplacz, E – odciek, MC – multicyklon, MW – woda uzupełnień, PHE – płytowy wymiennik ciepła, RS – roztwór reagenta, SP – wypełnienie skrubera, W – Woda, WE – mokry ekonimIZER, WS – zbiornik wody zasilającej, WT – zbiornik wody

Zasada działania instalacji [17] polega na tym, że wstępnie odpylone w cyklonach spaliny z kotła są przetłaczane przez wentylator wyciągowy i zespołem przepustnic przekierowane do instalacji EWHR zlokalizowanej w kanale obejścia czopucha. Ciepło ze spalin oddawane jest w zespole wymienników ciepła spaliny/woda. We wstępnym wymienniku mokrym, gdzie nośnikiem odbierającym ciepło jest woda kotłowa, która następnie dogrzewana jest kolejnym w wymienniku suchym. Podgrzana woda może być wykorzystana na przykład w odgazowywaczu. Schłodzone spaliny trafiają do skrubera instalacji EWHR, a następnie do dodatkowego komina. W skruberze spaliny są zraszane (przemywane) zaczerpniętą z dna zbiornika odciekowego wodą obiegową, która następnie opada grawitacyjnie z powrotem do zbiornika. Nadmiarowa kwaśna

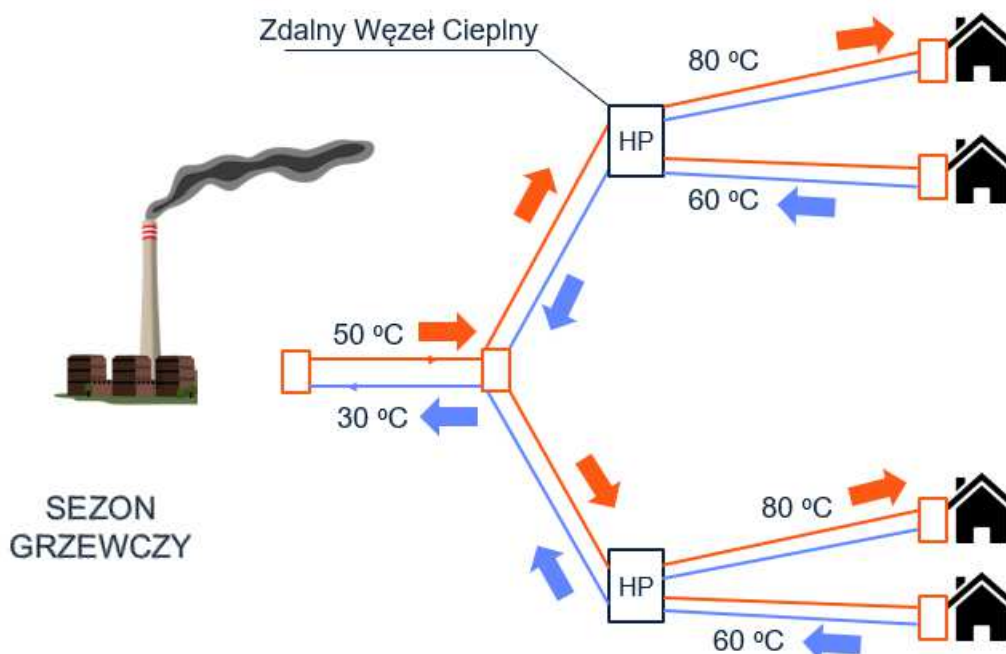
woda, powstała w wyniku skroplenia pary w spalinach (odciek) zostaje zneutralizowana poprzez dozowany roztwór zasady sodowej NaOH i przepompowana przykładowo do wanny żużlowej wraz z wypłukanym popiołem.

Przedstawiona przez autorów publikacji [17] analiza wdrożenia instalacji dla kotła wodnego, rusztowego, o mocy cieplnej 25MW wykazała, że proponowana technologia pozwala uzyskać wzrost sprawności kotła nawet powyżej 10 procent, przy jednoczesnym zredukowaniu emisji CO₂, SO₂ oraz pyłu do atmosfery, co bezpośrednio przekłada się na redukcję kosztów eksploatacyjnych źródła ciepła. Mając na uwadze realia rynkowe z roku 2019, prosty czas zwrotu instalacji EWHR wynosił około dwóch lat.

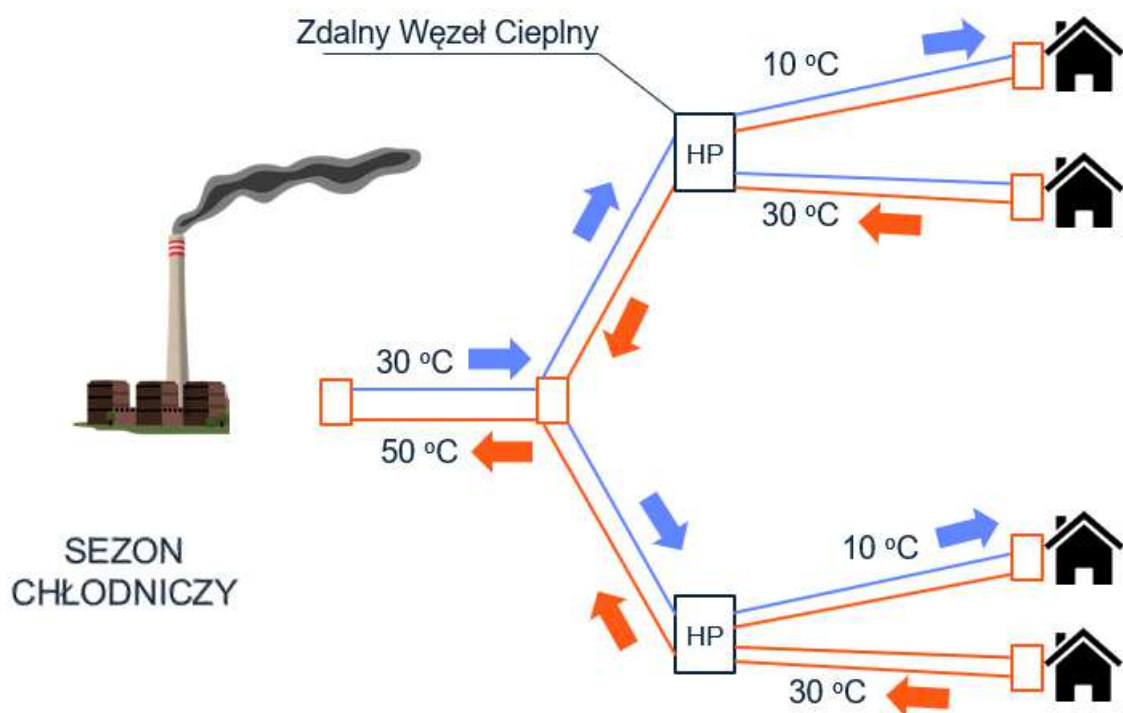
4. OPIS KONCEPCJI

Prezentowane w rozdziale 3 rozwiązania technologiczne pokazują jednoznacznie, że branża ciepłownicza, z uwagi na wprowadzone regulacje prawne oraz realizowaną politykę klimatyczną państw członkowskich Unii Europejskiej, zobligowana jest do wdrażania inwestycji, których bezpośrednim efektem jest poprawa efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych. W kolejnych rozdziałach pracy skoncentrowano się na analizie zasadności wdrożenia technologii ogrzewania i chłodzenia systemowego ze zdalnego źródła ciepła w sieci ze zdalnymi węzłami ciepłymi, inaczej zwanej ciepłownictwem hybrydowym.

Technologia ciepłownictwa hybrydowego, zapewniającego dostawy ciepła i chłodu odbiorcom końcowym, zarówno przemysłowym jak i indywidualnym, została pierwotnie opisana w treści zgłoszenia patentowego [32], a następnie opublikowana dodatkowo w ramach artykułu [4]. Zasada działania polega na tym, że źródło ciepła zasila podgrzaną wodą, jako nośnikiem energii, zdalne węzły ciepłne, wyposażone w pompy ciepła. W sezonie grzewczym (schemat - Rysunek 7), układ pracuje w sposób konwencjonalny. Sieć ciepłna zasila dolne źródło ciepła pompy, której zadaniem jest podwyższenie temperatury obiegu wewnętrznego, krążącego pomiędzy urządzeniem, a instalacjami odbioru ciepła w budynkach mieszkalnych. Natomiast w sezonie chłodniczym (schemat - Rysunek 8) pompy ciepła odbierają ciepło oddane przez obiekty mieszkalne, a następnie przekazują je do centralnej sieci ciepłowniczej lub do wymienników ciepłej wody użytkowej. Takie rozwiązanie pozwala obniżyć temperaturę zasilania i powrotu w sieci ciepłowniczej, a w rezultacie, znacząco obniżyć straty ciepła związane z transferem energii ciepła.



Rysunek 7 – Schemat ideowy instalacji – zasada działania w sezonie grzewczym



Rysunek 8 – Schemat ideowy instalacji – zasada działania w sezonie chłodniczym

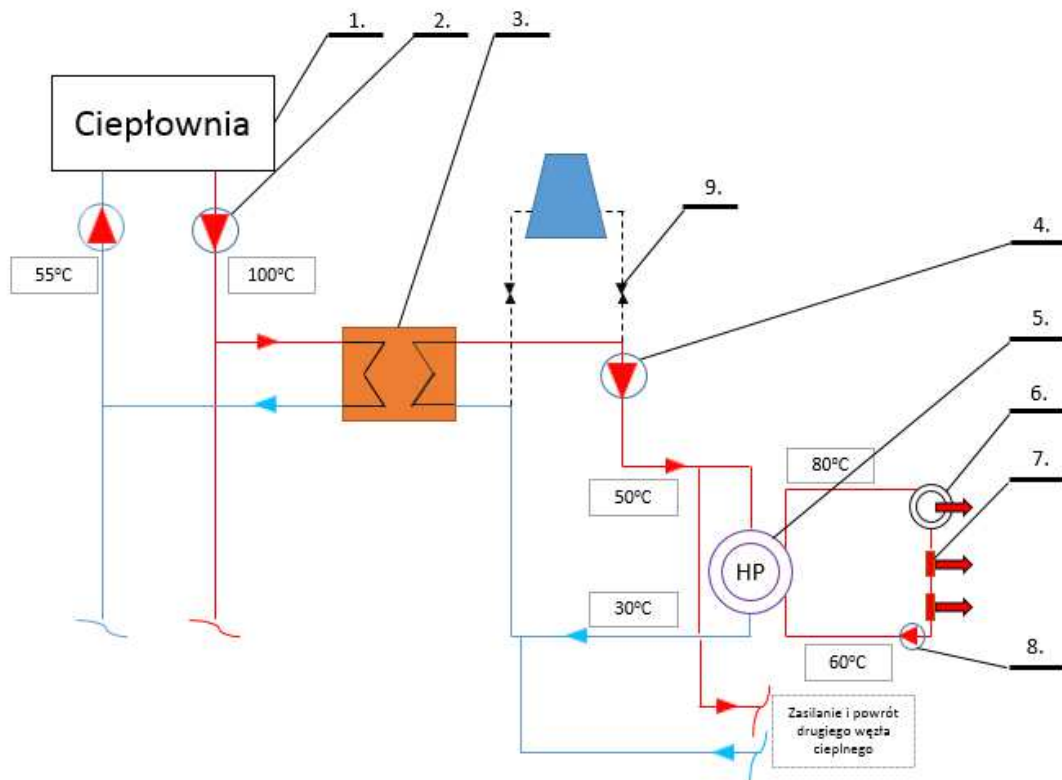
Zaletą ciepłownictwa hybrydowego jest brak konieczności wprowadzania dużych zmian po stronie źródła ciepła i sieci ciepłej. Modernizacja jest natomiast wymagana w węzłach ciepłych, w których muszą zostać zainstalowane pompy ciepła oraz w instalacjach wewnątrz budynków. Zakres modyfikacji obejmować będzie przede wszystkim wymianę grzejników na klimakonwektory, które są dostosowane do zasilania czynnikiem grzewczym i chłodniczym.

5. MODELE OBLICZENIOWE

5.1. MODEL I

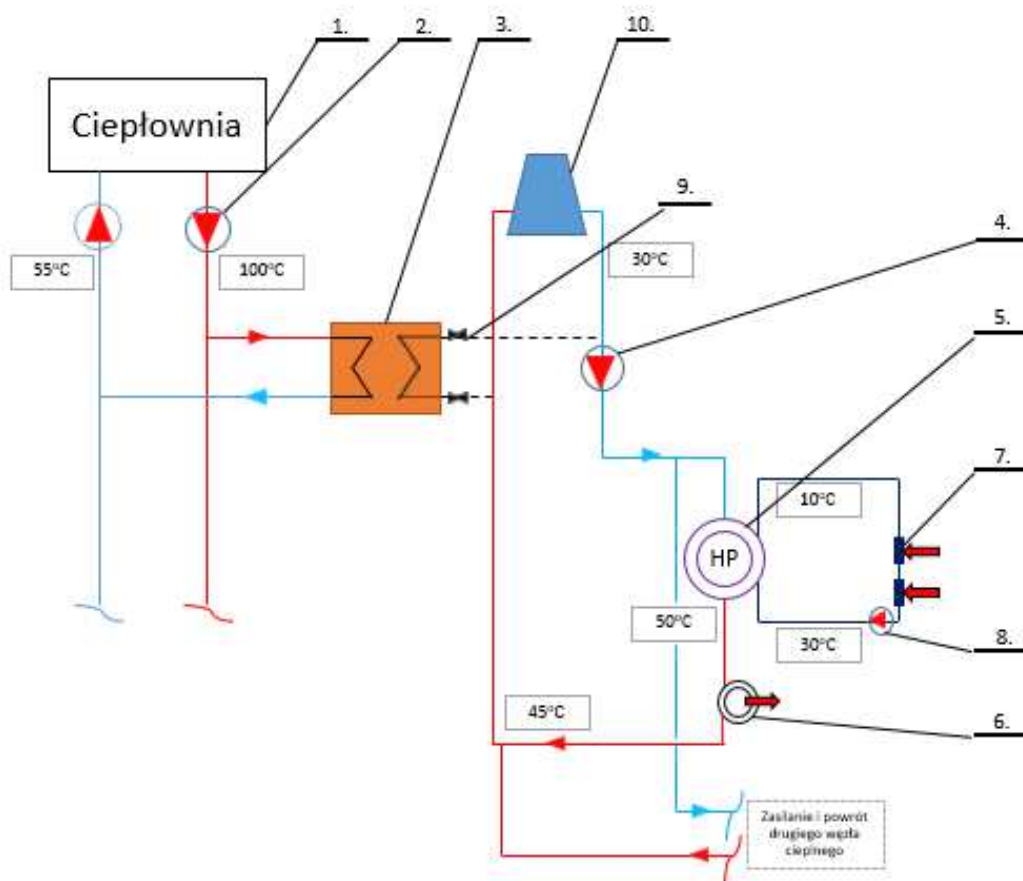
Model pierwszy zakładał przeprowadzenie wstępnej analizy techniczno-ekonomicznej wdrożenia instalacji zasilającej odbiorców w ciepło i chłód, przy założeniu wykorzystania istniejącej sieci ciepłej. Obiekt ciepłowni, należącej do FENICE Poland zlokalizowany jest w województwie podkarpackim. Ciepłownia, wyposażona w kotły węglowe, o łącznej mocy zainstalowanej 36 MW, zasilą w ciepło pobliski zakład przemysłowy oraz niewielkie osiedle mieszkaniowe i szkołę – schemat zasilania obiektów w ciepło przedstawiono na rysunku 11. Ze źródła ciepła do odbiorców dostarczany jest czynnik grzewczy o różnych parametrach. Ciepło technologiczne do zakładów przemysłowych dostarczane jest przez cały rok, ze stałą temperaturą zasilania ok. 100 °C. Z kolei w sezonie grzewczym, osobnym rurociągiem dostarczane jest do odbiorców ciepło do systemów centralnego ogrzewania. Temperatura czynnika jest zmienna, zależna od tabeli regulacyjnej.

Rysunek 9 i Rysunek 10 przedstawiają zasadę działania instalacji ciepłownictwa hybrydowego. Na pierwszym ze schematów zaprezentowano układ zasilania odbiorców komunalnych w okresie grzewczym. Ciepło z centralnego źródła (1) podawane jest za pomocą pompy obiegowej (2) na wymiennik ciepła woda-woda (3), który przekazuje energię do podsieci pośredniczącej, o obniżonym parametrze temperaturowym. Zamknięty obieg w układzie pośrednim, będącym również dolnym źródłem pompy ciepła (5), wymuszany jest za pomocą pompy obiegowej (4). Pompa ciepła podwyższa temperaturę czynnika grzewczego o około 20K, a następnie moc cieplna rozdzielana jest do węzła CWU (6) oraz węzła CO (7). Obieg w górnym źródle ciepła wymusza pompa obiegowa (8).



Rysunek 9 - Schemat układu zasilania odbiorców komunalnych z centralnego źródła ciepła – okres zimowy

W okresie letnim (schemat instalacji - zmianie ulega konfiguracja zdalnego węzła cieplnego, co zostało przedstawione na Rysunku 10. Pompa ciepła (5) działa w tym przypadku rewersyjnie obierając ciepło z instalacji chłodniczej odbiorców (7). Podgrzany czynnik w obiegu pośrednim oddaje częściowo energię w węźle CWU (6), a następnie kierowany jest do sieci ciepłowniczej z chłodnią wentylatorową (10), gdzie następuje jego schłodzenie.



Rysunek 10 - Schemat układu zasilania odbiorców komunalnych z centralnego źródła ciepła – okres letni

W ramach wykonanej analizy określono techniczne i ekonomiczne możliwości zaadaptowania istniejącej sieci ciepłej, w taki sposób, aby móc realizować dostawy ciepła i chłodu do odbiorców, przyłączonych obecnie do sieci. Przewiduje się zasadę działania instalacji zgodnie z założeniami opisanymi w rozdziale 4.

Ciepłownia, która posiada cztery kotły węglowe, o łącznej mocy cieplnej równej 36 MW, zlokalizowana jest w Krośnie, w województwie podkarpackim. Dostawy ciepła i chłodu będą realizowane ze zdalnych węzłów cieplnych, zasilających Zespół Szkół oraz niewielkie osiedle mieszkaniowe.

Przeprowadzona analiza polegała na sporządzeniu bilansu energii oraz określeniu parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia polegającego na zmianie dotychczasowego sposobu dostarczania ciepła do odbiorców końcowych (Zespołu Szkół oraz osiedla mieszkaniowego). Przedsięwzięcie modernizacyjne zakłada obniżenie temperatury zasilania i powrotu czynnika grzewczego oraz zabudowę pomp ciepła w zdalnych węzłach cieplnych, umożliwiających dostawy ciepła i chłodu do odbiorców. Na potrzeby modelu, zakładającego przeprowadzenie planowanej modernizacji, przyjęto założenie, że lokale mieszkalne, jak i szkoła są wyposażone w instalacje klimatyzacyjne, przez co są odbiorcami energii elektrycznej, wykorzystanej na cele chłodnicze w okresie letnim.

Obliczenia, które zostały wykonane w autorskim arkuszu kalkulacyjnym MS Excel, poza modelem rzeczywistym, zostały rozszerzone o dodatkowe osiem wariantów (konfiguracji) układu ciepłownictwa hybrydowego. Szczegółowa analiza miała na celu określenie bilansu energii oraz parametrów ekonomicznych instalacji, eksploatowanej w różnych warunkach klimatycznych i technicznych, dzięki czemu możliwe było wskazanie optymalnego obszaru eksploatacji instalacji. Konfiguracje modelu zostały zróżnicowane ze względu na:

- technologię wykonania sieci ciepłej (sieć kanałowa, preizolowana oraz kanałowa 25-letnia),
- źródło danych klimatycznych (dane klimatyczne z Krosna z 2021 roku, wieloletnie dane klimatyczne dla stacji Rzeszów-Jasionka oraz dane klimatyczne śródziemnomorskie – stacja meteorologiczna w Barcelonie)
- ceny rynkowe paliw i energii (ceny z połowy roku 2022 w porównaniu do cen ze stycznia 2021)
- możliwość zastosowania alternatywnych źródeł ciepła (współpraca instalacji ciepłownictwa hybrydowego z instalacją odzysku ciepła ze sprężarek)
- zmiana sposobu transportu ciepła (mobilne dostawy ciepła do odbiorców znajdujących się poza zasięgiem sieci ciepłowniczej).

Założenia poszczególnych konfiguracji przedstawiono w tabeli 4.

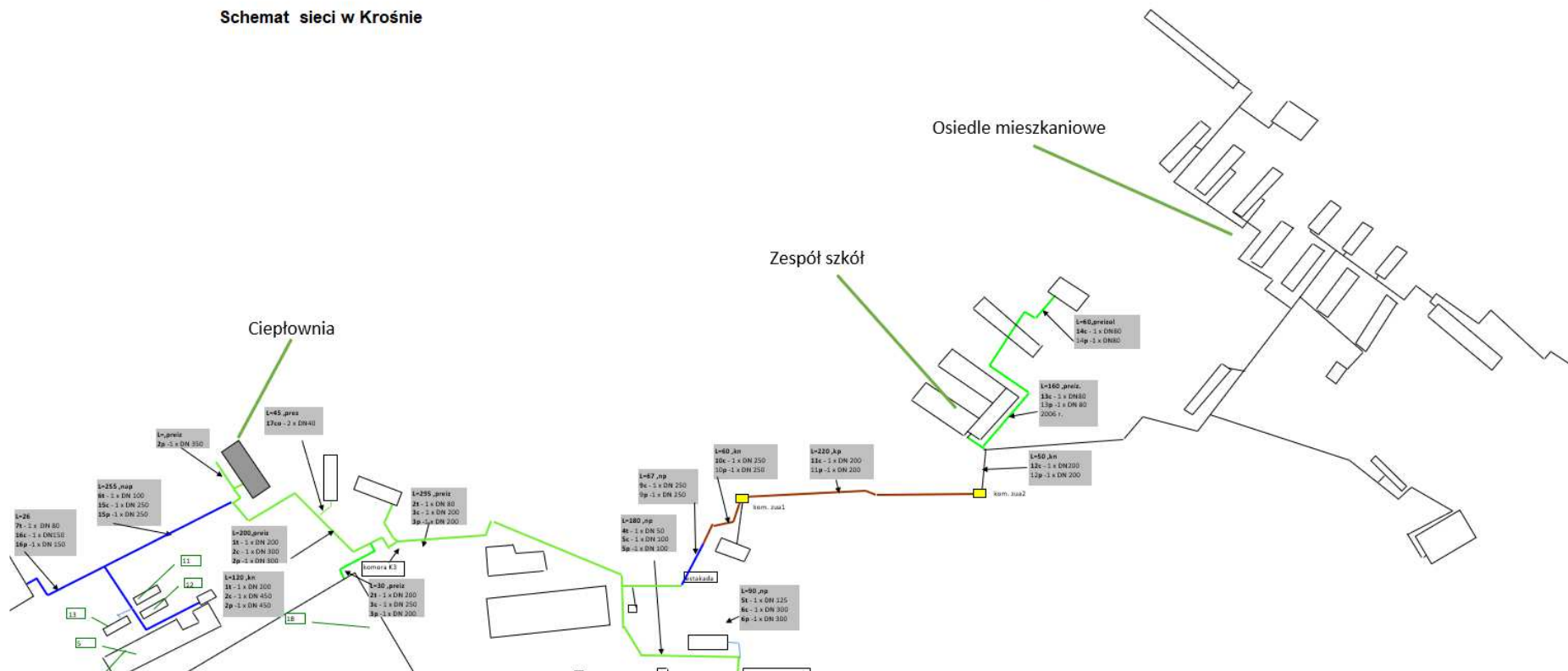
Tabela 4 – Opis założeń przyjętych dla poszczególnych konfiguracji układu

Konfiguracja		Opis założeń
K1	Nowa sieć kanałowa - dane klimatyczne 2021 (Krosno)	Obliczenia przeprowadzono w oparciu o średnie dobowe temperatury powietrza, zmierzone w stacji meteorologicznej, należącej do FENICE Poland, zlokalizowanej przy ciepłowni w Krośnie. Sieć ciepła wykonana technologii kanałowej. Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO ₂ przyjęto z okresu połowy roku 2022.
K2	Nowa sieć kanałowa - ceny historyczne z okresu 2021 roku	Obliczenia przeprowadzono w oparciu o średnie dobowe temperatury powietrza, zmierzone w stacji meteorologicznej, należącej do FENICE Poland, zlokalizowanej przy ciepłowni w Krośnie. Sieć ciepła wykonana technologii kanałowej. Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO ₂ przyjęto z okresu początku roku 2021.
K3	Nowa sieć kanałowa - dane klimatyczne 30-letnie (stacja meteorologiczna Rzeszów-Jasionka)	Obliczenia przeprowadzono w oparciu o dane klimatyczne z 30-lecia, ze stacji meteorologicznej Rzeszów-Jasionka. Sieć ciepła wykonana technologii kanałowej. Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO ₂ przyjęto z okresu połowy roku 2022.
K4	Nowa sieć kanałowa - dane klimatyczne ze stacji meteorologicznej w Barcelonie	Obliczenia przeprowadzono w oparciu o dane klimatyczne dla klimatu śródziemnomorskiego. Przyjęto średnie, miesięczne temperatury panujące w Barcelonie. Długość sieci, liczba odbiorców ciepła i chłodu oraz źródło ciepła pozostają bez zmian. Sieć ciepła wykonana technologii kanałowej. Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO ₂ przyjęto z okresu połowy roku 2022.
K5	Wyeksploatowana sieć kanałowa	Obliczenia przeprowadzono w oparciu o średnie dobowe temperatury powietrza, zmierzone w stacji meteorologicznej, należącej do FENICE Poland, zlokalizowanej przy ciepłowni w Krośnie.

		<p>Sieć ciepła wykonana technologii kanałowej, o wysokim stopniu degradacji.</p> <p>Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ przyjęto z okresu połowy roku 2022.</p>
K6	Wyeksploatowana sieć kanałowa - ceny historyczne z okresu 2021	<p>Obliczenia przeprowadzono w oparciu o średnie dobowe temperatury powietrza, zmierzone w stacji meteorologicznej, należącej do FENICE Poland, zlokalizowanej przy ciepłowni w Krośnie.</p> <p>Sieć ciepła wykonana technologii kanałowej, o wysokim stopniu degradacji.</p> <p>Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ przyjęto z okresu początku roku 2021</p>
K7	Sieć preizolowana	<p>Obliczenia przeprowadzono w oparciu o średnie dobowe temperatury powietrza, zmierzone w stacji meteorologicznej, należącej do FENICE Poland, zlokalizowanej przy ciepłowni w Krośnie.</p> <p>Sieć ciepła wykonana technologii preizolowanej.</p> <p>Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ przyjęto z okresu połowy roku 2022.</p>
K8	Wykorzystanie ciepła odpadowego z instalacji odzysku ciepła ze sprężarek	<p>Obliczenia przeprowadzono w oparciu o średnie dobowe temperatury powietrza, zmierzone w stacji meteorologicznej, należącej do FENICE Poland, zlokalizowanej przy ciepłowni w Krośnie.</p> <p>Sieć ciepła wykonana technologii kanałowej.</p> <p>Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ przyjęto z okresu połowy roku 2022.</p> <p>W układzie uwzględniono wykorzystanie ciepła odpadowego instalacji odzysku ciepła ze sprężarek</p>
K9	Mobilne dostawy ciepła i chłodu do odbiorców niepodłączonych do sieci ciepłowniczej	<p>Obliczenia przeprowadzono w oparciu o średnie dobowe temperatury powietrza, zmierzone w stacji meteorologicznej, należącej do FENICE Poland, zlokalizowanej przy ciepłowni w Krośnie.</p> <p>Sieć ciepła wykonana technologii kanałowej.</p> <p>Ceny paliwa, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ przyjęto z okresu połowy roku 2022.</p> <p>Przyjęto założenie, że odbiorcy nie są bezpośrednio podłączeni do źródła ciepła. Ciepło dostarczane jest za pośrednictwem transportu kołowego w ciałarkach.</p>

Przyjęte w analizie różne konfiguracje i warunki pracy instalacji miały na celu zobrazowanie zmienności opłacalności eksploatacji hybrydowego systemu ciepłowniczego. Obserwowana na przełomie roku 2021/2022 skokowa wyżka cen paliw, cen energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO₂, w znaczący sposób wpływa na koszt produkcji ciepła przez przedsiębiorstwa energetyki ciepłej, ale także ciepłownie i elektrociepłownie przemysłowe.

Schemat sieci w Krośnie



Rysunek 11 – Schemat fragmentu sieci ciepłej w Krośnie

5.1.1. Dane wejściowe, założenia, algorytmy obliczeń

Wartości wielkości fizycznych (gęstość i pojemność cieplna powietrza) zostały przejęte na podstawie danych literaturowych [9]. Z kolei wielkości współczynnika efektywności energetycznej COP dla klimatyzatora i pompy ciepła zostały określone w oparciu o karty katalogowe urządzeń dostępnych na rynku. Przyjęte zostały wartości średnie współczynników COP. Średnice rurociągów, dane o odbiorcach, sprawność źródła ciepła, parametry czynnika grzewczego przyjęto zgodnie ze stanem rzeczywistym sieci ciepłej w Krośnie. Ceny paliw, zakupu energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na podstawie archiwalnych danych giełdowych [26]. Wskaźnik emisji CO₂ dla ciepłowni węglowych przyjęto na podstawie raportów Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) [27].

Dane wejściowe do obliczeń:

- Średnica rurociągu zasilającego/powrotnego po modernizacji: DN125
- Średnia liczba dni sezonu grzewczego, D_s : 192
- Średnia temp. czynnika grzewczego (zasilanie) przed modern., $t_{1\text{śr}}$: 100 °C
- Średnia temp. czynnika grzewczego (powrót) przed modern., $t_{2\text{śr}}$: 55 °C
- Średnia temp. czynnika grzewczego (zasilanie) po modern., $t_{1\text{śr}}$: 50 °C
- Średnia temp. czynnika grzewczego (powrót) po modern., $t_{2\text{śr}}$: 30 °C
- Średnia temperatura sezonu grzewczego, $t_{z\text{śr}1}$: 1,03 °C
- Średnia temperatura poza sezonem grzewczym, $t_{z\text{śr}2}$: 14,13 °C
- Temperatura na zewnątrz rurociągu przed modernizacją, t_s : 20 °C
- Łączna długość rurociągów zasilających i powrotnych, L_i : 1 385,6 m
- Cena zakupu energii elektrycznej, k_{el} : 1 000 zł/MWh;
- Cena zakupu energii elektrycznej, k_{el} (styczeń 2021): 500 zł/MWh;
- Cena jednostkowa węgla. k_{pal} : 75 zł/GJ
- Cena jednostkowa węgla. k_{pal} (styczeń 2021): 17 zł/GJ
- Cena jednostkowa uprawnień CO₂. k_{CO_2} : 306 zł/Mg CO₂
- Cena jednostkowa uprawnień CO₂. k_{CO_2} (styczeń 2021): 150 zł/Mg CO₂
- Pojemność cieplna powietrza, c_p : 1,005 kJ/kgK;
- Gęstość powietrza, ρ_{pow} : 1,2 kg/m³;
- Sprawność kotłowni węglowej, η_k : 80 %;
- Wskaźnik emisji CO₂ dla spalania węgla kamiennego, WE_{CO_2} : 95,05 kg/GJ;
- Strumień powietrza wentylacyjnego do chłodzenia, $V_{v,H}$: 129 600 m³/h;
- Współczynnik COP pompy ciepła, COP_{HP} : 4,0;
- Współczynnik COP klimatyzatora, COP_{AC} : 3,5;
- Moc zamówiona – ogrzewanie szkoły i osiedla, Q_g : 2 700 kW;
- Liczba mieszkańców: 1700;
- Liczba lokali mieszkalnych: 960;
- Średnia powierzchnia jednego mieszkania: 45 m²;

Powierzchnia użytkowa szkoły:

3 400 m²;

Wielkość strat przesyłowych sieci dla stanu przed i po modernizacji określono w oparciu o metodykę szacowania zmniejszenia strat ciepła, stosowaną w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, dla osi priorytetowej nr I, dotyczącej zmniejszenia emisyjności gospodarki. Jest to metodyka rekomendowana przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej [18].

Wyznaczenie współczynnika strat ciepła rurociągu:

$$u = a \cdot u_0 \quad (1)$$

gdzie:

a – współczynnik pogorszenia izolacji; $a = 1$ dla nowej sieci ciepłej, $a = 1,85$ dla sieci wyeksploatowanej,

u_0 – współczynnik strat ciepła rurociągu, W/mK

Wyznaczenie strat ciepła poza sezonem grzewczym:

$$q_l = u \cdot (110 - 2t_s) \quad (2)$$

gdzie:

q_l – średnie jednostkowe straty w sieci poza sezonem grzewczym, W/m

t_s – temperatura gruntu wokół rurociągu

$$E_l = 10^{-5} \cdot 8,64 \cdot q_l \cdot L_l \cdot (365 - D_s) \quad (3)$$

gdzie:

L_l – łączna długość rurociągów zasilających i powrotnych, m

E_l – straty ciepła poza sezonem grzewczym, GJ/rok

D_s – średnia liczba dni sezonu grzewczego

Wyznaczenie strat ciepła w sezonie grzewczym:

$$q_s = u \cdot (t_{1sr} + t_{2sr} - 2t_s) \quad (4)$$

gdzie:

t_{1sr} – średnia temperatura czynnika grzewczego (zasilanie), °C

t_{2sr} – średnia temperatura czynnika grzewczego (powrót), °C

q_s – jednostkowe straty ciepła sieci, W/m

$$E_s = 10^{-5} \cdot 8,64 \cdot q_s \cdot L_l \cdot (365 - D_s) \quad (5)$$

gdzie:

E_S – Straty ciepła w sezonie grzewczym, GJ/rok

Wyznaczenie strat ciepła w całym roku:

$$E = E_S + E_I \quad (6)$$

Przyjęto założenie, że sieć ciepłna jest szczelna, a straty ciepła powstałe w wyniku nieszczelności rurociągów są równe zeru. Analogiczne obliczenia przeprowadzono dla stanu przed i po modernizacji, uwzględniając zmianę parametrów zasilania ze źródła ciepła.

Wyznaczenie zysków ciepła od ludzi:

$$Q_L = \varphi \cdot n \cdot q_L \quad (7)$$

gdzie:

φ – współczynnik jednoczesności przebywania ludzi $\varphi = 0,6$

n – liczba osób znajdujących się w obiektach $n = 1700$ dla osiedla, $n = 500$ dla szkoły

q_L – ciepło jawne oddawane przez człowieka, przy określonej aktywności i temperaturze powietrza w pomieszczeniu, $q_L = 150 \text{ W}$

Wyznaczenie zysków ciepła od oświetlenia:

$$Q_O = F \cdot N \cdot [\beta + (1 - \alpha - \beta) \cdot k_0] \cdot \Phi \quad (8)$$

gdzie:

F – powierzchnia pomieszczenia, m^2 , $F = 43\,200 \text{ m}^2$ - osiedle; $F = 3\,400 \text{ m}^2$ - szkoła

N – zainstalowana moc oświetlenia elektrycznego przypadająca na 1 m^2 powierzchni pomieszczenia, $N = 4 \text{ W/m}^2$

β – współczynnik wyrażający stosunek ciepła konwekcyjnego, przekazanego powietrzu w pomieszczeniu, do całkowitej mocy zainstalowanej $\beta = 0,3$

α – współczynnik wyrażający stosunek ciepła konwekcyjnego, odprowadzonego z powietrzem wentylacyjnym przepływającym przez oprawy, do całkowitej mocy zainstalowanej. Dla opraw nie wentylowanych $\alpha = 0$

k_0 – współczynnik akumulacji, $k_0 = 0,8$

Φ – współczynnik jednoczesności wykorzystania mocy zainstalowanej, $\Phi = 0,4$

Wyznaczenie zysków ciepła od maszyn i urządzeń:

$$Q_U = \varphi \cdot n \cdot q_U \quad (9)$$

gdzie:

φ – współczynnik jednoczesności wykorzystania urządzeń, $\varphi = 1$

n – liczba urządzeń znajdujących się w pomieszczeniu, $n = 960$ – osiedle $n = 20$ - szkoła

q_U – ciepło wydzielane przez jedno urządzenie, $q_U = 150$

Wyznaczenie całkowitych zysków ciepła w obiekcie:

$$Q_{ch} = \frac{Q_L + Q_O + Q_U}{1000}, kW \quad (10)$$

Wyznaczenie strumienia wentylacyjnego do ogrzewania i chłodzenia:

$$V_{v,C} = V_{v,H} = V_H \cdot k, m^3 \quad (11)$$

gdzie:

V_H – kubatura pomieszczenia, $V_H = 139\,800\,m^3$ – całkowita kubatura szkoły oraz mieszkań

k – krotność wymiany powietrza, $k = 1$

Wyznaczenie liczby stopniodni ogrzewania oraz chłodzenia:

W zależności od konfiguracji przeprowadzonych obliczeń, wykorzystano dane klimatyczne ze stacji meteorologicznej, zlokalizowanej przy ciepłowni w Krośnie (Tabela 50), dane klimatyczne z 30-lecia ze stacji meteorologicznej Rzeszów-Jasionka, a także dane klimatyczne z Barcelony. Dane klimatyczne z 30-lecia zaczerpnięto z bazy danych programu Purmo OZC 6.7 Basic.

Tabela 5 – Dane klimatyczne z 30-lecia dla stacji meteorologicznej Rzeszów-Jasionka

Miesiąc	Średnia temperatura otoczenia
Styczeń	-4,6
Luty	0,3
Marzec	1
Kwiecień	8
Maj	12,5
Czerwiec	22
Lipiec	24
Sierpień	24
Wrzesień	14,3
Październik	6,8
Listopad	2
Grudzień	-1,2

Tabela 6 – Dane klimatyczne ze stacji meteorologicznej w Barcelonie [25]

Miesiąc	Średnia temperatura
Styczeń	11,8
Luty	12,4
Marzec	14,2
Kwiecień	15,8
Maj	22,5
Czerwiec	26,1
Lipiec	28,6
Sierpień	29
Wrzesień	25,6
Październik	22,5
Listopad	14,9
Grudzień	12,3

Na podstawie pomiarów temperatury otoczenia, przy pomocy metody EUROSTAT określono liczbę stopniodni grzania, zgodnie z zależnością:

$$S_d(t_b) = \sum_{i=1}^n [t_b - t_{sr}(i)] \dots \text{dla } t_{sr}(i) \leq 15^{\circ}C \quad (12)$$

gdzie:

t_b – temperatura bazowa, $t_b = 21^{\circ}C$,

$t_{sr}(i)$ – średnia temperatura dobowa.

Analogicznie określono liczbę stopniodni chłodzenia, z tą jednak różnicą, że temperaturą graniczną oraz bazową było 21 °C:

$$S_{dc}(t_{bc}) = \sum_{i=1}^n [t_b - t_{sr}(i)] \dots \text{dla } t_{sr}(i) \geq 21^{\circ}C \quad (13)$$

gdzie:

t_{bc} – temperatura bazowa, $t_{bc} = 21^{\circ}C$,

Wyznaczenie zapotrzebowania na ciepło i chłód:

Korzystając z wyznaczonej liczby stopniodni, która dla poszczególnych dni miesiąca określa różnicę temperatur pomiędzy otoczeniem, a wymaganą temperaturą wewnątrz budynku, możliwe było określenie zużycia ciepła przez szkołę oraz przez osiedle mieszkaniowe w sezonie grzewczym. Dobowe zużycie ciepła wyznaczono według zależności:

$$E_H(i) = S_d(i) \cdot \frac{V_{v,H} \cdot \rho_{pow}}{3600} \cdot c_p \cdot 24h, kWh^t \quad (14)$$

gdzie:

$S_d(i)$ – liczba stopniodni grzania w kolejnym i-tym dniu miesiąca.

$V_{v,H}$ – strumień powietrza wentylacyjnego, m³/h (warunki rzeczywiste)

ρ_{pow} – gęstość powietrza, (warunki rzeczywiste)

c_p – pojemność cieplna powietrza, kJ/kg

Analogicznie wyznaczono dobowe zużycie energii na cele chłodnicze, zakładając zadaną temperaturę wewnętrzną na poziomie 21 °C. Ponownie posłużono się liczbą stopniodni (tym razem chłodniczych) oraz ilością powietrza wentylacyjnego doprowadzonego do obiektu.

$$E_C(i) = S_{dc}(i) \cdot \frac{V_{v,C} \cdot \rho_{pow}}{3600} \cdot c_p \cdot 24h, kWh^t \quad (15)$$

gdzie:

$S_{dc}(i)$ – liczba stopniodni chłodniczych

$V_{v,C}$ - strumień powietrza wentylacyjnego, m³/h (warunki rzeczywiste)

ρ_{pow} – gęstość powietrza, (warunki rzeczywiste)

c_p – pojemność cieplna powietrza, kJ/kg

W kolejnym kroku określono ilości energii traconej w postaci strat ciepła przesyłowych, uwzględniając wyznaczoną w arkuszu kalkulacyjnym, zgodnie z metodyką szacowania zmniejszenia strat ciepła, stosowaną w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, korzystając z wzorów 1-6 określono moc traconą przed modernizacją i po modernizacji Q'_{strat} , Q''_{strat} .

Wyznaczenie strat dystrybucji ciepła przed modernizacją:

$$Q'_{strat} = \frac{k'_s \cdot L_i}{1000}, kW \quad (16)$$

gdzie:

k'_s – jednostkowe straty ciepła przed modernizacją, W/m

L_i – długość sieci, m

Następnie wyznaczono moc traconą na dystrybucji ciepła po modernizacji.

$$Q''_{strat} = \frac{k''_s \cdot L_i}{1000}, kW \quad (17)$$

gdzie:

k''_s – jednostkowe straty ciepła po modernizacji, W/m

Energię traconą na przesył ciepła określa iloczyn mocy traconej oraz ilości godzin funkcjonowania instalacji w ciągu miesiąca. Wielkość została wyznaczona odpowiednio:

- dla stanu przed modernizacją:

$$E'_{strat} = Q'_{strat} \cdot \tau, kWh^t \quad (18)$$

- dla stanu po modernizacji:

$$E''_{strat} = Q''_{strat} \cdot \tau, kWh^t \quad (19)$$

gdzie:

Q'_{strat} – moc tracona na przesył ciepła do odbiorców przed modernizacją, kW

Q''_{strat} – moc tracona na przesył ciepła do odbiorców po modernizacji, kW

τ – liczba godzin pracy instalacji w miesiącu

W okresie letnim przed modernizacją chłodzenie budynku odbywa się z wykorzystaniem klimatyzatorów. Znając zapotrzebowanie na energię chłodniczą w poszczególnych miesiącach oraz współczynnik COP klimatyzatora, określono zużycie energii elektrycznej przez jednostki klimatyzacyjne.

Wyznaczenie zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych do celów klimatyzacji przed modernizacją:

$$E'_{el} = \frac{E_C}{COP_{AC}}, kWh \quad (20)$$

gdzie:

E_C – zapotrzebowanie na chłód, kWh

COP_{AC} – współczynnik efektywności energetycznej klimatyzatora

Ilość ciepła, jaka jest dostarczana do obiektu stanowi sumę miesięcznego zapotrzebowania na ciepło do celów ogrzewania oraz strat przesyłowych na trasie od budynku ciepłowni.

Wyznaczenie ilości ciepła do wyprodukowania w ciepłowni:

$$E'_g = E'_H + E'_{strat}, kWh^t \quad (21)$$

gdzie:

E'_H – zapotrzebowanie na ciepło odbiorców, kWh

E'_{strat} – energia tracona na dystrybucji przed modernizacją, kWh

$$E''_g = E'_H + E''_{strat}, kWh^t \quad (22)$$

gdzie:

E'_H – zapotrzebowanie na ciepło odbiorców, kWh

E''_{strat} – energia tracona na dystrybucji po modernizacji, kWh

Energię chemiczną w paliwie, odpowiadającą ilości spalonego węgla kamiennego wyznaczono uwzględniając sprawność kotłowni węglowej.

Wyznaczenie zużycia energii chemicznej w paliwie przed modernizacją:

$$E'_{ch} = \frac{E'_g}{\eta_k}, kWh^t \quad (23)$$

gdzie:

E'_g – zapotrzebowanie na ciepło z ciepłowni przed modernizacją, kWh

η_k – sprawność źródła ciepła

Wyznaczenie zużycia energii chemicznej w paliwie po modernizacji:

$$E''_{ch} = \frac{E''_g}{\eta_k}, kWh^t \quad (24)$$

gdzie:

E''_g – zapotrzebowanie na ciepło z ciepłowni po modernizacji, kWh

η_k – sprawność źródła ciepła

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) publikuje co roku wskaźniki współczynników emisji CO₂ dla różnych instalacji spalania paliw. W celu wyznaczenia ilości emisji CO₂ przyjęto wskaźnik zgodnie z wytycznymi do rozliczeń za rok 2021 [27].

Wyznaczenie emisji CO₂ przed modernizacją:

$$m'_{CO_2} = \frac{E'_g \cdot WE_{CO_2}}{1000}, Mg CO_2 \quad (25)$$

gdzie:

E'_g – zapotrzebowanie na ciepło z ciepłowni przed modernizacją, GJ

WE_{CO_2} – wskaźnik emisji CO₂ dla ciepłowni opalanej węglem kamiennym [27]

Wyznaczenie emisji CO₂ po modernizacji:

$$m''_{CO_2} = \frac{E''_g \cdot WE_{CO_2}}{1000}, Mg CO_2 \quad (26)$$

E''_g – zapotrzebowanie na ciepło z ciepłowni po modernizacji, GJ

WE_{CO_2} – wskaźnik emisji CO₂ dla ciepłowni opalanej węglem kamiennym [27]

Dla stanu po modernizacji zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania E_H i chłodzenia E_C pozostają bez zmian. Z racji, że parametry sieci ciepłowniczej muszą zostać zwiększone do parametrów wymaganych przez instalację centralnego ogrzewania, a w ciepłe dni instalacja musi odebrać ciepło z pomieszczeń, pompa ciepła pracuje przez cały rok, dlatego zmianie ulega sposób obliczenia zużycia energii elektrycznej przez obiekt do celów ogrzewania i chłodzenia.

Wyznaczenie zużycia energii elektrycznej przez dostawcę ciepła i chłodu po modernizacji:

$$E''_{el} = \frac{E'_H}{COP_{HP}} + \frac{E'_C}{COP_{HP}}, kWh \quad (28)$$

gdzie:

E'_H – zapotrzebowanie na ciepło odbiorców, kWh

E'_C – zapotrzebowanie na chłód odbiorców, kWh

Wyznaczenie ilości ciepła koniecznej do wyprodukowania przez ciepłownię po modernizacji:

Ilość ciepła doprowadzoną z ciepłowni w okresie grzewczym oraz w miesiącach, kiedy występuje zarówno ogrzewanie jak i chłodzenie, wyrażona jest wzorem:

$$E''_g = E'_H + E''_{strat} - E''_{elH} - E''_{elC}, kWh^t \quad (29)$$

gdzie:

E'_H - zapotrzebowanie na ciepło odbiorców, kWh

E''_{strat} – straty na dystrybucji ciepła po modernizacji, kWh

E''_{elH} – zużycie energii elektrycznej przez pompy ciepła po modernizacji

E''_{elC}

Z kolei w miesiącach, gdy pracuje wyłącznie instalacja chłodnicza, wartość E''_g wyznacza się ze wzoru:

$$E''_g = E''_{strat} - E'_C, kWh^t \quad (30)$$

gdzie:

E''_{strat} - straty na dystrybucji ciepła po modernizacji, kWh

E'_C – zapotrzebowanie na chłód odbiorców, kWh

W tej sytuacji E''_g przyjmuje wartości ujemne, gdyż jest to odzysk ciepła z instalacji chłodzenia. Ciepło to może zostać ponownie wykorzystane w źródle ciepła.

W dalszej kolejności określono parametry ekonomiczne przedsięwzięcia dla stanu przed i po modernizacji.

Wyznaczenie kosztów wytwarzania po stronie dostawcy ciepła przed modernizacją:

Określenie kosztu paliwa przed modernizacją:

$$K'_{pal} = \frac{E'_{ch} \cdot 3,6}{1000} \cdot k_{pal} \quad (31)$$

gdzie:

K'_{pal} – koszt zakupu węgla kamiennego dla źródła ciepła, zł

k_{pal} – jednostkowa cena zakupu, zł/GJ

E'_{ch} - zużycie energii chemicznej paliwa, kWh

Określenie kosztu emisji CO₂ przed modernizacją:

$$K'_{CO_2} = m'_{CO_2} \cdot k_{CO_2} \quad (32)$$

gdzie:

K'_{CO_2} – koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂, zł

k_{CO_2} – jednostkowa cena zakupu uprawnień do emisji CO₂, zł/Mg CO₂

m'_{CO_2} – wielkość emisji CO₂, Mg CO₂

Wyznaczenie kosztu całkowitego wytwarzania ciepła przed modernizacją:

$$\sum K'_w = K'_{CO_2} + K'_{pal} \quad (33)$$

gdzie:

K'_{CO_2} – koszt uprawnień do emisji CO₂ przed modernizacją, zł

K'_{pal} – koszt paliwa przed modernizacją, zł

Wyznaczenie kosztów po stronie odbiorców końcowych przed modernizacją:

$$K'_{el,O} = E'_{el} \cdot k_{el} \quad (34)$$

gdzie:

$K'_{el,O}$ – koszt energii elektrycznej poniesiony przez odbiorcę końcowego, zużytej przez klimatyzator, zł

k_{el} – jednostkowa cena zakupu energii elektrycznej zł/MWh

E'_{el} - zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych do celów klimatyzacji przed modernizacją:

Ze względu na zmienność założeń poszczególnych konfiguracji układu, przyjęto zasadę tworzenia teoretycznej taryfy na ciepło, na podstawie rzeczywistych kosztów, przy założeniu 5% marży dostawcy ciepła.

$$k'_H = 1,05 \cdot \frac{\sum K'_W}{E_H \cdot 0,0036} \quad \frac{\text{zł}}{\text{GJ}} \quad (35)$$

$$k'_H = 1,05 \cdot \frac{\sum K'_W}{E_H}, \text{zł/kWh}^t$$

gdzie:

$\sum K'_W$ – suma kosztów wytwarzania ciepła, zł

E_H – zapotrzebowanie na energię do ogrzewania odbiorców, kWh

$$K'_{H,O} = E_H \cdot k'_H, \text{zł} \quad (36)$$

gdzie:

$K'_{H,O}$ – suma kosztów zakupu ciepła przez odbiorcę końcowego przed modernizacją

k'_H – wyliczona cena taryfowa sprzedaży ciepła, zł/kWh,

E_H – zapotrzebowanie na energię do ogrzewania, kWh

Wyznaczenie kosztów wytwarzania ciepła i chłodu, po stronie dostawcy, po modernizacji:

Koszt zużycia paliwa po modernizacji wyznaczono ze wzoru:

$$K''_{pal} = \frac{E''_{ch} \cdot 3,6}{1000} \cdot k_{pal}, \text{zł} \quad (37)$$

gdzie:

E''_{ch} – zużycie energii chemicznej paliwa po modernizacji, kWh

k_{pal} – jednostkowa cena zakupu paliwa, zł/GJ

Koszt emisji CO₂ po modernizacji wyznaczono ze wzoru:

$$K''_{CO_2} = m''_{CO_2} \cdot k_{CO_2}, \text{zł} \quad (38)$$

gdzie:

m''_{CO_2} – wielkość emisji CO₂ po modernizacji, Mg CO₂

k_{CO_2} – koszt jednostkowy uprawnień do emisji CO₂, zł/Mg CO₂

Dodatkowy koszt stanowi zakup energii elektrycznej na potrzeby działania pomp ciepła w węzłach cieplnych. Przyjęto założenie, że jest to koszt, który ponosić będzie dostawca wspomnianych mediów.

$$K''_{el_W} = E''_{el} \cdot k_{el}, \text{zł} \quad (39)$$

gdzie:

E''_{el} – zużycie energii elektrycznej przez pompę ciepła po modernizacji, kWh

k_{el} – koszt jednostkowy energii elektrycznej, zł/kWh

Sumę kosztów wytwórcy po modernizacji określa zależność:

$$\sum K''_W = K''_{el_W} + K''_{CO_2} + K''_{pal} \quad (40)$$

gdzie:

K''_{el_W} – koszt energii elektrycznej ponoszony przez wytwórcę ciepła i chłodu po modernizacji, zł

K''_{CO_2} – koszt emisji CO₂, zł

K''_{pal} – koszt paliwa po modernizacji, zł

Wyznaczenie kosztów odbiorców końcowych po modernizacji:

Koszty poniesione przez odbiorców końcowych po modernizacji stanowiąć będzie jedynie zakup ciepła i chłodu, na podstawie wspólnej taryfy za ciepło, określonej metodą kosztową, z uwzględnieniem 5% marży dostawcy ciepła. Cena ta jest zmienna w zależności od przyjętej konfiguracji układu.

$$k''_{HC} = 1,05 \cdot \frac{\sum K''_W}{E_H + E_C}, \text{zł/kWh}^t \quad (41)$$
$$k''_{HC} = 1,05 \cdot \frac{\sum K''_W}{(E_H + E_C) \cdot 0,0036}, \text{zł/GJ}$$

gdzie:

$\sum K''_W$ – sumaryczny koszt wytwarzania ciepła i chłodu po modernizacji, zł

E_H – zapotrzebowanie na ciepło przez odbiorców, kWh

E_C – zapotrzebowanie na chłód przez odbiorców, kWh

5.1.2. Wyniki obliczeń i analiza

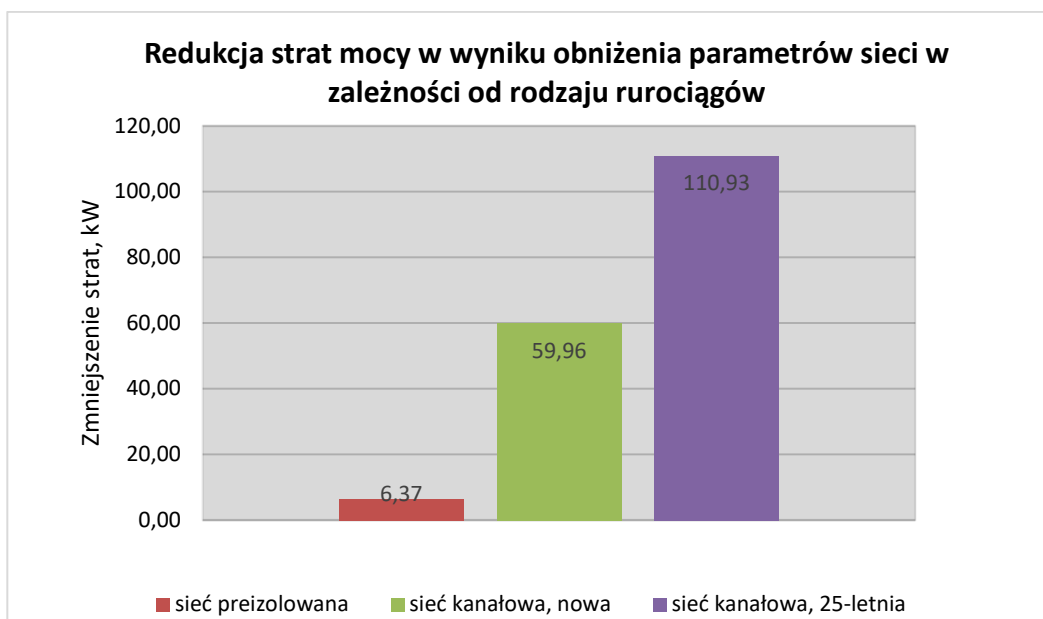
W niniejszym rozdziale zaprezentowano wyniki przeprowadzonych analiz obliczeniowych dla dziewięciu konfiguracji modelu I sieci ciepłowniczej zasilającej osiedle mieszkaniowe oraz szkołę w Krośnie. Obliczenia przeprowadzone zostały zgodnie z metodologią opisaną w rozdziale 5.1.1.

Na podstawie zależności, opisanych wzorami (1) do (6) wyznaczona została wielkość jednostkowych strat ciepła sieci, w zależności od technologii jej wykonania i poziomu wyeksploatowania. Po uwzględnieniu długości całej sieci ciepłowniczej określono całkowite straty ciepła, związane z dystrybucją.

Tabela 7 – Zestawienie wyników obliczeń strat ciepła sieci ciepłowniczej

Wariant sieci	Przed modernizacją		Po modernizacji	
	Parametry zasilania 100/55 °C		Parametry zasilania 50/30 °C	
	Strata ciepła q_s , W/m	Straty całego odcinka sieci, kW	Strata ciepła q_s , W/m	Straty całego odcinka sieci, kW
Nowa sieć kanałowa	66,36	91,94	23,08	31,98
Sieć kanałowa 25-letnia	122,76	170,09	42,70	59,16
Nowa sieć preizolowana	7,04	9,76	2,45	3,39

W każdym z wariantów technologii wykonania sieci ciepłej, redukcja parametrów zasilania sieci z 100/55 °C na 50/30 °C, pozwala na zmniejszenie strat o ok. 65%.



Rysunek 12 – Poziom redukcji strat mocy ciepłej wynikający z obniżenia temperatury czynnika grzewczego

Oszczędności energii finalnej, wynikające z zastosowania instalacji do wytwarzania ciepła i chłodu systemowego wynikają z redukcji dotychczasowych strat ciepła na przesył. Zmniejszenie strat jest możliwe w wyniku obniżenia temperatury zasilania odbiorców z dotychczasowych 100/55 °C na 50/30 °C. Rysunek 12 przedstawia rezultaty możliwej do uzyskania redukcji strat mocy ciepłej dla poszczególnych technologii wykonania rurociągów i stopnia ich wyeksploatowania. Zgodnie z oczekiwaniami, największe oszczędności możliwe są do uzyskania dla sieci ciepłej kanałowej 25-letniej, która uległa pewnej degradacji ze względu na długi okres eksploatacji. Należy zauważyć, że w Polsce duży odsetek sieci ciepłowniczych jest wykonanych w przestarzałej technologii kanałowej, które charakteryzują się wysokimi stratami energii ciepła. Obniżenie temperatury czynnika grzewczego, zgodnie z założeniami ciepłownictwa hybrydowego, będzie skutkować dużymi oszczędnościami energii.

W kolejnym kroku określono zyski ciepła od oświetlenia, ludzi i urządzeń, znajdujących się w zespole szkół oraz w budynkach osiedla mieszkaniowego. Zyski ciepła wyznaczono korzystając ze wzorów (9) do (11). Wyniki przedstawia Tabela 8.

Tabela 8 – Zestawienie obliczeń zysków ciepła w obiektach zasilanych z ciepłowni

Zyski ciepła	Szkoła	Osiedle mieszkaniowe
	kW	kW
Zyski ciepła od ludzi, Q_L	22,5	153
Zyski ciepła od oświetlenia, Q_O	3,51	59,44
Zyski ciepła od maszyn i urządzeń, Q_U	0,90	86,40
SUMA	26,91	298,84
	325,75	

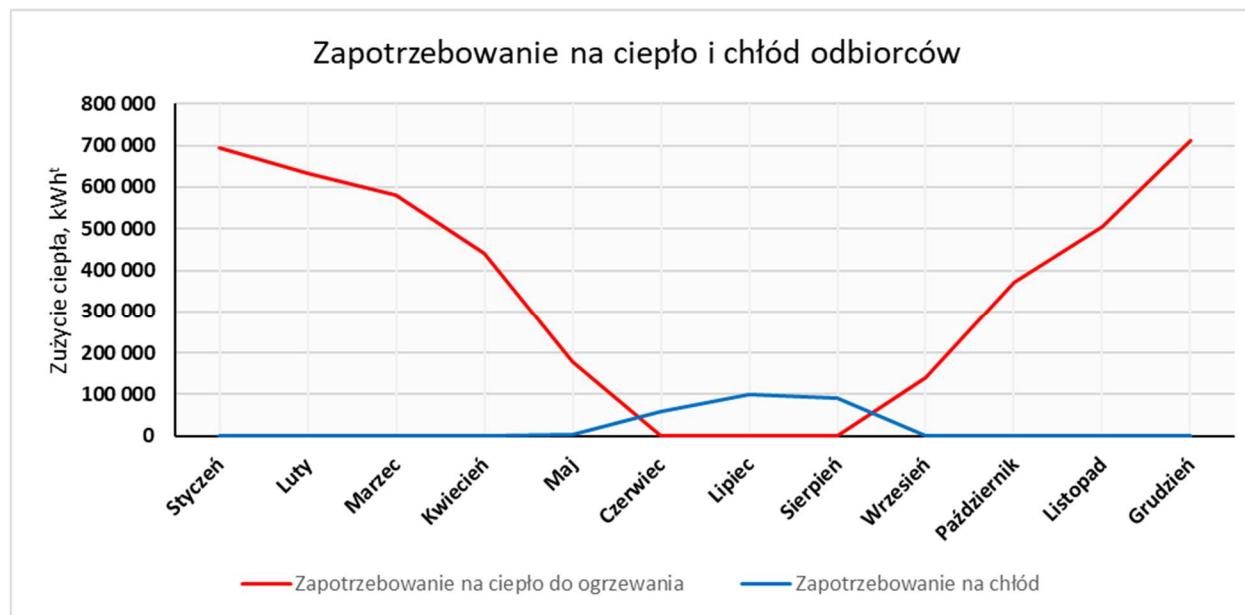
Następnie wyznaczono liczbę stopniodni ogrzewania i chłodzenia, a także wynikające z tego zapotrzebowanie na energię. Obliczenia wykonano dla wszystkich wariantów klimatycznych tj.:

- danych klimatycznych z Krosna, z 2021 roku,
- średnich, 30-letnich danych klimatycznych ze stacji meteorologicznej Rzeszów-Jasionka,
- danych klimatycznych dla klimaty śródziemnomorskiego – średnie temperatury miesięczne w Barcelonie.

W tabelach Tabela 9 i Tabela 10 przedstawiono wyniki obliczeń dla przyjętych danych klimatycznych z Krosna (dane z 2021 roku - tabela Tabela 9) oraz stacji meteorologicznej Rzeszów-Jasionka (dane 30-letnie - tabela Tabela 10). Natomiast Tabela 11 zawiera wyniki obliczeń dla klimatu śródziemnomorskiego na przykładzie miasta Barcelona.

Tabela 9 – Konfiguracja K1 – dane miesięczne stopniodni oraz zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia. Dane klimatyczne: Krosno 2021

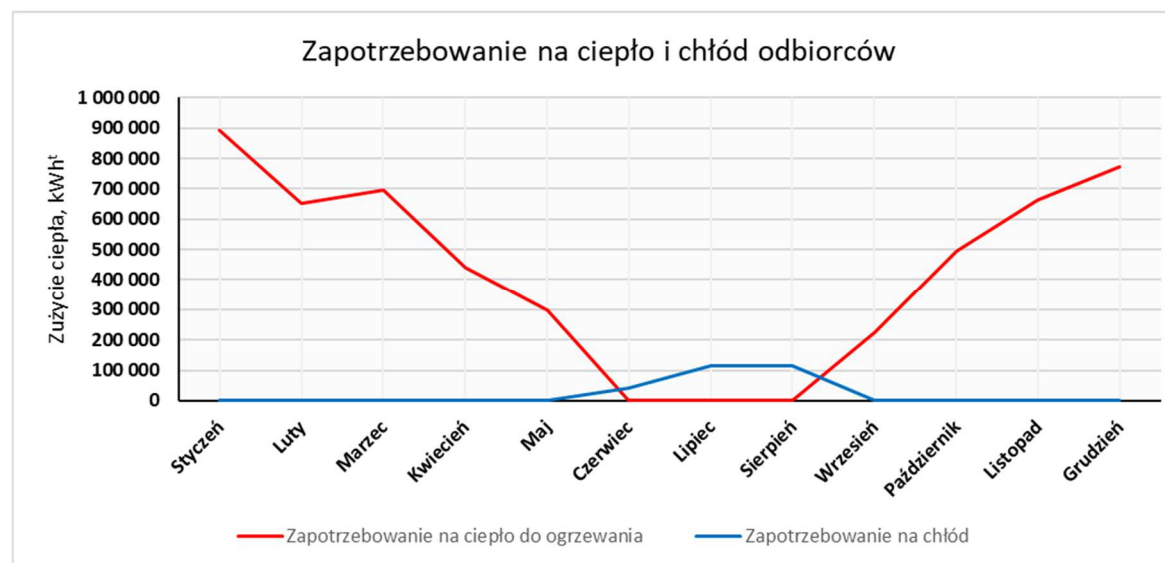
Miesiąc	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA
Stopniodni grzania	618,9	564,0	516,4	393,2	159,3	0,0	0,0	0,0	124,3	330,6	449,4	633,4	3 789,5
Stopniodni chłodzenia	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	48,5	82,5	75,4	0,0	0,0	0,0	0,0	209,4
Zyski ciepła, kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	325,8	4 886,3	7 818,0	6 189,3	0,0	0,0	0,0	0,0	19 219,4
Energia do ogrzewania, E_H , kWh	695 639	633 931	580 373	441 954	179 052	0	0	0	139 712	371 592	505 122	711 937	4 259 311
Energia do chłodzenia, E_C , kWh	0	0	0	0	3 698	59 400	100 547	90 938	0	0	0	0	254 583



Rysunek 13 – Wykres przedstawiający zapotrzebowanie na ciepło i chłód odbiorców w ciągu roku – konfiguracja K1

Tabela 10 – Konfiguracja K3 – dane miesięczne stopniodni oraz zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia. Dane klimatyczne: 30-letnie, Rzeszów

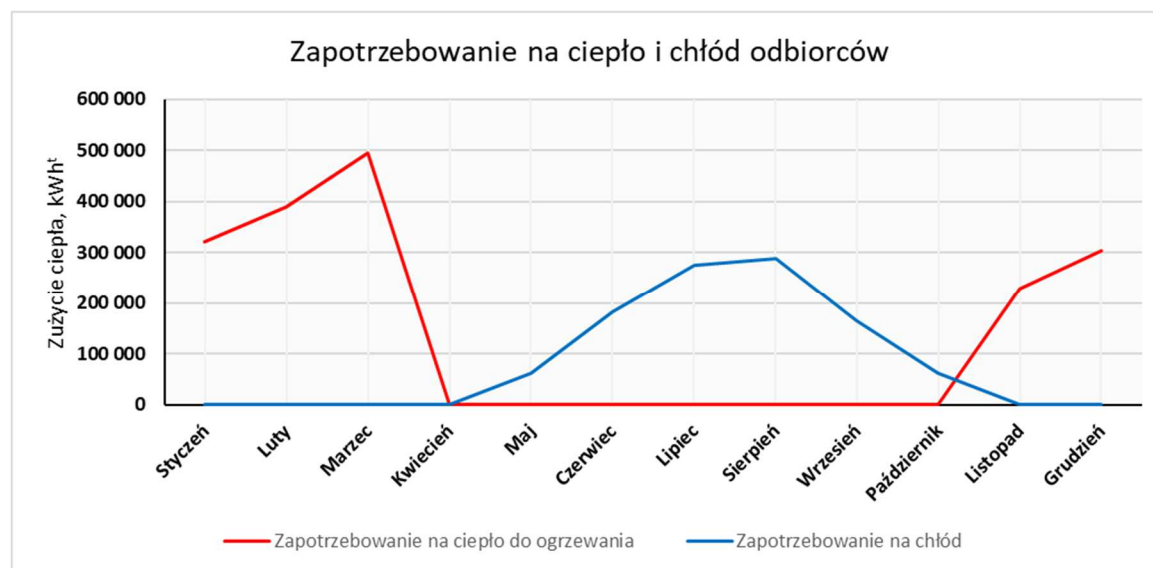
Miesiąc	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA
Stopniodni grzania	793,6	579,6	620,0	390,0	263,5	0,0	0,0	0,0	201,0	440,2	591,0	688,2	4 567,1
Stopniodni chłodzenia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	93,0	93,0	0,0	0,0	0,0	0,0	216,0
Zyski ciepła, kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9 772,6	10 098,3	10 098,3	0,0	0,0	0,0	0,0	29 969,2
Energia do ogrzewania, E_H , kWh	892 000	651 466	696 875	438 357	296 172	0	0	0	225 922	494 781	664 279	773 531	5 133 384
Energia do chłodzenia, E_C , kWh	0	0	0	0	0	43 492	114 630	114 630	0	0	0	0	272 751



Rysunek 14 – Wykres przedstawiający zapotrzebowanie na ciepło i chłód odbiorców w ciągu roku – konfiguracja K3

Tabela 11 - Konfiguracja K4 – dane miesięczne stopniodni oraz zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia. Dane klimatyczne: Barcelona

Miesiąc	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA
Stopniodni grzania	285,2	240,8	210,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	204,0	269,7	1 210,5
Stopniodni chłodzenia	0,0	0,0	0,0	0,0	46,5	153,0	235,6	248,0	138,0	46,5	0,0	0,0	867,6
Zyski ciepła, kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	10 098,3	9 772,6	10 098,3	10 098,3	9 772,6	10 098,3	0,0	0,0	59 938,4
Energia do ogrzewania, E_H , kWh	320 563	390 250	494 781	0	0	0	0	0	0	0	229 294	303 141	1 738 029
Energia do chłodzenia, E_C , kWh	0	0	0	0	62 364	181 743	274 911	288 848	164 883	62 364	0	0	1 035 114



Rysunek 15 – Wykres przedstawiający zapotrzebowanie na ciepło i chłód odbiorców w ciągu roku – konfiguracja K4 (klimat śródziemnomorski)

Wyznaczone zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia szkoły i osiedla mieszkaniowego stanowią podstawę do obliczeń bilansowych i ekonomicznych modelu sieci ciepłowniczej w Krośnie. Na podstawie przeprowadzonej analizy zaobserwowano, że względem danych klimatycznych 30-letnich, rok 2021 charakteryzował się łagodniejszą zimą. Natomiast lato było zbliżone do klimatu standardowego (dane 30-letnie dla Rzeszowa – Tabela 10). Znaczne różnice w zapotrzebowaniu na energię chłodzenia i ogrzewania obserwuje się w klimacie śródziemnomorskim, który reprezentowany jest przez hiszpańskie miasto, Barcelonę - Tabela 11. Klimat ten charakteryzuje się znacznie łagodniejszą zimą oraz dłuższym i cieplejszym okresem letnim, wskutek tego tej liczbie odbiorców należy dostarczyć blisko trzykrotnie mniej ciepła oraz czterokrotnie więcej chłodu do klimatyzacji.

Następnie, korzystając ze wzorów (16) do (30) wyznaczono pozostałe parametry bilansu energii, dla stanu przed i po modernizacji. Tabela 12 zawiera wyniki bilansu energii dla instalacji w stanie istniejącym, w konfiguracji K1, a Tabela 13 dla instalacji wytwarzającej ciepło i chłód systemowy.

Tabela 12 – Konfiguracja K1 - Wyniki bilansu energii dla stanu przed modernizacją

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	kWh ^t	Mg CO ₂
1	Styczeń	695 639	0	68 396	0	764 035	955 043	261
2	Luty	633 931	0	61 777	0	695 708	869 636	238
3	Marzec	580 373	0	68 396	0	648 769	810 961	222
4	Kwiecień	441 954	0	66 190	0	508 143	635 179	174
5	Maj	179 052	3 698	68 396	1 056	247 448	309 310	85
6	Czerwiec	0	59 400	0	16 971	0	0	0
7	Lipiec	0	100 547	0	28 728	0	0	0
8	Sierpień	0	90 938	0	25 982	0	0	0
9	Wrzesień	139 712	0	66 190	0	205 902	257 377	70
10	Październik	371 592	0	68 396	0	439 988	549 985	151
11	Listopad	505 122	0	66 190	0	571 312	714 140	195
12	Grudzień	711 937	0	68 396	0	780 332	975 416	267
			SUMA	602 325	72 738	4 861 637	6 077 046	1 664

Tabela 13 - Konfiguracja K1 - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	695 639	0	23 793	173 910	545 522	187	681 903
2	Luty	633 931	0	21 491	158 483	496 939	170	621 174
3	Marzec	580 373	0	23 793	145 093	459 073	157	573 841
4	Kwiecień	441 954	0	23 026	110 488	354 491	121	443 114
5	Maj	179 052	3 698	23 793	45 687	153 460	53	191 825
6	Czerwiec	0	59 400	23 026	14 850	-36 374	-12	-45 468
7	Lipiec	0	100 547	23 793	25 137	-76 754	-26	-95 943
8	Sierpień	0	90 938	23 793	22 735	-67 145	-23	-83 931
9	Wrzesień	139 712	0	23 026	34 928	127 810	44	159 762
10	Październik	371 592	0	23 793	92 898	302 487	104	378 109
11	Listopad	505 122	0	23 026	126 281	401 867	138	502 334
12	Grudzień	711 937	0	23 793	177 984	557 746	191	697 182
			SUMA	280 145	1 128 474	3 219 121	1 102	4 023 901

Przyjęte granice bilansowe obejmują ciepłownię, sieć ciepłą, zdalne węzły ciepłownicze oraz lokale mieszkalne, w których przed modernizacją zużywana jest energia elektryczna w klimatyzatorach. Zgodnie z przyjętym założeniem, zużycie energii elektrycznej, potrzebnej do zasilenia pompy ciepła, która pracuje w trybie ciepłowniczym w okresie grzewczym oraz chłodniczym w okresie letnim, powinno być rozliczane stronie przedsiębiorstwa energetyki ciepłej. Zaobserwowano około 30% redukcji ilości ciepła dostarczanego bezpośrednio z ciepłowni. Parametry, które zostały przedstawione ze znakiem ujemnym świadczą o odzysku ciepła z instalacji chłodniczych odbiorców, a zatem jest to ciepło wysyłane z powrotem do źródła ciepła, gdzie może ono zostać ponownie zagospodarowane. Obiekt ciepłowni w Krośnie należący do przedsiębiorstwa FENICE Poland Sp. z o.o., zasila przez cały rok grupę odbiorców przemysłowych ciepłem technologicznym, dlatego też odzyskane ciepło z instalacji chłodniczych nie zostanie utracone. Pomimo, że transport ciepła pomiędzy ciepłownią, a zespołem szkół i osiedlem byłby realizowany przez cały rok, to obserwowany jest znaczny spadek strat ciepła z tego tytułu. W skali miesięcznej, gdy porównane zostaną straty pomiędzy poszczególnymi miesiącami, to w wyniku obniżenia parametrów zasilania czynnika grzewczego uzyskane zostanie 65% redukcji strat ciepła. W skali całego roku, oszczędność wynikająca z redukcji strat ciepła wynosi 322,16 MWh^t, czyli 1 159,8 GJ.

Podobne zależności przedstawiono w Tabeli 14 i Tabeli 15, w których zestawiono wyniki bilansu energii dla konfiguracji K3.

Tabela 14 - Konfiguracja K3 - Wyniki bilansu energii dla stanu przed modernizacją

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	kWh ^t	Mg CO ₂
1	Styczeń	892 000	0	68 396	0	960 396	1 200 495	329
2	Luty	651 466	0	61 777	0	713 243	891 553	244
3	Marzec	696 875	0	68 396	0	765 271	956 589	262
4	Kwiecień	438 357	0	66 190	0	504 546	630 683	173
5	Maj	296 172	0	68 396	0	364 568	455 710	125
6	Czerwiec	0	43 492	0	12 426	0	0	0
7	Lipiec	0	114 630	0	32 751	0	0	0
8	Sierpień	0	114 630	0	32 751	0	0	0
9	Wrzesień	225 922	0	66 190	0	292 112	365 140	100
10	Październik	494 781	0	68 396	0	563 177	703 971	193
11	Listopad	664 279	0	66 190	0	730 469	913 086	250
12	Grudzień	773 531	0	68 396	0	841 927	1 052 409	288
			SUMA	602 325	77 929	5 735 709	7 169 637	1 963

Tabela 15 - Konfiguracja K3 - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	892 000	0	23 793	223 000	692 793	237	865 991
2	Luty	651 466	0	21 491	162 866	510 090	175	637 612
3	Marzec	696 875	0	23 793	174 219	546 449	187	683 062
4	Kwiecień	438 357	0	23 026	109 589	351 793	120	439 742
5	Maj	296 172	0	23 793	74 043	245 922	84	307 403
6	Czerwiec	0	43 492	23 026	10 873	-20 467	-7	-25 583
7	Lipiec	0	114 630	23 793	28 657	-90 836	-31	-113 546
8	Sierpień	0	114 630	23 793	28 657	-90 836	-31	-113 546
9	Wrzesień	225 922	0	23 026	56 481	192 467	66	240 584
10	Październik	494 781	0	23 793	123 695	394 879	135	493 599
11	Listopad	664 279	0	23 026	166 070	521 235	178	651 544
12	Grudzień	773 531	0	23 793	193 383	603 942	207	754 927
			SUMA	280 145	1 351 534	3 857 431	1 320	4 821 789

Wielkość rocznej produkcji ciepła z ciepłowni i konsumpcji energii elektrycznej jest nieznacznie większa względem konfiguracji K1, co jest spowodowane różnicami w danych klimatycznych.

Tabela 16 oraz Tabela 17 przedstawiają wyniki bilansu energii dla konfiguracji K4, będącej instalacją zdalnego źródła ciepła, zasilającego szkołę oraz osiedle mieszkaniowe, zlokalizowane w Barcelonie, w klimacie śródziemnomorskim.

Tabela 16 - Konfiguracja K4 - Wyniki bilansu energii dla stanu przed modernizacją

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	kWh ^t	Mg CO ₂
1	Styczeń	320 563	0	68 396	0	388 958	486 198	133
2	Luty	390 250	0	61 777	0	452 027	565 034	155
3	Marzec	494 781	0	68 396	0	563 177	703 971	193
4	Kwiecień	0	0	66 190	0	66 190	82 737	23
5	Maj	0	62 364	68 396	17 818	68 396	85 495	23
6	Czerwiec	0	181 743	0	51 927	0	0	0
7	Lipiec	0	274 911	0	78 546	0	0	0
8	Sierpień	0	288 848	0	82 528	0	0	0
9	Wrzesień	0	164 883	66 190	47 110	66 190	82 737	23
10	Październik	0	62 364	68 396	17 818	68 396	85 495	23
11	Listopad	229 294	0	66 190	0	295 484	369 355	101
12	Grudzień	303 141	0	68 396	0	371 537	464 421	127
			SUMA	602 325	295 747	2 340 354	2 925 443	801

Tabela 17 - Konfiguracja K4 - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	320 563	0	23 793	80 141	264 215	90	330 269
2	Luty	390 250	0	21 491	97 563	314 178	108	392 723
3	Marzec	494 781	0	23 793	123 695	394 879	135	493 599
4	Kwiecień	0	0	0	0	0	0	0
5	Maj	0	62 364	23 793	15 591	-38 571	-13	-48 214
6	Czerwiec	0	181 743	23 026	45 436	-158 718	-54	-198 397
7	Lipiec	0	274 911	23 793	68 728	-251 118	-86	-313 897
8	Sierpień	0	288 848	23 793	72 212	-265 055	-91	-331 319
9	Wrzesień	0	164 883	23 026	41 221	-141 858	-49	-177 322
10	Październik	0	62 364	23 793	15 591	-38 571	-13	-48 214
11	Listopad	229 294	0	23 026	57 324	194 996	67	243 745
12	Grudzień	303 141	0	23 793	75 785	251 149	86	313 936
			SUMA	257 119	693 286	525 527	180	656 909

Wyniki ukazują znaczną różnicę zapotrzebowania na energię do celów chłodniczych. Przed modernizacją, w konfiguracji K1 oraz K3, zapotrzebowanie na energię do chłodzenia wynosiło 72 – 77 MWh^t, natomiast w konfiguracji K4, odbiorcy zużywaliby w klimatyzatorach 296 MWh^t. Zapotrzebowanie na ciepło do celów ogrzewania jest w konfiguracji K4 o przeszło 40% mniejsze w porównaniu do polskich miejscowości (Tabela 15). Ponadto, ze względu na umiarkowaną pogodę w kwietniu, odbiorcy nie wymagają dostaw zarówno ciepła jak i chłodu, skutkiem tego jest wstrzymanie w tym miesiącu dostaw ciepła i chłodu do odbiorców. W konfiguracji K4, podobnie jak w przypadku K1 i K3, sieć cieplna wykonana jest z nowej sieci kanałowej, dlatego poziom redukcji strat ciepła, w tych konfiguracjach, pozostaje na tym samym poziomie. W konfiguracji K4 po przeprowadzonej modernizacji, pomimo zastosowania pomp ciepła, które pracują przez 11 miesięcy, zużycie energii elektrycznej jest o blisko 40% mniejsze w porównaniu do konfiguracji K1 i K3 (Tabela 13Tabela 15). Dodatkowo zużycie paliwa (energii chemicznej), dla stanu po modernizacji, stanowi około 15% zużycia, jakie wyznaczono w konfiguracjach K1 i K3. Oznacza to, że z perspektywy dostawcy ciepła i chłodu, dostarczenie mediów do odbiorców końcowych będzie wymagało o wiele niższych nakładów finansowych.

Tabela 18 i

Tabela 19 zawierają dane bilansu energii dla konfiguracji K5, czyli dla sieci kanałowej 25-letniej, o wysokim stopniu wyeksploatowania oraz dla danych klimatycznych z 2021 roku (korespondujących do konfiguracji K1).

Tabela 18 - Konfiguracja K5 - Wyniki bilansu energii dla stanu przed modernizacją

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	kWh ^t	Mg CO ₂
1	Styczeń	695 639	0	126 547	0	822 186	1 027 732	281
2	Luty	633 931	0	114 300	0	748 232	935 290	256
3	Marzec	580 373	0	126 547	0	706 920	883 650	242
4	Kwiecień	441 954	0	122 465	0	564 418	705 523	193
5	Maj	179 052	3 698	126 547	1 056	305 599	381 999	105
6	Czerwiec	0	59 400	0	16 971	0	0	0
7	Lipiec	0	100 547	0	28 728	0	0	0
8	Sierpień	0	90 938	0	25 982	0	0	0
9	Wrzesień	139 712	0	122 465	0	262 177	327 721	90
10	Październik	371 592	0	126 547	0	498 139	622 673	170
11	Listopad	505 122	0	122 465	0	627 587	784 484	215
12	Grudzień	711 937	0	126 547	0	838 483	1 048 104	287
			SUMA	1 114 430	72 738	5 373 741	6 717 176	1 839

Tabela 19 - Konfiguracja K5 - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	695 639	0	44 017	173 910	565 746	194	707 182
2	Luty	633 931	0	39 757	158 483	515 205	176	644 007
3	Marzec	580 373	0	44 017	145 093	479 296	164	599 121
4	Kwiecień	441 954	0	42 597	110 488	374 062	128	467 577
5	Maj	179 052	3 698	44 017	45 687	173 683	59	217 104
6	Czerwiec	0	59 400	42 597	14 850	-16 803	-6	-21 004
7	Lipiec	0	100 547	44 017	25 137	-56 531	-19	-70 664
8	Sierpień	0	90 938	44 017	22 735	-46 922	-16	-58 652
9	Wrzesień	139 712	0	42 597	34 928	147 381	50	184 226
10	Październik	371 592	0	44 017	92 898	322 710	110	403 388
11	Listopad	505 122	0	42 597	126 281	421 438	144	526 798
12	Grudzień	711 937	0	44 017	177 984	577 969	198	722 461
			SUMA	518 259	1 128 474	3 457 235	1 183	4 321 544

Podobnie jak w poprzednich konfiguracjach, redukcja temperatury czynnika grzewczego, przyczyniła się do ograniczenia strat ciepła na poziomie 65%. Pomimo redukcji, wysokość strat po modernizacji jest zbliżona do poziomu strat z konfiguracji K1, jakie wyznaczone zostały dla stanu przed modernizacją, ze względu na dużo wyższe jednostkowe straty ciepła, wynikające z degradacji sieci. Porównując konfiguracje K1 i K5, zużycie energii elektrycznej pozostaje na podobnym poziomie. Ze względu na wysokość strat ciepła na przesyśle, konfiguracja K5 będzie charakteryzować się wyższymi kosztami produkcji, ze względu na konieczność wyprodukowania większej ilości ciepła w ciepłowni.

Tabela 20 i Tabela 21 przedstawia wyniki bilansu energii dla modelu K7, czyli dla odpowiadającej nowej sieci wykonanej w technologii preizolowanej, zlokalizowanej w Krośnie (dane klimatyczne z roku 2021).

Tabela 20 - Konfiguracja K7 - Wyniki bilansu energii dla stanu przed modernizacją

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	kWh ^t	Mg CO ₂
1	Styczeń	695 639	0	7 291	0	702 930	878 662	241
2	Luty	633 931	0	6 586	0	640 517	800 646	219
3	Marzec	580 373	0	7 291	0	587 664	734 581	201
4	Kwiecień	441 954	0	7 056	0	449 010	561 262	154
5	Maj	179 052	3 698	7 291	1 056	186 343	232 929	64
6	Czerwiec	0	59 400	0	16 971	0	0	0
7	Lipiec	0	100 547	0	28 728	0	0	0
8	Sierpień	0	90 938	0	25 982	0	0	0
9	Wrzesień	139 712	0	7 056	0	146 768	183 460	50
10	Październik	371 592	0	7 291	0	378 883	473 604	130
11	Listopad	505 122	0	7 056	0	512 178	640 223	175
12	Grudzień	711 937	0	7 291	0	719 228	899 035	246
			SUMA	64 210	72 738	4 323 521	5 404 401	1 479

Tabela 21 - Konfiguracja K7 - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	695 639	0	2 530	173 910	524 259	179	655 323
2	Luty	633 931	0	2 285	158 483	477 733	163	597 167
3	Marzec	580 373	0	2 530	145 093	437 810	150	547 262
4	Kwiecień	441 954	0	2 448	110 488	333 913	114	417 392
5	Maj	179 052	3 698	2 530	45 687	132 196	45	165 245
6	Czerwiec	0	59 400	2 448	14 850	-56 952	-19	-71 190
7	Lipiec	0	100 547	2 530	25 137	-98 018	-34	-122 522
8	Sierpień	0	90 938	2 530	22 735	-88 409	-30	-110 511
9	Wrzesień	139 712	0	2 448	34 928	107 232	37	134 040
10	Październik	371 592	0	2 530	92 898	281 223	96	351 529
11	Listopad	505 122	0	2 448	126 281	381 290	130	476 612
12	Grudzień	711 937	0	2 530	177 984	536 482	184	670 602
			SUMA	29 784	1 128 474	2 968 760	1 016	3 710 950

Konfiguracja K7 znacznie różni się względem konfiguracji K5. Straty ciepła w przypadku sieci preizolowanej (K7) są na bardzo niskim poziomie. W wyniku obniżenia temperatury czynnika grzewczego uzyskano 65% redukcji tych strat. Oszczędność energii finalnej wynosi 34,4 MWh^t (ok. 124 GJ). W efekcie konfiguracja K7 charakteryzuje się najniższymi stratami po modernizacji,

dlatego, wymaga najmniejszego zużycia węgla w ciepłowni (porównując instalacje zlokalizowane w Polsce).

W przypadku konfiguracji K8 zaproponowano wykorzystanie ciepła odpadowego z odzysku ciepła ze sprężarek. Na terenie zakładu przemysłowego, który zasilany jest w ciepło z kotłowni węglowej należącej do FENICE, zlokalizowana jest kompresorownia, w której przez 7 dni w tygodniu, 24 h/dobę wytwarzane jest sprężone powietrze, wykorzystywane w procesie produkcyjnym. Kompresorownia wyposażona jest w 5 sprężarek stało- i zmieniobrotowych.

Tabela 22 – Zestawienie sprężarek wchodzących w skład kompresorowni FENICE

Lp	Typ urządzenia	Wydajność m3/min FAD	Moc zainstalowana kW	Rok produkcji
1	sprężarki śrubowe z wtryskiem oleju	12,5 – 45,62	200	2019 r.
2		40,5	200	
3		6,1-29	132	
4		30,2	200	
5				2003 r.

Wszystkie kompresory są wyposażone w moduły odzysku ciepła, natomiast nie posiadają obecnie żadnego podłączonego odbioru ciepła odpadowego. Na podstawie [31] przyjęto założenie, że ilość odzyskanego ciepła ze sprężarek, w postaci gorącej wody o temperaturze 55 °C, stanowi 70% zużycia energii elektrycznej. Tabela 23 przedstawia ilość energii zużytej przez kompresory w 2021 roku oraz ilość potencjału energii odpadowej do odzyskania.

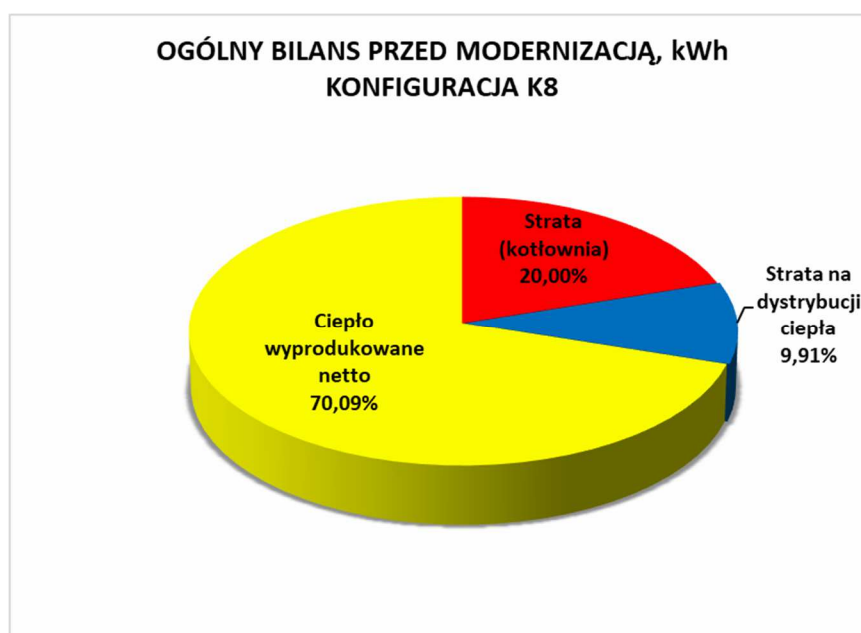
Tabela 23 – Określenie potencjału odzysku ciepła ze sprężarek

Lp.	Miesiąc	Zużycie energii elektrycznej przez kompresory w 2021 r.	Odzysk energii ze sprężarek (70% zużycia en.el.)
		kWh	kWh
1	Styczeń	203 460	142 422
2	Luty	205 697	143 988
3	Marzec	252 196	176 537
4	Kwiecień	223 534	156 474
5	Maj	182 813	127 969
6	Czerwiec	200 990	140 693
7	Lipiec	220 697	154 488
8	Sierpień	118 120	82 684
9	Wrzesień	186 187	130 331
10	Październik	204 115	142 881
11	Listopad	158 412	110 888
12	Grudzień	158 412	110 888
SUMA		2 314 633	1 620 243

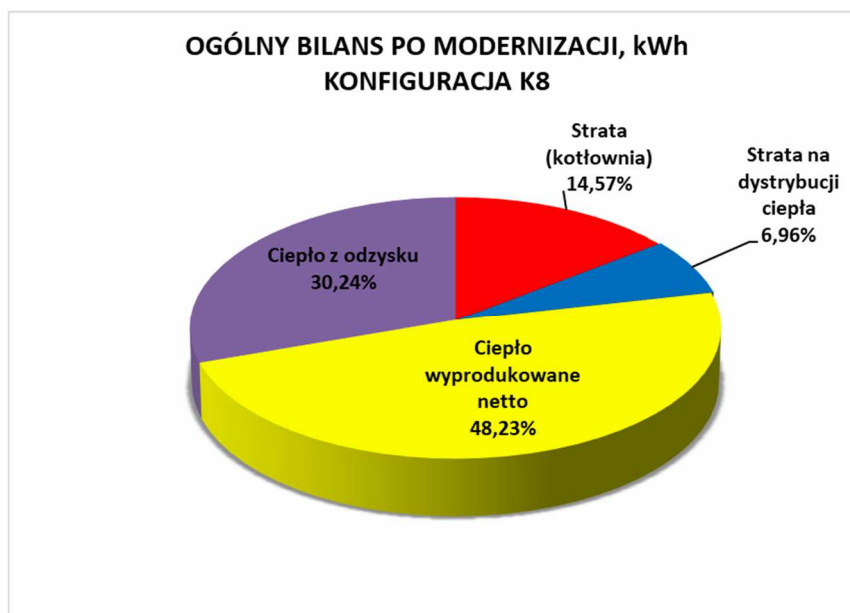
Tabela 24 zawiera wyniki obliczeń bilansu energii instalacji ciepłownictwa hybrydowego, wykorzystującego, jako alternatywne źródło ciepła, odzysk ciepła ze sprężarek.

Tabela 24 - Konfiguracja K8 - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Odzysk ciepła ze sprężarek	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	695 639	0	142 422	23 793	173 910	403 100	138	503 875
2	Luty	633 931	0	143 988	21 491	158 483	352 951	121	441 189
3	Marzec	580 373	0	176 537	23 793	145 093	282 536	97	353 170
4	Kwiecień	441 954	0	156 474	23 026	110 488	198 017	68	247 521
5	Maj	179 052	3 698	127 969	23 793	45 687	26 415	9	33 019
6	Czerwiec	0	59 400	0	23 026	14 850	-36 374	-12	-45 468
7	Lipiec	0	100 547	0	23 793	25 137	-76 754	-26	-95 943
8	Sierpień	0	90 938	0	23 793	22 735	-67 145	-23	-83 931
9	Wrzesień	139 712	0	130 331	23 026	34 928	0	0	0
10	Październik	371 592	0	142 881	23 793	92 898	302 487	104	378 109
11	Listopad	505 122	0	110 888	23 026	126 281	401 867	138	502 334
12	Grudzień	711 937	0	110 888	23 793	177 984	557 746	191	697 182
			SUMA	1 242 378	280 145	1 128 474	2 344 845	802	2 931 057



Rysunek 16 – Ogólny bilans energii dla stanu przed modernizacją – konfiguracja K8



Rysunek 17 – Ogólny bilans energii dla stanu po modernizacji – konfiguracja K8

Instalacja odzysku ciepła w znacznym stopniu wpływa na redukcję zużycia paliwa w ciepłowni i wynikające z tego powodu zmniejszenie emisji CO₂ do otoczenia. Ponadto zaobserwowano, że we wrześniu ilość energii odpadowej możliwej do uzyskania z kompresorów, całkowicie pokrywa zapotrzebowanie na ciepło, dzięki czemu możliwe jest wstrzymanie dostaw ciepła z ciepłowni węglowej. Oszczędności wynikająca z przyłączenia instalacji odzysku ciepła do sieci ciepłowniczej niskotemperaturowej najlepiej obrazuje porównanie konfiguracji K8 z K1. Redukcja zużycia energii chemicznej paliwa wynosi 3 934 GJ. Jest to redukcja zużycia paliwa na poziomie 27%.

W konfiguracji K9 przyjęto założenie, że odbiorcy (osiedle mieszkaniowe i szkoła) nie byli dotychczas przyłączeni do centralnego źródła ciepła. Ogrzewanie w obiektach realizowane było za pośrednictwem lokalnych źródeł ciepła. Zastosowanie mobilnych dostaw ciepła do odbiorców jest możliwe do realizacji w przypadku terenów o wysokim stopniu urbanizacji, gdzie nie jest możliwe poprowadzenie tradycyjnej sieci ciepłowniczej z centralnego źródła ciepła.

Przyjęto, że cieplarka wysokotemperaturowa i niskotemperaturowa dysponować będzie pojemnością 30 m³, a zbiornik o średnicy dwóch metrów zaizolowany będzie materiałem o współczynniku przenikania ciepła 0,05 W/mK i grubości 30 cm. Na podstawie wzorów przepływu ciepła, zaczerpniętych z literatury [9] wyznaczone zostały średniodobowe straty ciepła zbiornika znajdującego się w otwartej przestrzeni, przyjmując średnioroczną temperaturę otoczenia na poziomie 8 °C. W obliczeniach pominięto straty ciepła przez dennice zbiornika, a także straty ciepła powstałe podczas transportu zbiornika z ciepłowni do odbiorców. Na podstawie powyższych założeń określono straty cieplarki na poziomie 0,7 kW/h. Ilość ciepła zakumulowana w jednej cieplarce wysokotemperaturowej wodnej, o temperaturze 55 °C wynosi 857,5 kWh^t (3,09 GJ).

Na podstawie zapotrzebowania na ciepło i chłód odbiorców, określone na podstawie danych klimatycznych z Krosna z 2021 roku, wyznaczono wielkość strat ciepła cieplarek, parametry bilansu energii, a także liczbę kursów samochodów dostawczych pomiędzy źródłem ciepła, a odbiorcami. Dużą zaletą ciepłownictwa mobilnego jest możliwość dostarczania ciepła oraz chłodu

do odbiorców oddalonych od źródła ciepła, którzy nie posiadają możliwości podłączenia się do magistrali ciepłowniczej. Podstawową zaletą tej technologii jest znaczna redukcja strat ciepła. Zaizolowany zbiornik, pełniący funkcję zasobnika ciepła, charakteryzuje się znacznie niższymi stratami w porównaniu z rozległą siecią ciepłowniczą. Tabela 25 zawiera wyniki bilansu energii układu, który najlepiej koresponduje z konfiguracją K1 (Tabela 13), w której przedstawiono dane sieci kanałowej niskotemperaturowej, odnoszące się do tych samych danych klimatycznych, zaczerpniętych ze stacji meteorologicznej w Krośnie.

Tabela 25 - Konfiguracja K9 - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Liczba kursów samochodów dostawczych	Straty ciepła ciepłarek	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	szt.	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	695 639	0	1 624	521	173 910	522 250	179	652 812
2	Luty	633 931	0	1 480	470	158 483	475 919	163	594 899
3	Marzec	580 373	0	1 355	521	145 093	435 801	149	544 751
4	Kwiecień	441 954	0	1 032	504	110 488	331 969	114	414 962
5	Maj	179 052	3 698	427	521	45 687	130 188	45	162 734
6	Czerwiec	0	59 400	140	504	14 850	-58 896	-20	-73 620
7	Lipiec	0	100 547	236	521	25 137	-100 027	-34	-125 033
8	Sierpień	0	90 938	213	521	22 735	-90 417	-31	-113 022
9	Wrzesień	139 712	0	327	504	34 928	105 288	36	131 610
10	Październik	371 592	0	868	521	92 898	279 215	96	349 018
11	Listopad	505 122	0	1 179	504	126 281	379 346	130	474 182
12	Grudzień	711 937	0	1 662	521	177 984	534 473	183	668 091
			SUMA	10 542	6 132	1 128 474	2 945 108	1 008	3 681 385

Mobilne dostawy ciepła charakteryzuje redukcja strat ciepła o 4 040 GJ, co skutkuje mniejszą ilością spalonego węgla w kotłach (redukcja o 8,5%) . Zaobserwowano jednocześnie, że straty związane z transportem ciepła zostały w pewnym stopniu przekształcone na stratę finansową związaną z koniecznością spalania oleju napędowego przez samochody dostawcze. Po przeprowadzeniu analizy obliczono, przy uwzględnieniu pojemności cieplnej ciepłarni wysokotemperaturowej, że liczba kursów pomiędzy ciepłownią, a odbiorcami wyniesie w skali roku 10 524. Oznacza to, że w okresie zimowym, przy dużym zapotrzebowaniu na ciepło, może być konieczne wykonanie około 2 kursów na godzinę. Należałoby rozważyć redundancję zbiorników w celu zapewnienia ciągłości dostaw, które mogą okazać się trudne pod względem logistycznym.

Przyjęto założenie, że średnie spalanie samochodu dostawczego wynosi 30 litrów/100 km. Dodatkowo, przyjmując cenę oleju napędowego na poziomie 7,2 zł/l możliwe było określenie kosztów paliwa w zależności od odległości źródła ciepła od odbiorców końcowych. Wyniki obliczeń zostały Przyjęto założenie, że średnie spalanie samochodu dostawczego wynosi 30 litrów/100 km. Dodatkowo, przyjmując cenę oleju napędowego na poziomie 7,2 zł/l możliwe było określenie kosztów paliwa w zależności od odległości źródła ciepła od odbiorców końcowych. Wyniki obliczeń zostały umieszczone w Tabela 26.

Tabela 26 – Zestawienie kosztów transportu w zależności od odległości odbiorcy od źródła ciepła

Miesiąc	Liczba kursów	Koszt transportu ciepła w zależności od odległości od źródła (odległość od 1 do 10 km), tys. zł									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1624	3,5	7,0	10,5	14,0	17,5	21,0	24,6	28,1	31,6	35,1
2	1480	3,2	6,4	9,6	12,8	16,0	19,2	22,4	25,6	28,8	32,0
3	1355	2,9	5,9	8,8	11,7	14,6	17,6	20,5	23,4	26,3	29,3
4	1032	2,2	4,5	6,7	8,9	11,1	13,4	15,6	17,8	20,1	22,3
5	427	0,9	1,8	2,8	3,7	4,6	5,5	6,5	7,4	8,3	9,2
6	140	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	2,7	3,0
7	236	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,1	3,6	4,1	4,6	5,1
8	213	0,5	0,9	1,4	1,8	2,3	2,8	3,2	3,7	4,1	4,6
9	327	0,7	1,4	2,1	2,8	3,5	4,2	4,9	5,7	6,4	7,1
10	868	1,9	3,7	5,6	7,5	9,4	11,2	13,1	15,0	16,9	18,7
11	1179	2,5	5,1	7,6	10,2	12,7	15,3	17,8	20,4	22,9	25,5
12	1662	3,6	7,2	10,8	14,4	17,9	21,5	25,1	28,7	32,3	35,9
	SUMA	22,7	45,5	68,3	91,1	113,8	136,6	159,4	182,2	204,9	227,7

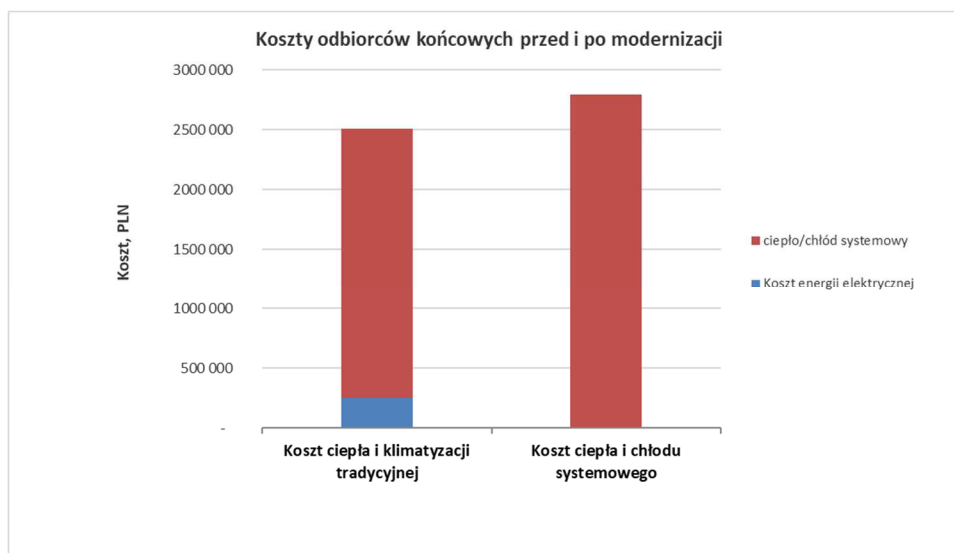
Następnie, na podstawie zależności, opisanych wzorami (31) do (41), wykonano obliczenia ekonomiczne, umożliwiające porównanie efektów potencjalnego wdrożenia instalacji, w różnych konfiguracjach. Wyniki obliczeń przedstawiają tabele 27-31. Do obliczeń ekonomicznych dodane zostały konfiguracje odnoszące się do warunków cenowych (paliwa, energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO₂) z okresu początku roku 2021. W ten sposób przedstawiono dodatkowy aspekt, jakim jest skokowy wzrost ceny produkcji ciepła, jaki nastąpił w okresie ostatnich kilkunastu miesięcy.

Tabela 27 – Konfiguracja K1 – zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu przed modernizacją

Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł
Styczeń	0	257 862	80 000	368 670	0	368 670
Luty	0	234 802	72 846	335 967	0	335 967
Marzec	0	218 960	67 931	307 583	0	307 583
Kwiecień	0	171 498	53 206	234 224	0	234 224
Maj	0	83 514	25 910	94 893	0	94 893
Czerwiec	0	0	0	0	3 698	0
Lipiec	0	0	0	0	59 400	0
Sierpień	0	0	0	0	100 547	0
Wrzesień	0	69 492	21 559	74 044	90 938	74 044
Październik	0	148 496	46 070	196 934	0	196 934
Listopad	0	192 818	59 820	267 702	0	267 702
Grudzień	0	263 362	81 706	377 308	0	377 308
SUMA		2 149 850		2 257 325	2 511 908	

Tabela 28 – Konfiguracja K1 – zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu po modernizacji

Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł
Styczeń	173 910	184 114	57 120	412 950	0	412 950
Luty	158 483	167 717	52 033	376 319	0	376 319
Marzec	145 093	154 937	48 068	344 525	0	344 525
Kwiecień	110 488	119 641	37 118	262 356	0	262 356
Maj	45 687	51 793	16 068	108 485	0	108 485
Czerwiec	14 850	-12 276	-3 809	35 261	0	35 261
Lipiec	25 137	-25 905	-8 037	59 688	0	59 688
Sierpień	22 735	-22 661	-7 031	53 983	0	53 983
Wrzesień	34 928	43 136	13 383	82 937	0	82 937
Październik	92 898	102 089	31 673	220 587	0	220 587
Listopad	126 281	135 630	42 078	299 854	0	299 854
Grudzień	177 984	188 239	58 400	422 625	0	422 625
SUMA		2 551 992		2 679 570	2 679 570	



Rysunek 18 – Zestawienie kosztów po stronie odbiorców przed i po modernizacji – konfiguracja K1

W tabelach Tabela 29 i Tabela 30 zestawiono koszty, które ponosi przedsiębiorstwo energetyki cieplnej, dla stanu po modernizacji. Zyski finansowe wynikające z odzysku ciepła z instalacji chłodniczych szkoły oraz osiedla mieszkaniowego zostały oznaczone jako ujemne kwoty, w miesiącach letnich. W następstwie tego, że ciepłownia FENICE Poland posiada grupę odbiorców przemysłowych, którzy wykorzystują ciepło technologiczne przez cały rok, jest możliwe pozyskanie wspomnianych oszczędności. Wskazane rozwiązanie daje możliwość wykorzystania ciepła odpadowego z instalacji chłodniczych. W przeciwnym razie, ciepło to musiałoby zostać utracone (odprowadzone) w chłodniach wentylatorowych, które dodatkowo zużywają energię elektryczną, co wiązałoby się z dodatkowym pogorszeniem rachunku ekonomicznego.

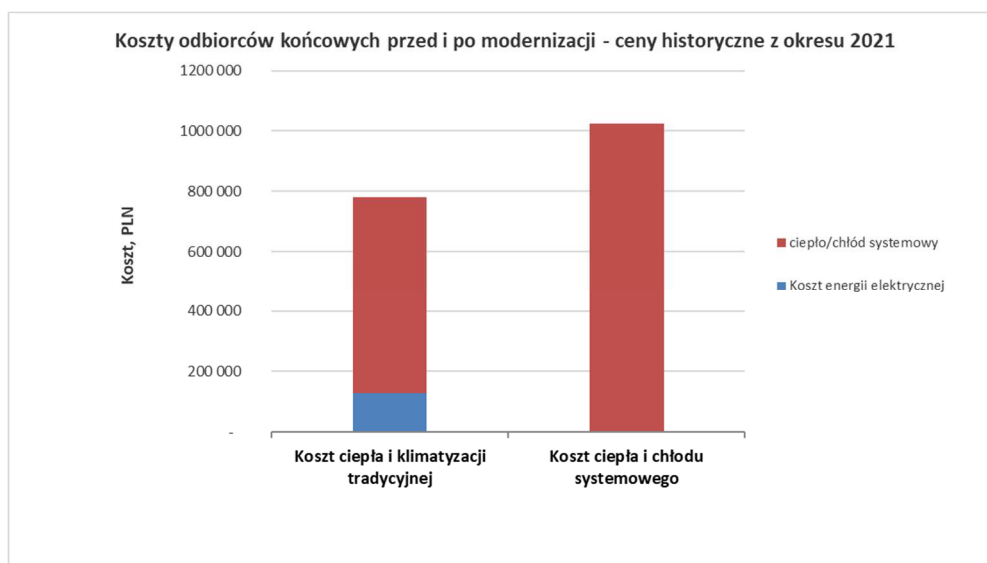
Tabela 29 – Konfiguracja K2 – zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu przed i po modernizacji

Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł
Styczeń	0	58 449	39 216	106 570	0	106 570
Luty	0	53 222	35 709	97 117	0	97 117
Marzec	0	49 631	33 299	88 912	0	88 912
Kwiecień	0	38 873	26 081	67 706	0	67 706
Maj	0	18 930	12 701	27 430	0	27 430
Czerwiec	0	0	0	0	1 849	0
Lipiec	0	0	0	0	29 700	0
Sierpień	0	0	0	0	50 274	0
Wrzesień	0	15 751	10 568	21 404	45 469	21 404
Październik	0	33 659	22 583	56 927	0	56 927
Listopad	0	43 705	29 324	77 383	0	77 383
Grudzień	0	59 695	40 052	109 067	0	109 067
SUMA		621 448		652 516		779 807

Tabela 30 – Konfiguracja K2 – zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu po modernizacji

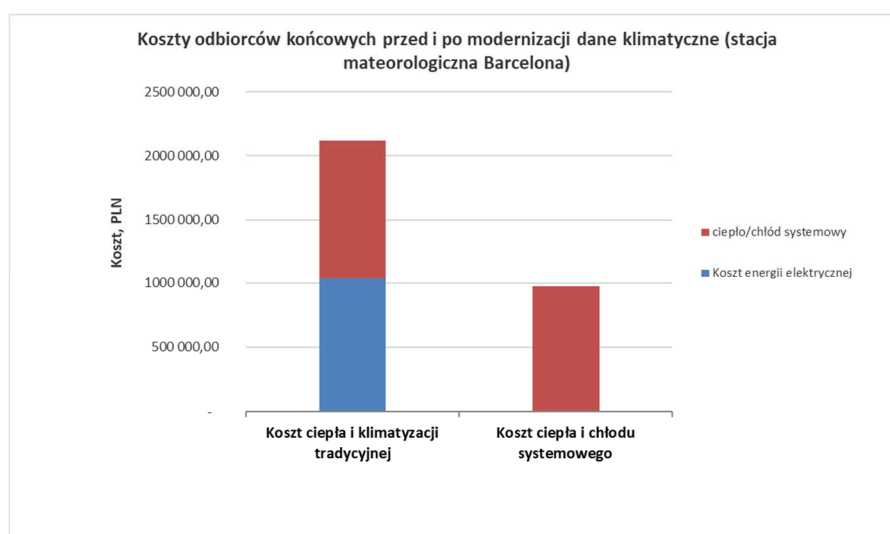
Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł
Styczeń	86 955	41 732	28 000	157 887	0	157 887
Luty	79 241	38 016	25 506	143 882	0	143 882
Marzec	72 547	35 119	23 563	131 726	0	131 726
Kwiecień	55 244	27 119	18 195	100 309	0	100 309
Maj	22 844	11 740	7 877	41 478	0	41 478
Czerwiec	7 425	-2 783	-1 867	13 482	0	13 482
Lipiec	12 568	-5 872	-3 940	22 821	0	22 821
Sierpień	11 367	-5 137	-3 446	20 640	0	20 640
Wrzesień	17 464	9 777	6 560	31 710	0	31 710
Październik	46 449	23 140	15 526	84 339	0	84 339
Listopad	63 140	30 743	20 627	114 646	0	114 646
Grudzień	88 992	42 668	28 627	161 586	0	161 586
SUMA	975 727			1 024 506	1 024 506	

Drastyczny wzrost cen paliw, kosztu uprawnień do emisji CO₂ i energii elektrycznej w dużym stopniu oddziałują na rentowność wytwarzania ciepła. Przykładowo, dla stanu przed modernizacją, koszt wytwarzania ciepła (koszt paliwa, koszt emisji) wynosi 621 448 zł, dla cen rynkowych z okresu stycznia 2021 roku. Z kolei wyprodukowanie tej samej ilości ciepła, przy obecnych cenach rynkowych kosztuje 2 149 850 zł, co jest równoznaczne ze wzrostem kosztów produkcji o 346 %.



Rysunek 19 – Zestawienie kosztów po stronie odbiorców przed i po modernizacji – konfiguracja K2

Wszystkie opisane konfiguracje, z wyjątkiem konfiguracji K4 i K8 charakteryzują się wzrostem kosztów zakupu ciepła/chłodu po modernizacji. W oparciu o przeprowadzoną analizę ustalono, że wdrożenie instalacji ciepłownictwa hybrydowego przy ciepłowni należącej do FENICE Poland w Krośnie, która zasila osiedle mieszkaniowe i szkołę, jest nieopłacalne ekonomicznie – przykładowe porównanie przedstawia Rysunek 18 i Rysunek 19. Jest to spowodowane to przede wszystkim z koniecznością zastosowania pomp ciepła, które zużywają duże ilości energii elektrycznej do celów grzewczych (podwyższenie temperatury zasilania czynnika grzewczego). Redukcję kosztów zakupu ciepła i chłodu po modernizacji zaobserwowano w przypadku konfiguracji K4, odnoszącej się do sieci ciepłowniczej zlokalizowanej w klimacie śródziemnomorskim (Barcelona). Rysunek 20 przedstawia porównanie kosztów po stronie odbiorców przed i po modernizacji dla konfiguracji K4.



Rysunek 20 – Zestawienie kosztów po stronie odbiorców przed i po modernizacji – konfiguracja K4

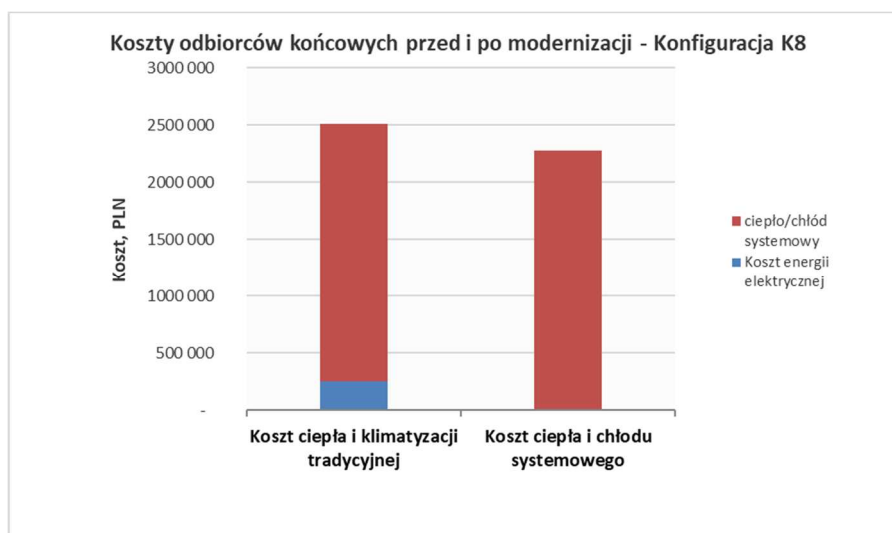
Długi okres letni, duża ilość ciepła odpadowego i łagodna zima przyczyniają się do poprawy parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia. Koszty ponoszone przez odbiorców końcowych po modernizacji są o 54% niższe przed przeprowadzoną modernizacją. Jednocześnie roczny przychód dostawcy ciepła i chłodu jest relatywnie niewielki. Wynika to z przyjętego założenia dla wszystkich konfiguracji, że taryfa na ciepło i chłód, tworzona jest w sposób kosztowy, z przyjętą marżą sprzedażową na poziomie 5%.

Zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu przed i po modernizacji dla pozostałych konfiguracji przedstawia Tabela 31.

Tabela 31 – Konfiguracje K3 do K8 – zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu przed i po modernizacji

PRZED MODERNIZACJĄ							PO MODERNIZACJI						
Konfiguracja	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców		Konfiguracja	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód		Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł		zł	zł	zł		zł	zł
K3	2 536 371			2 663 168	2 935 920		K3	3 057 317			3 210 157	3 210 157	
K4	1 034 921			1 086 659	2 121 772		K4	925 677			971 954	971 954	
K5	2 376 306			2 495 102	2 749 685		K5	2 657 287			2 790 130	2 790 130	
K6	686 909			721 249	848 541		K6	1 006 165			1 056 465	1 056 465	
K7	1 911 892			2 007 470	2 262 053		K7	2 441 280			2 563 324	2 563 324	
K8	2 149 850			2 257 325	2 511 908		K8	2 165 381			2 273 632	2 273 632	

Konfiguracje K3, K5, K6, K7 charakteryzują się wzrostami kosztów po modernizacji, co wynika przede wszystkim z wysokiego kosztu energii elektrycznej. Spośród sieci ciepłowniczych eksploatowanych na terenie Polski, wyjątek stanowi konfiguracja K8 (Rysunek 21), która jako jedyna charakteryzuje się korzystnym bilansem ekonomicznym po modernizacji. Uzyskanie tego efektu było możliwe dzięki zastosowaniu alternatywnego, dodatkowego źródła ciepła w postaci instalacji odzysku ciepła z kompresorów. Oszczędność kosztów odbiorcy końcowego po modernizacji wynosi 10%.



Rysunek 21 – Zestawienie kosztów po stronie odbiorców przed i po modernizacji – konfiguracja K8

Tabela 32 zawiera porównanie konfiguracji K9 oraz K1 pod względem kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu. Obliczenia dla obu wariantów zostały przeprowadzone dla tych samych warunków klimatycznych, dzięki czemu możliwe było określenie rentowności mobilnych dostaw ciepła i chłodu do odbiorców.

Tabela 32 – Porównanie konfiguracji K9 oraz K1 pod względem kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu

PO MODERNIZACJI							PO MODERNIZACJI						
K9 - Mobilne dostawy ciepła							Konfiguracja K1						
Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców		Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa – węgiel + ON	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód		Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł		zł	zł	zł		zł	zł
Styczeń	173 910	136 046	42 207	350 391	0	350 391	Styczeń	173 910	184 114	57 120	412 950	0	412 950
Luty	158 483	119 121	36 956	319 309	0	319 309	Luty	158 483	167 717	52 033	376 319	0	376 319
Marzec	145 093	95 356	29 584	292 332	0	292 332	Marzec	145 093	154 937	48 068	344 525	0	344 525
Kwiecień	110 488	66 831	20 734	222 610	0	222 610	Kwiecień	110 488	119 641	37 118	262 356	0	262 356
Maj	45 687	8 915	2 766	92 050	0	92 050	Maj	45 687	51 793	16 068	108 485	0	108 485
Czerwiec	14 850	-12 276	-3 809	29 920	0	29 920	Czerwiec	14 850	-12 276	-3 809	35 261	0	35 261
Lipiec	25 137	-25 905	-8 037	50 645	0	50 645	Lipiec	25 137	-25 905	-8 037	59 688	0	59 688
Sierpień	22 735	-22 661	-7 031	45 805	0	45 805	Sierpień	22 735	-22 661	-7 031	53 983	0	53 983
Wrzesień	34 928	0	0	70 373	0	70 373	Wrzesień	34 928	43 136	13 383	82 937	0	82 937
Październik	92 898	102 089	31 673	187 169	0	187 169	Październik	92 898	102 089	31 673	220 587	0	220 587
Listopad	126 281	135 630	42 078	254 428	0	254 428	Listopad	126 281	135 630	42 078	299 854	0	299 854
Grudzień	177 984	188 239	58 400	358 600	0	358 600	Grudzień	177 984	188 239	58 400	422 625	0	422 625
SUMA	2 165 381			2 273 632	2 273 632		SUMA	2 551 992			2 679 570	2 679 570	

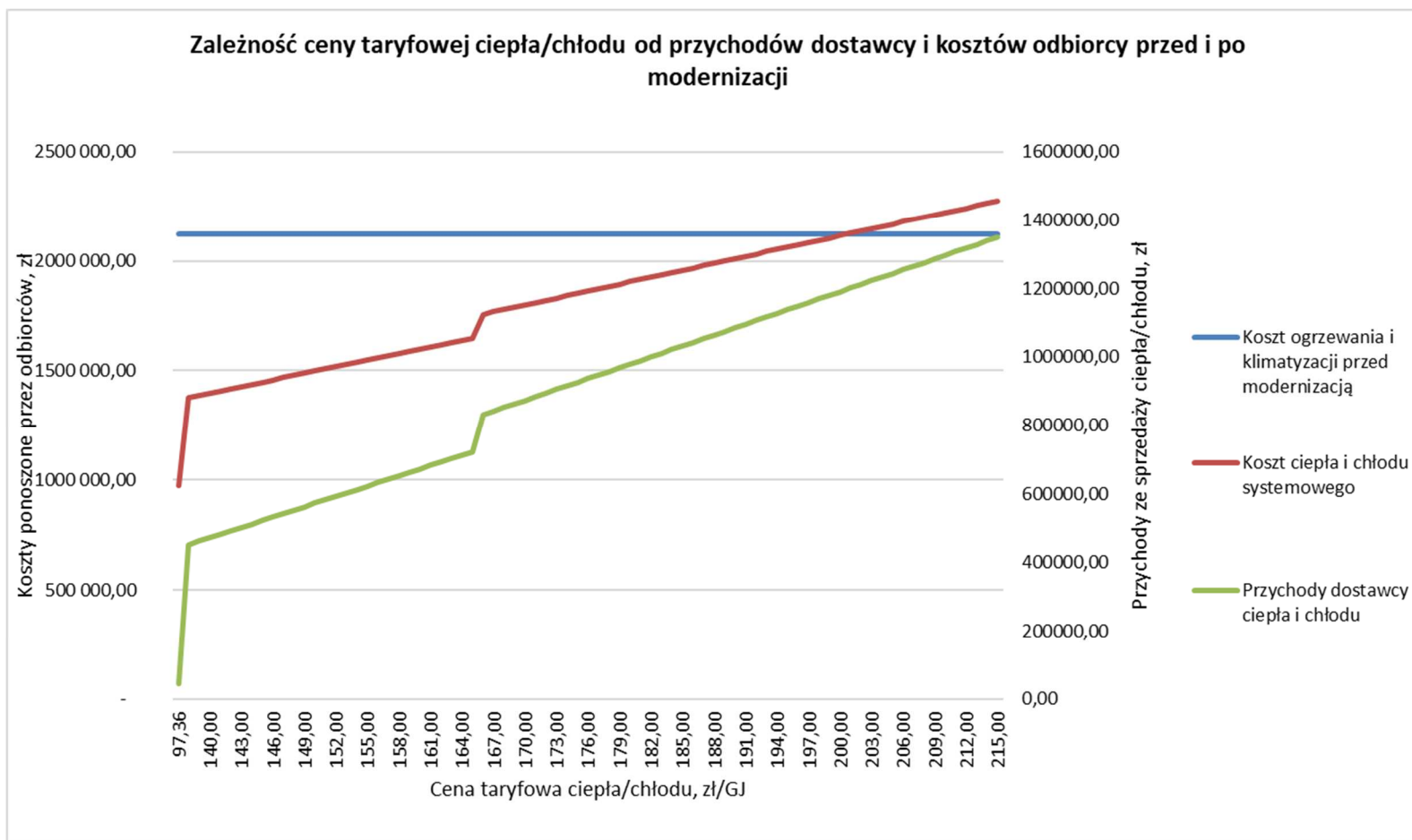
Koszty wytwarzania ciepła w konfiguracji K9 są niższe od kosztów K1 o 386 611 zł. Różnica w kosztach wynika ze znacznej redukcji strat ciepła związanych z dystrybucją w przypadku transportu samochodowego. Ujemne wartości kosztów paliw w konfiguracji K9, w miesiącach ciepłych, wynikają odzysku ciepła z instalacji chłodniczych. Koszt odbioru ciepła i jego transportu do źródła jest niższy od zysków związanych z zagospodarowaniem energii w ciepłowni.

Tabela 33 przedstawia ceny taryfowe oraz przychody roczne dostawcy ciepła/chłodu.

Tabela 33 – Zestawienie cen taryfowych oraz parametrów finansowych

	Konfiguracja	Roczny koszt wytwarzania ciepła i chłodu, zł	Cena sprzedaży ciepła/chłodu, zł/GJ	Roczny przychód ze sprzedaży ciepła i chłodu	Wzrost/zmniejszenie kosztów klimatyzacji oraz ogrzewania po modernizacji, zł
1	Nowa sieć kanałowa - dane klimatyczne 2021 (Krosno)	2 551 992	164,90	127 578	167 662
2	Nowa sieć kanałowa - ceny historyczne z okresu 2021 roku	975 727	63,05	48 778	244 698
3	Nowa sieć kanałowa - dane klimatyczne 30-letnie (stacja meteorologiczna Rzeszów-Jasionka)	3 057 317	164,95	152 840	274 237
4	Nowa sieć kanałowa - dane klimatyczne ze stacji meteorologicznej w Barcelonie	925 677	97,36	46 276	-1 149 819
5	Wyeksploatowana sieć kanałowa	2 657 287	171,70	132 842	40 445
6	Wyeksploatowana sieć kanałowa - ceny historyczne z okresu 2021	1 006 165	65,01	50 300	207 924
7	Sieć preizolowana	2 441 280	157,74	122 044	301 270
8	Nowa sieć kanałowa - dane klimatyczne 2021 (Krosno) + odzysk ciepła z kompresorów	2 165 38	139,92	108 251	- 238 276
9	Dane klimatyczne 2021 (Krosno) + mobilne dostawy ciepła	2 658 536	171,78	132 904	-
		WYTWÓRCA			ODBIORCA

W przypadku konfiguracji K4 możliwe jest zwiększenie marży dostawcy ciepła/chłodu aby jednocześnie poprawić rentowność przedsięwzięcia (zwrot nakładów inwestycyjnych) oraz zapewnić opłacalność modernizacji dla odbiorcy końcowego. Relację kosztów obu stron od ceny taryfowej przedstawia Rysunek 22. Zaobserwowano, że maksymalną ceną taryfową, nie zwiększającą kosztów odbiorcy po modernizacji jest stawka 200 zł/GJ, gwarantująca przychód na poziomie 1 190 tys. zł.



Rysunek 22 – Konfiguracja K4 – zależność ceny taryfowej od kosztów odbiorcy i zysków dostawcy ciepła/chłodu

5.2. MODEL II

Drugi model sieci obejmował instalację o znacznie większych rozmiarach. Przy wyborze fragmentu sieci kierowano się między innymi dostępnością danych, charakterystyką grupy odbiorców oraz stopniem zaawansowania technologicznego. Trasa wytypowanego fragmentu sieci została, w sposób przybliżony, zamodelowana w programie Audytor SCW. Sieć ciepła objęła 60 węzłów cieplnych, zlokalizowanych w obiektach mieszkalnych oraz użyteczności publicznej. Źródło ciepła stanowi centralna ciepłownia wyposażona w kotły węglowe. W ramach analizy obliczeniowej przyjęto założenie, że każdy ze zdalnych węzłów cieplnych ma zostać wyposażony w pompy ciepła, umożliwiające dostawy ciepła w sezonie grzewczym i chłodu do instalacji klimatyzacyjnych w okresie letnim. Proces modelowania obejmował określenie oszczędności energii pierwotnej oraz oszacowanie parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia modernizacyjnego. Analizę przeprowadzono w kilku wariantach, w zależności od technologii wykonania rurociągów, stopnia ich wyeksploatowania, a także temperatury zasilania czynnika grzewczego. Obliczenia wykonano w odniesieniu do danych klimatycznych z Krosna z roku 2021.



Rysunek 23 – Model miejskiej sieci ze zdalnymi węzłami cieplnymi, zasilanymi z centralnego źródła ciepła

Opracowany model sieci ciepłowniczej miejskiej, miał na celu zobrazowanie możliwości wykorzystania technologii ciepłownictwa hybrydowego w zastosowani

wielkoskalowym. Przedstawiona w niniejszym rozdziale sieć ciepłna znacznie różni się długością względem pozostałych modeli. Na podstawie słownej deklaracji PEC przyjęto, że w ramach 60 węzłów cieplnych, zasilane jest w ciepło i chłód 1600 lokali mieszkalnych, które zamieszkuje 3200 osób. Całkowita moc grzewcza zamówiona przez odbiorców, to 27,9 MW. W sezonie letnim zapotrzebowanie na moc chłodniczą zostało określone metodą obliczeniową, zgodnie z algorytmem opisanym w rozdziale 5.1.1. Przyjęto założenie, że całość ciepła odpadowego z instalacji chłodniczych lokali mieszkalnych zostanie ponownie wykorzystana w źródle ciepła, dzięki czemu nie jest konieczne instalowanie dodatkowych chłodziw wentylatorowych.

5.2.1. Dane wejściowe, założenia, algorytmy obliczeń

Wielkości fizyczne (gęstość i pojemność cieplna powietrza) zostały przejęte na podstawie danych literaturowych [9]. Natomiast wartość współczynnika efektywności energetycznej COP dla klimatyzatora i pompy ciepła zostały określone w oparciu o karty katalogowe urządzeń dostępnych na rynku. Do obliczeń zostały przyjęte wartości średnie współczynników COP. Ceny paliw, zakupu energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na podstawie archiwalnych danych giełdowych [26]. Wskaźnik emisji CO₂ dla ciepłowni węglowych przyjęto na podstawie raportów Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) [27].

Dane wejściowe do obliczeń:

- Łączna długość rurociągów zasilających i powrotnych, L_i : 7 928 m
- Cena zakupu energii elektrycznej, k_{el} : 1 000 zł/MWh;
- Pojemność cieplna powietrza, c_p : 1,005 kJ/kgK;
- Gęstość powietrza, ρ_{pow} : 1,2 kg/m³;
- Sprawność kotłowni węglowej, η_k : 80 %;
- Wskaźnik emisji CO₂ dla spalania węgla kamiennego, WE_{CO_2} : 95,05 kg/GJ;
- Strumień powietrza wentylacyjnego do chłodzenia, $V_{v,H}$: 216 000 m³/h;
- Współczynnik COP pompy ciepła, COP_{HP} : 4,0;
- Współczynnik COP klimatyzatora, COP_{AC} : 3,5;
- Moc zamówiona – ogrzewanie szkoły i osiedla, Q_g : 27 903 kW;
- Liczba mieszkańców: 3200;
- Liczba lokali mieszkalnych: 1600;
- Średnia powierzchnia jednego mieszkania: 45 m²;

Symulacje strat ciepła w programie Audytor SCW, bilans energii, a także analizę ekonomiczną przeprowadzono dla trzech różnych konfiguracji sieci cieplnej, zróżnicowanych ze względu na technikę wykonania sieci cieplnej. W modelu umieszczono

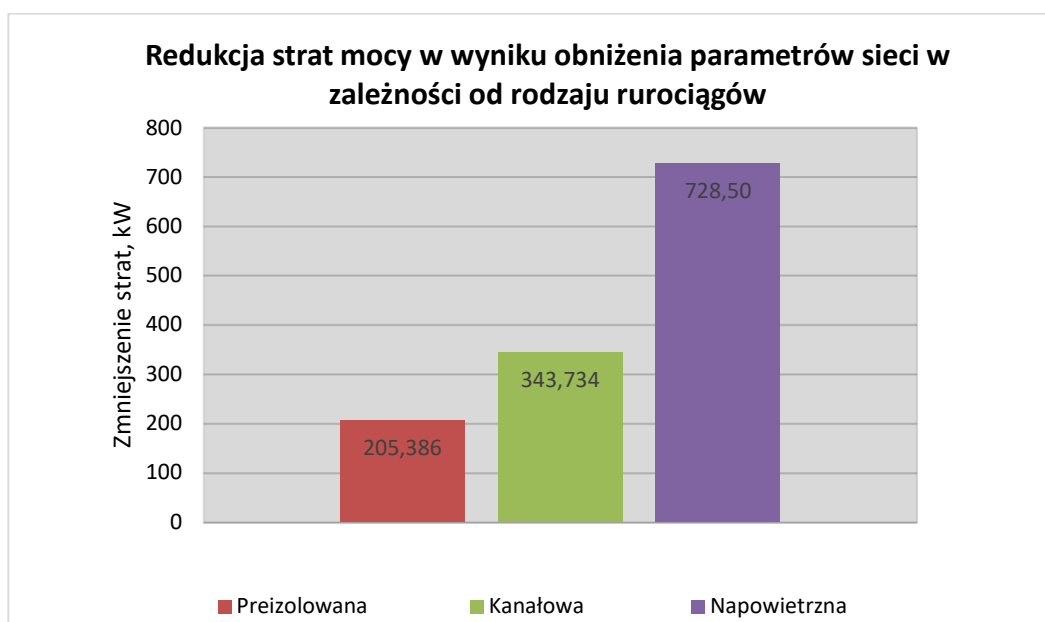
sieć cieplną preizolowaną (konfiguracja nr 1), sieć cieplną kanałową (konfiguracja nr 2) oraz sieć cieplną napowietrzną (konfiguracja nr 3). Obliczenia stopniodni, zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania i chłodzenia oraz parametry ekonomiczne wykonano w oparciu o algorytm obliczeniowy, przedstawiony w rozdziale 5.1.1..

5.2.2. Wyniki obliczeń i analiza

W programie Audytor SCW wyznaczone zostały wielkości strat ciepła sieci, w zależności od technologii jej wykonania i poziomu wyeksploatowania. Wyznaczona jednostkowa strata mocy cieplnej q'_s oraz q''_s , a następnie, po uwzględnieniu całkowitej długości sieci ciepłowniczej, określono całkowite straty ciepła, związane z dystrybucją.

Tabela 34 – Zestawienie wyników obliczeń strat ciepła sieci ciepłowniczej

Wariant sieci	Przed modernizacją	Po modernizacji
	Parametr zasilania 120 °C	Parametry zasilania 50 °C
	Straty całego odcinka sieci, kW	Straty całego odcinka sieci, kW
Preizolowana	338,727	133,341
Kanałowa	546,505	202,771
Napowietrzna	1 127,02	398,516



Rysunek 24 – Poziom redukcji strat mocy cieplnej wynikający z obniżenia temperatury czynnika grzewczego

Najwyższy poziom redukcji strat ciepła zaobserwowano w przypadku sieci cieplnej napowietrznej, która charakteryzowała się najwyższym ubytkiem mocy cieplnej. Oszczędność mocy, wynikająca z obniżenia parametrów sieci wynosi 728,5 kW,

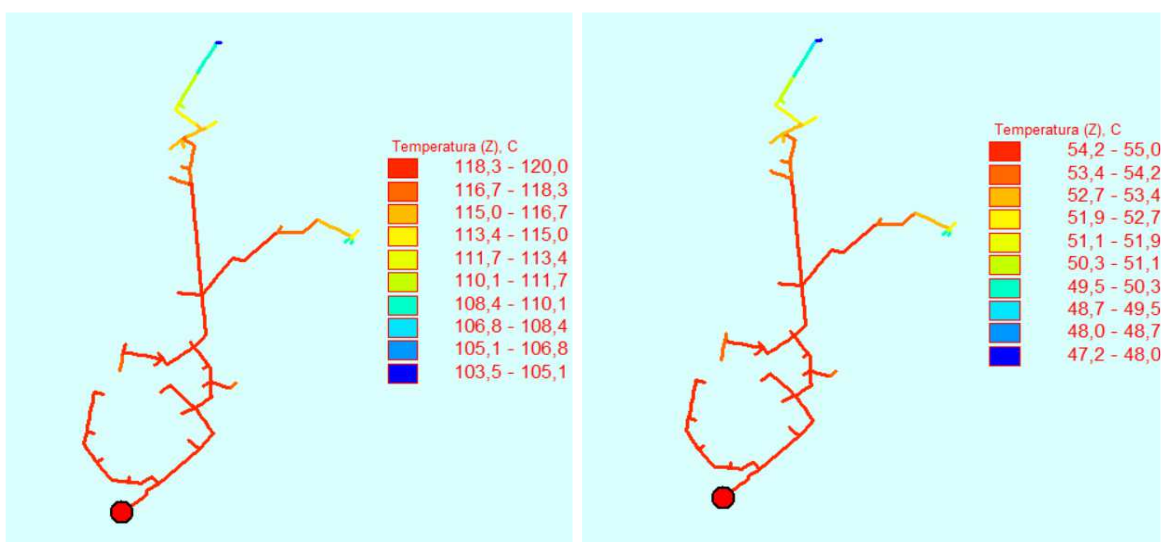
odpowiadającego 64,6%. W przypadku sieci preizolowanej uzyskano oszczędności na poziomie 60,6%, a dla sieci kanałowej 62,9%.

Następnie, na podstawie wzorów (9) do (11) określono zyski ciepła od ludzi, oświetlenia oraz maszyn i urządzeń, które są niezbędne do ustalenia zapotrzebowania na energię chłodzenia w okresie wiosenno-letnim.

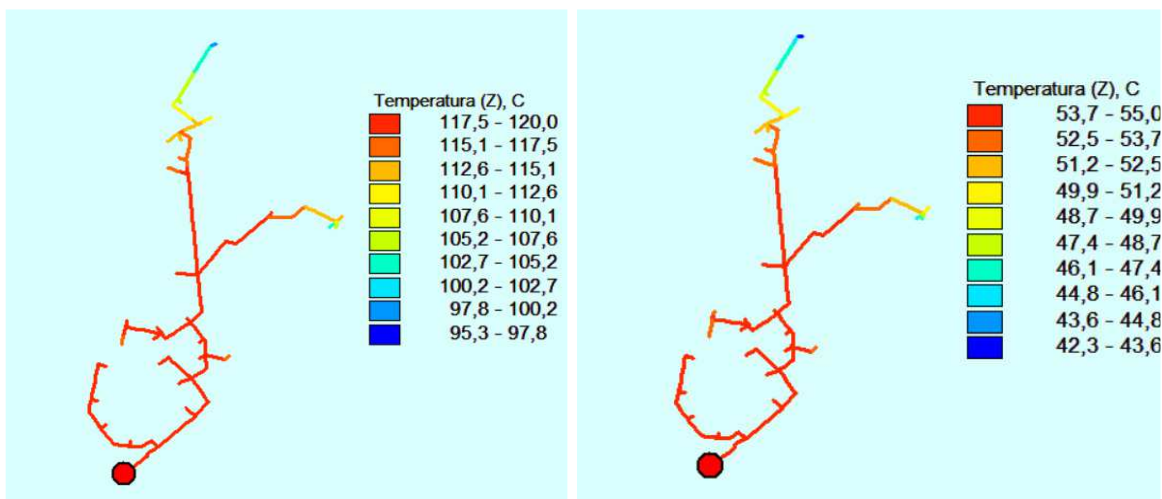
Tabela 35 – Zestawienie obliczeń zysków ciepła w obiektach zasilanych z ciepłowni

Zyski ciepła	Osiedle mieszkaniowe
	kW
Zyski ciepła od ludzi, Q_L	288
Zyski ciepła od oświetlenia, Q_O	99,07
Zyski ciepła od maszyn i urządzeń, Q_U	86,40
SUMA	531,07

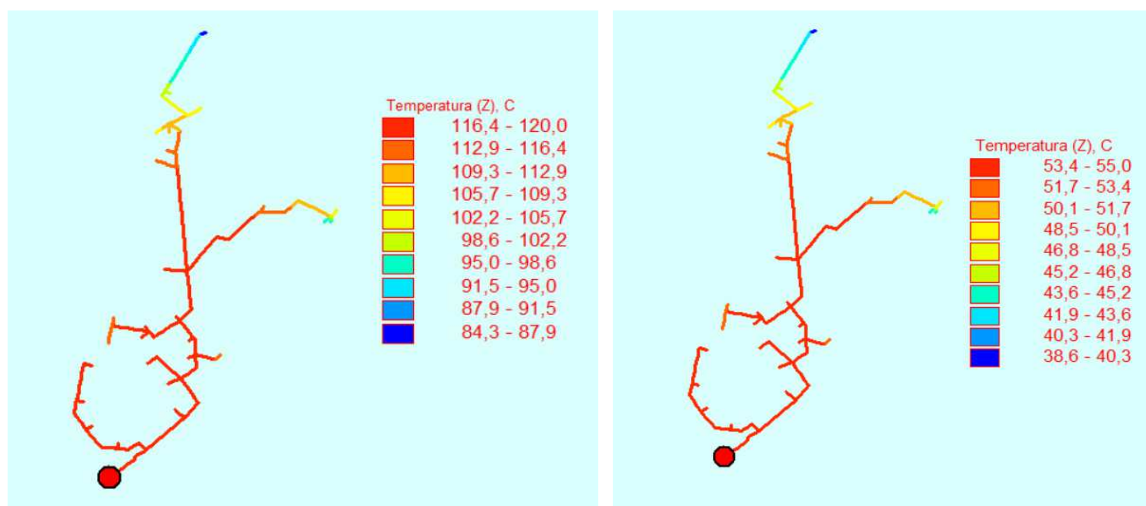
Poprawę efektywności energetycznej dla poszczególnych wariantów rozwiązań technologicznych sieci ciepłowniczej, obrazujące spadki temperatury czynnika grzewczego, zasilającego odbiorców ciepła w okresie grzewczym.



Rysunek 25 – Spadek temperatury czynnika grzewczego dla sieci preizolowanej.



Rysunek 26 – Spadek temperatury czynnika grzewczego dla sieci kanałowej



Rysunek 27 – Spadek temperatury czynnika grzewczego dla sieci napowietrznej

Na podstawie wzorów (12) do (15) określono liczbę stopniodni ogrzewania i chłodzenia, a następnie, korzystając z zależności (16) do (30), obliczono miesięczne zapotrzebowanie na energię do ogrzewania i chłodzenia oraz pozostałe parametry bilansu energii.

Tabela 36 zawiera dane obliczeń stopniodni oraz zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia odbiorców końcowych osiedla.

Natomiast Tabela 37 i Tabela 38 przedstawiają wyniki przeprowadzonego bilansu energii dla stanu przed i po modernizacji dla sieci preizolowanej.

Tabela 36 – Dane miesięczne stopniodni oraz zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia. Dane klimatyczne: Krosno 2021

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	SUMA
Stopniodni grzania	618,9	564,0	516,4	393,2	159,3	0,0	0,0	0,0	124,3	330,6	449,4	633,4	3 789,5
Stopniodni chłodzenia	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	48,5	82,5	75,4	0,0	0,0	0,0	0,0	209,4
Zyski ciepła, kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	554,5	8 317	13 307	10 535	0,0	0,0	0,0	0,0	32 713,8
Energia do ogrzewania, E _H , kWh	1 074 806	979 465	896 714	682 847	276 647	0	0	0	215 864	574 133	780 446	1 099 988	6 580 910
Energia do chłodzenia, E _C , kWh	0	0	0	0	5 764	92 544	156 580	141 478	0	0	0	0	396 366

Tabela 37 – Sieć preizolowana - Wyniki bilansu energii dla stanu przed modernizacją

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ¹	kWh ¹	kWh ¹	kWh	kWh ¹	kWh ¹	Mg CO ₂
1	Styczeń	1 074 806	0	252 013	0	1 326 819	1 658 524	454
2	Luty	979 465	0	227 625	0	1 207 090	1 508 862	413
3	Marzec	896 714	0	252 013	0	1 148 727	1 435 909	393
4	Kwiecień	682 847	0	243 883	0	926 730	1 158 413	317
5	Maj	276 647	5 764	252 013	1 647	528 660	660 825	181
6	Czerwiec	0	92 544	0	26 441	0	0	0
7	Lipiec	0	156 580	0	44 737	0	0	0
8	Sierpień	0	141 478	0	40 422	0	0	0
9	Wrzesień	215 864	0	243 883	0	459 748	574 685	157
10	Październik	574 133	0	252 013	0	826 146	1 032 683	283
11	Listopad	780 446	0	243 883	0	1 024 329	1 280 412	351
12	Grudzień	1 099 988	0	252 013	0	1 352 001	1 690 001	463
			SUMA	2 219 339	113 248	8 800 250	11 000 312	3 011

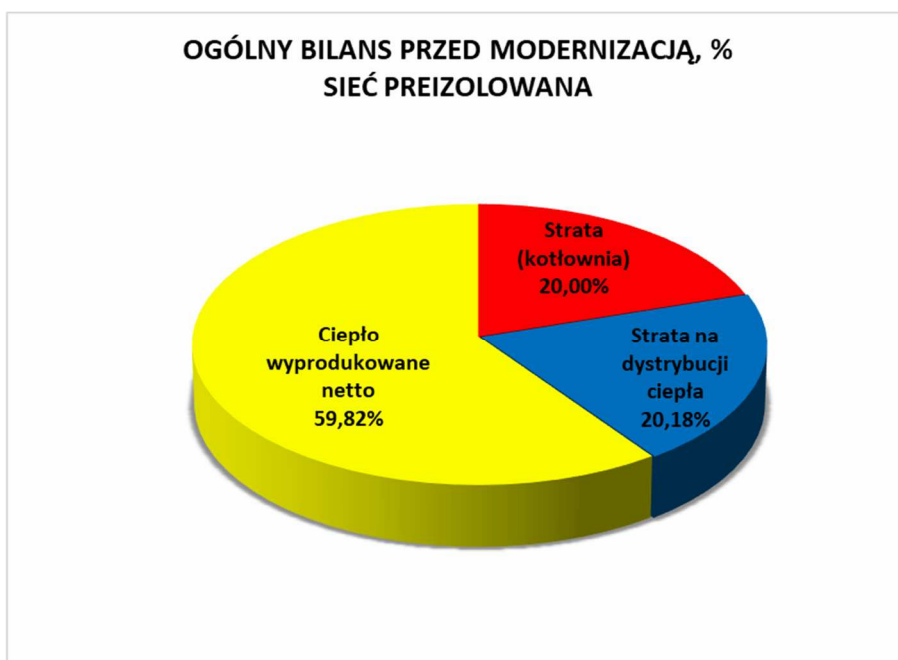
Tabela 38 – Sieć preizolowana - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ¹	kWh ¹	kWh ¹	kWh	kWh ¹	Mg CO ₂	kWh ¹
1	Styczeń	1 074 806	0	99 206	268 702	905 311	310	1 131 638
2	Luty	979 465	0	89 605	244 866	824 204	282	1 030 255
3	Marzec	896 714	0	99 206	224 179	771 741	264	964 677
4	Kwiecień	682 847	0	96 006	170 712	608 141	208	760 176
5	Maj	276 647	5 764	99 206	70 603	299 485	102	374 357
6	Czerwiec	0	92 544	96 006	23 136	0	0	0
7	Lipiec	0	156 580	99 206	39 145	-57 374	-20	-71 718
8	Sierpień	0	141 478	99 206	35 369	-42 272	-14	-52 840
9	Wrzesień	215 864	0	96 006	53 966	257 904	88	322 380
10	Październik	574 133	0	99 206	143 533	529 806	181	662 257
11	Listopad	780 446	0	96 006	195 112	681 340	233	851 675
12	Grudzień	1 099 988	0	99 206	274 997	924 197	316	1 155 246
			SUMA	1 168 067	1 744 319	5 702 481	1 951	7 128 102

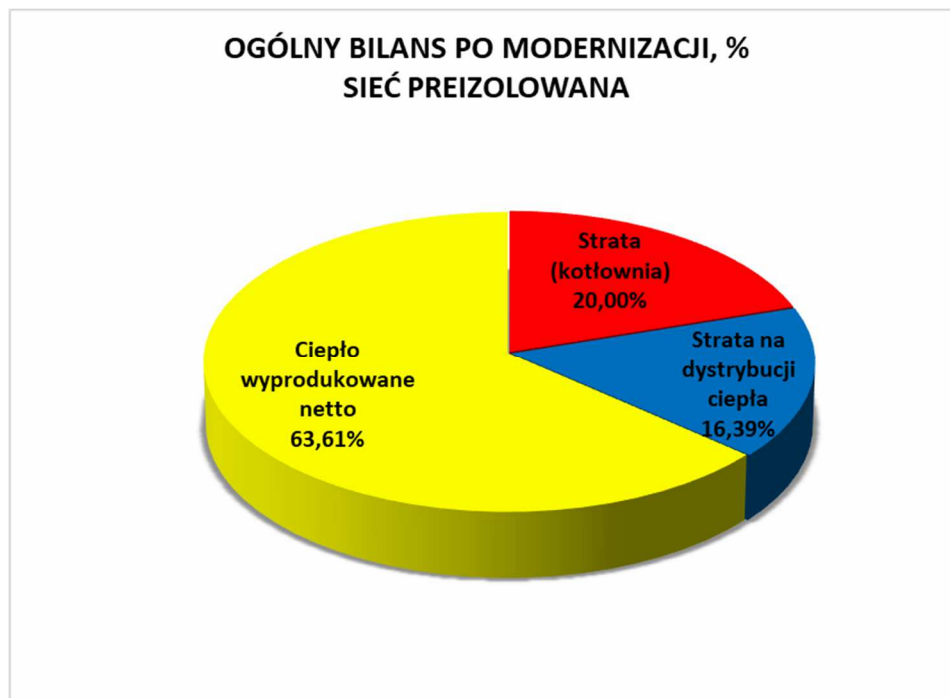
W przypadku modelu magistrali miejskiej zaobserwowano znaczne oszczędności energii wynikające z redukcji strat przesyłowych. Sieć preizolowana, pomimo swoich dobrych właściwości izolacyjnych, przy zredukowaniu temperatury zasilania do 55 °C, charakteryzuje się oszczędnością energii na poziomie 11 151 GJ/rok. Straty przed

modernizacją stanowią 25% produkcji ciepła z ciepłowni. Po modernizacji straty te są zredukowane do poziomu 20,4%.

Podobnie, jak w modelu I, wartości przedstawione ze znakiem ujemnym świadczą o energii odebranej z systemu chłodniczego. Jest to energia odpadowa, która może zostać zawrócona do źródła ciepła i wykorzystania, jako na przykład wstępny podgrzew wody uzupełniającej kotła. Brak odbioru ciepła odpadowego wiąże się ze stratami, które negatywnie wpływają na rachunek ekonomiczny przedsięwzięcia. Zaobserwowano, że w odróżnieniu do modelu I, w okresie letnim, kiedy realizowane są wyłącznie dostawy chłodu do odbiorców, w czerwcu wielkość strat ciepła związanych z dystrybucją sprawia, że całość ciepła odzyskanego z systemów klimatyzacji jest tracona. W tym miesiącu magistrala pełniłaby wyłącznie funkcję nośnika odbierającego ciepło z instalacji klimatyzacyjnych, co jest niekorzystnym zjawiskiem ze względu na koszty pompowania wody. W przypadku braku możliwości zagospodarowania ciepła odpadowego w magistrali ciepłowniczej, konieczne byłoby zastosowanie lokalnych chłodziw wentylatorowych na dachach budynków, których zadaniem byłoby odebranie ciepła. Energia pompowania nie jest uwzględniana w bilansie.



Rysunek 28 – Ogólny bilans energii źródła ciepła przed modernizacją – sieć preizolowana



Rysunek 29 – Ogólny bilans energii źródła ciepła po modernizacji – sieć preizolowana

Rysunek 28 i Rysunek 29 przedstawiają udziały strat kotłów i strat dystrybucji w całkowitym bilansie wytwarzania ciepła w ciepłowni przed i po modernizacji. Przyjęto założenie, że straty kotłów pozostają na niezmiennym poziomie bez względu na obciążenie kotłów. Oszczędność energii stanowi zmniejszenie udziału strat związanych z transportem ciepła po modernizacji.

Tabela 39 i Tabela 40 zawierają wyniki bilansu energii dla stanu przed i po modernizacji dla sieci cieplnej kanałowej.

Tabela 39 – Sieć kanałowa - Wyniki bilansu energii dla stanu przed modernizacją

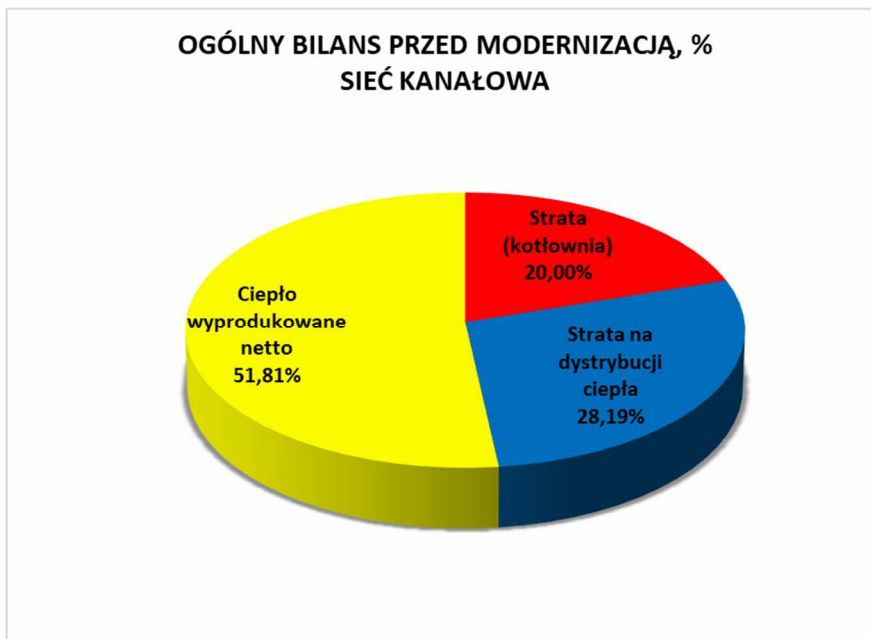
Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	kWh ^t	Mg CO ₂
1	Styczeń	1 074 806	0	406 600	0	1 481 406	1 851 758	507
2	Luty	979 465	0	367 251	0	1 346 716	1 683 395	461
3	Marzec	896 714	0	406 600	0	1 303 314	1 629 142	446
4	Kwiecień	682 847	0	393 484	0	1 076 330	1 345 413	368
5	Maj	276 647	5 764	406 600	1 647	683 246	854 058	234
6	Czerwiec	0	92 544	0	26 441	0	0	0
7	Lipiec	0	156 580	0	44 737	0	0	0
8	Sierpień	0	141 478	0	40 422	0	0	0
9	Wrzesień	215 864	0	393 484	0	609 348	761 685	209
10	Październik	574 133	0	406 600	0	980 733	1 225 916	336
11	Listopad	780 446	0	393 484	0	1 173 930	1 467 412	402
12	Grudzień	1 099 988	0	406 600	0	1 506 587	1 883 234	516
			SUMA	3 580 701	113 248	10 161 611	12 702 014	3 477

Tabela 40 – Sieć kanałowa - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

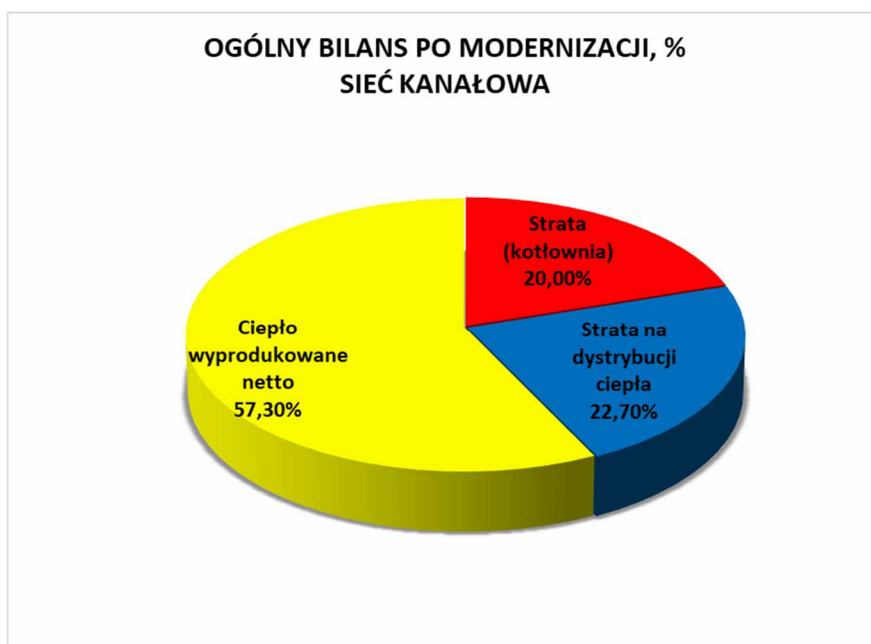
Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	1 074 806	0	150 862	268 702	956 966	327	1 196 208
2	Luty	979 465	0	136 262	244 866	870 861	298	1 088 576
3	Marzec	896 714	0	150 862	224 179	823 397	282	1 029 246
4	Kwiecień	682 847	0	145 995	170 712	658 130	225	822 663
5	Maj	276 647	5 764	150 862	70 603	351 141	120	438 926
6	Czerwiec	0	92 544	145 995	23 136	0	0	0
7	Lipiec	0	156 580	150 862	39 145	-5 719	-2	-7 148
8	Sierpień	0	141 478	150 862	35 369	9 384	3	11 730
9	Wrzesień	215 864	0	145 995	53 966	307 893	105	384 867
10	Październik	574 133	0	150 862	143 533	581 462	199	726 827
11	Listopad	780 446	0	145 995	195 112	731 330	250	914 162
12	Grudzień	1 099 988	0	150 862	274 997	975 852	334	1 219 816
			SUMA	1 776 274	1 744 319	6 260 698	2 142	7 825 873

Konfiguracja sieci ciepłowniczej, która jest wykonana w technologii kanałowej charakteryzuje się większymi stratami ciepła niż sieć preizolowana. Redukcja strat w wyniku obniżenia parametrów zasilania wynosi 14 043 GJ, czyli o 50% mniej względem stanu przed modernizacją. Straty energii na przesył ciepła do odbiorców przed

modernizacją stanowiły 35% produkcji ciepła z ciepłowni, a po modernizacji zmniejszyły się do poziomu 28%.



Rysunek 30 – Ogólny bilans energii źródła ciepła przed modernizacją – sieć kanałowa



Rysunek 31 – Ogólny bilans energii źródła ciepła po modernizacji – sieć kanałowa

Rysunek 31 i Rysunek 30 stanowią porównanie udziałów strat cieplnych względem wyprodukowanego ciepła netto. Po modernizacji, udział strat dystrybucji uległ znacznemu zmniejszeniu, natomiast nie tak w dużym stopniu jak w przypadku sieci preizolowanej

Tabela 41 i Tabela 42 zawierają wyniki bilansu energii dla stanu przed i po modernizacji dla sieci ciepłej napowietrznej.

Tabela 41 – Sieć napowietrzna - Wyniki bilansu energii dla stanu przed modernizacją

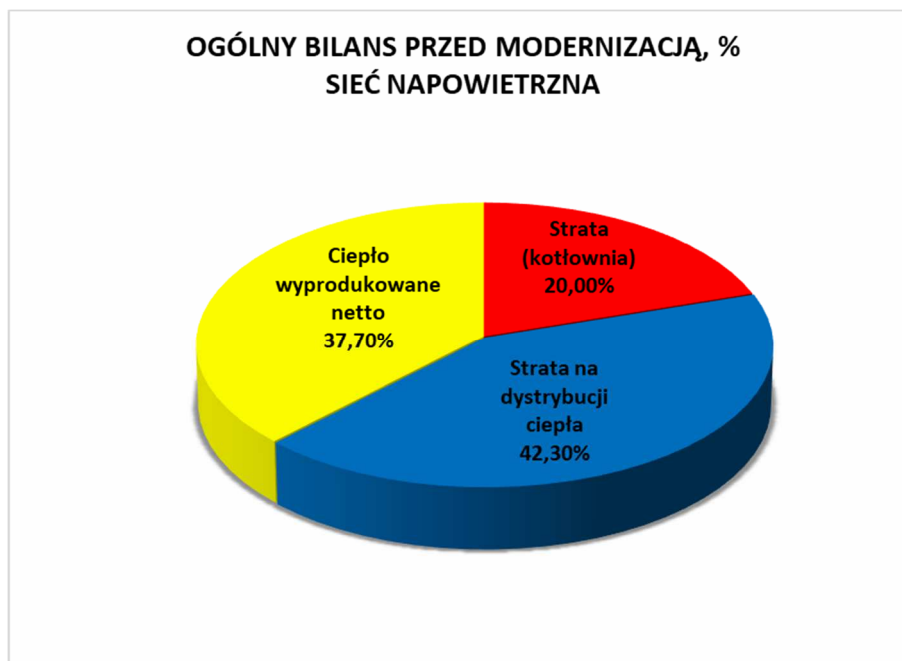
Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ¹	kWh ¹	kWh ¹	kWh	kWh ¹	kWh ¹	Mg CO ₂
1	Styczeń	1 074 806	0	838 501	0	1 913 307	2 391 634	655
2	Luty	979 465	0	757 355	0	1 736 820	2 171 025	594
3	Marzec	896 714	0	838 501	0	1 735 215	2 169 018	594
4	Kwiecień	682 847	0	811 452	0	1 494 299	1 867 874	511
5	Maj	276 647	5 764	838 501	1 647	1 115 147	1 393 934	382
6	Czerwiec	0	92 544	0	26 441	0	0	0
7	Lipiec	0	156 580	0	44 737	0	0	0
8	Sierpień	0	141 478	0	40 422	0	0	0
9	Wrzesień	215 864	0	811 452	0	1 027 317	1 284 146	352
10	Październik	574 133	0	838 501	0	1 412 634	1 765 792	483
11	Listopad	780 446	0	811 452	0	1 591 898	1 989 873	545
12	Grudzień	1 099 988	0	838 501	0	1 938 488	2 423 111	663
			SUMA	7 384 215	113 248	13 965 126	17 456 407	4 779

Tabela 42 – Sieć napowietrzna - Wyniki bilansu energii dla stanu po modernizacji

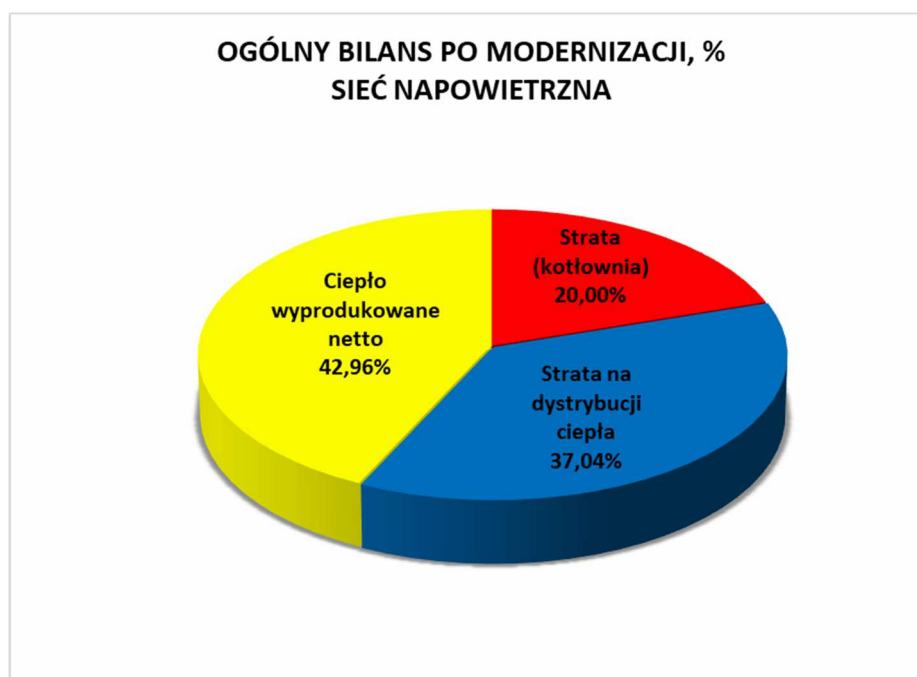
Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ¹	kWh ¹	kWh ¹	kWh	kWh ¹	Mg CO ₂	kWh ¹
1	Styczeń	1 074 806	0	296 496	268 702	1 102 601	377	1 378 251
2	Luty	979 465	0	267 803	244 866	1 002 401	343	1 253 002
3	Marzec	896 714	0	296 496	224 179	969 031	332	1 211 289
4	Kwiecień	682 847	0	286 932	170 712	799 067	273	998 833
5	Maj	276 647	5 741	296 496	70 597	496 805	170	621 006
6	Czerwiec	0	92 193	286 932	23 048	0	0	0
7	Lipiec	0	156 019	296 496	39 005	0	0	0
8	Sierpień	0	141 033	296 496	35 258	0	0	0
9	Wrzesień	215 864	0	286 932	53 966	448 830	154	561 037
10	Październik	574 133	0	296 496	143 533	727 096	249	908 870
11	Listopad	780 446	0	286 932	195 112	872 266	298	1 090 333
12	Grudzień	1 099 988	0	296 496	274 997	1 121 487	384	1 401 858
			SUMA	3 491 000	1 743 974	7 539 583	2 580	9 424 479

Sieć napowietrzna jest rozwiązaniem coraz rzadziej stosowanym, natomiast stale występującym w Polsce. Bezpośrednia ekspozycja rurociągów na działanie warunków atmosferycznych przyczynia się do wzrostu strat ciepła i konieczności spalanie większej ilości paliwa w celu dostarczenia tej samej ilości ciepła do odbiorców. Straty ciepła przed

modernizacją stanowią 53% wyprodukowanego ciepła, natomiast po modernizacji 46%. Uzyskana w wyniku obniżenia parametrów redukcja strat wynosi 23 132 GJ. Udział produkcji ciepła netto względem strat przedstawia Rysunek 32 i Rysunek 33.



Rysunek 32 – Ogólny bilans energii źródła ciepła przed modernizacją – sieć napowietrzna



Rysunek 33 – Ogólny bilans energii źródła ciepła po modernizacji – sieć napowietrzna

Następnie na podstawie zależności, opisanych wzorami (31) do (41), wykonano obliczenia ekonomiczne, umożliwiające porównanie efektów potencjalnego wdrożenia instalacji. Analiza kosztowa także została podzielona na trzy warianty ze względu na

technologię wykonania rurociągów przesyłowych. W analizie przyjęto bieżące stawki cen paliw, energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO₂.

W tabelach 43-45 zestawiono wyniki obliczeń kosztów i przychodów po stronie dostawcy oraz kosztów odbiorców w zależności od technologii wykonania rurociągów.

Tabela 43 – Sieć preizolowana – zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu przed i po modernizacji

PRZED MODERNIZACJĄ							PO MODERNIZACJI						
Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców		Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód		Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł		zł	zł	zł		zł	zł
Styczeń	0	447 802	138 927	667 346	0	667 346	Styczeń	268 702	305 542	94 792	690 003	0	690 003
Luty	0	407 393	126 391	608 148	0	608 148	Luty	244 866	278 169	86 300	628 795	0	628 795
Marzec	0	387 695	120 280	556 768	0	556 768	Marzec	224 179	260 463	80 807	575 671	0	575 671
Kwiecień	0	312 771	97 035	423 979	0	423 979	Kwiecień	170 712	205 247	63 677	438 373	0	438 373
Maj	0	178 423	55 354	171 770	0	171 770	Maj	70 603	101 076	31 358	181 302	0	181 302
Czerwiec	0	0	0	0	5 764	0	Czerwiec	23 136	0	0	59 411	0	59 411
Lipiec	0	0	0	0	92 544	0	Lipiec	39 145	-19 364	-6 008	100 521	0	100 521
Sierpień	0	0	0	0	156 580	0	Sierpień	35 369	-14 267	-4 426	90 826	0	90 826
Wrzesień	0	155 165	48 139	134 030	141 478	134 030	Wrzesień	53 966	87 043	27 004	138 580	0	138 580
Październik	0	278 824	86 503	356 478	0	356 478	Październik	143 533	178 809	55 474	368 581	0	368 581
Listopad	0	345 711	107 255	484 578	0	484 578	Listopad	195 112	229 952	71 341	501 029	0	501 029
Grudzień	0	456 300	141 564	682 981	0	682 981	Grudzień	274 997	311 916	96 770	706 168	0	706 168
SUMA	3 891 533			4 086 077	4 482 443		SUMA	4 265 997			4 479 261	4 479 261	

Tabela 44 – Sieć kanałowa– zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu przed i po modernizacji

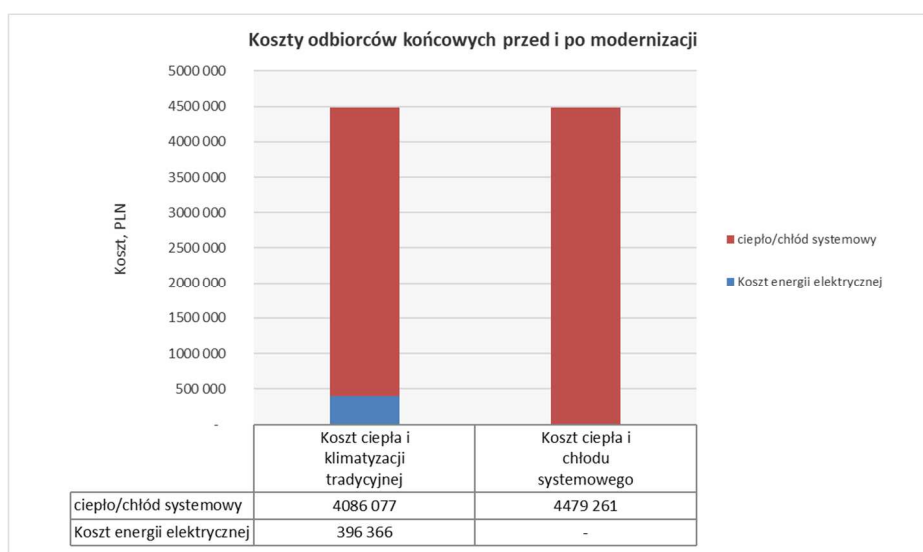
PRZED MODERNIZACJĄ							PO MODERNIZACJI						
Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców		Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód		Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł		zł	zł	zł		zł	zł
Styczeń	0	499 975	155 114	770 581	0	770 581	Styczeń	268 702	322 976	100 201	733 752	0	733 752
Luty	0	454 517	141 011	702 226	0	702 226	Luty	244 866	293 916	91 185	668 664	0	668 664
Marzec	0	439 868	136 466	642 898	0	642 898	Marzec	224 179	277 897	86 216	612 171	0	612 171
Kwiecień	0	363 262	112 699	489 566	0	489 566	Kwiecień	170 712	222 119	68 911	466 168	0	466 168
Maj	0	230 596	71 541	198 342	0	198 342	Maj	70 603	118 510	36 767	192 797	0	192 797
Czerwiec	0	0	0	0	5 764	0	Czerwiec	23 136	18 040	5 597	63 178	0	63 178
Lipiec	0	0	0	0	92 544	0	Lipiec	39 145	-1 930	-599	106 895	0	106 895
Sierpień	0	0	0	0	156 580	0	Sierpień	35 369	3 167	983	96 584	0	96 584
Wrzesień	0	205 655	63 803	154 764	141 478	154 764	Wrzesień	53 966	103 914	32 239	147 367	0	147 367
Październik	0	330 997	102 690	411 624	0	411 624	Październik	143 533	196 243	60 883	391 951	0	391 951
Listopad	0	396 201	122 919	559 540	0	559 540	Listopad	195 112	246 824	76 575	532 797	0	532 797
Grudzień	0	508 473	157 750	788 635	0	788 635	Grudzień	274 997	329 350	102 179	750 943	0	750 943
SUMA	4 493 536			4 718 175	5 114 542		SUMA	4 536 481			4 763 267	4 763 267	

Tabela 45 – Sieć napowietrzna– zestawienie kosztów produkcji i zakupu ciepła/chłodu przed i po modernizacji

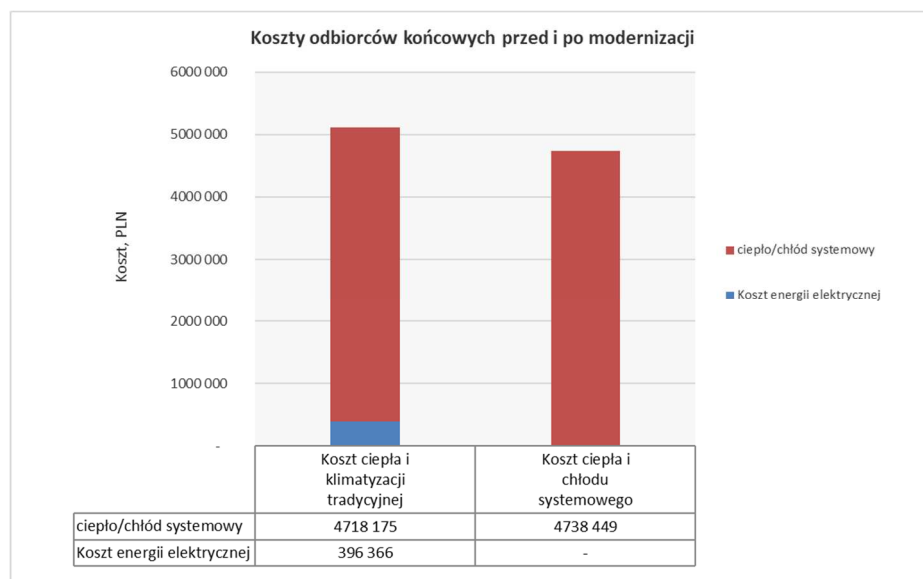
PRZED MODERNIZACJĄ							PO MODERNIZACJI						
Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców		Miesiąc	Koszt wytwórcy			Zysk ze sprzedaży ciepła	Koszty odbiorców	
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód		Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2		Energia elektryczna	Ciepło/Chłód
	zł	zł	zł		zł	zł		zł	zł	zł		zł	zł
Styczeń	0	645 741	200 337	1 059 011	0	1 059 011	Styczeń	268 702	372 128	115 450	821 507	0	821 507
Luty	0	586 177	181 857	965 071	0	965 071	Luty	244 866	338 310	104 959	748 635	0	748 635
Marzec	0	585 635	181 689	883 536	0	883 536	Marzec	224 179	327 048	101 464	685 386	0	685 386
Kwiecień	0	504 326	156 464	672 812	0	672 812	Kwiecień	170 712	269 685	83 668	521 921	0	521 921
Maj	0	376 362	116 764	272 581	0	272 581	Maj	70 597	167 672	52 019	215 838	0	215 838
Czerwiec	0	0	0	0	5 741	0	Czerwiec	23 048	0	0	70 466	0	70 466
Lipiec	0	0	0	0	92 193	0	Lipiec	39 005	0	0	119 250	0	119 250
Sierpień	0	0	0	0	156 019	0	Sierpień	35 258	0	0	107 796	0	107 796
Wrzesień	0	346 719	107 567	212 692	141 033	212 692	Wrzesień	53 966	151 480	46 996	164 992	0	164 992
Październik	0	476 764	147 913	565 696	0	565 696	Październik	143 533	245 395	76 132	438 827	0	438 827
Listopad	0	537 266	166 683	768 977	0	768 977	Listopad	195 112	294 390	91 332	596 519	0	596 519
Grudzień	0	654 240	202 973	1 083 823	0	1 083 823	Grudzień	274 997	378 502	117 428	840 754	0	840 754
SUMA	6 175 478			6 484 200	6 879 185		SUMA	5 078 031			5 331 890	5 331 890	

Tabela 43 zawiera zestawienie kosztów po stronie wytwórcy ciepła/chłodu i odbiorcy przed i po zrealizowaniu inwestycji. Pomimo, że redukcja strat ciepła jest najmniejsza w przypadku sieci wykonanej z rurociągów preizolowanych, to przy odpowiednio długim odcinku magistrali rachunek ekonomiczny dla odbiorców ciepła i chłodu jest korzystny. Należy jednak zauważyć, że różnice kosztów po stronie odbiorcy ciepła i chłodu są bardzo nieznaczne. Oszczędność finansowa wynosi 3 tys. zł i odpowiada redukcji kosztów o 0,07%. Nieco większe oszczędności zaobserwowano w przypadku sieci kanałowej, która charakteryzuje się większą oszczędnością energii wynikającej ze zmniejszenia strat cieplnych przesyłowych. Koszt ciepła i chłodu systemowego jest po modernizacji mniejszy o 351 tys. zł. Jest to redukcja kosztów dla odbiorcy o 6,8%.

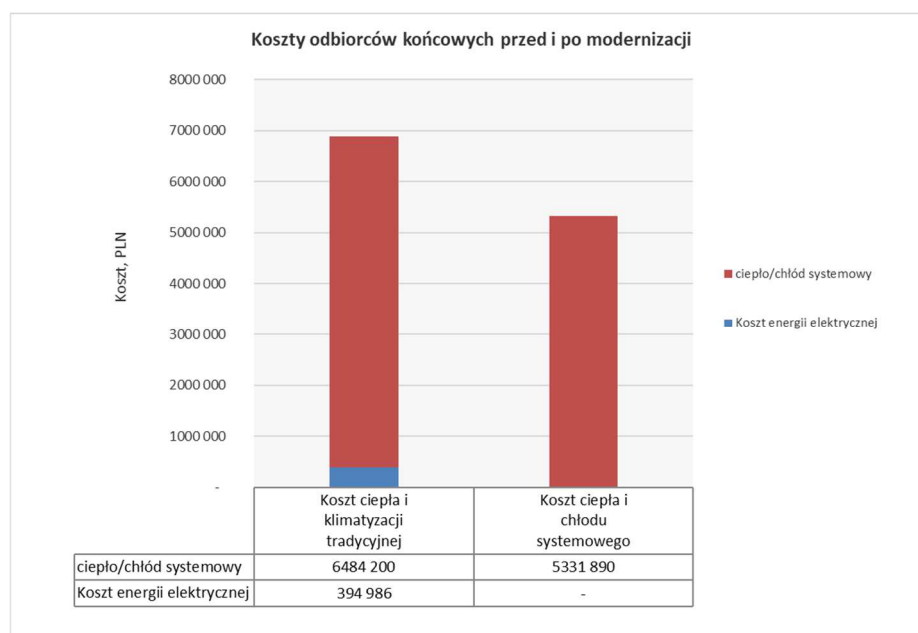
Na rysunkach 33 – 35 przedstawiono kolejno rosnącą redukcję strat ciepła w zależności od technologii wykonania rurociągów sieci ciepłej.



Rysunek 34 – Porównanie kosztów odbiorców ciepła i chłodu przed i po modernizacji (sieć preizolowana)



Rysunek 35 – Porównanie kosztów odbiorców ciepła i chłodu przed i po modernizacji (sieć kanałowa)



Rysunek 36 – Porównanie kosztów odbiorców ciepła i chłodu przed i po modernizacji (sieć napowietrzna)

Największe oszczędności po stronie odbiorców można zaobserwować w wariantcie z siecią ciepłą napowietrzną. Oszczędność kosztów po modernizacji wynosi 1,5 mln zł, co stanowi redukcję o 22,5%. Należy jednak podkreślić, że przedstawiony przykład odnosi się do sieci cieplnej starej generacji, którą charakteryzują bardzo wysokie straty ciepła.

Tabela 46 Przedstawia ceny taryfowe ciepła i chłodu dla poszczególnych konfiguracji.

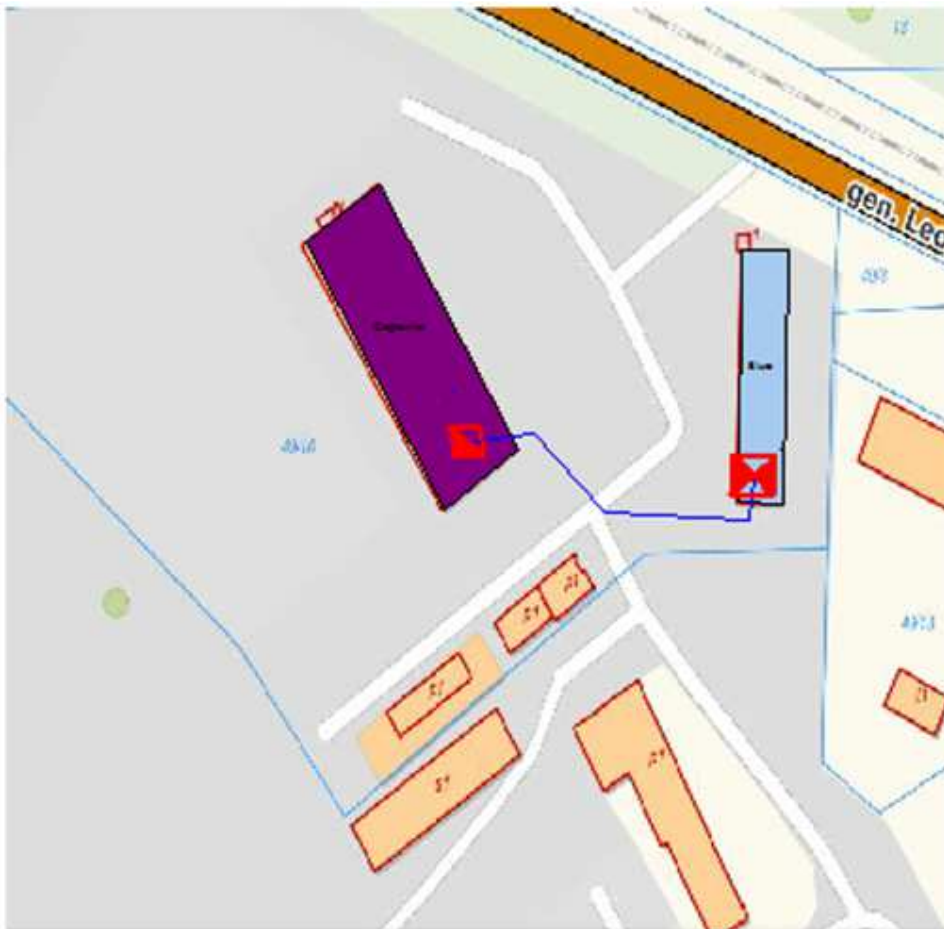
Tabela 46 – Zestawienie cen taryfowych oraz parametrów finansowych

Konfiguracja	Roczny koszt wytwarzania ciepła i chłodu, zł	Cena sprzedaży ciepła/chłodu, zł/GJ	Roczny przychód ze sprzedaży ciepła i chłodu	Wzrost/zmniejszenie kosztów klimatyzacji oraz ogrzewania po modernizacji, zł
1 Sieć preizolowana	4 265 997	178,33	213 264	-3 182
2 Sieć kanałowa	4 512 844	188,65	225 604	-376 093
3 Sieć napowietrzna	5 078 031	212,32	253 859	-1 547 295
		WYTWÓRCA		ODBIORCA

Roczne przychody przedsiębiorstwa energetyki cieplnej w przypadku każdego z wariantów są na podobnym poziomie. Ważnym parametrem jest cena sprzedaży ciepła/chłodu po modernizacji, która jest najniższa w przypadku sieci preizolowanej, a najwyższa dla nieefektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, z rurociągami napowietrznymi.

5.3. MODEL III - WDROŻENIOWY

Trzeci model służył przeprowadzeniu studium wykonalności wdrożenia instalacji testowej, której zadaniem byłoby zasilanie w ciepło i chłód budynku biurowego FENICE Poland, zlokalizowanego w Krośnie w Jednostce Operatywnej Podkarpacie. Obiekt zlokalizowany jest nieopodal ciepłowni FENICE i jest obecnie zasilany czynnikiem grzewczym, o zmiennym parametrze temperaturowym, zależnym od tabeli regulacyjnej sieci centralnego ogrzewania. W niewielkim obiekcie znajdują się pomieszczenia biurowe oraz niewielki magazyn. Ciepło dostarczane z sieci CO trafia do wymiennika ciepła, skąd jest ono dostarczane do grzejników płytowych. Podobnie, jak w modelach I i II, zakłada się zakup i montaż pompy ciepła, która umożliwiłaby dostarczenie ciepła i chłodu do pomieszczeń. Modernizacja obejmowałaby zmianę źródła zasilania z sieci CO na sieć CT, dzięki czemu możliwe będzie całoroczne dostarczanie czynnika grzewczego do budynku. Na potrzeby analizy obliczeniowej konieczne było wykonanie charakterystyki energetycznej budynku w celu określenia zapotrzebowania na moc grzewczą. Model sieci ciepłej został stworzony przy użyciu programu Audytor SCW. Celem obliczeń było określenie oszczędności energii pierwotnej, jak również oszacowanie parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia modernizacyjnego, a także określenie możliwości jego wdrożenia, uwzględniając obowiązujące warunki pracy ciepłowni FENICE.



Rysunek 37 – Model sieci zasilającej budynek biurowy ze zdalnym węzłem cieplnym, wyposażonym w pompę ciepła

5.3.1. Opis konstrukcji budynku

Obiekt, który został wytypowany do przeprowadzenia studium wykonalności wdrożenia instalacji zasilającej w ciepło i chłód z centralnego źródła ciepła znajduje się w Krośnie, w pobliżu ciepłowni węglowej, należącej do przedsiębiorstwa FENICE Poland. Obiekt - budynek jednokondygnacyjny o wymiarach zewnętrznych 41 x 10 m, w większości swojej powierzchni użytkowej ma przeznaczenie administracyjno-biurowe.

Tabela 47 – Dane techniczne budynku administracyjno-biurowego

	Parametr	Wartość
Budynek administracyjno-biurowy	Powierzchnia ściany, elewacja południowa	32,54 m ²
	Powierzchnia ściany, elewacja wschodnia	121,6 m ²
	Powierzchnia ściany, elewacja północna	32,54 m ²
	Powierzchnia ściany, elewacja zachodnia	121,6 m ²
	Opis/budowa przegrody (z uwzględnieniem grubości warstw)	Budynek murowany z cegły silikatowej o grubości 24 cm, ocieplony styropianem 5 cm, otynkowany
	Powierzchnia okien, elewacja wsch. [m2]	9 m ²
	Powierzchnia okien, elewacja zach. [m2]	9 m ²
	Rodzaj okien / rok produkcji mniej więcej	Okna zewnętrzne PCV, o współczynniku przewodzenia ciepła 1,1 W/(m ² K)
	Powierzchnia dachu ob. 32	424,5 m ² .
	Opis/budowa dachu (z uwzględnieniem grubości warstw)	Dach płaski, z betonu chudego, ocieplony styropianem o grubości 5 cm.
	Rodzaj świetlików	nie dotyczy
	Rodzaj wentylacji	grawitacyjna

	Pomieszczenie ogrzewane?	Tak
	Sposób ogrzewania	ogrzewanie z sieci ciepłej
	Wymagana temperatura w budynku	20 °C

5.3.2. Charakterystyka energetyczna budynku

Na podstawie posiadanych danych o technologii wykonania i wielkości budynku, możliwe było wykonanie charakterystyki energetycznej w celu określenia obciążenia cieplnego budynku. Obliczenia przeprowadzone zostały w programie Purmo OZC 6.7 Basic

Tabela 48 – Charakterystyka energetyczna budynku

Podstawowe informacje:		
Nazwa projektu:	Budynek biurowy	
Miejscowość:	Krosno	
Normy:		
Norma na obliczanie wsp. przenikania ciepła:	PN-EN ISO 6946	
Norma na obliczanie projekt. obciążenia cieplnego:	PN-EN 12831:2006	
Norma na obliczanie E:	PN-EN ISO 13790	
Dane klimatyczne:		
Strefa klimatyczna:	STREFA III	
Projektowa temperatura zewnętrzna θ_e :	-20	°C
Średnia roczna temperatura zewnętrzna $\theta_{m,e}$:	7,6	°C
Stacja meteorologiczna:	Rzeszów Jasionka	
Grunt:		
Rodzaj gruntu:	Piasek lub żwir	
Pojemność cieplna:	2,000	MJ/(m ³ ·K)
Głębokość okresowego wnikania ciepła δ :	3,167	m
Współczynnik przewodzenia ciepła λ_g :	2,0	W/(m·K)
Podstawowe wyniki obliczeń budynku:		
Powierzchnia ogrzewana budynku A_H :	410,0	m ²
Kubatura ogrzewana budynku V_H :	1107,0	m ³
Projektowa strata ciepła przez przenikanie Φ_T :	25735	W
Projektowa wentylacyjna strata ciepła Φ_V :	15055	W
Całkowita projektowa strata ciepła Φ :	40790	W
Nadwyżka mocy cieplnej Φ_{RH} :	0	W
Projektowe obciążenie cieplne budynku Φ_{HL} :	40790	W
Wskaźniki i współczynniki strat ciepła:		
Wskaźnik Φ_{HL} odniesiony do powierzchni $\phi_{HL,A}$:	99,5	W/m ²
Wskaźnik Φ_{HL} odniesiony do kubatury $\phi_{HL,V}$:	36,8	W/m ³
Wyniki obliczeń wentylacji na potrzeby projektowego obciążenia cieplnego:		
Powietrze infiltrujące V_{infv} :	110,7	m ³ /h
Średnia liczba wymian powietrza n :	1,0	
Dopływające powietrze wentylacyjne V_v :	1107,0	m ³ /h
Średnia temperatura dopływającego powietrza θ_v :	-20,0	°C
Wyniki obliczeń sezonowego zapotrzebowania na energię wg PN-EN ISO 13790		
Stacja meteorologiczna:	Rzeszów Jasionka	

Sezonowe zapotrzebowanie na energię na ogrzewanie		
Strumień powietrza wentylacyjnego- ogrzewanie Vv,H:	1107,0	m3/h
Zapotrzebowanie na ciepło - ogrzewanie QH,nd:	345,78	GJ/rok
Zapotrzebowanie na ciepło - ogrzewanie QH,nd:	96049	kWh/rok
Powierzchnia ogrzewana budynku AH:	410,00	m2
Kubatura ogrzewana budynku VH:	1107,0	m3
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie EAH:	843,4	MJ/(m2·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie EAH:	234,3	kWh/(m2·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie EVH:	312,4	MJ/(m3·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie EVH:	86,8	kWh/(m3·rok)
Sezonowe zapotrzebowanie na energię na chłodzenie		
Strumień powietrza wentylacyjnego-chłodzenie Vv,C:	1107,0	m3/h
Zapotrzebowanie na ciepło - chłodzenie QC,nd:	2,60	GJ/rok
Zapotrzebowanie na ciepło - chłodzenie QC,nd:	723	kWh/rok
Powierzchnia chłodzona budynku AC:	410,00	m2
Kubatura chłodzona budynku VC:	1107,0	m3
Wskaźnik zapotrzebowania - chłodzenie EAC:	6,4	MJ/(m2·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - chłodzenie EAC:	1,8	kWh/(m2·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - chłodzenie EVC:	2,4	MJ/(m3·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - chłodzenie EVC:	0,7	kWh/(m3·rok)
Parametry obliczeń projektu:		
Obliczanie przenikania ciepła przy min. $\Delta\theta_{min}$:	4,0	K
Wariant obliczeń strat ciepła do pomieszczeń w sąsiednich grupach:		
Obliczaj z ograniczeniem do $\theta_{j,u}$		
Minimalna temperatura dyżurna $\theta_{j,u}$:	16	°C
budynkach tak jak by były nieogrzewane:	Nie	
Obliczanie automatyczne mostków cieplnych:	Tak	
Obliczanie mostków cieplnych metodą uproszczoną:	Tak	
Domyślne dane do obliczeń:		
Typ budynku:	Biurowy lub adm.	
Typ konstrukcji budynku:	Średnia	
Typ systemu ogrzewania w budynku:	Konwekcyjne	
Oslabienie ogrzewania:	Bez osłabienia	
Regulacja dostawy ciepła w grupach:	Indywidualna reg.	

Stopień szczelności obudowy budynku:	Wysoki	
Krotność wymiany powietrza wewn. n _{so} :	2,0	1/h
Klasa osłonięcia budynku:	Brak osłonięcia	
Domyślne dane dotyczące wentylacji:		
System wentylacji:	Naturalna	
Temperatura powietrza nawiewanego θ _{su} :		°C
Temperatura powietrza kompensacyjnego θ _c :	20,0	°C
Domyślne dane dotyczące rekuperacji i recyrkulacji:		
Temperatura dopływającego powietrza θ _{ex,rec} :	20,0	°C
Projektowa sprawność rekuperacji η _{recup} :	70,0	%
Sezonowa sprawność rekuperacji η _{E,recup} :	49,0	%
Geometria budynku:		
Rzędna poziomu terenu:	0,00	m
Domyślna rzędna podłogi L _f :	0,00	m
Rzędna wody gruntowej:	0,00	m
Domyślna wysokość kondygnacji H:	3,00	m
Domyślna wys. pomieszczeń w świetle stropów H _i :	2,70	m
Pole powierzchni podłogi na gruncie A _g :	395,25	m ²
Obwód podłogi na gruncie w świetle ścian zewn. P _g :	94,26	m
Obrót budynku:	Bez obrotu	

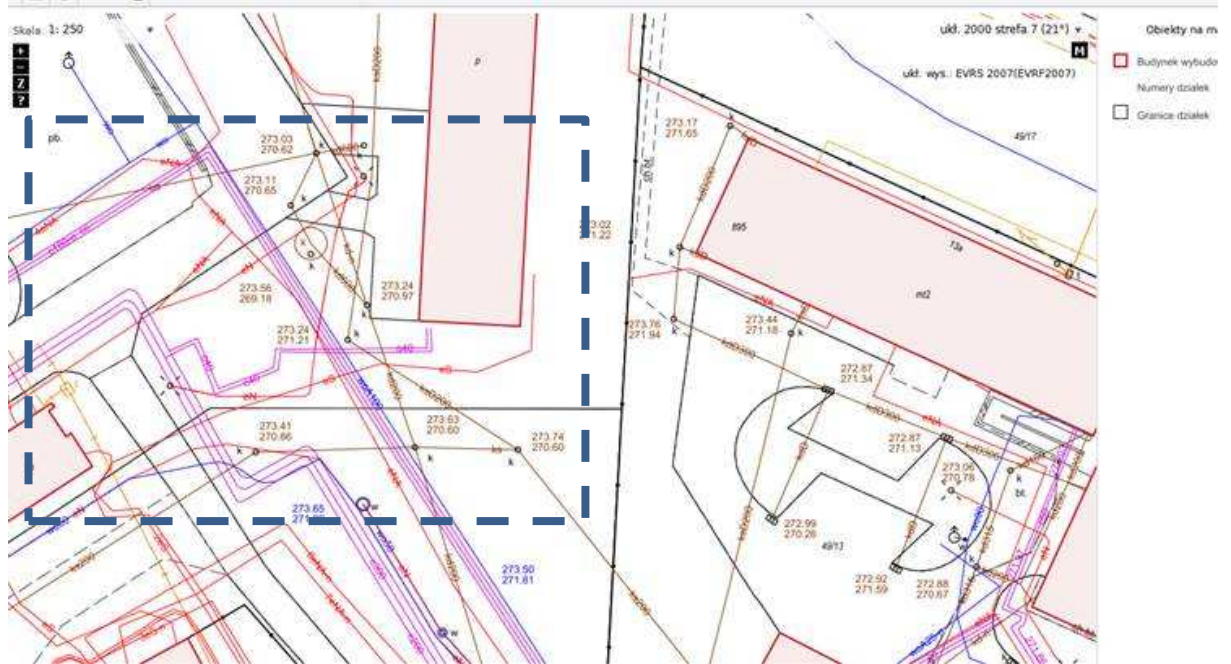
5.3.3. Opis stanu istniejącego

Budynek administracyjno-biurowy znajduje się nieopodal ciepłowni węglowej FENICE Poland. Ciepłownia jest źródłem o całkowitej mocy wytwórczej 36 MW. Do produkcji ciepła wykorzystywane są cztery kotły węglowe: dwa kotły o mocy 12,6 MW, jeden 4,8MW oraz jeden o mocy 6MW. Głównymi odbiorcami ciepła technologicznego oraz centralnego ogrzewania są przedsiębiorstwa przemysłowe. Dodatkowo jeden z fragmentów sieci zasiląca Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych oraz osiedle mieszkaniowe. Ze względu na to, że w okresie letnim sieć CO. jest wyłączona z eksploatacji, osiedle oraz szkoła zasilane są z sieci CT o wysokim parametrze 100/55 °C.



Rysunek 38 – Budynek administracyjno-biurowy

W budynku znajduje się węzeł wymiennikowy, gdzie podgrzewany jest obieg pośredni, którego zadaniem jest rozprowadzenie ciepła po całym obiekcie. Wszystkie pomieszczenia biurowe wyposażone są w grzejniki płytowe, a niewielka przestrzeń warsztatowa ogrzewana jest przez grzejniki typu favier. Ciepło do budynku dostarczane jest sezonowo, w okresie grzewczym. Rurociąg doprowadzający ciepło do obiektu, stanowi odejście od głównego rurociągu zasilającego sieci CO. Sieć ciepła wykonana jest w technologii preizolowanej, a jej trasa przebiega pod ziemią. Schemat sieci przedstawia Rysunek 39.

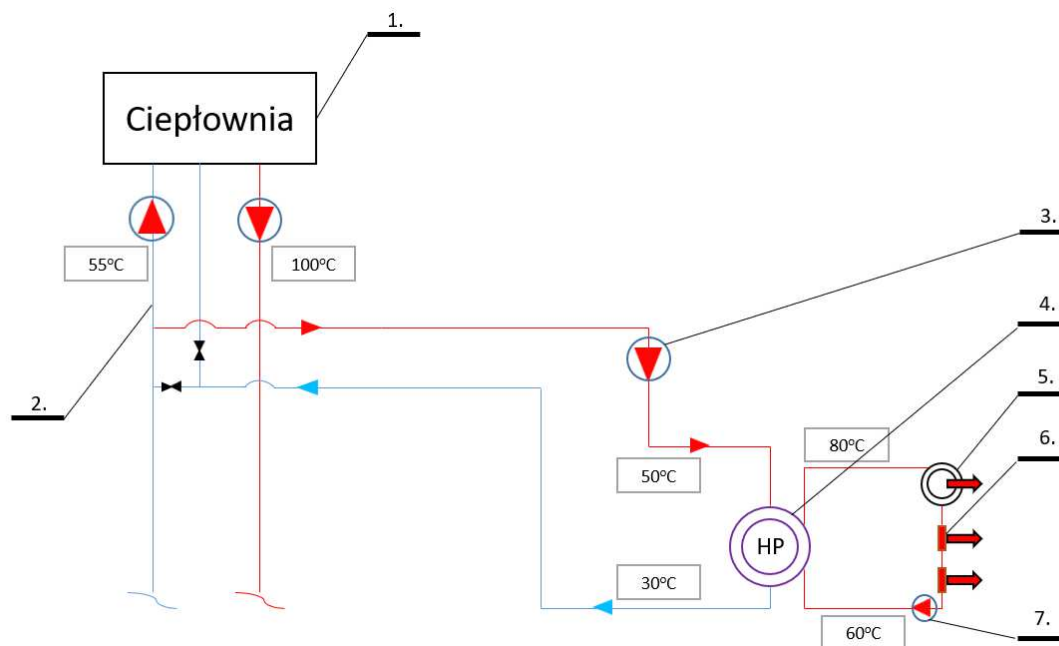


Rysunek 39 – Schemat istniejącej sieci ciepłowniczej, zasilającej budynek biurowy (źródło: Geoportal)

Obiekt nie posiada indywidualnego licznika ciepła, stąd nie jest znane rzeczywiste zużycie energii na potrzeby ogrzewania w sezonie grzewczym. Dodatkowo w budynku znajduje się instalacja klimatyzacji składająca się z trzech jednostek typu split (dwie jednostki o mocy chłodniczej 2,5 kW oraz jedna o mocy 3,5 kW).

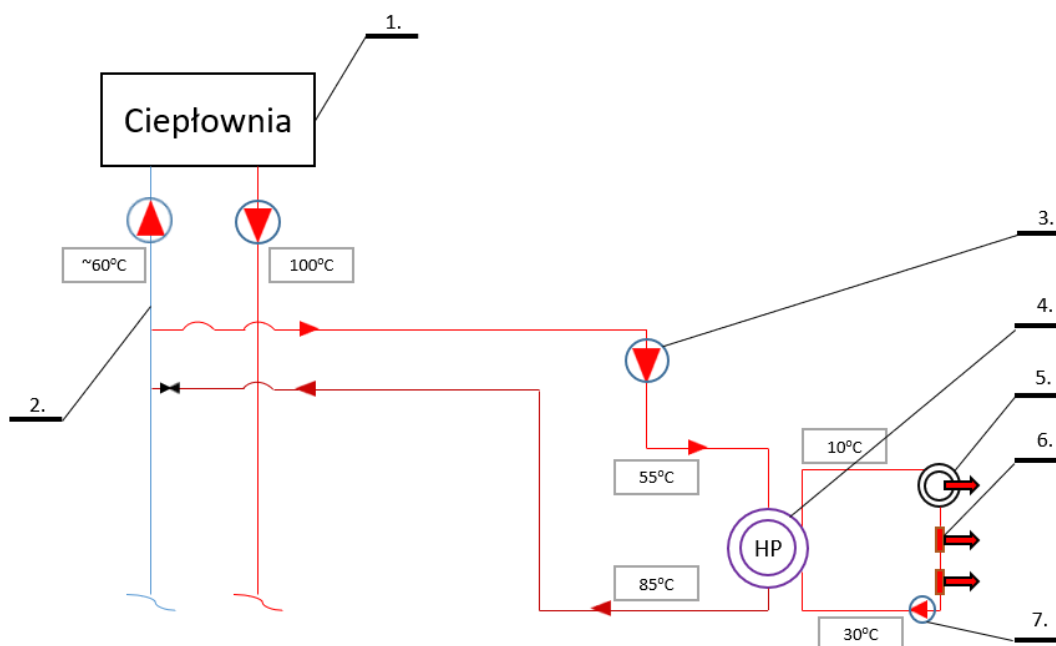
5.3.4. Opis przedsięwzięcia modernizacyjnego

Ciepło z ciepłowni (1) do obiektu doprowadzone zostanie bezpośrednio z rurociągu powrotnego sieci CT (2). Czynnik grzewczy skierowany będzie za pośrednictwem pompy obiegowej (3) do pompy ciepła (4). Zadaniem pompy ciepła będzie zwiększenie temperatury czynnika grzewczego i skierowanie go do obiegu centralnego ogrzewania (5) oraz do instalacji przygotowania ciepłej wody użytkowej (6). Cyrkulację zapewni będzie pompa obiegowa (7).



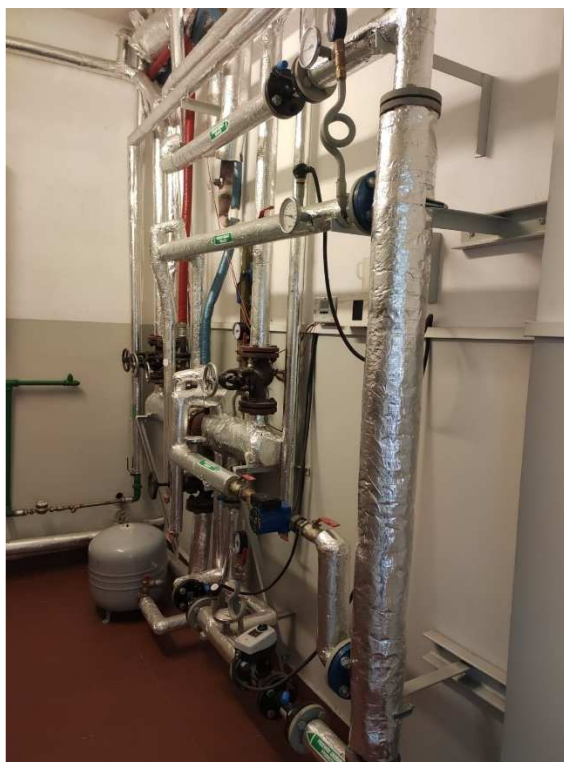
Rysunek 40 – Schemat instalacji zasilającej w ciepło i chłód budynek biurowy – zasada działania w sezonie grzewczym

W sezonie chłodniczym pompa ciepła (4) będzie pracować w rewersyjnie, dzięki czemu do instalacji klimakonwektorów wysyłany będzie czynnik chłodniczy o temperaturze $\sim 10^{\circ}\text{C}$. Woda z rurociągu powrotnego (2) będzie pompowana za pośrednictwem pompy (3) do pompy ciepła, która oddając ciepło podwyższy temperaturę czynnika obiegowego do około 85°C . Podgrzany czynnik obiegowy będzie kierowany ponownie do rurociągu powrotnego (2), powodując, po zmieszaniu, nieznaczny wzrost temperatury w głównym rurociągu powrotnym (2).



Rysunek 41 – Schemat instalacji zasilającej w ciepło i chłód budynek biurowy – zasada działania w sezonie chłodniczym

Lokalizację pompy ciepła przewidziano w pomieszczeniu węzła cieplnego, gdzie obecnie znajduje się wymiennik ciepła.



Rysunek 42 – Węzeł cieplny, znajdujący się wewnątrz budynku biurowego

5.3.5. Dane wejściowe, założenia, algorytmy obliczeń

Obliczenia modelowe, polegające na wykonaniu bilansu energii, a także określeniu przepływów finansowych, wykonano w oparciu rzeczywiste dane klimatyczne z roku 2021, przeprowadzoną charakterystykę energetyczną budynku, aktualne ceny mediów energetycznych oraz szacowane nakłady inwestycyjne.

Wartości wielkości fizycznych (gęstość i pojemność cieplna powietrza) zostały przejęte na podstawie danych literaturowych [9]. Z kolei wielkości współczynnika efektywności energetycznej COP dla klimatyzatora i pompy ciepła zostały określone w oparciu o karty katalogowe urządzeń dostępne na rynku. Przyjęte zostały wartości średnie współczynników COP. Średnice rurociągów, dane o odbiorcach, sprawność źródła ciepła, parametry czynnika grzewczego przyjęto zgodnie ze stanem rzeczywistym sieci cieplnej w Krośnie. Ceny paliw, zakupu energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na podstawie archiwalnych danych giełdowych [26]. Wskaźnik emisji CO₂ dla ciepłowni węglowych przyjęto na podstawie raportów Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) [27].

Dane wejściowe:

- Strumień powietrza wentylacyjnego do chłodzenia; $V_{v,H}$: 1107 m³/h;
- Pojemność cieplna powietrza, c_p : 1,005 kJ/kgK;
- Gęstość powietrza, ρ_{pow} : 1,2 kg/m³;
- Strata mocy cieplnej w rurociągu przed modernizacją, Q'_{strat} : 2,318 kW;
- Strata mocy cieplnej w rurociągu po modernizacji, Q''_{strat} : 0,892 kW;
- Sprawność kotłowni węglowej, η_k : 80 %;
- Wskaźnik emisji CO₂ dla spalania węgla kamiennego, WE_{CO_2} : 95,05 kg/GJ;
- Cena zakupu energii elektrycznej, k_{el} : 1000 zł/MWh;
- Cena zakupu węgla kamiennego, k_{pal} : 75 zł/GJ;
- Koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂, k_{CO_2} : 306 zł/Mg CO₂
- Obciążenie cieplne budynku, Φ_{HL} : 40,79 kW
- Współczynnik COP pompy ciepła, COP_{HP} : 4,0;
- Współczynnik COP klimatyzatora, COP_{AC} : 3,5;

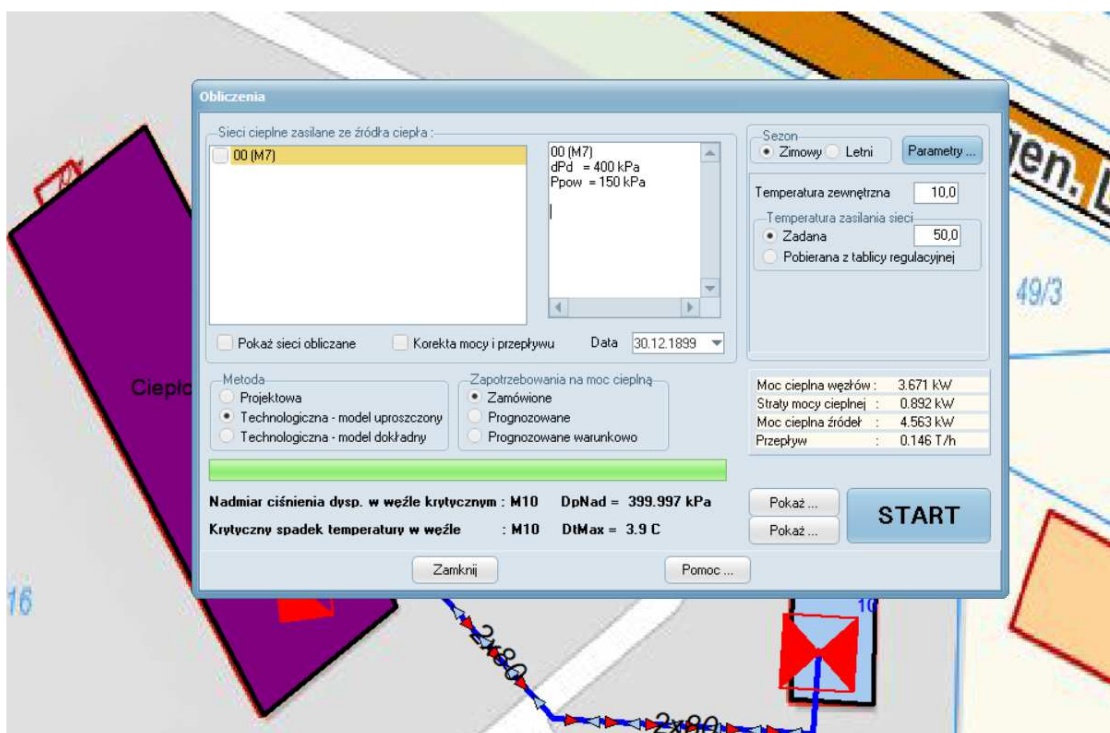
Strumień powietrza wentylacyjnego $V_{v,C}$ oraz $V_{v,H}$ został określony w charakterystyce energetycznej budynku, której wyniki przedstawia

Tabela 48. Wielkość ta jest szczególnie istotna do określenia obciążenia cieplnego budynku oraz ilości energii chłodniczej potrzebnej do wychłodzenia pomieszczeń biurowca w okresie letnim.

Wielkości strat ciepła Q'_{strat} , Q''_{strat} , wynikających z przenikania ciepła przez rurociągi do gruntu, została określona w modelu stworzonym w programie Audytor SCW. Symulacja obejmowała określenie wielkości strat dystrybucji ciepła w zależności od temperatury zasilania czynnika grzewczego. Wyniki symulacji przedstawia Tabela 49.

Tabela 49 – Zestawienie wyników symulacji przeprowadzonej w programie Audytor SCW

Wariant obliczeniowy	Technologia	Zasilanie	Straty mocy cieplnej
	-	°C	kW
1	preizolowana	120	2,318
2	preizolowana	50	0,892



Rysunek 43 – Okno wynikowe programu Audytor SCW dla przeprowadzonej symulacji

W obliczeniach bilansowych oparto się o pomiary temperatury powietrza, wykonywanych w stacji meteorologicznej, w ciepłowni FENICE.

Tabela 50 przedstawia wyniki pomiarów temperatury średniej, dobowej.

Tabela 50 – Wyniki pomiarów temperatury średniodobowej w Krośnie, rok 2021

Dzień	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	3,8	-1,2	3,6	16,3	14,8	14,5	19,7	17,6	14,7	11,8	10,3	5,5
2	4,6	2,4	4,8	7,1	13,9	15,6	19,8	23,3	14,5	13,1	9,5	5,2
3	5,6	4,1	7,8	4,4	8	16,8	17,7	16	15,9	14,9	9,1	-0,7
4	6,4	2,9	7,5	3,6	14	20,5	20	16	15,1	16,3	13,1	0,2
5	4,7	0,7	0,8	7,6	12,8	16	23,8	18	12	17,7	6,7	2,2
6	5,3	-0,5	0,1	1	12,5	18,7	24	24,7	12,6	14,8	4,7	1,2
7	1,9	-3,3	2,5	1,2	11	20,5	27,4	26,6	16	10,6	8,4	-0,1
8	1,8	-2,1	-0,1	3,1	9,2	20,5	28,6	27,8	17,6	7,7	8,6	-1,8
9	1,5	-0,5	-0,4	7,5	15,7	21	26,5	28	17,5	6,3	5,3	-0,2
10	-0,2	-1,2	-1,5	12,7	18,8	19,8	21,1	27	16,7	6,1	6,9	3,8
11	-1,4	-7,8	2,5	14,7	24	19,8	21,7	26,5	17,8	8,2	6,4	1,3
12	0,2	-10,2	3,2	14,7	21	21,1	23,4	24,9	19,2	6,5	4,8	0,1
13	0,4	-3,4	8,2	2,6	17,2	15	27,3	24,5	18,3	6,1	8,3	-0,8
14	0	-2,4	7,1	2,3	14,5	16,3	28,6	24,9	16,7	6,7	7,3	-0,7
15	-3,7	-4	4,2	3	17	19,7	24,5	26,1	19,7	9,2	4,7	2,4
16	-3,5	-1,4	5,1	3	14	21,9	24,7	21,9	20,7	9,7	4,2	6,2
17	-6,7	0,9	3,8	7,1	16,9	22,4	27,1	21,4	15,4	7,2	4,8	3,7
18	-9,4	-0,4	1,2	9,6	12	25,2	23,5	21	13,2	9	7	3,2
19	-2,9	2	0,7	7,8	13,6	23,5	20,5	18,2	9,4	12,2	8,4	3,7
20	1,9	3,6	-1,6	9,3	13	25,5	19	17,2	8,1	13,2	9,9	-0,5
21	4,9	3,2	2,1	10,9	16,9	25,7	19,2	17,4	11,5	13,5	7,7	-4,9
22	7,4	5,1	1,7	7,1	12,2	27,4	21,5	19	10,3	10,1	5,1	-3,5
23	9	4	4,9	6,2	14,1	25,7	23,1	20,1	13,6	8	4,5	-2,2
24	4,2	7,7	5,4	8,6	17,2	27,5	23,7	21,6	11,8	5,3	7,2	0,3
25	0,5	7,7	4,1	7	14,1	22,1	23,9	19,6	16,1	8,1	5	-4,3
26	-0,9	8,1	7,6	6,6	15,6	20,9	26	18,7	17,3	7,7	7,6	-9,2
27	0	4,8	11,5	7	16,9	22,6	21,1	22,9	15,6	8,8	4,4	-3
28	0,2	5,2	5,1	11,3	16,3	23,2	26,4	25,9	11,8	8,7	7,2	-0,5
29	1,2	0	8,9	14	11,5	25,3	21,5	22,5	14,9	11,2	1,8	3,1
30	0,7		9,6	14,8	11	24,4	25,6	25,9	11,3	12,1	2,7	3,2
31	-5,4		14,25		13,5		21,5	28		11,6		4,7

Na podstawie pomiarów temperatury otoczenia, przy pomocy metody EUROSTAT określono liczbę stopniodni grzania, zgodnie ze wzorami (12) do (13):

Obciążenie cieplne budynku Φ_{HL} wyznaczone zostało dla skrajnych warunków brzegowych określających temperaturę otoczenia na poziomie $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ oraz temperaturę wewnątrz budynku $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Stąd dla różnicy temperatury $\Delta T = 40\text{ K}$ określone zostało obciążenie cieplne budynku, przy określonej licznie stopniodni, w poszczególnych dniach tj. w tym przypadku, różnicy temperatur, o jaką należy podgrzać powietrze otoczenia, aby uzyskać wymagane $21\text{ }^{\circ}\text{C}$ wewnątrz budynku, metodą proporcji uzyskano średnią moc

grzania dla każdego dnia. Wielkość ta wyznacza średnie dobowe zużycie energii na cele grzewcze.

$$E_H(i) = \left(\frac{S_d(i) \cdot \Phi_{HL}}{40} \right) \cdot 24h, kWh^t \quad (42)$$

gdzie:

$S_d(i)$ – wyznaczona ilość stopniodni w ciągu doby

Φ_{HL} – obciążenie cieplne budynku określone w charakterystycznej energetycznej, kW

Pozostałe obliczenia bilansowe wykonano zgodnie z zależnościami opisanymi w rozdziale 5.1.1..

5.3.6. Wyniki obliczeń i analiza

Na podstawie wzorów (12) do (15) określono liczbę stopniodni ogrzewania i chłodzenia, a następnie, korzystając z zależności (16) do (30), miesięczne zapotrzebowanie na energię do ogrzewania i chłodzenia oraz pozostałe parametry bilansu energii.

Tabela 51 zawiera wyniki obliczeń stopniodni w ciągu miesiąca, a także dane zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania i chłodzenia.

Tabela 51 - dane miesięczne stopniodni oraz zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia.

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	SUMA
Stopniodni grzania	618,9	564,0	516,4	393,2	159,3	0,0	0,0	0,0	145,3	330,6	449,4	633,4	3 810,5
Stopniodni chłodzenia	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	48,5	82,5	75,4	0,0	0,0	0,0	0,0	209,4
Energia do ogrzewania, E_H , kWh	15 147	13 803	12 637	9 623	3 899	0	0	0	3 556	8 091	10 999	15 502	93 257
Energia do chłodzenia, E_C , kWh	0	0	0	0	27	432	734	671	0	0	0	0	1 864

Tabela 52 i Tabela 53 zawierają wyniki bilansu energii dla stanu przed i po modernizacji.

Tabela 52 – Zestawienie wyników obliczeń wielkości fizycznych dla stanu przed modernizacją

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Strata ciepła - przesył, przed modernizacją	Energia elektryczna - klimatyzacja	Ciepło z ciepłowni	Zużycie energii chemicznej paliwa	Emisja CO ₂
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	kWh ^t	Mg CO ₂
1	Styczeń	15 147	0	1 725	0	16 872	21 089	6
2	Luty	13 803	0	1 558	0	15 361	19 201	5
3	Marzec	12 637	0	1 725	0	14 362	17 952	5
4	Kwiecień	9 623	0	1 669	0	11 292	14 115	4
5	Maj	3 899	27	1 725	8	5 623	7 029	2
6	Czerwiec	0	432	0	123	0	0	0
7	Lipiec	0	734	0	210	0	0	0
8	Sierpień	0	671	0	192	0	0	0
9	Wrzesień	3 556	0	1 669	0	5 225	6 531	2
10	Październik	8 091	0	1 725	0	9 816	12 270	3
11	Listopad	10 999	0	1 669	0	12 668	15 834	4
12	Grudzień	15 502	0	1 725	0	17 226	21 533	6
			SUMA	15 188	532	108 444	135 556	37

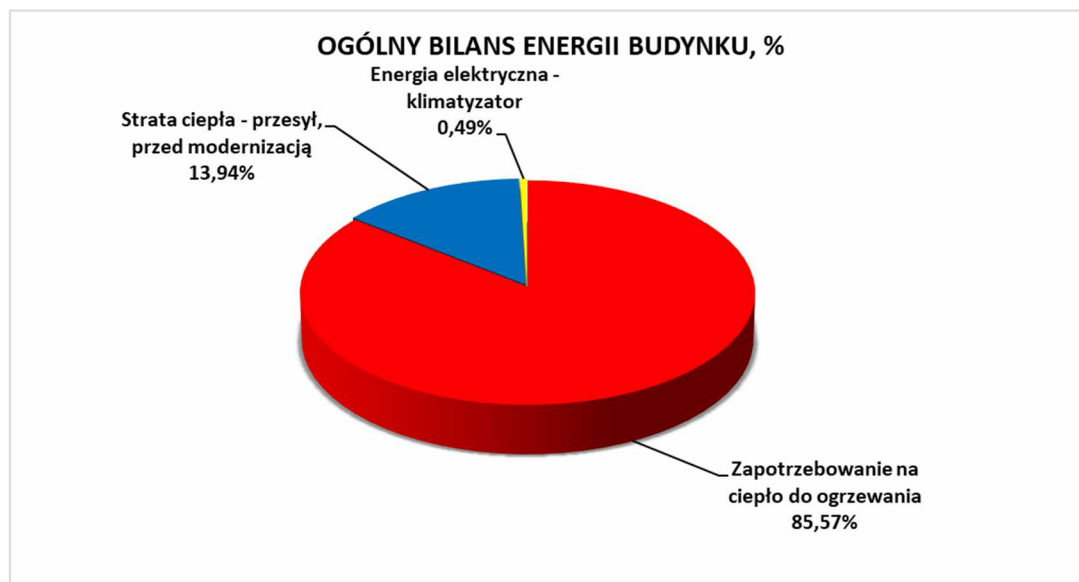
Tabela 53 - Zestawienie wyników obliczeń wielkości fizycznych dla stanu po modernizacji

Lp.	Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania	Zapotrzebowanie na chłód	Straty ciepła - przesył, po modernizacji	Energia elektryczna - pompy ciepła	Ciepło z ciepłowni	Emisja CO ₂	Zużycie energii chemicznej paliwa
		kWh ^t	kWh ^t	kWh ^t	kWh	kWh ^t	Mg CO ₂	kWh ^t
1	Styczeń	15 147	0	664	3 787	12 024	4	15 030
2	Luty	13 803	0	599	3 451	10 952	4	13 690
3	Marzec	12 637	0	664	3 159	10 142	3	12 677
4	Kwiecień	9 623	0	642	2 406	7 860	3	9 825
5	Maj	3 899	27	664	981	3 554	1	4 443
6	Czerwiec	0	432	642	0	0	0	0
7	Lipiec	0	734	664	0	0	0	0
8	Sierpień	0	671	664	0	0	0	0
9	Wrzesień	3 556	0	642	889	3 309	1	4 137
10	Październik	8 091	0	664	2 023	6 732	2	8 415
11	Listopad	10 999	0	642	2 750	8 891	3	11 114
12	Grudzień	15 502	0	664	3 875	12 290	4	15 363
			SUMA	7 814	23 321	75 754	26	94 692

W wyniku przeprowadzonej modernizacji, polegającej między innymi na obniżeniu temperatury zasilania czynnika grzewczego, możliwe jest uzyskanie redukcji strat ciepła związanych z dystrybucją o 49% tj. o 26,5 GJ. Odpowiada to oszczędności w paliwie na poziomie 30%. Jednocześnie, konieczność całorocznej eksploatacji pomp ciepła do podwyższania temperatury czynnika grzewczego, a także wytworzenia chłodu w instalacji chłodniczej w okresie letnim, skutkuje wzrostem zużycia energii elektrycznej względem stanu przed modernizacją. Zaobserwowano, że ilość energii możliwej do odzyskania

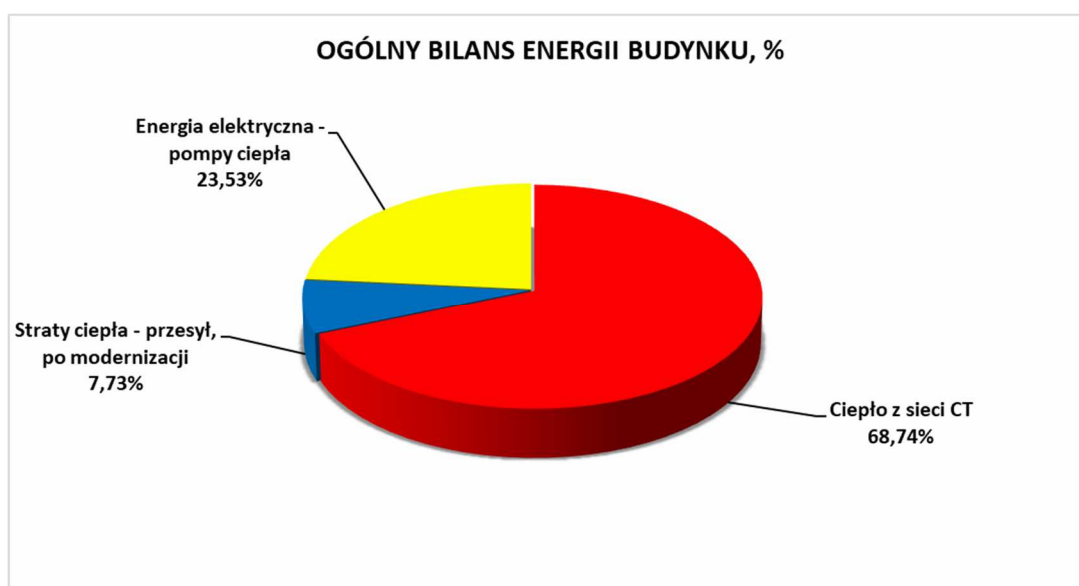
z instalacji chłodniczej obiektu, jest mniejsza od wyznaczonych strat dystrybucji ciepła, dla poszczególnych miesięcy. Skutkiem brakiem możliwości transportu ciepła odpadowego do ciepłowni. W rezultacie energia ciepła odebrana z pomieszczeń klimatyzowanych musi zostać oddana do otoczenia, za pośrednictwem chłodni wentylatorowej lub zagospodarowana, na przykład, w procesie przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Przed modernizacją ciepło dostarczane ciepłowni stanowi główny składnik bilansu energii budynku, co przedstawia wykres kołowy (Rysunek 44).



Rysunek 44 – Bilans energii budynku – stan przed modernizacją

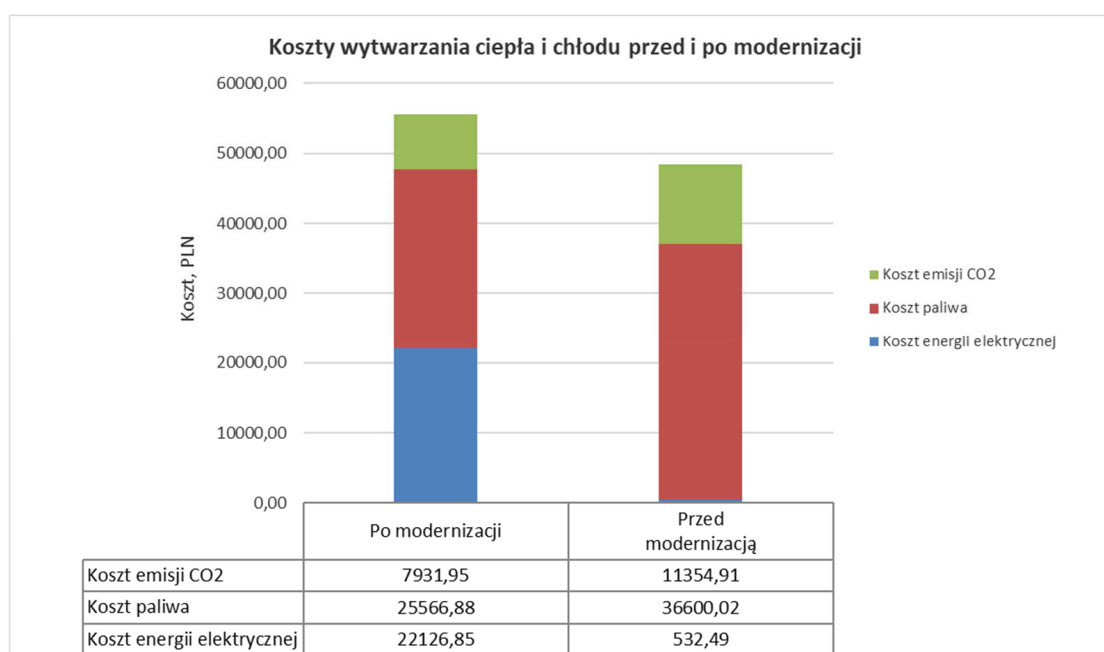
Inaczej kształtuje się udział poszczególnych składników bilansu energii dla stanu po modernizacji, przedstawiony na Rysunek 45:



Rysunek 45 - Bilans energii budynku – stan po modernizacji

Istotnym elementem analizy jest bilans ekonomiczny przedsięwzięcia. Na podstawie zależności, opisanych wzorami (31) do (41), wykonano obliczenia ekonomiczne, umożliwiające porównanie efektów potencjalnego wdrożenia instalacji. W analizie przyjęto bieżące stawki cen paliw, energii elektrycznej oraz kosztu uprawnień do emisji CO₂. W obliczeniach nie uwzględniano wykorzystania energii odpadowej z instalacji chłodzenia do przygotowania ciepłej wody użytkowej ze względu na zbyt małe zużycie ciepłej wody w obiekcie.

Na Rysunek 46 przedstawiono koszty wytwarzania ciepła i chłodu przed i po modernizacji.



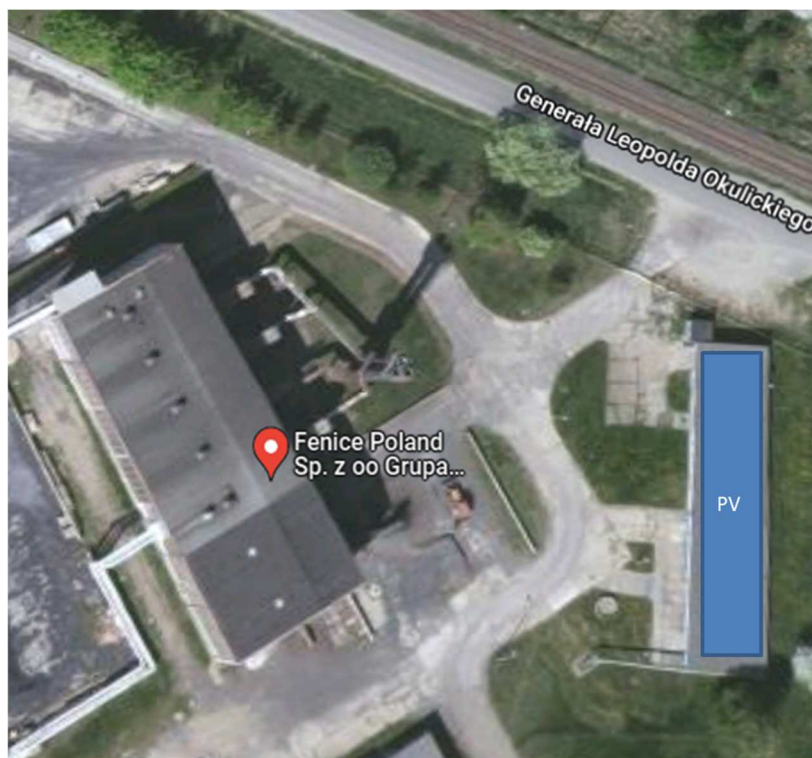
Rysunek 46 – Zestawienie kosztów przed i po modernizacji

Zaobserwowano, że w przedstawionej konfiguracji modelu III, instalacja ciepłownictwa hybrydowego charakteryzuje się wyższym kosztem wytwarzania ciepła i chłodu o 8 332 zł względem technologii konwencjonalnej. Wynika to przede wszystkim z wysokiego zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła.

W celu poprawy bilansu ekonomicznego rozważono montaż instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku administracyjno-biurowego.

Mając na uwadze powierzchnię dachu budynku biurowego, zaproponowano montaż instalacji fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej 25 kWp.

Korzystając z rekomendowanego przez Komisję Europejską (źródło: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/) kalkulatora, służącego do symulacji wolumenu produkcji, w zależności od lokalizacji i wielkości instalacji, określono wielkość rocznej produkcji energii (Tabela 54).



Rysunek 47 – Proponowana lokalizacja instalacji fotowoltaicznej (źródło: Google maps)

Tabela 54 – Wyniki symulacji produkcji energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną

Lp.	Miesiąc	Produkcja energii elektrycznej z PV
		kWh
1	Styczeń	1 019,36
2	Luty	1 215,96
3	Marzec	2 148,66
4	Kwiecień	2 891,09
5	Maj	2 978,25
6	Czerwiec	3 054,37
7	Lipiec	3 248,31
8	Sierpień	3 244,73
9	Wrzesień	2 611,79
10	Październik	2 002,26
11	Listopad	1 177,76
12	Grudzień	808,69
	SUMA	26 401,23

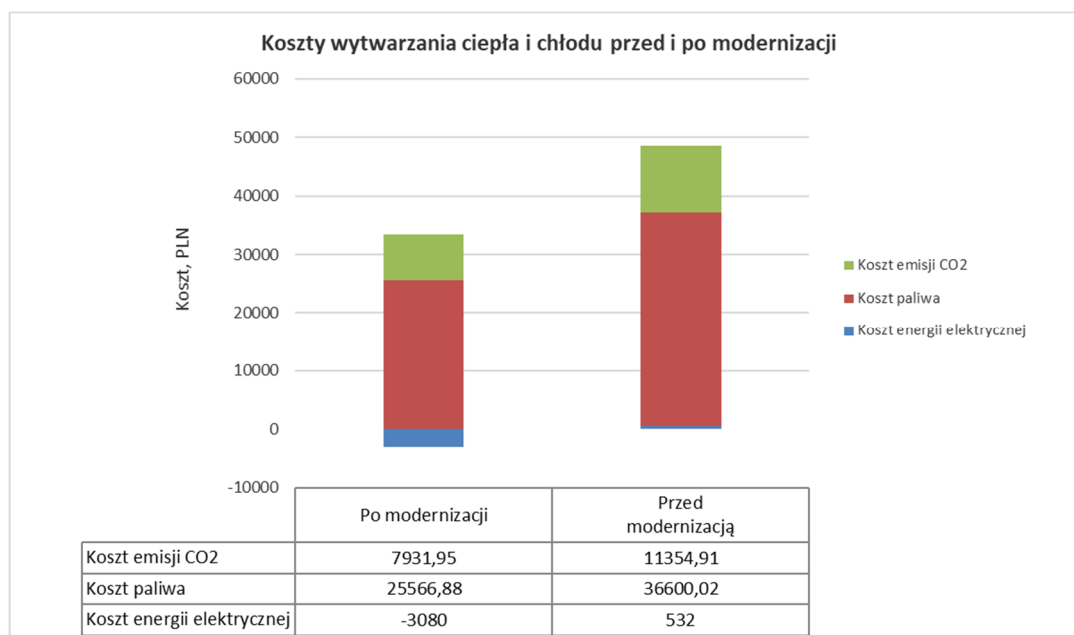
Instalacja fotowoltaiczna o mocy zainstalowanej 25 kWp z pełni pokrywa roczne zużycie energii przez pompę ciepła. Nadwyżka produkcji energii elektrycznej zostanie wykorzystana na potrzeby własne ciepłowni.

W Tabeli 55 Zestawiono wyniki analizy ekonomicznej po modernizacji, uwzględniające redukcję kosztów energii, wynikającą z wytwarzania częściowo energii ze źródła OZE.

Tabela 55 – Ekonomia układu po modernizacji z uwzględnieniem instalacji PV

Miesiąc	Koszt wytwórcy			Redukcja kosztów - instalacja PV
	Koszt energii elektrycznej	Koszt paliwa	Koszt emisji CO2	
	zł	zł	zł	
Styczeń	3 787	4 058	1 259	-1 019
Luty	3 451	3 696	1 147	-1 216
Marzec	3 159	3 423	1 062	-2 149
Kwiecień	2 406	2 653	823	-2 891
Maj	981	1 200	372	-2 978
Czerwiec	0	0	0	-3 054
Lipiec	0	0	0	-3 248
Sierpień	0	0	0	-3 245
Wrzesień	889	1 117	347	-2 612
Październik	2 023	2 272	705	-2 002
Listopad	2 750	3 001	931	-1 178
Grudzień	3 875	4 148	1 287	-809
SUMA	30 419			

Instalacja fotowoltaiczna poprawiła bilans ekonomiczny układu. W takiej konfiguracji redukcja kosztów względem stanu przed modernizacją wynosi 18 069 zł.



Rysunek 48 – Porównanie kosztów wytwarzania ciepła i chłodu przed i po modernizacji (z uwzględnieniem instalacji fotowoltaicznej)

Ujemna wartość kosztów energii elektrycznej świadczy o nadwyżce produkcji energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną względem właściwego zużycia energii przez pompę ciepła.

6. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Ciepłownictwo hybrydowe ze względu na zasadę działania kwalifikuje się do kategorii sieci ciepłowniczych piątej generacji 5GDHC (skrót od: 5th Generation District Heating and Cooling – tłum. Ciepłownictwo i Chłodnictwo 5 Generacji). Wynika to między innymi z zastosowania technologii pomp ciepła, jako urządzenia dostosowującego parametry czynnika grzewczego/chłodniczego do wymagań instalacji odbiorczych klientów końcowych. Niska temperatura czynnika w rurociągach zasilających i powrotnych umożliwia przyłączenie niskotemperaturowych instalacji odzysku ciepła, znajdujących się w zasięgu sieci, pozwalając na optymalne wykorzystanie instalacji pod względem energetycznym i ekonomicznym. Dodatkowo, w wyniku obniżenia temperatury czynnika grzewczego, uzyskiwane są oszczędności energii, wynikające z redukcji strat dystrybucji ciepła do odbiorców. Zaletami technologii ciepłownictwa hybrydowego są: zmniejszenie zużycia energii pierwotnej, redukcja emisji CO₂, a także pojawienie się nowych modeli biznesowych między innymi z dostawcami energii elektrycznej, co powinno umożliwić nabycie konkurencyjnej cenowo energii potrzebnej do eksploatacji pomp ciepła. Ciepłownictwo hybrydowe spełnia założenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej, w związku z tym może być traktowane jako alternatywna technologia dla konwencjonalnych systemów ciepłowniczych.

Celem niniejszej pracy badawczej była analiza możliwości wdrożenia hybrydowej instalacji ciepłowniczej, dostarczającej ciepło i chłód z centralnego źródła ciepła do odbiorców zasilanych ze zdalnych węzłów cieplnych. Możliwości realizacji dostaw ciepła i chłodu systemowego do odbiorców z centralnego źródła ciepła zostały przedstawione w oparciu o trzy modele obliczeniowe, zróżnicowane pod względem rozmiarów sieci, zastosowanych technologii dystrybucji ciepła oraz rodzaju odbiorców ciepła i chłodu. Uwzględniono także dodatkowe możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz alternatywnych źródeł ciepła. Opracowane modele obliczeniowe sieci ciepłowniczych stanowią uniwersalne źródło informacji dla większości przedsiębiorstw energetyki cieplnej, które może być pomocne przy przeprowadzeniu analizy techniczno-ekonomicznej wdrożenia instalacji ciepłownictwa hybrydowego.

Pierwszy model obliczeniowy obejmował ciepłownię węglową, należącą do FENICE Poland, która zasila odbiorców przemysłowych w ciepło technologiczne i do centralnego ogrzewania oraz dodatkowo, w sezonie grzewczym, zasila gorącą wodą o stałej temperaturze około 105 °C, niewielkie osiedle mieszkaniowe i szkołę. Zgodnie z założeniami koncepcji modernizacyjnej, odbiorcy będą zasilani czynnikiem grzewczym o obniżonej temperaturze do 50 °C. Obliczenia modelu wykonano w dziewięciu konfiguracjach instalacji ciepłownictwa hybrydowego w celu kompleksowej prezentacji rezultatów poprawy efektywności układu i rachunku ekonomicznego. Konfiguracje obliczeniowe zostały zróżnicowane ze względu na:

- technologię wykonania sieci cieplnej (sieć kanałowa, preizolowana oraz kanałowa 25-letnia),
- źródło danych klimatycznych (dane klimatyczne z Krosna z 2021 roku, wieloletnie dane klimatyczne dla stacji Rzeszów-Jasionka oraz dane klimatyczne śródziemnomorskie – stacja meteorologiczna w Barcelonie),

- możliwość zastosowania alternatywnych źródeł ciepła i energii elektrycznej.

Przedstawiono również porównanie kosztów pracy układu dla bieżących warunków cenowych, uwzględniające ceny paliw i energii ze stycznia 2021 roku. Zaobserwowano, że w każdym z wariantów technologii wykonania sieci ciepłowniczej, redukcja temperatury zasilania sieci z 100/55 °C na 50/30 °C pozwala na zmniejszenie strat o ok. 65%., co w przypadku tradycyjnej, kanałowej sieci ciepłowniczej zlokalizowanej w Krośnie, wiąże się z oszczędnością energii 1 160 GJ/rok. W przypadku sieci wykonanej w technologii preizolowanej oszczędność roczna wynikająca z redukcji strat, wynosi jedynie 124 GJ/rok, pomimo jednakowego, procentowego poziomu zmniejszenia energii traconej na dystrybucji ciepła po modernizacji. Wyniki obliczeń wskazują, że w przypadku nowoczesnych sieci ciepłowniczych, o niskim jednostkowym współczynniku strat ciepła k , W/m, efekt finansowy, wynikający ze zmniejszenia temperatury zasilania czynnika grzewczego, będzie niższy.

W większości przedstawionych konfiguracji układu, znajdujących się w polskiej strefie klimatycznej, zaobserwowano wzrost kosztów, po stronie odbiorców ciepła i chłodu systemowego, dla stanu po modernizacji. Jest to spowodowane zwiększonym zużyciem po stronie źródła ciepła/chłodu, która negatywnie wpływa na bilans ekonomiczny przedsięwzięcia. Odmienne prezentują się obliczenia bilansowe w odniesieniu do klimatu śródziemnomorskiego, który charakteryzuje się niższym zapotrzebowaniem na ciepło w sezonie grzewczym oraz dłuższym i cieplejszym okresem letnim. Koszty użytkowników ciepła i chłodu systemowego po modernizacji były niższe o 54%. Korzystny wynik finansowy jest związany z większym wykorzystaniem ciepła odpadowego z instalacji chłodniczych po modernizacji przez przedsiębiorstwo energetyki ciepłej. Należy także podkreślić, że po wdrożeniu ciepłownictwa hybrydowego uzyskano redukcję kosztów odbiorców o 10% w polskiej strefie klimatycznej, w sieci wykorzystującej energię z odzysku ciepła ze sprężarek.

W drugim modelu obliczeniowym zaprezentowano wyniki poprawy efektywności energetycznej oraz bilans ekonomiczny przedsięwzięcia polegający na zastosowaniu ciepłownictwa hybrydowego w odniesieniu do dużej, miejskiej sieci ciepłowniczej. Stworzony w programie Audytor SCW model miejskiej magistrali ciepłowniczej obejmował 60 węzłów ciepłych zasilających 1 600 lokali mieszkalnych, o łącznej mocy zamówionej w sezonie grzewczym 27,9 MW. Obliczenia zapotrzebowania na ciepło i chłód odbiorców wykonano w oparciu o dane klimatyczne Krosna z 2021r. Podobnie jak w przypadku modelu I, analizę przeprowadzono w sposób wariantowy, w zależności od technologii wykonania sieci ciepłowniczej (sieć preizolowana, kanałowa i napowietrzna).

Niskotemperaturowa sieć ciepłownicza, pracująca zgodnie z założeniami ciepłownictwa hybrydowego, charakteryzuje się redukcją strat ciepła związanego z jego transportem o 60,6 % w przypadku sieci preizolowanej, 62,9 % dla sieci kanałowej oraz 64,6% w wariantcie z siecią napowietrzną, co przekłada się na redukcję strat mocy ciepłej o 728,5 kW. W skali całego roku obniżenie temperatury w sieci odpowiada oszczędności energii odpowiednio o: 11 151 GJ/rok dla sieci preizolowanej, 14 043 GJ/rok dla sieci kanałowej oraz 23 132 GJ w przypadku sieci napowietrznej. W odróżnieniu do modelu I, rachunek ekonomiczny odbiorców ciepła i chłodu systemowego jest korzystny we wszystkich konfiguracjach, a największą redukcję kosztów zakupu ciepła i chłodu

zaobserwowano dla wariantu z siecią ciepłą napowietrzną, która wynosiła 22,5%, czyli według cen ciepła 213 zł/GJ około 1,5 mln zł. Należy zaznaczyć, że rachunek ekonomiczny przedsięwzięcia mógłby ulec znacznej poprawie w przypadku możliwości lokalnego wykorzystania ciepła odpadowego z instalacji chłodniczych odbiorców końcowych lub przy wykorzystaniu alternatywnych źródeł ciepła, podłączonych do sieci do celów ogrzewania.

Trzeci model służył przeprowadzeniu studium wykonalności wdrożenia instalacji testowej, której zadaniem byłoby zasilanie w ciepło i chłód budynku biurowego FENICE Poland, zlokalizowanego w Krośnie w Jednostce Operatywnej Podkarpacie. Obiekt zlokalizowany jest w niedalekiej odległości od ciepłowni FENICE i jest obecnie zasilany czynnikiem grzewczym, o zmiennym parametrze temperaturowym, zależnym od tabeli regulacyjnej sieci centralnego ogrzewania. Obniżenie temperatury zasilającej pompę ciepła w zdalnym węźle cieplnym, pozwoliło uzyskać oszczędność 26,5 GJ, co odpowiada redukcji strat ciepła o 49%. Pomimo zmniejszenia strat zaobserwowano, że w przypadku małego obiektu będącego odbiorcą ciepła i chłodu, zawracanie ciepła odpadowego z instalacji chłodniczej, z powrotem do ciepłowni, nie jest uzasadnione finansowo. Oznacza to, że energia ciepła odebrana z pomieszczeń klimatyzowanych musi zostać oddana do otoczenia lub zagospodarowana na przykład w procesie przygotowania ciepłej wody użytkowej. Podobnie jak w przypadku modelu I, realizacja przedsięwzięcia modernizacyjnego nie wiąże się z uzyskaniem oszczędności finansowych. Zaobserwowano, że w niewielkiej instalacji konieczne jest przyłączenie dodatkowego, odnawialnego źródła energii. W ramach przeprowadzonej analizy zaproponowana została instalacja fotowoltaiczna, o mocy zainstalowanej 25 kWp. Brak konieczności zakupu energii elektrycznej z sieci do zasilania pompy ciepła spowodował wzrost zysku z wdrożenia instalacji ciepłownictwa hybrydowego na poziomie 18 tys. zł w skali roku (według cen energii elektrycznej 1000 zł/MWh).

Zaproponowane trzy modele obliczeniowe zastosowane w sposób wariantowy, pozwalają uzyskać szeroki obraz efektów wdrożenia systemu ciepłownictwa hybrydowego, który umożliwi dostawę ciepła i chłodu systemowego do odbiorców końcowych. Czynniki wpływającymi na pozytywny wynik finansowy przedsięwzięcia jest zapewnienie odpowiedniego zbilansowania układu, poprzez zastosowanie alternatywnych źródeł ciepła wykorzystujących energię odpadową, właściwe zagospodarowanie ciepła z instalacji chłodniczych odbiorców końcowych lub współpraca układu z dodatkowymi odnawialnymi źródłami energii. Takie kompleksowe podejście jest spójne z założeniami funkcjonowania sieci ciepłej piątej generacji i stanowi kierunek dla rozwoju systemów ciepłowniczych w Polsce i na całym świecie. Analiza obliczeniowa modelu I potwierdziła dodatkowo, że technologia dostaw ciepła i chłodu systemowego może być również zastosowana w przypadku braku podłączenia odbiorców końcowych do magistrali ciepłowniczej. W opisanej sytuacji istnieje możliwość dostaw ciepła do węzłów ciepłowniczych za pośrednictwem ciepłarek – mobilne dostawy ciepła. Jest to technologia dedykowana odbiorcom końcowym, zamieszkującym miasta o dużym stopniu urbanizacji, pozbawionych możliwości bezpośredniego podłączenia do centralnej sieci ciepłowniczej.

Właściwie zbilansowana, pod kątem lokalnych źródeł i odbiorów niskotemperaturowego ciepła odpadowego, sieć ciepłownictwa hybrydowego, wyposażona w węzły cieplne z pompami ciepła oraz centralne, szczytowe źródło ciepła, to niewątpliwie

kierunek rozwoju dla istniejących systemów ciepłowniczych. W niniejszej pracy celowo nie uwzględniono w obliczeniach ekonomicznych nakładów inwestycyjnych, ponieważ w większości przypadków mogłyby sprawić, że czas zwrotu inwestycji byłby bardzo długi. Należy jednak podkreślić, że obecnie istniejące systemy ciepłownicze nie będą mogły być eksploatowane bez przeprowadzenia inwestycji modernizacyjnych, które będą wymagały przeznaczenia znacznego kapitału na wprowadzenie koniecznych zmian. Wskazane jest w takim przypadku rozważenie rozwoju systemów ciepłowniczych w kierunku technologii zeroemisyjnych, wykorzystujących niskotemperaturowe ciepło odpadowe w węzłach cieplnych, sterowanych za pośrednictwem sieci neuronowych. Szczególnie takie rozwiązania inwestycyjne powinny być podejmowane w momencie powstawania nowych sieci i przyłączy, mając na uwadze, że skala przedsięwzięcia, proces restrukturyzacji i modernizacji ciepłownictwa będzie trwał kilkadziesiąt lat.

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] Bilardo M., Sandrone F., Zanzottera G., Fabrizio E.: Modelling a fifth-generation bidirectional low temperature district heating and cooling (5GDHC) network for nearly Zero Energy District (nZED), *Energy Reports*, 7 (2021) 8390-8405
- [2] Buffa S., Cozzini M., D'Antonio M., Baratieri M., Fedrizzi R.: 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104 (2019), 504-522
- [3] Ceglarz J.: Klimatyzacja na pełnych obrotach. Padł rekord zapotrzebowania na moc, www.money.pl, artykuł z dnia 12.06.2019
- [4] Doffek M, Ostrowski P.: Ogrzewnictwo i chłodnictwo systemowe jako nowy kierunek rozwoju w energetyce cieplnej, *Rynek Energii*, 6/2019
- [5] Dziennik Ustaw nr 54 poz. 348 z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne
- [6] Dziennik Ustaw poz. 831 z dnia 20 maja 2016 Ustawa o efektywności energetycznej
- [7] Dziennik Ustaw poz. 680 z dnia 1 marca 2018 Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów
- [8] Henze G.P., von Rhein J., Long N., Fu Y.: Development of a topology analysis tool for fifth-generation district heating, *Energy Conversion and Management*, 196 (2019), 705-716
- [9] Kostowski E.: Przepływ ciepła, Politechnika Śląska, Wyd.2, 2006
- [10] Kundzewicz Z.W.: Konsekwencje globalnych zmian klimatu, *Nauka* 1/2008, str. 103-118
- [11] Kwestarz M.: Magazynowanie ciepła – rodzaje magazynów, *Czysta Energia*, nr 12, 2016
- [12] Lindhe J., Javed S., Johansson D., Bagge H.: A review of the current status and development of 5GDHC and characterization of a novel shared energy system, *Science and Technology for the Built Environment*, Volume 28, 2022
- [13] Lund H., Østergaard P.A., Nielsen T.B., Werner S., Thorsen J.E., Gudmundsson O., Arabkoohsar A., Mathiesen B.V.: Perspectives on fourth and fifth generation district heating, *Energy*, 227 (2021), 120520
- [14] Monitor Polski poz.1038 z dnia 29 października 2018 Obwieszczenie MŚ w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2019
- [15] Ostrowski P., Doffek M.: Mobilne dostawy ciepła do odbiorców końcowych zlokalizowanych w obszarze poza zasięgiem miejskiej sieci ciepłowniczej, *Rynek Energii*, 5/2020
- [16] Ostrowski P., Pronobis M.: Cogeneration cycle in water heating boilers, *Transactions of the VŠB – Technical University of Ostrava, Mechanical Series*, No.2, 2017, vol. LXIII
- [17] Ostrowski P., Pronobis M., Szelejewski F.: Technologia EWHR odzysku ciepła i redukcji emisji w kotłach, *Rynek Energii*, Nr 6, 2021
- [18] Praca zbiorowa: Metodyka szacowania zmniejszenia strat ciepła (sieci), NFOŚiGW, Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, załącznik nr 10 do Regulaminu Konkursu
- [19] Rączka J., Skąpski K.: Analiza wzrostu cen energii na rok 2019, Unia Metropolii Polskich, Warszawa 2018
- [20] Sharma A., Tyagi V.V., Chen C.R., Buddhi D.: Review on thermal energy storage with phase change materials and applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009
- [21] Sulzer M., Hangartner D.: Fernwärme (Anergienetze) Grundlagen-/Thesenpapier, Hochschule Luzern, 2014

- [22] Sulzer M., Werner S., Mennel S., Wetter M.: Vocabulary for the fourth generation of district heating and cooling, Smart Energy 1, 2021
- [23] Szulc P., Smykowski D., Redzicki R., Wójs K.: Optymalizacja konstrukcji akumulatora ciepła z materiałem zmiennofazowym, Rynek Energii, 2019
- [24] Wieczerzak-Krusińska A.: Chłód klimatyzacji popłynie z ciepłowni, www.energia.rp.pl, 2016
- [25] www.barcelona.cat
- [26] www.tge.pl, z dnia 01.09.2022
- [27] www.kobize.pl: Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji (WE) za rok 2021
- [28] www.wnp.pl
- [29] www.pse.pl
- [30] www.mwirtz.com/5gdhc_projects, dostęp z dnia 16.07.2022
- [31] www.7bar.pl/oferta/uslugi/odzysk-ciepla.html, dostęp z dnia 01.09.2022
- [32] Zgł.pat. P.424938, Sposób ogrzewania i chłodzenia z centralnego źródła ciepła, zwłaszcza ze zdalnymi węzłami cieplnymi.
- [33] Zgł.pat PL 234423, Sposób i instalacja kogeneracji w ciepłowniach zwłaszcza wyposażonych w kotły wodnorurowe.
- [34] Zgł.pat. PL 234465, Sposób zasilania zdalnych węzłów ciepłych w ciepłowniczej sieci rozdziału ciepła oraz zdalny węzeł ciepły o ustalonej temperaturze i ciśnieniu nośnika ciepła, zwłaszcza z odległego źródła ciepła

STRESZCZENIE

Branża energetyczna i ciepłownicza w Polsce jest obecnie w fazie restrukturyzacji i modernizacji, która jest spowodowana między innymi wymaganiami polityki klimatycznej Unii Europejskiej, a także starzejącymi się instalacjami wytwórczymi. W rezultacie eksploatacja nieefektywnych źródeł ciepła i systemów energetycznych staje się nierentowna, na co bezpośredni wpływ mają m.in. wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla, a także wysokie kary finansowe za przekroczenia emisji substancji szkodliwych do atmosfery.

Równoległe z rozwojem przemysłu obserwuje się coraz większy popyt na systemy chłodnicze. W sektorze komunalnym wzrasta popularność instalacji klimatyzacyjnych, które są coraz częściej instalowane w lokalach mieszkalnych. Jest to rezultat zwiększającej się dostępności systemów klimatyzacyjnych, ich przystępności cenowej i wzrostu standardu życia

Celem pracy badawczej jest analiza możliwości wdrożenia instalacji dostarczającej ciepło i chłód z centralnego źródła ciepła do odbiorców, zasilanych ze zdalnych węzłów cieplnych – technologii ciepłownictwa hybrydowego. Możliwości zastosowania dostaw ciepła i chłodu systemowego do odbiorców z centralnego źródła ciepła zostały w niniejszej rozprawie przedstawione na podstawie trzech modeli obliczeniowych, zróżnicowanych pod względem rozpiętości sieci oraz zastosowanych technologii wykonania sieci cieplnej.

W ramach części teoretycznej pracy dokonano oceny obecnej sytuacji branży ciepłowniczej w Polsce pod kątem aktualnych kosztów wytwarzania ciepła, obowiązujących regulacji prawnych, a w szczególności z polityki klimatycznej Unii Europejskiej i jej wpływu na prowadzenie działalności przez przedsiębiorstwa energetyki cieplnej. Dokonano przeglądu rozwoju systemów ciepłowniczych na świecie, a także zaprezentowano wybrane technologie innowacyjne.

Część merytoryczna obejmowała sporządzenie trzech modeli obliczeniowych, które zostały przedstawione w różnych konfiguracjach technologicznych i odniesione do zróżnicowanych danych klimatycznych. W modelach szeroko przeanalizowano warunki, możliwości i efekty wdrożenia instalacji ciepłowniczych, zasilających wielkoskalowe magistrale ciepłownicze, jak i niewielkie lokalne sieci cieplne, zasilające małe grupy odbiorców.

Przeprowadzona analiza obliczeniowa pozwoliła uzyskać szeroki obraz efektów wdrożenia systemu ciepłownictwa hybrydowego. Określone zostały czynniki wpływające na pozytywny wynik finansowy przedsięwzięcia. Dodatkowo, wskazano obszary współpracy sieci cieplnej z instalacjami odzysku ciepła, a także odnawialnymi źródłami energii. Niniejsza praca może stanowić uniwersalne źródło informacji dla większości przedsiębiorstw energetyki cieplnej, znajdujących się na terenie Polski, do przeprowadzenia analizy techniczno-ekonomicznej wdrożenia instalacji ciepłownictwa hybrydowego.

SUMMARY

The energy and heating industry in Poland is currently undergoing restructuring and modernization, which is caused by the requirements of the European Union's climate policy, as well as aging production installations. As a result, the operation of ineffective heat sources and energy systems becomes unprofitable, which is directly influenced by e.g. high costs of purchasing carbon dioxide emission allowances, as well as high financial penalties for exceeding the emission of harmful substances into the atmosphere.

Along with the development of industry, there is an increasing demand for refrigeration systems. In the municipal sector, the popularity of air conditioning systems is growing, which are increasingly installed in residential premises. This is the result of the increasing availability of air conditioning systems, their affordability, and an increase in living standards.

The aim of the research work is to analyze the possibility of implementing an installation supplying district heat and cold from a central heat source to recipients powered by remote heat nodes - hybrid heating technology. The possibilities of using system heat and cooling supplies to customers from a central heat source have been presented in this dissertation on the basis of three calculation models, different in terms of the network span and the applied technologies of thermal network construction.

As part of the theoretical part of the thesis, the current situation of the heating industry in Poland was assessed in terms of the current costs of heat generation, applicable legal regulations, and in particular the climate policy of the European Union and its impact on the operation of thermal energy companies. The development of heating systems in the world was reviewed and selected innovative technologies were presented.

The substantive part included the preparation of three calculation models, which were presented in different technological configurations and related to different climatic data. The models broadly analyzed the conditions, possibilities and effects of implementing heating installations, supplying large-scale heating mains, as well as small local heat networks, supplying small groups of recipients.

The computational analysis carried out allowed to obtain a broad picture of the effects of the implementation of the hybrid heating system. Factors influencing the positive financial result of the project were determined. Additionally, the areas of cooperation of the heat network with heat recovery installations as well as renewable energy sources were indicated. This doctoral thesis may be a universal source of information for most thermal energy companies located in Poland, to carry out a technical and economic analysis of the implementation of a hybrid heating installation.