



Stowarzyszenie
Producentów i Importerów
Urządzeń Grzewczych

WYKORZYSTANIE INSTALACJI KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH W ISTNIEJĄCYCH MIEJSKICH SIECIACH CIEPŁOWNICZYCH

Opracowanie na podstawie materiałów SDH
(Solar District Heating):

Stowarzyszenie Producentów i Importerów
Urządzeń Grzewczych

Warszawa Grudzień 2020

Autorzy materiałów źródłowych:

Sebastian Grimm, Heiko Huther - AGFW

Per Alex Sørensen - Planenergi

Simona Weisleder - Hamburg Institut

Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz

Magdalena Berberich, Thomas Pauschinger - Solites

Opracowanie wersji polskiej:

**Stowarzyszenie Producentów
i Importerów Urządzeń Grzewczych**

ul. Rydygiera 15 lok. 114, 01-793 Warszawa

Tel: +48 22 501 46 32

Fax. 0048 22 501 46 39

Mobile: 0048/691/565756 ; 0048 662 11 55 94

E-mail: biuro@spiug.pl

www.spiug.pl

Spis treści

1. WSTĘP	5
2. UZASADNIENIE WYKORZYSTANIA DLA WYKORZYSTANIA KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH DO ZASILANIA MIEJSKICH SIECI CIEPŁOWNICZYCH.....	6
3. INFORMACJE OGÓLNE.....	8
3.1. Tło polityczne i gospodarcze	8
3.2. Poszukiwanie odpowiedniego terenu/ kontrola możliwości.....	10
3.3. Podstawy prawne	12
3.3.1. Plany zagospodarowania przestrzennego terenu	12
3.3.2. Planowanie zaopatrzenia w ciepło na poziomie lokalnym	13
3.4. Akceptacja społeczna i udział zainteresowanych stron.....	14
3.5. Koszty, finansowanie i ewentualne programy wsparcia finansowego	17
4. REKOMENDACJE.....	21
4.1. Wdrożenie projektu i perspektywy	21
4.2. Dalsze informacje	22
ZAŁĄCZNIK NR. 1 INSTALACJA BIG SOLAR W GRAZ (AUSTRIA).....	23
1. Streszczenie.....	23
2. Tło i zdefiniowanie problemu.....	23
3. Wyniki studiów technicznych	24
4. Wyniki i analiza biznesowa	27
5. Wnioski i perspektywy.....	27
ZAŁĄCZNIK NR. 1 INSTALACJA KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH W SENFTENBERG (NIEMCY).....	29
1. Motywacja	29
2. Planowanie, realizacja, wdrażanie	29
3. Uzysk ciepła.....	30
4. Cele	31
ZAŁĄCZNIK NR. 3: OGÓLNE WYTYCZNE DO DOBORU ELEMENTÓW WIELKOSKALOWEJ INSTALACJI KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH DLA WYKORZYSTANIA W MIEJSKICH SIECIACH CENTRALNEGO OGRZEWANIA	33
1. Wstęp.....	33
2. Przegląd założeń wstępnych do wykorzystania instalacji kolektorów słonecznych w sieciach ciepłowniczych.....	34
2.1 Ciepło słoneczne w kombinacji z innymi źródłami energii i paliwami.....	34
2.2 Gdzie instalować kolektory słoneczne	38

3. Studium wykonalności instalacji kolektorów słonecznych w sieciach centralnego ogrzewania	47
3.1 Dostępność promieniowania słonecznego	47
3.2 Określanie dostępnych lokalizacji dla instalacji kolektorów słonecznych, magazynów ciepła i ewentualnych kosztów terenu	48
4. Kwestionariusze do oceny miejsca instalacji kolektorów słonecznych	56
4.1 Wstęp.....	56
4.2 Ogólny opis obszaru dostaw ciepła i konsumentów	56
5. Kategorie systemów ciepłowniczych wykorzystujących instalacje kolektorów słonecznych	60
5.1 Przegląd kategorii słonecznych systemów ciepłowniczych	60
6. Pozostałe informacje konieczne do zebrania i przygotowania w fazie przygotowawczej projektu i wstępnym planowaniu	62
7. Materiały źródłowe zawierające potrzebne do planowania wielkoskalowych instalacji kolektorów słonecznych dla zasilania miejskich sieci c.o.	65

1. WSTĘP

Projekt SDHp2m (Solar District Heating ... od polityki do rynku), w ramach którego zostały przygotowane niniejsze wytyczne miał na celu rozszerzenie wiedzy na temat wykorzystania energii słonecznej w modernizacji sieci ciepłowniczych w dziewięciu regionach europejskich (Turyngia i Hamburg w Niemczech, Styria w Austrii, Owernia-Rodan-Alpy we Francji, Mazowsze w Polsce, Warna w Bułgarii, Västra Götaland w Szwecji, Aosta i Weneto we Włoszech).

Lokalne warunki brzegowe które powinny być brane przy realizacji projektu modernizacji i rozbudowy sieci ciepłowniczych do wykorzystania ciepła z promieniowania słonecznego pozyskiwanego z instalacji kolektorów słonecznych różnią się w zależności od regionu i lokalizacji. Niemniej jednak można zidentyfikować następujące trzy „rozwiązania standardowe”: które mogą być używane w prawie wszystkich regionach.

- Wioski i gminy energetyczne - wdrożenie nowych sieci centralnego ogrzewania opartego na instalacji kolektorów słonecznych połączonych z źródłami grzewczymi wykorzystującymi biomasę
- Integracja instalacji kolektorów słonecznych z miejskimi sieciami ciepłowniczymi opartymi na biomasie
- Integracja instalacji kolektorów słonecznych z istniejącymi miejskimi systemami ciepłowniczymi wykorzystującymi inne źródła ciepła

To opracowanie opisuje, w jaki sposób może zostać opracowana i wdrożona integracja instalacji kolektorów słonecznych z istniejącym miejskim system ciepłowniczym. Realizując takie przedsięwzięcie, należy w szczególności zwrócić uwagę na dwa główne wyzwania. Po pierwsze, zapotrzebowanie na ciepło w okresie letnim w miejskich systemach ciepłowniczych, jest zwykle pokrywane przez systemy kogeneracyjne lub przez dodatkowe źródła ciepła, takie jak np. spalarnie odpadów i dlatego istnieje możliwość stałej dostawy potrzebnego ciepła. Drugim wyzwaniem jest postrzeganie wielkoskalowych instalacji kolektorów słonecznych jako głównego konkurenta na deficytowych w wolne grunty do zagospodarowania obszarach miejskich, które mogą być wykorzystywane dla budownictwa mieszkaniowego, rekreacji i obiektów komercyjnych.

Niemniej jednak wykorzystanie ciepła pochodzącego z promieniowania słonecznego jest ważnym elementem i powinno zostać wykorzystane w procesie transformacji istniejących systemów ciepłowniczych na terenie miast, zwłaszcza że coraz więcej firm ciepłowniczych i lokalnych władz samorządowych zdało sobie sprawę, że ich systemy zaopatrzenia w ciepło muszą odejść od paliw kopalnych, lub znacznie ograniczyć ich wykorzystanie co wiąże się z koniecznością przestawienia się na odnawialne źródła energii.

Oprócz instalacji kolektorów słonecznych z technicznego punktu widzenia pełne uzasadnienie ma wykorzystanie magazynów ciepła w lokalnym systemie ciepłowniczym, które zwiększy bezpieczeństwo funkcjonowania takiego systemu oraz ograniczy koszty eksploatacji i pozyskiwania ciepła. Niniejsze wytyczne nie powinny być traktowane jako kompletny dokument, ale traktowane jako poszerzenie wiedzy na temat możliwości jakie daje szersze w stosunku do standardowego zastosowanie kolektorów słonecznych.

2. UZASADNIENIE WYKORZYSTANIA DLA WYKORZYSTANIA KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH DO ZASILANIA MIEJSKICH SIECI CIEPŁOWNICZYCH

Istnieje szereg powodów, dla których opłaca się włączyć instalacje kolektorów słonecznych do zasilania miejskich sieci ciepłych:

- likwidacja emisji szkodliwych substancji pochodzących ze spalania paliw kopalnych do atmosfery w miesiącach letnich
- znaczne ograniczenie lub likwidacja emisji szkodliwych substancji pochodzących ze spalania paliw kopalnych do atmosfery w pozostałej części roku
- Zwiększenie udziału energii odnawialnej w celu osiągnięcia lokalnych i krajowych celów klimatycznych (i znaczne ograniczenie emisji CO₂).
- celowe zwiększenie zdolności wytwarzania ciepła w krytycznych obszarach, gdzie bez dodatkowych, zdecentralizowanych źródeł ciepła opartych na ciepłe z energii słonecznej, albo tylko dużym (finansowym) kosztem instalacji innych źródeł ciepła nie jest możliwe podłączenie dalszych użytkowników.
- zastępowanie paliw kopalnych w instalacjach kogeneracyjnych, w których latem nie ma produkcji ciepła lub nie jest to jest opłacalne.

W sytuacji, kiedy zapotrzebowanie miasta na ciepło jest dostatecznie pokrywane w miesiącach letnich z istniejącej instalacji, integracja systemów kolektorów słonecznych z istniejącą siecią ciepłą często nie jest najwyższym priorytetem. Taka sytuacja może na przykład być powodowana poprzez zaoferowanie nowych gwarantowanych taryf przy zakupie energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach kogeneracyjnych wykorzystujących gaz jako paliwo. Takie podejście może się jednak fundamentalnie zmienić wraz ze zmianą cen surowców energetycznych lub sytuacji gospodarczej.

Przykładem tego są duńskie elektrociepłownie gazowe, których taryfy gwarantowane za energię elektryczną, ponad 10 lat temu zostały przestawione na powiązanie z cenami rynkowymi na energię elektryczną. Następstwem tego posunięcia było skrócenie średniego czasu pracy instalacji z 4000 do 500 godzin rocznie. Powiązany z ograniczeniem czasu pracy instalacji kogeneracyjnej, spadek ilości ciepła z tych systemów musiał być kompensowany przez dłuższą i droższą eksploatację kotła opalanego w tym wypadku gazem ziemnym, co znacznie zwiększyło atrakcyjność możliwości zastosowania źródeł ciepła wykorzystujących promieniowanie słoneczne jako źródło ciepła.

Teoretycznie wiele dużych miast ma wystarczający nadmiar ciepła pochodzącego z różnych istniejących lokalnie źródeł (spalarnie, rafinerie, zakłady metalurgiczne itp.), które mogą pokryć zapotrzebowanie na ciepło w miesiącach letnich, czasem nawet z nadwyżką. Dzięki odpowiednio zwymiarowanemu, sezonowemu magazynowi ciepła można również gromadzić nadwyżkę wytworzonego ciepła do jego wykorzystania w późniejszym okresie. Jako dodatkowe źródło można wówczas wykorzystać energię słoneczną, aby zasilić magazyn ciepła do wykorzystania w miesiącach zimowych, dzięki czemu jest możliwe pełne (lub nawet z nadwyżką) pokrycie zapotrzebowania na ciepło z odnawialnego źródła

energii dla danego obszaru. Zarówno sezonowy magazyn ciepła, jak i powiązana z nim instalacja kolektorów słonecznych muszą być dostatecznie duże aby pokryć oczekiwane zapotrzebowanie na ciepło. Większe wymiarowanie dla magazynu ciepła i instalacji do jego pozyskiwania pozwalają również na obsługę dłuższych instalacji przesyłowych i niższe koszty wytwarzania ciepła.

Przed wdrożeniem wykorzystania instalacji kolektorów słonecznych do zasilania sieci ciepłowniczej należy brać pod uwagę pewne podstawowe warunki ramowe, aby taki projekt był opłacany zarówno pod kątem inwestycyjnym, jak również późniejszej eksploatacji.

3. INFORMACJE OGÓLNE

Jeśli rozważa się wykorzystanie energii słonecznej jako opcji wytwarzania ciepła do wykorzystania w ciepłowniach miejskich, ważne jest sprawdzenie pewnych warunków ramowych, które mają bezpośredni wpływ na opłacalność takiego projektu.

To wymaga starannego i uporządkowanego podejścia do opracowywania projektu w celu rozwiązania wszelkich za i przeciw, oraz wcześniejszego wypracowania rozwiązania potencjalnych problemów i wątpliwości. Analiza poniższych głównych zagadnień okazały się szczególnie przydatne w dotychczasowej praktyce w fazie przygotowywania projektu:

1. Ramy gospodarcze i polityczne
2. Określenie powierzchni potrzebnej do zbudowania instalacji
3. Uwarunkowania prawne
4. Zaangażowanie i przekonanie lokalnej administracji, inwestora i innych uczestników projektu
5. Stosunki własnościowe
6. Koszty, finansowanie i ewentualne programy wsparcia finansowego

3.1. Tło polityczne i gospodarcze

Jak dotąd w Polsce instalacje kolektorów słonecznych poza kilkoma wyjątkami, były instalowane prawie wyłącznie na dachach budynków - głównie na domach jedno- i kilkurodzinnych, szpitalach i obiektach publicznych. Duże instalacje kolektorów słonecznych na otwartej przestrzeni, takie jak one w szczególności są bardzo powszechne w Danii, Niemczech, Austrii czy w krajach południowej Europy, dotychczas miały bardzo mały udział w rynku w Polsce. Może się to jednak zmienić, ponieważ niskie koszty wytwarzania ciepła z promieniowania słonecznego powodują, że tego typu wytwarzanie ciepła już teraz jest atrakcyjne ekonomicznie w porównaniu z wytwarzaniem ciepła z paliw kopalnych. Transformacja pozyskiwania ciepła w miejskich przedsiębiorstwach ciepłowniczych ma ogromny potencjał niezbędnego przejścia tego sektora energetyki na energie odnawialne z uwagi na dużą istniejącą infrastrukturę i konieczność przejścia na coraz bardziej ekonomiczne i społecznie akceptowalne dostawy ciepła.

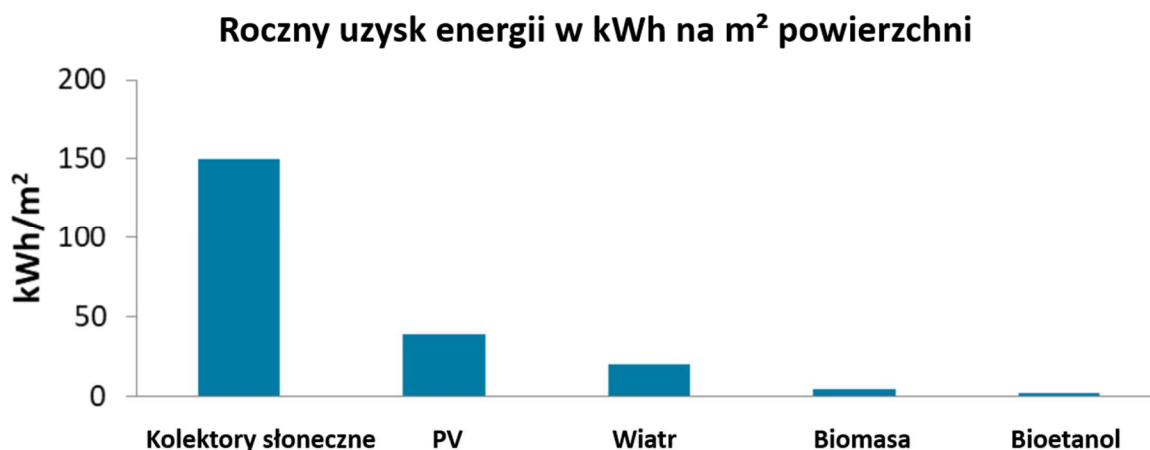
W przeciwieństwie do dostaw energii elektrycznej i gazu, dostawa ciepła oparta jest na dystrybucji rurami, które muszą spełniać warunek maksymalnej redukcji utraty ciepła podczas przesyłu. Produkcja, dystrybucja i konsumpcja są zlokalizowane w możliwie bliskim otoczeniu lub regionalnie. Zatem dostawa ciepła z PEC-ów jest przede wszystkim zadaniem lokalnym, a także leży w zakresie odpowiedzialności administracji lokalnej.

Stoimy jako kraj i Wspólnota Europejska przed wielkim wyzwaniem - zgodnie z krajowymi i europejskimi celami ochrony klimatu, oraz będącymi w przygotowaniu aktualizowanymi krajowymi celami w tym zakresie dla dostawy ciepła do 2050 r. które powinny być realizowane w sposób neutralny dla klimatu.

Do ekonomicznego i wielkoskalowego wykorzystania energii słonecznej na cele grzewcze, szczególną rolę może odgrywać wykorzystanie istniejącej w Polsce infrastruktury sieci ciepłowniczej. Duże pola kolektorów słonecznych mogą być instalowane na otwartej przestrzeni lub wbudowane w powierzchnie dachowe budynków. Do tego celu można wykorzystać różne typy kolektorów słonecznych, zarówno kolektory płaskie jak i kolektory próżniowe. Wielkości powierzchni pól kolektorów wahają się od ok. 500 m² do nawet 150 000 m² - w największym obecnie zrealizowanej miejskiej instalacji w Silkeborg w Danii. W tych instalacjach jest wytwarzane ciepło po konkurencyjnych w tamtych warunkach kosztach produkcji poniżej 50 EUR za MWh oraz dzięki temu znacznie bardziej opłacalne w porównaniu do rozproszonych instalacji umieszczonych na dachach i elewacjach budynków co wcale nie oznacza, że takie instalacje też nie są opłacalne.

Mamy już wiele przykładów zrealizowanych licznych wielkoskalowych instalacji kolektorów słonecznych o mocy do 50 MWt działające w Danii, w Niemczech w Austrii, Serbii, Słowenii, Szwajcarii, ale także i w innych krajach. Np. stronie <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/> lub Solar district heating guidelines Collection of fact sheets. <http://solar-districtheating.eu/Documents/SDHGuidelines.aspx> można znaleźć przegląd instalacji funkcjonujących w Europie w 2018 roku. Lista ma być wkrótce aktualizowana z uwagi na szereg nowych projektów wdrożonych do użytkowania od 2018 do 2020 roku i będących w realizacji jeszcze w 2021 roku.

Produkcja i przesył energii wymaga przestrzeni – dotyczy to zarówno energii pozyskiwanej z węgla, wiatru, fotowoltaiki czy biomasy. Dotyczy to także instalacji przesyłowej i dystrybucyjnej zasilającej wytworzoną energią użytkownika końcowego. Jeśli jednak porównamy przestrzeń wymaganą przez instalację kolektorów słonecznych np. z instalacją pozyskującą ciepło z biomasy, to przykładowo biorąc dodatkowo pod uwagę powierzchnię na której trzeba uprawiać biomasę wykorzystywaną do pozyskania ciepła, to np. kukurydza potrzebuje powierzchni 40 do 50 razy więcej, aby wyprodukować jedną kWh energii. Ale są instalacje, gdzie wytwarzanie ciepła z biomasy jest także optymalnym rozwiązaniem wykorzystującym lokalne zasoby OZE.



Rysunek 1: Roczny uzysk energii w kWh / m² z przykładowych źródeł energii odnawialnych

Konsekwencje ekonomiczne i ekologiczne

Aby określić efekty ekonomiczne projektu instalacji, potrzebny jest projekt instalacji kolektorów słonecznych i określenie ważnych parametrów takich jak:

- Koszty inwestycyjne, operacyjne i koszty utrzymania sieci przyłączeniowej.
- Koszty inwestycyjne, eksploatacyjne i konserwacyjne instalacji kolektorów słonecznych -

Orientacyjne koszty można przyjąć na podstawie dotychczas zrealizowanych projektów. Jednak w procesie analizy wstępnej dla takiego projektu rekomenduje się zebranie aktualnych ofert bezpośrednio od dostawców takich instalacji.

- Charakterystyka sprawności cieplnej kolektorów słonecznych i krzywa obciążenia sieci ciepłowniczej.
- Roczna możliwa produkcja ciepła w instalacji kolektorów słonecznych
- Oszczędność kosztów w porównaniu z istniejącym systemem ciepłowniczym
- Warunki finansowania

Znając te parametry, można wyliczyć wstępnie całkowite koszty niezbędnych inwestycji, oraz koszty wytwarzania ciepła i stopień pokrycia zapotrzebowania na ciepła z energii słonecznej. Następnie można obliczyć roczny koszt ogrzewania standardowego domu i porównywać go z kosztem już ciepła pochodzącego z już istniejącego systemu ciepłowniczego.

3.2. Poszukiwanie odpowiedniego terenu/ kontrola możliwości

Nie można od razu zakładać, że duże systemy kolektorów słonecznych będą w znacznym stopniu zajmować przestrzeń publiczną i będą miały widoczny wpływ na pejzaż miejski i krajobraz otoczenia. Konkurencja o przestrzeń jest ogromna, zwłaszcza w pobliżu miast. Pod tym względem istnieje obszar napięć w podejściu między realizacją celami ochrony klimatu i kosztów wytwarzania ciepła, a gospodarką dostępnymi zasobami terenu. Podczas wyszukiwania lokalizacji pod inwestycję, należy to koniecznie brać pod uwagę od samego początku. Przy odpowiednim planowaniu i komunikacji można uniknąć wielu konfliktów lub je zminimalizować.

W celu zidentyfikowania odpowiednich otwartych przestrzeni należy przeprowadzić określenie potencjalnego terenu, biorąc pod uwagę wszystkie kryteria energetyczne, prawne i związane z akceptacją społeczną.

Kryteria energetyczno-ekonomiczne

Wielkopowierzchniową instalację kolektorów słonecznych można już dziś wdrożyć w ekonomiczny sposób, jeśli zwróci się uwagę na kilka parametrów:

- Odległość od sieci ciepłowniczej
- Położenie geograficzne, orientacja i ukształtowanie terenu (np. zbocza), ekspozycja w kierunku południowym
- przemyślane połączenie instalacji kolektorów słonecznych i magazynu ciepła z miejską siecią ciepłowniczą
- Jeśli istnieje kilka istniejących lokalnych sieci grzewczych: dokonać wyboru sieci, której przyłączenie będzie najbardziej korzystne ze względu na późniejsze koszty eksploatacji, ale także wstępnych inwestycji (np. połączenie instalacji z kotłem na zrębki drewna lub pelet, albo gaz)

- Cena gruntu

Kryteria związane z akceptacją

Duże instalacje wytwarzają dużo energii, ale nieprzemyślana lokalizacja prowadzi często także do sytuacji konfliktowych, których można uniknąć. Jeśli takie czynniki są wcześniej sprawdzane i monitorowane, można szybciej uzyskać akceptację dla realizacji takiego projektu:

- możliwość konfliktu ze strony mieszkańców: jaka jest odległość i kierunek od najbliższej zabudowy mieszkaniowej lub terenów rekreacyjnych?
- potencjalny konflikt gospodarczy: czy istnieje bezpośrednia konkurencja o przestrzeń z wykorzystaniem na inną działalność gospodarczą?
- potencjalna ochrona środowiska jako przyczyna konfliktu: Jaka jest wartość ekologiczna terenu?
- czy istnieją możliwości zagospodarowania terenu instalacji pod względem ekologicznym i jakie są opcje kompensacyjne?
- Potencjalne konflikt z gospodarką rolną: Czy planowany obszar będzie wykorzystywany dalej rolniczo lub być może taka działalność będzie możliwa na alternatywnych obszarach?

Kryteria proceduralne

- Jaki jest plan zagospodarowania terenu?
- Do jakich lokalnych planów rozwoju można podłączyć projekt instalacji kolektorów słonecznych?

Kryteria prawne

- Czy istnieje obowiązujące prawo dotyczące zagospodarowania przestrzennego terenu, np. postanowienia dotyczące nieużytków? Plany potencjalnych obszarów dla instalacji fotowoltaicznych lub niewykorzystywanych obszarów przemysłowych i komercyjnych w danej lokalizacji?
- Gdzie można złożyć odpowiednie dokumenty ws. zagospodarowania gruntu?
- Gdzie istnieją podstawy prawne do wykluczenia z możliwości potencjalnego użytkowania poszczególnych obszarów?
- Gdzie potencjalny inwestor posiada działkę z prawem użytkowania?

Obszary generalnie bezproblemowe z ekologicznego punktu widzenia:

- Wcześniej skażone rekultywowane obszary pochodzenia wojskowego, przemysłowego lub dawnego wykorzystania mieszkalnego o wysokim stopniu uszczelnienia
- Obszary wzdłuż dużych tras komunikacyjnych (np. wzdłuż autostrad, dróg szybkiego ruchu, linii kolejowych)
- Intensywnie uprawiane grunty orne

- Hałdy, składowiska i wysypiska

3.3. Podstawy prawne

Większość dotychczas zrealizowanych systemów kolektorów słonecznych obejmuje powierzchnię ok. 5 000-10 000 m² kolektorów. Całkowita przestrzeń wymagana przez taką instalację jest od dwóch do trzech razy większa. Rola prawa zagospodarowania przestrzeni polega na planowaniu i kontrolowaniu wykorzystania danego obszaru. W odniesieniu do wielkopowierzchniowych instalacji kolektorów słonecznych oznacza to, że planowanie gminne jest nadrzędne i ma za zadanie zidentyfikowanie i zabezpieczenie odpowiednich obszarów. Takie planowanie w wypadku np. elektrowni wiatrowych czy PV jest obecnie standardem, ale nadal do tej pory nie było wykorzystywane w wypadku instalacji kolektorów słonecznych.

3.3.1. Plany zagospodarowania przestrzennego terenu

Duże instalacje kolektorów słonecznych mają istotny wpływ na wykorzystanie przestrzeni, a co za tym idzie na projekty odnoszące się do zagospodarowania przestrzennego terenu. Wielkoskalowe instalacje ogrzewania energią słoneczną są nawet bardziej powiązane z lokalnymi warunkami lokalizacji niż energia wiatrowa czy systemy fotowoltaiczne. Podczas gdy energia elektryczna może być przesyłana z miejsca produkcji do konsumenta ze stosunkowo niewielkimi stratami nawet na większe odległości to, możliwość przesyłu ciepła na odległość jest ograniczona i bardziej wrażliwa z uwagi na straty związane z odległością takiego przesyłu. Stosunkowo wysokie koszty budowy i eksploatacji sieci do przesyłu ciepła i większe straty energii pokazują, że ciepło pozyskiwane z energii słonecznej powinno być zlokalizowane w miarę blisko odbiorców ciepła - w odległości kilku kilometrów do odbiorników ciepła z węzłami cieplnymi i rozdzielaczami do poszczególnych nitek dystrybucji ciepła i odbiorców.

Z powodu wymienionych naturalnych i ekonomicznych warunków brzegowych wynika potrzeba odpowiedniego planowania. W sąsiedztwie miast i większych gmin rywalizacja o powierzchnię do zagospodarowania jest szczególnie duża. Z tego powodu korzystne jest, jeżeli to jest możliwe, zabezpieczenie miejsca dla instalacji kolektorów słonecznych, magazynu ciepła, połączeń rurowych do istniejącej infrastruktury ciepłowniczej i ewentualnych nowych sieci dystrybucyjnych ciepła już na wczesnym etapie planowania.

Obowiązująca obecnie w Polsce ustawa o planowaniu przestrzennym i lokalne uchwały nie zawierają żadnych oddzielnych specyfikacji w celu umożliwienia wykorzystania instalacji kolektorów słonecznych na otwartej przestrzeni. W ogólnych wymaganiach dotyczących planach zagospodarowania przestrzennego można znaleźć kilka szczegółów które można wykorzystać w tym celu:

- należy między innymi zagwarantować możliwość dostaw usług użyteczności publicznej
- muszą być wzięte pod uwagę wymogi ochrony klimatu i środowiska, ponieważ są to przesłanki dla wykorzystania rozwoju energii odnawialnej
- Należy określić bezpieczne lokalizacje i trasy infrastruktury, do czego zalicza się także infrastruktura dla dowozu zaopatrzenia

W dotychczasowej praktyce planowania w Polsce nie ma prawie żadnych przykładów zastosowań tego typu. Ale powinno być to zmienione w dającej się przewidzieć niedalekiej przyszłości, a wraz z nią potrzeba strategicznego zabezpieczenia przestrzennego terenu zwłaszcza na obrzeżach obszarów metropolitalnych dla celów instalacji grzewczych.

3.3.2. Planowanie zaopatrzenia w ciepło na poziomie lokalnym

Transformacja ogrzewnictwa jest w dużej mierze zadaniem planistycznym, które można zrealizować wyłącznie na poziomie społeczności lokalnej. Jednak zwykle nie zostało to jeszcze odzwierciedlone w obowiązujących aktualnie prawie dotyczącym planowania przestrzennego zagospodarowania terenu.

Strategia rozwoju ciepłownictwa która powinna zawierać kwestię transformacji poprzez jego zazielenianie jeszcze w Polsce praktycznie nie istnieje. Nie istnieje także Ustawa o Ciele z Odnawialnych Źródeł Energii, która jest kluczem do przeprowadzenia takiej transformacji, co jest istotne z punktu widzenia przedsiębiorstw ciepłowniczych i odbiorców ciepła. Po prostu brakuje jednolitego prawa, które zagwarantowałoby pewność podejmowania decyzji w ciepłownictwie na poziomie lokalnym. Tylko w nielicznych gminach i miastach istnieją założenia na których opierają się strategie rozbudowy odnawialnych sieci ciepłowniczych skoordynowane ze strategią renowacji energetycznej budynków. Należy to traktować jako wybitnie lokalne inicjatywy z uwagi na wciąż brak jednolitej strategii krajowej w tym kierunku. Planowanie transformacji ogrzewania na poziomie samorządów lokalnych otwiera szerokie możliwości, w tym dla pozyskiwania środków unijnych i krajowych na ten cel, a także studiów koncepcyjnych dotyczących wytwarzanie ciepła poprzez wykorzystanie lokalnej infrastruktury ciepłowniczej, oraz wspieranie indywidualnego ogrzewania jako alternatywnego rozwiązania tam, gdzie wykorzystanie ciepła sieciowego byłoby nieopłacalne z ekonomicznego punktu widzenia. Celem takiego procesu planowania jest identyfikacja i wdrażanie lokalnie najkorzystniejszej strategii długofalowego zaopatrzenia gmin i innych obszarów administracyjnych w ciepło.

W Polsce, jak dotąd w dalszym ciągu nie ma planów krajowych i regionalnych dotyczących zagospodarowania przestrzennego które uwzględniałyby potrzeby dotyczące obszarów przeznaczonych do wytwarzania ciepła z energii promieniowania słonecznego. Jednak nawet bez takich ustaleń projekty mogą być planowane i realizowane na poziomie lokalnym w miastach i w gminach. Prawo budowlane dopuszcza realizację takich instalacji. Zasadniczo można to zrobić na różne sposoby:

- Obszary na obszarach zewnętrznych nie objętych szczegółowymi planami zabudowy
- Obszary w istniejących obszarach przemysłowych i gospodarczych
- Tereny na terenach, dla których opracowywany jest nowy plan zagospodarowania Przestrzennego

Jeśli gmina chce zabezpieczyć w sposób prawny dopuszczalność planowania wielkoskalowej instalacji kolektorów słonecznych, w wypadku jeśli teren zewnętrzny ma być zabudowany pod niezależny system, zaleca się zapisanie tego obszaru w ramach miejskich planów zagospodarowania przestrzennego. Obszary możliwe do wykorzystania energii słonecznej w planie zagospodarowania przestrzennego oraz w planie zabudowy można zdefiniować jako obszary specjalne o odpowiednim przeznaczeniu.

W ramach tworzenia planów rozwoju gminy mają również możliwość podejmowania decyzji energetycznych. W ten sposób gmina może zachęcać do wykorzystywania energii słonecznej w sieciach ciepłowniczych. Dzięki temu gmina może skorzystać z dostępnych programów wsparcia w ramach programów unijnych i krajowych, żeby wykorzystać ciepło słoneczne jako źródło w sieciach grzewczych.

Mocowania prawne mogą na przykład dotyczyć obszarów zaopatrzenia w energię, w tym obszarów dla instalacji i osprzętu do zdecentralizowanego i scentralizowanego wytwarzania energii, użytkowania, dystrybucji lub magazynowania energii elektrycznej, ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii.

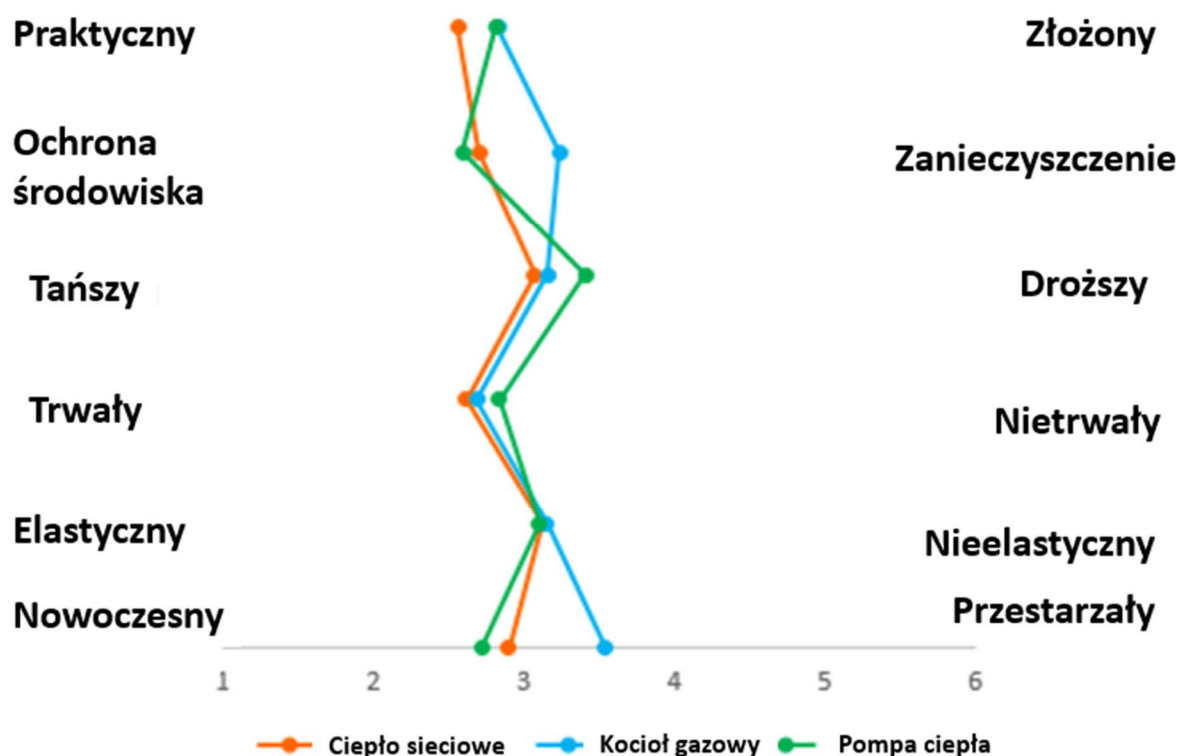
Ponadto zastrzeżenia mogą odnosić się do obszarów, na których podczas budowy budynków lub niektórych innych konstrukcji, należy podjąć pewne środki budowlane w zakresie ułatwień dla wytwarzania, wykorzystywania lub magazynowania ciepła z energii odnawialnej.

W porównaniu z instalacjami pozamiejskimi aprobatą dużych instalacji kolektorów słonecznych na obszarach rozwiniętych pod kątem zabudowy terenu, spotka się prawdopodobnie z większą akceptacją. W tym celu szczególnie interesujące mogą być się obszary konwersji lub obszary na istniejących obszarach przemysłowych i komercyjnych, które nie mogą być przez długi czas zagospodarowywane do innych celów.

Niezbędne procedury planowania i wydawania pozwoleń do realizacji dużych instalacji kolektorów słonecznych stawianych bezpośrednio na gruncie mogą być przeprowadzone przy wykorzystaniu istniejących instrumentów prawnych.

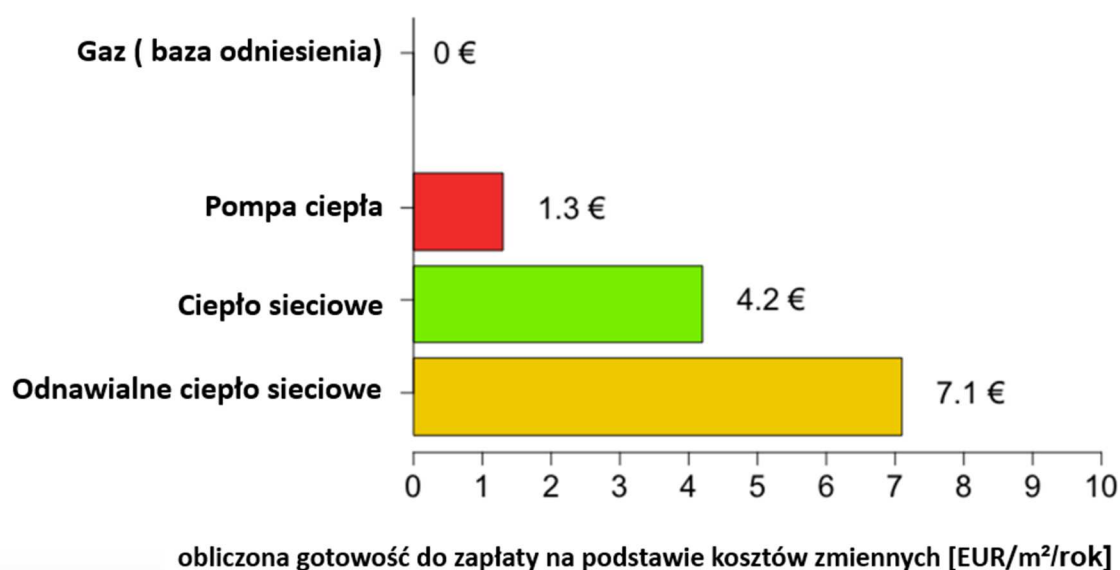
3.4. Akceptacja społeczna i udział zainteresowanych stron

W czerwcu 2017 r. zapytano w Niemczech zapytano 490 potencjalnych użytkowników końcowych o temat „zaopatrzenie w ciepło dla domu”. Bardziej szczegółowe wyniki tej ankiety są dostępne na stronie internetowej tego projektu (źródło: Präferenzen und Mehrzahlungsbereitschaften für Fernwärme aus erneuerbaren Energien in Deutschland, Frankreich und Österreich, in: Fernwärme + KWK –durch Forschung fit für die Zukunft, AGFW| Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt April 2018).



Rysunek 2: Ocena różnych alternatyw dostarczania ciepła przez potencjalnych użytkowników końcowych

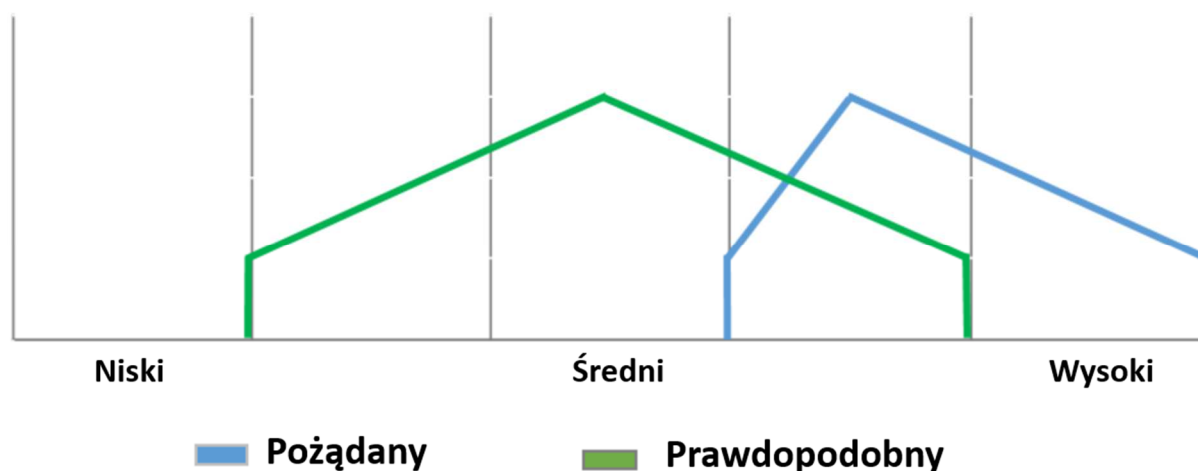
Na podstawie odpowiedzi można wyciągnąć wnioski dotyczące postrzegania indywidualnych alternatyw dostaw i związanej z nimi gotowości do poniesienia odpowiednich kosztów (w porównaniu jako punkt odniesienia z dostawami ciepła opartymi w tym wypadku na gazie). Więcej informacji na temat chęci prywatnych gospodarstw domowych, gmin i dostawców energii z Niemiec, Austrii i Francji do uzyskania większości można znaleźć w przytoczonym powyżej materiale źródłowym.



Rysunek 3: Gotowość konsumentów końcowych do płacenia

Swoją drogą, ciekawie mogłyby wyglądać wyniki takiego badania przeprowadzonego w Polsce, ale raczej nie powinno być zbyt dużych różnic, chociaż powinno się dążyć raczej do obniżania kosztów nabywania ciepła.

Hipotetyczny scenariusz zakłada, że do 2030 r. nastąpi silna ekspansja ciepłownictwa w obszarach metropolitalnych, co umożliwi wykorzystanie w dużej części instalacji źródeł energii odnawialnej. Respondenci ocenili to jako niezwykle pożądane, ale tylko częściowo realistyczne.



Rysunek 4: Przedstawienie tego, w jaki sposób użytkownicy końcowi rozważają hipotetyczny scenariusz silna ekspansja ciepłownictwa w obszarach metropolitalnych jako pożądany i prawdopodobny.

Jako podstawa do ewentualnej realizacji takich projektów ważnym instrumentem jest dobrze ugruntowane studium wykonalności, które może nie tylko pokazać, że projekt można zrealizować, ale także przekonać sceptycznie nastawionych przedstawicieli zainteresowanych stron o możliwościach i związanych z tym korzyściach. Aby w miarę możliwości udzielić

odpowiedzi na konkretne pytania wszystkim zainteresowanym osobom, studium wykonalności powinno obejmować następujące punkty:

Dostawca ciepła:

- Opis możliwych wariantów zaopatrzenia w ciepło
- Uzasadnienie włączenia ciepła z energii słonecznej do istniejącego systemu ciepłowniczego
- Opcje przestrzenne dla instalacji kolektorów słonecznych
- Koszty i opcje finansowania instalacji kolektorów słonecznych
- Parametry ekonomiczne na podstawie projektów referencyjnych
- Wpływ inwestycji na środowisko (emisje w glebie, wodzie i powietrzu), redukcja emisji CO₂ i innych gazów i zanieczyszczeń powstających w procesie spalania
- Harmonogram prac
- Omówienie możliwych przeszkód w realizacji projektu

Władze i społeczności lokalne

- Konsekwencje dla rozwoju lokalnych miejsc pracy
- Skutki dla środowiska (ograniczenia emisji)
- Konsekwencje dla planowania na poziomie lokalnym
- Aspekt społeczny

Odbiorcy ciepła

- koszty ciepła z wykorzystaniem ciepła z energii słonecznej i bez takiej instalacji
- bezpieczeństwo dostaw ciepła

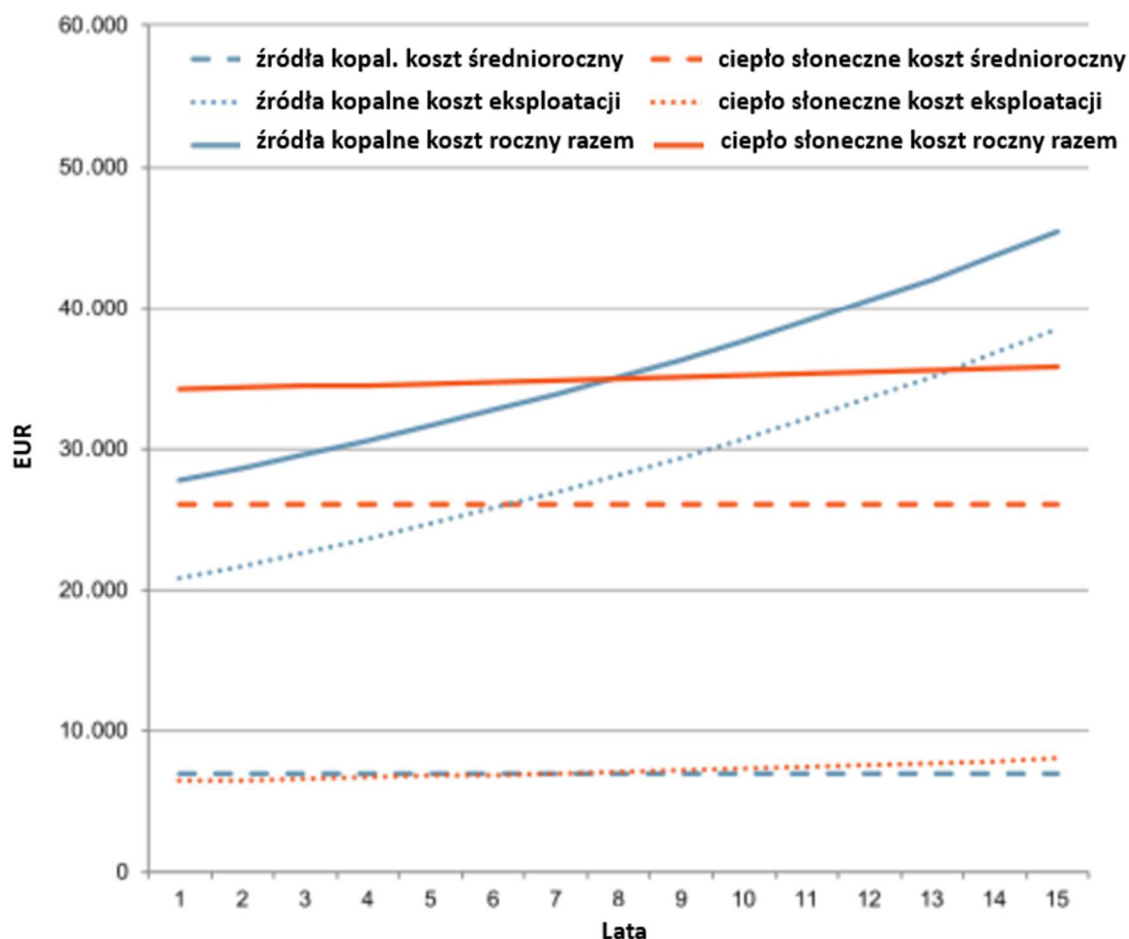
3.5. Koszty, finansowanie i ewentualne programy wsparcia finansowego

Przy podejmowaniu decyzji o realizacji tak dużego projektu instalacji kolektorów słonecznych, decydujące są oczywiście również koszty. Np. w Niemczech doświadczenie pokazuje, że w przypadku dużych instalacji możliwe są koszty wytwarzania ciepła na poziomie 50 € / MWh - jeśli skorzysta się z któregoś z programów wsparcia, można uzyskać 30 € / MWh.

Obecnie nie ma skali porównawczej dla projektów w Polsce, ponieważ te istniejące powstawały w różnych okresach czasu i dotyczące ich dane finansowe mogą nie odzwierciedlać obecnego poziomu kosztów, który prawdopodobnie byłby niższy. Ponadto, trudno porównać te projekty z innymi projektami funkcjonującymi w innych krajach z uwagi na skalę. Koszt ciepła z dużej instalacji będzie niższy niż w wypadku instalacji o mniejszej mocy.

Inwestycje w instalacje wykorzystujące źródła energii odnawialnej i magazynowania ciepła lub w sieci ciepłownicze to projekty zasadniczo kapitałochłonne. Jeśli jednak weźmie się pod uwagę koszty paliwa, konserwacji i eksploatacji, można zauważyć znaczące korzyści kosztowe w trakcie samej eksploatacji i pewność planowania w porównaniu z systemami ciepłowniczymi zasilanymi paliwami kopalnymi. Struktura kosztów wielkoskalowej instalacji kolektorów słonecznych różni się zasadniczo od konwencjonalnych systemów grzewczych (patrz rysunek 5).

- W przypadku kotła węglowego, olejowego lub gazowego koszty kapitałowe inwestycji w tego typu instalację są stosunkowo niskie. Jednak koszty eksploatacji takiej instalacji stanowią wielokrotność początkowych kosztów inwestycji np. z tytułu konieczności zakupu paliwa
- W przypadku wytwarzania ciepła przez kolektory słoneczne słonecznego główne koszty instalacji są ponoszone przy zakupie; jednak koszty operacyjne w fazie eksploatacji są bardzo niskie. Nie ma konieczności stałego zakupu paliwa do wytwarzania ciepła



Rysunek 5: Porównanie kosztów źródeł ciepła na paliwa kopalne i ciepła wytwarzanego z energii słonecznej energii cieplnej. (Źródło: Solites)

Celem koncepcji finansowania instalacji pozyskującej ciepło z kolektorów słonecznych jest długookresowe bezpieczeństwo wysokości kosztów wytwarzania ciepła, co skutkuje stabilnymi cenami za ciepło dla użytkowników końcowych. Ponieważ w wypadku instalacji pozyskującej ciepło z kolektorów słonecznych nie ma kosztów paliw, w ten sposób została stworzona nieznana wcześniej stabilność ekonomiczna w ciepłownictwie.

Główne składniki **kosztów inwestycji** w pozyskiwanie ciepła pochodzącego z energii słonecznej to:

- koszt zakupu i instalacji kolektorów (kolektory płaskie lub próżniowe)
- elementy instalacji
- elementy pomiarowe, kontrolne i regulacyjne
- stacja przyłączeniowa do sieci
- magazyn ciepła
- planowanie i uzyskanie wymaganych pozwoleń i uzgodnień

Na **koszty operacyjne** składają się zasadniczo:

- ubezpieczenie
- rozliczenia i koszty administracyjne
- bieżąca konserwacja techniczna
- utrzymanie terenu
- zasilanie elektryczne dla pomp

Korzystanie z zasobów energii odnawialnej, charakteryzuje się tym, że każdy projekt należy dokładnie rozważyć indywidualnie, ale planowanie jest możliwe w oparciu o doświadczenie wcześniejszych znanych przedsięwzięć których w Europie funkcjonują już setki. Coraz powszechniejsze jest stosowanie rozwiązań instalacji hybrydowych, gdzie dodatkowym źródłem ciepła pozwalającym na lepszą eksploatację magazynu ciepła jest instalacja pomp ciepła.

Poniższe wartości z tabeli 1 można wykorzystać jako wytyczne do wstępnych obliczeń:

Tabela 1: Koszty inwestycyjne:

Kolektory słoneczne	Krzywa kosztów albo oferta
Magazyn ciepła	Krzywa kosztów albo oferta
Instalacja ciepłownicza	Około 7% w przeliczeniu na główne składniki
Budynki	Około 5% w przeliczeniu na główne składniki
Instalacja pomiarowa i regulacyjna	Około 3% w przeliczeniu na główne składniki
Przygotowanie i projektowanie	Około 5% w przeliczeniu na główne składniki dla systemów ciepłowniczych zdecentralizowanych, 10% dla systemów scentralizowanych

Wstępne koszty inwestycyjne stanowią znaczną część całkowitych kosztów instalacji. Koszty operacyjne ponoszone w trakcie eksploatacji instalacji odgrywają raczej podrzędną rolę. Ale należy to wziąć również pod uwagę.

Na podstawie badań kosztów bieżących, określono orientacyjne wartości kosztów napraw i konserwacji na rok - patrz tabela 2.

Tabela 2: Przegląd warunków brzegowych dla ekonomicznego studium wykonalności
[Źródło: SolnetBW, Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen Potenziale | Strategie, Juni 2015.]
http://solar-district-heating.eu/Portals/21/150701_SolnetBW_web.pdf

	Zakładana żywotność (w latach)	Zakładane roczne koszty utrzymania (w % kosztów inwestycyjnych)	Zakładane roczne koszty serwisowe (w % kosztów inwestycyjnych)
Kolektory próżniowe	25	0,50%	0,50%
Kolektory płaskie	25	0,50%	0,50%
Magazyny ciepła	40	1,00%	0,25%

Sieć przesyłowa kolektorów słonecznych	40	1,00%	0,00%
Elementy instalacji	15	1,50%	0,75%
Budynek	50	1,00%	1,00%
Elementy pomiarowe, kontrolne i regulacyjne	20	1.50%	1,00%

Niskie koszty eksploatacji i eliminacja kosztów zakupu paliwa oznaczają: długofalową przewidywalność kosztów, bezpieczeństwo planowania i stabilność kosztów wytwarzania ciepła.

Do wstępnej oceny rentowności ekonomicznej przy założonym wymiarowaniu instalacji jest dostępne pomocne stworzone do tego celu, bezpłatne narzędzie, które można znaleźć pod adresem:

<http://www.sdh-online.solites.de/>

Podstawowe warunki wstępne dla osiągnięcia niskich kosztów wytwarzania ciepła to:

- Wystarczająca wielkość instalacji (> 1000 m² powierzchni kolektorów słonecznych)
- Prosta technologia instalacji (np. instalacja kolektorów słonecznych posadowiona na gruncie)
- Pokrycie całkowitego rocznego zapotrzebowania odbiorców na ciepło przez instalację kolektorów słonecznych do 20% (tj. projekt oparty na obciążeniu ciepłem w okresie letnim)
- Najniższe możliwe temperatury na powrocie z sieci ciepłej

4. REKOMENDACJE

1. Systematyczne poszukiwanie i zagospodarowanie przestrzeni odgrywają kluczową rolę dla wykorzystania energii słonecznej w miejskich sieciach ciepłowniczych
2. Na początku opracowywania projektu należy przeprowadzić systematyczny przegląd możliwości lokalizacyjnych, kryteriów energetycznych, społeczno-politycznych i prawnych.
3. Projekt warto rozpocząć jak najwcześniej, przy szerokim udziale władz, obywateli i zainteresowanych stron.
4. Od samego początku należy realizować zintegrowaną, ekologiczną koncepcję użytkowania instalacji.
5. Ustawodawstwo dotyczące zagospodarowania przestrzennego powinno być wykorzystane przez odpowiedzialne jednostki zajmujące się planowaniem w celu zabezpieczania potencjalnie odpowiednich obszarów dla dużych instalacji kolektorów słonecznych. Takie plany powinny być odpowiednio dalej rozwijane na poziomie regionalnym lub lokalnym.
6. Ustalenie prawa planistycznego przez gminy powinno co najmniej na poziomie planu zagospodarowania przestrzennego, w miarę możliwości również w planie zabudowy.
7. Co do zasady, prawo ochrony środowiska nie powinno stwarzać przeszkód w realizacji tego typu inwestycji.
8. W perspektywie czasu, wprowadzenie obowiązujących instrumentów dla planowania ciepłownictwa komunalnego ma sens. Z instrumentu na zasadzie dobrowolności powinny korzystać gminy do wyznaczania kursu dla swojej gminy w kierunku ekonomicznym i zapewnić przyjazne dla klimatu zaopatrzenie w ciepło. Oczywiście, nie może to być barierą dla rozwoju instalacji innych lokalnych źródeł ciepła wykorzystujących OZE lub w okresie przejściowym źródeł niskoemisyjnych tam gdzie realnie nie jest możliwa szybka rozbudowa lokalnej sieci ciepłowniczej. W Polsce, wyzwaniem dla lokalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych nie jest ekspansja, a bardziej modernizacja istniejącej infrastruktury do parametrów, które zagwarantują opłacalność inwestycji w pozyskiwanie ciepła w oparciu o energię słoneczną i niezawodność dostaw ciepła do odbiorców.

4.1. Wdrożenie projektu i perspektywy

Po uzyskaniu niezbędnych pozwoleń można przystąpić do realizacji projektu. W tym celu musi zostać rozpisany przetarg na realizację projektu, podpisanie umowy na wykonawstwo i wreszcie wykonanie instalacji do wytwarzania ciepła z wykorzystaniem energii słonecznej. Czy sieć ciepłownicza powinna być rozbudowywana w celu dystrybucji ciepła do nowych odbiorców, to jest kwestia do ustalenia na poziomie lokalnym. Jeżeli byłaby taka decyzja, to, trzeba zawrzeć umowy z nowymi klientami i umówić się na spotkanie do montażu przydomowych węzłów przyłączeniowych do sieci co powinno być zapowiedziane i ustalone indywidualnie. Biorąc pod uwagę stan infrastruktury większości sieci ciepłowniczych w Polsce, priorytetem jest ich modernizacja, a w dalszej kolejności jej rozszerzenie, co powinno być także przewidziane w perspektywie czasowej. Tego typu studium planowania zaopatrzenia w ciepło powinno być przeanalizowane przez ekspertów. Negatywne skutki, przeniosłoby przymusowe przyłączanie do planowanej w przyszłości sieci ciepłowniczej bez gwarancji zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia w ciepło z powodu np. awarii istniejących sieci ciepłowniczych czy przedłużających się procesów realizacji nowych sieci dystrybucyjnych. Bardzo ważne jest, aby była stała komunikacja z mieszkańcami i żeby byli informowani o podejmowanych krokach

i procesie realizacji projektu. Potencjalne prace modernizacyjne czy relokacja nowych sieci ciepłowniczych mogą mieć negatywny wpływ np. na lokalny ruch drogowy być co musi być wyjaśnione i zakomunikowane w odpowiednim czasie, aby uniknąć kłopotów.

4.2. Dalsze informacje

- Informacje na temat emisji z kotłów można znaleźć w:
Technology Data for Energy Plants. Danish Energy Agency and Energinet.dk. May 2012.
Updated 2015. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> oraz
W Solar district heating guidelines Collection of fact sheets.
<http://solar-districtheating.eu/Documents/SDHGuidelines.aspx>.
- Możliwe narzędzia obliczeniowe do obliczania uzysku energii słonecznej to
 - energyPRO (<https://www.emd.dk/energypro/>),
 - Polysun (<http://www.velasolaris.com/english/home.html>),
 - T * Sol (<http://valentin.de/calculation/thermal/start/en>),
 - TRNSYS (<http://www.trnsys.com/>) i inne.
- Wytyczne dotyczące szczegółowego projektu można znaleźć w Solar district heating guidelines Collection of fact sheets.
<http://solar-districtheating.eu/Documents/SDHGuidelines.aspx> rozdziałach 6, 7 i 8 oraz
w załączniku 3,. Przykład dla obliczenie opłacalności systemu solarnego, jego inwestycji
został przejęty przez regionalnego dostawcę i jest przez niego obsługiwany, można znaleźć
w Załączniku 1 i Załączniku 2.

ZAŁACZNIK NR. 1 INSTALACJA BIG SOLAR W GRAZ (AUSTRIA)

1. Streszczenie

Sieć ciepłownicza rozwija się w Graz (Austria) od kilkudziesięciu lat w i obecnie pokrywa 39% zapotrzebowania na ciepło w mieście. (ok 1000 GWh w 2013 r.), W przyszłości jest zamierzona dalsza rozbudowa sieci ciepłowniczej. Obecnie wytwarzanie energii dla ciepłownictwa w dużej mierze odbywa się w elektrociepłowni w wysokosprawnej kogeneracji wykorzystującej paliwa kopalne. Operatorzy tej elektrociepłowni ogłosili w maju 2014 roku plany zamknięcia zakładu, ponieważ nowoczesna kogeneracyjna elektrociepłownia gazowo-parowa przejściowo ze względu na sytuację na europejskim rynku energii elektrycznej nie mogą być dłużej eksploatowane z powodów ekonomicznych, dodatkowo elektrownia węglowa która nadal działa, przekroczyła już swoją techniczną żywotność. Do końca 2020 roku było planowane wycofanie elektrowni z eksploatacji razem z wygaśnięciem umów na dostawę energii. W wyniku tego ponad 80% energii dla ciepłownictwa w Grazu będzie do zastąpienia innymi źródłami ciepła. Z tego powodu miasto Graz powołało w 2014 roku zespół projektowy wraz z najważniejszymi lokalnymi dostawcami energii, który stanął przed wyzwaniem znalezienia alternatywnych źródeł ciepła. W wyniku serii warsztatów z udziałem ponad 200 ekspertów zdecydowano się na projekt wielkoskalowej instalacji kolektorów słonecznych, jako bardzo obiecującej propozycji rozwiązania problemu. W tym celu oprócz wskazania odpowiednich obszarów dla pól kolektorów słonecznych i magazynów ciepła, oraz optymalizacji rozwiązań technicznych przy wykorzystaniu obliczeń symulacyjnych, przeprowadzono również szczegółową analizę ekonomiczną. Jako bazę odniesienia przyjęto produkcję ciepła w zwykle wykorzystywanych do tego celu kotłach gazowych, które obecnie na tamtym terenie jest najtańsze i najbardziej realistyczne. W wyniku analiz powstał konkurencyjny ekonomicznie projekt instalacji kolektorów słonecznych o powierzchni 450 000 m², co pozwalałoby na pokryciu przez ciepło słoneczne ok. 20% obecnego zapotrzebowania na ciepło przez miejską sieć ciepłowniczą. Te wyniki wskazały na bardzo wysoki poziom potencjału wdrożeniowego dla tej koncepcji.

2. Tło i zdefiniowanie problemu

Odnawialne źródła energii będą stanowić centralny element zrównoważonych dostaw energii dla miast. Tradycyjne technologie i struktury dostaw są obecnie pod presją ogromnych wyzwań, które prowadzą do znaczących zmian w rozwiązaniach w celu magazynowania i dystrybucji energii. Te wyzwania wynikają obecnie nowe, atrakcyjne ekonomicznie i innowacyjne technologicznie możliwości wykorzystania ciepła z energii słonecznej w miastach Europy. Miejska sieć ciepłownicza miasta Graz dostarcza rocznie 1050 GWh ciepła do 54 000 gospodarstw domowych. W 80% dostawy energii pochodzą z dwóch dużych elektrociepłowni kogeneracyjnych wykorzystujących paliwa kopalne do produkcji energii, firmy Verbund / ATP w Werndorf-Mellach. Ze względu na liczne wahania cen na europejskim rynku energii elektrycznej nie jest już możliwa dla operatora ekonomiczna eksploatacja wybudowanej w 2011 roku elektrowni gazowo-parowej. Ponadto Elektrociepłownia opalana węglem przekroczyła już planowaną żywotność. Z tego powodu firma Verbund ogłosiła w komunikacie prasowym z 14 maja 2014 r., że zamknie cały zakład. Ponadto w 2020 roku kończyła się umowa na dostawy ciepła między Verbund i Energie Steiermark. Z tego powodu dostawcy ciepła z regionu i samego miasta Graz zaczęli szukać alternatywnych sposobów zapewnienia

dostaw energii dla ciepłownictwa po roku 2020. Celem było stworzenie systemu połączonych ze sobą w jeden układ grzewczy niedrogich, niezależnych i odnawialnych źródeł energii. Dzięki instalacji ponad 15 000 m² powierzchni kolektorów słonecznych Graz jest już dzisiaj jednym z pionierskich miast wykorzystujących słoneczne rozwiązania termiczne w ciepłownictwie systemowym.

3. Wyniki studiów technicznych

Dla oceny warunków wyjściowych w sieci ciepłowniczej pod kątem integracji nowych rozwiązań, zbadano obciążenie i profil temperaturowy sieci ciepłowniczej. Profil obciążenia i temperatury został podzielony na klasy, aby lepiej ocenić wymagania dla rozpatrywanej koncepcji i elementów jej instalacji. Niezbędny jest reżim temperaturowy, który jest konieczny do ewentualnego doboru pomp ciepła do obsługi systemu i warunkuje wydajność instalacji słonecznej. Oba profile; obciążenia i temperatury, są podstawowe konieczne wymiarowania poszczególnych elementów w instalacji przewidzianej w koncepcji.

Na podstawie analizy profili temperatur i obciążeń zostały wstępnie zwymiarowane możliwe w instalacji elementy, które posłużyły jako warunki wyjściowe dla następujących potem, bardziej szczegółowych obliczeń symulacyjnych. Wstępne wymiarowanie komponentów oparto na: powierzchni kolektorów wynoszącej od 50 000 m² do 1 milion m², pojemności magazynu ciepła od 200 000 m³ do 2 milionów m³ oraz absorpcyjnych pompach ciepła o projektowanej mocy od 50 MW do 150 MW.

Koncepcja przewidywała maksymalne pokrycie ciepłem z energii słonecznej, przy której cena za ciepło jest ekonomicznie konkurencyjne w stosunku do konwencjonalnego rozwiązania w postaci użycia kotła gazowego. Aby zidentyfikować ekonomicznie optymalny scenariusz, poszczególne składowe były symulowane w zdefiniowanych w granicach przepustowości wytwarzania ciepła.

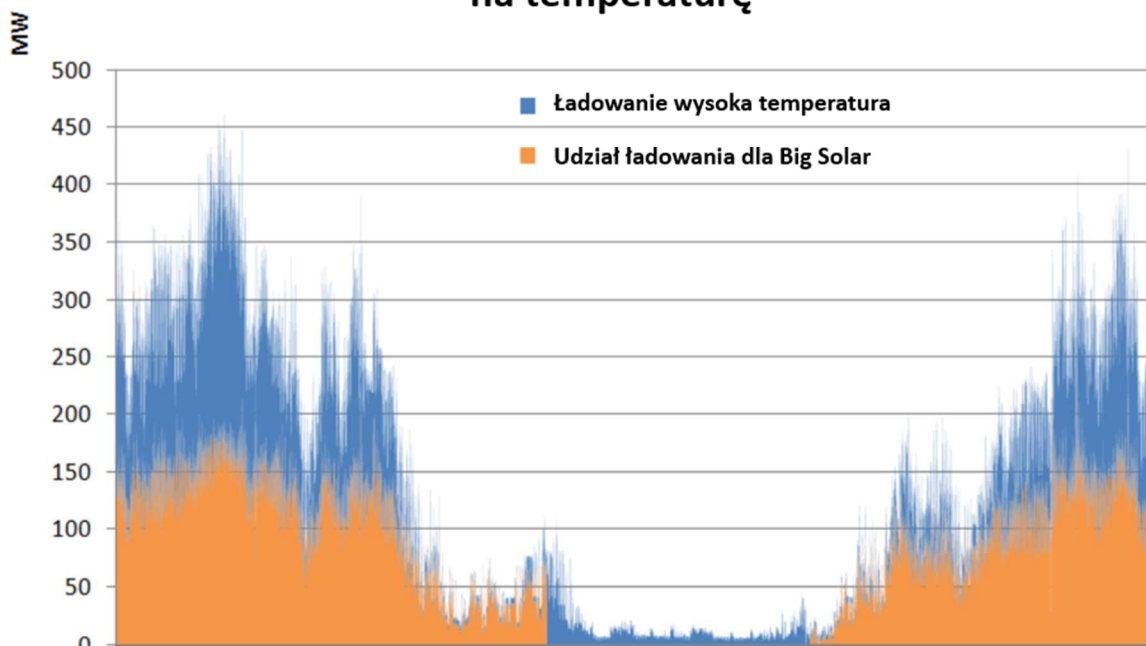
Absorpcyjne pompy ciepła odgrywają kluczową rolę w optymalizacji systemu słonecznego. Ich wykorzystanie umożliwia bardziej efektywne rozładowywanie sezonowego zasobnika ciepła, zmniejszając w ten sposób wymaganą pojemność magazynowania ciepła oraz zwiększając realny uzysk ciepła z energii słonecznej. Zmniejsza to ogólny koszt instalacji i poprawia jej wydajność netto.

Jako pierwsze oszacowanie potencjału udziału energii słonecznej wykorzystano profil obciążenia sieci ciepłowniczej miasta Graz podzielonej na obszar o niskiej i wysokiej temperaturze. Zapotrzebowanie na ciepło dla obszaru w dolnym zakresie temperatur można pokryć z instalacji kolektorów słonecznych i magazynu ciepła. Zapotrzebowanie na ciepło dla obszaru w wyższym zakresie temperatur jest pokrywane kaskadowo przez systemy dogrzewania (stopniowe ogrzewanie nośnika ciepła: podgrzana do 85-90 ° C przez instalację kolektorów słonecznych / magazyn ciepła / pompy ciepła woda jest doprowadzana do temperatury docelowej poprzez systemy dogrzewające oparte na spalaniu). Zasadniczo w obecnych warunkach ramowych może być dostarczone około 55% zapotrzebowania na ciepło dzięki koncepcji BIG Solar. W efekcie 33% zapotrzebowania na ciepło w Graz mogłoby być zasilane ciepłem pozyskiwanym z energii słonecznej i pozostałe 22% można pokryć układem dogrzewania z pompami ciepła. Bardziej szczegółowe obliczenia symulacyjne zostały przeprowadzone przy założeniu pokrycia ciepłem słonecznym na poziomie 30%.

Większość wyników studium wykonalności opiera się na symulacji całego systemu. Szczególnie trudnym wyzwaniem było przejście między siecią ciepłowniczą a instalacją

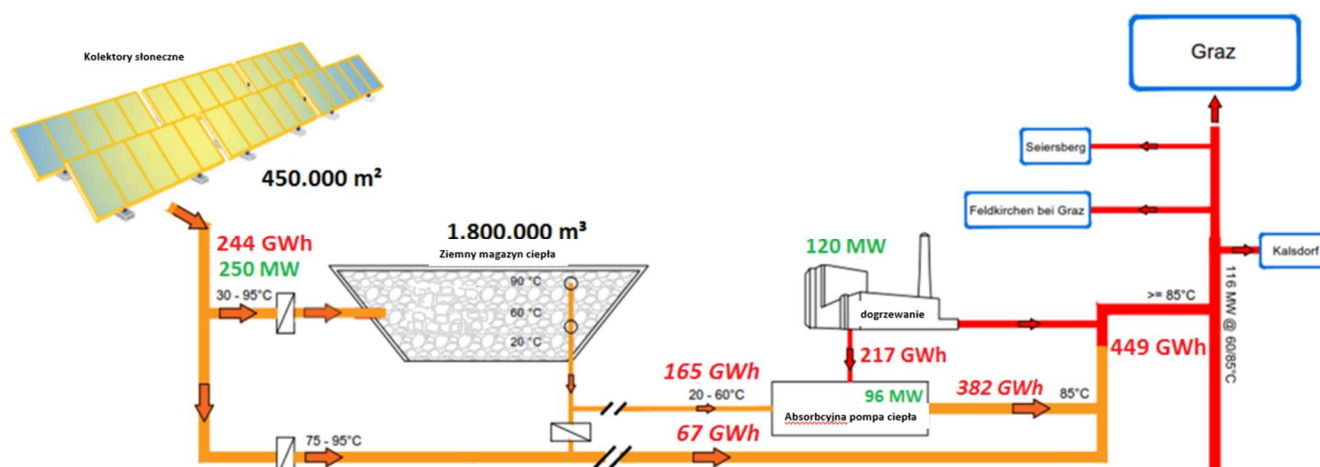
kolektorów słonecznych. Podstawą wszystkich obliczeń były dane pomiarowe z sieci ciepłowniczej z 2014 roku.

Profil obciążenia DH Graz podzielony przez zapotrzebowanie na temperaturę



Rysunek 6: Profil obciążenia sieci ciepłowniczej w Graz podzielony zgodnie z wymaganą temperaturą w ciągu roku

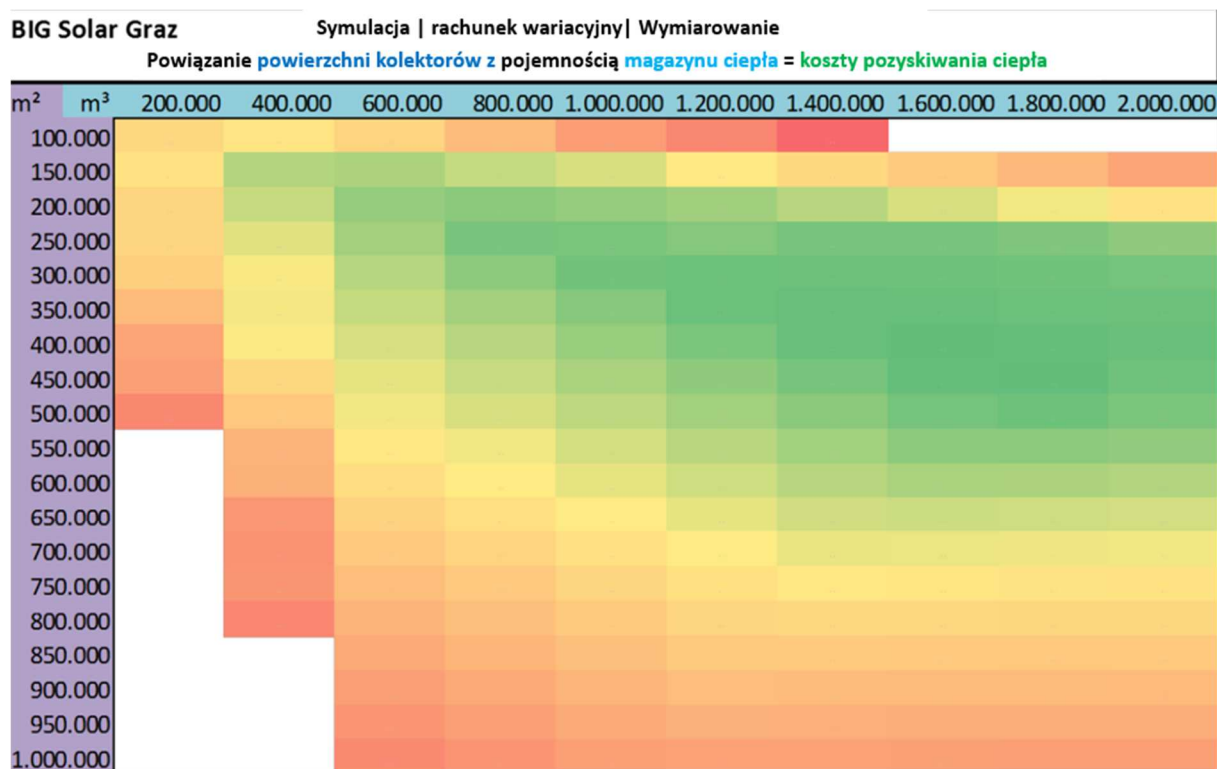
Przeprowadzono badanie parametryczne w celu osiągnięcia optimum ekonomicznego. Główny wynik pokazuje najniższa cena ciepła w systemie z powierzchnią 450 000 m² kolektorów słonecznych, sezonowym magazynem ciepła o pojemności 1 800 000 m³ i absorpcyjnymi pompami ciepła o łącznej mocy 96 MW z 23% udziałem pokrycia zapotrzebowania na ciepło słonecznego dla sieci ciepłowniczej w Graz. Od tych wymiarów w konsekwencji zależy ekonomiczne i techniczne stworzenie optymalnego systemu. Takie optimum pokazuje poniższy rysunek na podstawie schematu systemu.



Rysunek 7: Koncepcja Big Solar Graz – schemat optymalnej instalacji pod względem ekonomiczno-technicznym

Obecne obliczenia pokazują również, że są możliwe konkurencyjne ceny w stosunku do zmienionych wymiarów. Projekt jest zatem bardziej elastyczny niż pierwotnie przyjęty. Jeśli weźmie się pod uwagę warunki panujące w Graz np. dostępną przestrzeń dla zabudowy instalacji pola kolektorów słonecznych które może ekonomicznie może wynosić od 150 000 do 650 000 m². W konsekwencji wśród czynników decydujących o wdrożeniu systemu są uwzględniane dodatkowo ograniczenia systemowe osiągnięte w symulacji obok wyznaczonych warunkach ramowych na miejscu.

Na przykład dokładniej zbadano zapotrzebowanie na miejsce dla wykonania instalacji. Dla 450 000 m² powierzchni kolektorów jest wystarczająco dużo miejsca na obszarze wokół sieci. Można by wykorzystać około 300 000 m² kolektorów zgodnie z prawem i należyтым uwzględnieniem warunków ekologicznych na obszarze ochronnym zasobów wodnych (układ kolektorów słonecznych nie zagraża okolicy). Dodatkowy grunt potrzebny do budowy instalacji może być dokupiony na rynku za ceny gruntu przeznaczonego do użytku rolniczego. Przestrzeń wymagana przez magazyn ciepła może wynieść maksymalnie 9,9 ha. Jeśli ta wartość zostanie przekroczona, projekt można uruchomić tylko z rozszerzeniem o ocenę oddziaływania na środowisko.



Rysunek 8: Obliczenia ekonomiczne różnych rozmiarów powierzchni pola kolektorów (po lewej) i rozmiarów zbiorników magazynu ciepła (powyżej); zielone pola to niskie koszty wytwarzania ciepła

Zasadniczo poszukiwany jest bardzo zwarty układ wszystkich elementów instalacji i pola kolektorów słonecznych, oraz zbiorniki magazynu ciepła powinny być zlokalizowane jak najbliżej rury ciepłowniczej dla optymalnego wykorzystania systemu ciepłowniczego.

4. Wyniki i analiza biznesowa

Jak wspomniano powyżej, system z 450 000 m² powierzchni kolektorów słonecznych jest ekonomicznie optymalnie zwymiarowany. Całkowite koszty inwestycji oszacowano na 189 mln EUR.

Analiza makroekonomiczna została przeprowadzona na podstawie kosztów inwestycji i finansowania, w odniesieniu do 30 lat eksploatacji. W tym rachunku makroekonomicznym za pomocą wewnętrznego narzędzia obliczeniowego sprawdzona i oceniona ekonomiczna wykonalność koncepcji. Na podstawie wielu wpływających czynników został sprawdzony między innymi roczny koszt eksploatacji instalacji kolektorów słonecznych, przychody ze sprzedaży ciepła, zadłużenie i odsetki od kapitału, a także przepływy pieniężne netto, wskaźnik rentowności inwestycji (ROI) i wartość bieżąca netto (NPV). Przy cenie ogrzewania 35 EUR / MWh przy rocznym wzroście cen o 1,5% można uzyskać zwrot z inwestycji w okresie 15,5 roku.

Wyniki pokazują, że koncepcja BIG Solar Graz jest z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia opłacalna i można ją z powodzeniem wdrożyć. Nawet przy wahaniami wielkości pola kolektorów słonecznych od 150 000 m² do 650 000 m² (w tym dostosowanie wielkości zbiornika magazynu ciepła i absorpcyjnych pomp ciepła) projekt jest ekonomicznie wykonalny.

5. Wnioski i perspektywy

Duża instalacja kolektorów słonecznych ma zalety dla dostawcy ciepła i klientów sieci ciepłowniczej:

- Konkurencyjność gospodarcza (pomimo wysokich temperatur w sieci w Graz)
- Rozwiązanie systemowe zapewniające zawsze dostępne ciepło
- Bezpieczeństwo dostaw
- Przyjazne dla klimatu zaopatrzenie w ciepło, brak o zanieczyszczenia pyłami zawieszonymi (bardzo ważne w Graz)
- Długoterminowa stabilność cen
- Koszty refinansowania można obliczyć, ponieważ są one niezależne od zmian cen rynkowych dla paliw kopalnych

Dostawcy ciepła i firmy partnerskie zdecydowały się na budowę instalacji BIG SolarSystem i pod koniec 2017 roku wynegocjowały wymaganą powierzchnię terenu pod budowę instalacji około 100 hektarów. Ponadto udało się wypracować koncepcję systemową i strategię dla eksploatacji, kontroli i aspekty bezpieczeństwa. Również rozpoczęto wtedy przygotowanie pozwoleń i procedur administracyjnych.

BIG Solar Graz

Solar District Heating in Graz -
500,000 m² for 20% solar fraction



Hannes Poier¹, Patrick Reiter¹, Christian Holter¹, Robert Söll¹, Gerald Moravitz², Otwin Kreuzer², Niels From³, Ernst Meißner⁴



¹ S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solar-
Installation und Design mbH
Puchbergstr. 55, A-8020 Graz
www.solid.at



² Energie Steiermark AG
Leibnizgasse 15
A-8010 Graz
www.energiesteiermark.at



³ PlanEnergy
Zürichgasse 1
A-8010 Graz
www.planenergy.at



⁴ Energie Steiermark GmbH
Karl-Franz-Straße 101
A-8010 Graz
www.energiesteiermark.at

Technical and economical feasibility study of integrating large-scale solar thermal systems into urban district heating

- Assessment of available land
- Dynamic simulation of energy balance
- Economic analysis
- Business case
- Project financing
- Legal framework

Targets

- Determine optimum size for solar system
- Competitive heat price (compared to Gas)

Concept

- Large-scale solar thermal plant
- Seasonal pit storage
- Absorption heat pumps (AHPs)
- Simulation scenarios up to:
 - 30% solar fraction
 - 1,000,000 m² collector field
 - 2,000,000 m³ seasonal pit storage
 - Stack of AHPs: 100 MW

Current situation & boundary conditions

- DH covers 39% of the heat demand and will be extended up to 56% until 2030
- 1200 GWh/year DH demand
- > 80% covered by CHP power plants
- CHPs will be shut down due to economic reasons by the year 2020
- Working group for future DH supply was established 2014:
 - 13 Workshops, 200 experts
- Introduction of BIG Solar Graz concept

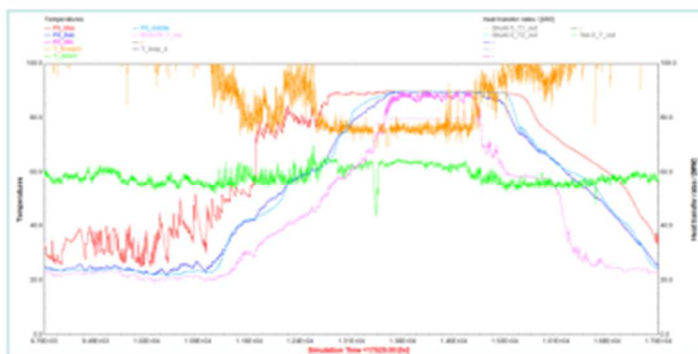
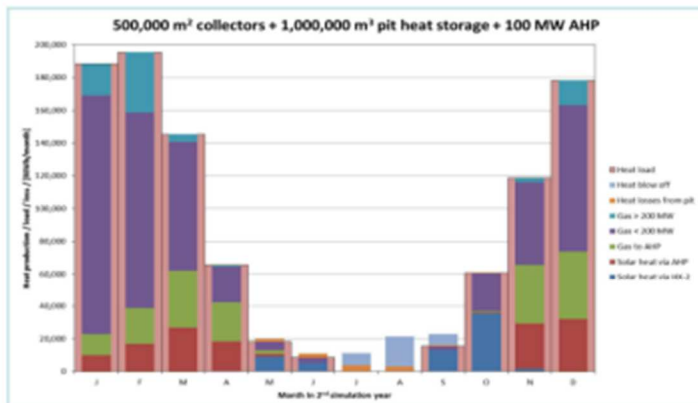
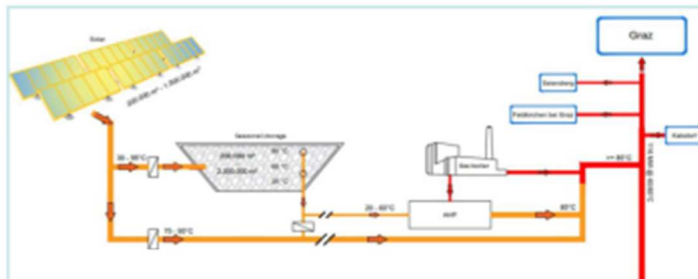
Intermediate results / indicative values

- Land for 500,000 m² solar collectors
- Potential location for pit storage
- Solar Heat: ~250 GWh/a (~ 50,000 t_{CO2}/a)
- Heat price: 30 – 40 €/MWh

Developed in cooperation between
S.O.L.I.D. and Energie Steiermark
with support from PlanEnergy and Energy Agency Graz



supported by
Austrian Research Promotion Agency
Climate and Energy Fund
Province of Styria
City of Graz
Das Land
Steiermark



www.solid.at

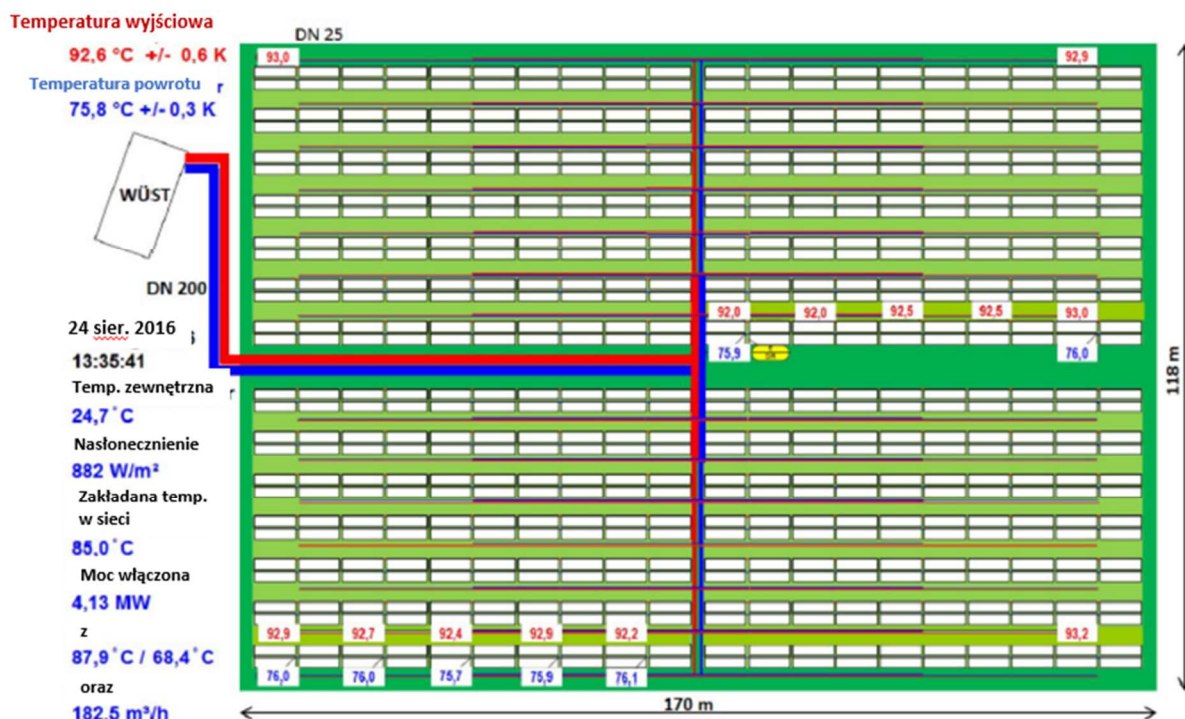
ZAŁĄCZNIK NR. 1 INSTALACJA KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH W SENFTENBERG (NIEMCY)

1. Motywacja

Miasto Senftenberg leżące ok 60 km od granicy z Polską zamieszkałe przez 25 000 mieszkańców było kiedyś uważane ze względu na duże złoża węgla brunatnego jako centrum energetyczne Brandenburgii. Z biegiem lat wzrastało znaczenie wydobywania węgla brunatnego w NRD i także później po zjednoczeniu Niemiec, które było kontynuowana, aż do 1999 roku, kiedy zaprzestała działalności ostatnia kopalnia odkrywkowa w regionie.

Strategia energetyczna Brandenburgii zakłada redukcję emisji CO₂ do 2030 roku o 72% w odniesieniu do 1990 roku i osiągnięcie udziału energii odnawialnej (OZE) w zużyciu energii pierwotnej na poziomie 32%. Ponieważ zapotrzebowanie na ciepło ma największy udział w całkowitym zużyciu energii w gminie, znalazło to miejsce w koncepcji „Energetycznej przyszłości Senftenberg 2030” gdzie usprawnienie sektora ciepłowniczego jest jednym z głównych zadań. Temat ciepła w opracowanej koncepcji energetycznej, ma ułatwić podmiotom lokalnym i regionalnym identyfikację potencjalnych oszczędności w kosztach zużywanej energii dzięki szerszemu wykorzystaniu energii słonecznej. Chociaż znalezienie odpowiednich obszarów i wykazania efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia często stwarza większe wyzwania, to te problemy zostały szybko rozwiązane w przypadku Senftenbergu. Lokalna sieć ciepłownicza ma koło 33 km długości, zasilą w ciepło 10.000 gospodarstw domowych (roczne zapotrzebowanie na ciepło to około 110 GWh przy minimalnym obciążeniu około 3,8 MW) w związku z tym od 2016 roku lokalna sieć ciepłownicza jest również zasilany przez największy dotychczas zrealizowany system instalacji kolektorów słonecznych w Niemczech.

2. Planowanie, realizacja, wdrażanie

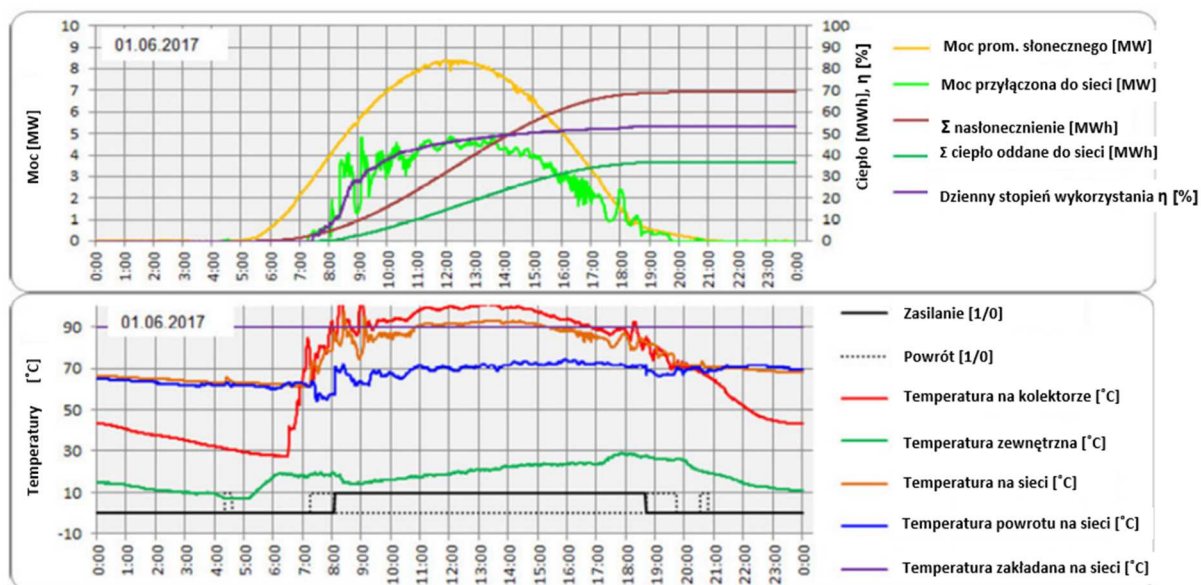


Rysunek 9: Przegląd temperatur w polu kolektorów w dniu 24.08.2016

Zamknięcie pierścienia zdwojonych odgałęzień sieciowych do podłączenia umożliwia przyłączenie instalacji kolektorów słonecznych od środka i przez dodatkowy, przełączalny bypass przy elektrociepłowni, zasilanie całej sieci ciepłowniczej poza godzinami szczytu. Przy dużych obciążeniach lub okresowo, jeśli promieniowanie słoneczne jest niskie, energię słoneczną można również wykorzystać do zwiększenia przepływu powrotnego.

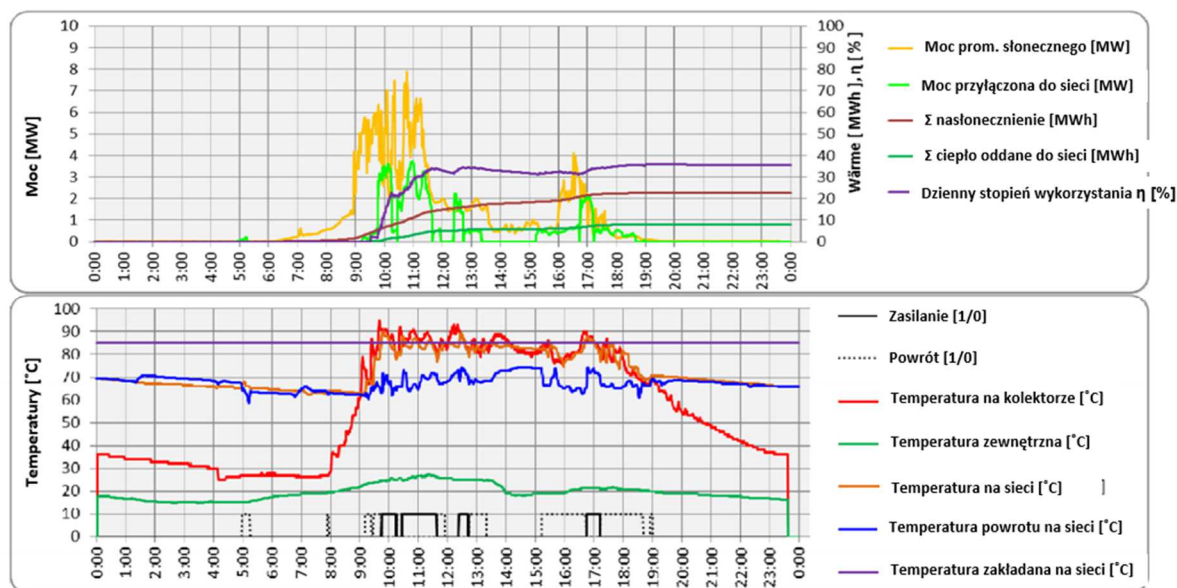
3. Uzysk ciepła

Instalacja, która została oddana do użytku w sierpniu 2016 r., osiągnęła na początku dzienny uzysk ciepła do 30 MWh i po 14 dniach osiągnęła już 10% gwarantowanego rocznego uzysku. Na rysunku 7 są wprowadzone dla 01.06.2017 odpowiednie parametry, które wskazują na osiągnięte tego dnia dobre wyniki (oddawanie do sieci prawie 5 MW i łącznie skumulowane ok. 37 MWh).



Rysunek 10: Najlepszy dzień w pierwszym roku eksploatacji 1 czerwca 2017 r.

Ale nawet w mniej niż idealnych warunkach, jakie miały miejsce w dniu 09.04.2016 (pochmurno i późnym porannym deszczem) instalacja kolektorów słonecznych osiąga docelową temperaturę przez prawie 8 godzin (3 godziny VL, 5 godzin RL włączenie do sieci) i zebrał dobre 8 MWh (patrz Rysunek 11).



Rysunek 11: Wartości dzienne z 4 września 2016 r.

4. Cele

Bardzo dobre dotychczasowe doświadczenia wynikają również z dobrej współpracy pomiędzy mieszkańcami i władzami administracji lokalnej, która nadal jest podtrzymywana. Uruchomiona grupa robocza „Energia” dąży do stworzenia sieci współpracy w ramach istniejących struktur jak również daje możliwie największą transparentność w komunikacji i

podejmowaniu decyzji, a także od początku gwarantuje uczestnictwo mieszkańców Senftenbergu w procesie realizacji i kontynuacji projektu.

MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

- [1] Wissenschaftliche Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienz-Strategie Gebäude, Prognos/ifeu- Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH/IWU – Institut für Wohnen und Umwelt. Berlin/Heidelberg/Darmstadt, 2015
- [2] Solar district heating guidelines – Collection of fact sheets, August 2012. http://solar-districtheating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf
- [3] Technology Data Catalogue for Energy Plants. Danish Energy Agency and Energinet.dk. August 2016. Updated June 2017. <https://ens.dk/en/our-services/projections-andmodels/technology-data>
- [4] SolnetBW, Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen | Potenziale | Strategie, Juni 2015. http://solar-district-heating.eu/Portals/21/150701_SolnetBW_web.pdf
- [5] Technology Data for Energy Plants. Danish Energy Agency and Energinet.dk. May 2012. Updated 2015. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>
- [6] Solar district heating guidelines Collection of fact sheets. <http://solar-districtheating.eu/Documents/SDHGuidelines.aspx>
- [7] Website der Agentur für Erneuerbare Energien unter Trägerschaft des Vereins Information und Kommunikation für Erneuerbare Energien e.V. <http://www.kommunalerneuerbar.de/de/energie-kommunen/energie-kommunen/senftenberg.html> , zuletzt geprüft am 11.03.2018.
- [8] Die solarthermische Anlage Senftenberg R_Meisner 01.02.2016
- [9] TRIALOG: PUBLISHERS Verlagsgesellschaft, <http://www.transformingcities.de/solarthermie-anlage-senftenberg/> zuletzt geprüft am 11.03.2018
- [10] Senftenberg – Ergebnisse des ersten Betriebsjahres R_Meisner 2017
- [11] Profeta et al., Präferenzen und Mehrzahlungsbereitschaften für Fernwärme aus erneuerbaren Energien in Deutschland, Frankreich und Österreich, in: Fernwärme + KWK – durch Forschung fit für die Zukunft, AGFW| Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt April 2018.

ZAŁĄCZNIK NR. 3: OGÓLNE WYTYCZNE DO DOBORU ELEMENTÓW WIELKOSKALOWEJ INSTALACJI KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH DLA WYKORZYSTANIA W MIEJSKICH SIECIACH CENTRALNEGO OGRZEWANIA

1. Wstęp

Przy planowaniu instalacji ciepłowniczych opartych na odnawialnych źródłach energii, należy pamiętać, że każdy projekt czy lokalizacja mają swoje specyficzne warunki brzegowe. Z tego powodu trudno przygotować wytyczne które mogłyby posłużyć w 100% do opracowania danego projektu. Zebrane poniżej informacje stanowią pewien wspólny mianownik informacji niezbędnych do przeprowadzenia procesu planowania inwestycji na poszczególnych etapach. Należy jednak pamiętać, że w zależności od panujących lokalnie warunków startowych, niektóre informacje czy sposoby postępowania należy dopasować do aktualnych potrzeb. Niemniej jednak, podane poniżej informacje, można traktować we wstępnej fazie prac planistycznych jako platformę wyjściową do podjęcia decyzji o budowie instalacji kolektorów słonecznych dalszego procedowania projektu.

Ciepło pozyskiwane z energii słonecznej, może wnieść znaczący wkład w przyszłe, neutralne pod względem emisji CO₂ zaopatrzenie w ciepło likwidując lub znacznie redukując uzależnienie ciepłownictwa od paliw kopalnych. W szczególności niezbędne są do tego wielkoskalowe instalacje kolektorów słonecznych, które wytwarzają ciepło w sposób ekonomiczny i pozwalają na duży uzysk praktycznie darmowego ciepła. Aby pomóc w rozwoju i szerszym stosowaniu takich rozwiązań, konieczne jest przygotowanie studia wykonalności projektów dla systemów kolektorów słonecznych o powierzchni nawet powyżej 5000 m².

W ramach transformacji sieci ciepłowniczych i elektrociepłowni w Polsce, powinny być podjęte prace w celu stworzenia ram finansowania dla późniejszego wdrażania tych wielkoskalowych systemów grzewczych opartych na kolektorach słonecznych w kolejnych latach. Inne obszary tematyczne programu przyszłej transformacji ciepłownictwa w Polsce, powinny obejmować także inne instalacje grzewcze począwszy od zwiększenia wykorzystania słonecznego ciepła procesowego, zasilania instalacji wychodzących z elektrociepłowni oraz ciepłowni energią elektryczną wytwarzaną z energii słonecznej, zapewnienia wysokiego pokrycia zapotrzebowania w energię elektryczną i ciepło ze źródeł opartych na wykorzystaniu energii słonecznej, oraz wykorzystanie instalacji kolektorów słonecznych w połączeniu z pompami ciepła oraz również z kolektorami hybrydowymi PVT pozyskującymi ciepło i prąd z energii słonecznej.

Należy podkreślić, że technologie pozyskiwania ciepła ze źródeł odnawialnych nie powinny być traktowane jako konkurencyjne wobec siebie rozwiązania. Doświadczenia wynikające z dotychczas zrealizowanych projektów pokazują, że różne źródła ciepła opartego na energii odnawialnej, doskonale się uzupełniają w tego typu przedsięwzięciach w znaczący sposób podwyższając efektywność funkcjonowania całej miejskiej sieci centralnego ogrzewania i samej instalacji zaopatrującej sieci ciepłownicze w ciepło. Takim wzorcowym rozwiązaniem

doskonale sprawdzającym się w praktyce jest wykorzystanie układu: kolektory słoneczne – magazyn ciepła - pompa ciepła, który umożliwia w większym stopniu wykorzystanie w okresie grzewczym zmagazynowanego pozyskanego w lecie przez kolektory słoneczne ciepła poprzez włączenie do procesu grzewczego instalacji pomp ciepła.

Dlatego, w ramach przyszłych programów wsparcia, w praktyce w ramach wsparcia rozwoju wykorzystania źródeł energii odnawialnej powinny być promowane także innowacyjne technologie dla zastosowania na dużą skalę ciepła z energii słonecznej.

Szczególnie innowacyjne projekty powinny zostać uwzględnione w dedykowanym do tego towarzyszącym programie badawczym na poziomie krajowym (NCBiR) i pozostać pod opieką przy intensywnym monitorowaniu prac w realizowanych w ramach takich projektów. Odkrycia są wykorzystywane do dalszego rozwoju technologii i są stale włączane do wdrażania nowych wielkoskalowych systemów słonecznych. Połączenie systemów opartych na energii słonecznej ze środkami zwiększającymi efektywność energetyczną lub innymi technologiami mogą poprawić rentowność całego systemu ciepłowniczego.

2. Przegląd założeń wstępnych do wykorzystania instalacji kolektorów słonecznych w sieciach ciepłowniczych

2.1 Ciepło słoneczne w kombinacji z innymi źródłami energii i paliwami

Ciepło słoneczne można łączyć ze wszystkimi innymi paliwami, ale w niektórych przypadkach idea wykorzystania produkcji ciepła z energii słonecznej może stać pod znakiem zapytania, ponieważ pokrycie letniego obciążenia systemu ciepłowniczego może pochodzić ze spalania odpadów, takich jak ciepło odpadowe z przemysłu lub z elektrociepłowni produkujących tanie ciepło których zamknięcie w okresie letnim może być drogie albo trudne. Zwykle ciepło słoneczne w przeszłości nie mogło konkurować z cenami produkcji ciepła niższymi niż 3 eurocenty / kWh w Europie Północnej i 2 eurocenty / kWh w Europie Południowej. Ale na przykład w Danii w kilku ciepłowniach lokalnych, elektrociepłownie opalane gazem ziemnym są połączone z ciepłem słonecznym. Funkcjonuje już wiele takich rozwiązań w całej Europie, które z powodzeniem działają i pozwalają na osiągnięcie dobrych wyników ekonomicznych.

2.1.1 Połączenie z ciepłem ze spalania odpadów i ciepłem odpadowym z procesów przemysłowych

Ciepło ze spalania odpadów jest zwykle marnowane, jeśli nie jest wykorzystywane do ogrzewania w sieciach miejskich. Dlatego możemy mówić tutaj o darmowym cieple z tych źródeł. Również ciepło odpadowe z procesów przemysłowych może być bardzo tanie do wykorzystania jako źródło ciepła w ogrzewaniu miejskimi sieciami ciepłowniczymi. Jeśli całkowite letnie obciążenie cieplne sieci jest pokryte ciepłem ze spalania odpadów i / lub ciepłem z procesów przemysłowych, wtedy nie będzie można powiedzieć o wzroście efektywności energetycznej takiej instalacji wykorzystując kolektory słoneczne. W takich wypadkach zastosowanie ciepła słonecznego nie przyniesie żadnych korzyści z punktu widzenia środowiskowego. W tym wypadku ciepło słoneczne zwykle może nie być w stanie konkurować cenowo z alternatywnymi źródłami ciepła. Nie będzie też korzyści z ciepła

słonecznego dla ochrony środowiska, chyba że zgodnie o ostatnio ogłoszoną strategią Green Deal, ma być ograniczana możliwość pozyskiwania energii w wyniku spalania z uwagi na emisję CO₂ co mogłoby bezpośredni dotyczyć np. spalarni odpadów. W wypadku ciepła odpadowego, takie ciepło powinno być w taki czy inny sposób zagospodarowane. Dodatkowo, należałoby się przyjrzeć bilansowi zapotrzebowania na ciepło. W wypadku, gdy możliwość pozyskiwania ciepła ze spalarni lub jako odpadu z procesów przemysłowych nie pokrywałyby tego zapotrzebowania, wykorzystanie kolektorów słonecznych w zależności od rozkładu zapotrzebowania bezpośrednio, lub we współpracy z magazynem ciepła byłoby w pełni uzasadnione z punktu widzenia ekonomicznego i środowiskowego.

2.1.2 Kombinacja z ciepłem geotermalnym

Ciepło geotermalne pochodzi z ziemi, często z wywierconych otworów o głębokości od kilkuset metrów do kilku kilometrów w głąb Ziemi, żeby dotrzeć do warstw wody o odpowiedniej temperaturze. Zarówno ciepło słoneczne, jak i ciepło geotermalne mają stosunkowo wysokie koszty inwestycyjne i niskie koszty operacyjne. W związku z tym inwestycja w obie technologie w tym samym systemie grzewczym musi być dokładnie obliczona, żeby była opłacalna ekonomicznie nawet w dłuższym okresie czasu, przy realnych możliwościach finansowania samej inwestycji. W wypadku geotermii płytkiej, kolektory słoneczne mogą służyć jako źródło dogrzewania wód geotermalnych przed wpuszczeniem jej do sieci ciepłowniczej przy zachowaniu pewnym warunków temperaturowych sprawności pracy instalacji kolektorów słonecznych, oraz oczywiście uwzględniając uwarunkowania środowiskowe tego procesu.

2.1.3 Kombinacja z elektrociepłowniami opalany paliwami kopalnymi

Wysoka sprawność elektrociepłowni opalanych paliwami kopalnymi opiera się na całkowitym pokryciu obciążenia letniego w sieci ciepłowniczej. W ustalonym systemie całkowita możliwa wydajność systemu kogeneracyjnego tylko spadnie, jeśli wytwarzanie ciepła zostanie zastąpione ciepłem słonecznym. Również cena produkcji ciepła w elektrociepłowniach jest niska, a zatem połączenie takich instalacji z ciepłem słonecznym będzie trudne, ale w wybranych przypadkach instalacji może być opłacalne.

Obecnie w Polsce coraz bardziej rośnie zainteresowanie zasilaniem sieci ciepłowniczych z instalacji kolektorów słonecznych. Zmiany te wynikają zasadniczo ze zmieniających się warunków rynkowych odnośnie kogeneracji: w sytuacji, kiedy spadają przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, dla operatorów eksploatacja instalacji opartych na kogeneracji, jest coraz mniej opłacalne, szczególnie w okresie letnim, gdy znacznie spada zapotrzebowanie na ciepło. W tej sytuacji dla sieci c.o. atrakcyjnym może być generowanie ciepła w instalacjach kolektorów słonecznych o dużych powierzchniach.

Rynek ciepła w porównaniu do rynku energii elektrycznej jest relatywnie stabilny po stronie odbiorczej i jak na razie nie był praktycznie narażony na większe wahania cen. W związku z tym ekonomiczność inwestycji w duże instalacje kolektorów słonecznych podłączane do systemów grzewczych nie była zależna ani od występujących w przyszłości zmian cen paliwa ani niestabilnego rynku energii elektrycznej. Może mieć to także korzystny wpływ na długofalowe bezpieczeństwo finansowe przedsiębiorstw, gmin i konsumentów.

Kogenerację należy wykorzystywać w tych okresach, w których na rynkach ciepła oraz energii elektrycznej nie ma lepszych alternatyw.

Reżim eksploatacyjny instalacji kogeneracji, bazujący na paliwach kopalnych, powinien z tego względu zostać ukształtowany w taki sposób, aby korzyści płynące z kogeneracji były zoptymalizowane nie tylko pod kątem wytwarzania energii elektrycznej, ale także wytwarzania ciepła. To wymaga możliwie skupienia zastosowania kogeneracji na tych obszarach, w których nie ma do dyspozycji wystarczających zasobów energii odnawialnych oraz innych źródeł energii elektrycznej. Jeśli na danym obszarze dostępna jest energia ze źródeł odnawialnych, powinna ona być wykorzystywana jako priorytetowa. Z tego powodu w okresie letnim powinno się wykorzystywać w większym stopniu przede wszystkim energię słoneczną. Dzięki wykorzystaniu ciepła pochodzącego z energii słonecznej w okresach letnich, można zaoszczędzić wiele tysięcy ton węgla lub gazu, który może być wykorzystany w dłuższej perspektywie czasowej, w okresach, gdy jest to uzasadnione ekonomicznie i gospodarczo.

W okresie grzewczym ciepło z instalacji kogeneracji wykorzystującej paliwa kopalne jest zużywane w określonym czasie i na obecnym etapie jest trudne alternatywne udostępnienie wystarczających ilości ciepła pochodzącego z energii odnawialnych bez inwestycji w sezonowe magazyny ciepła. Kogeneracja wykorzystująca paliwa kopalne jest z reguły także bardziej korzystna w aspekcie ekologicznym niż odrębne wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła z tych paliw.

W naszej strefie klimatycznej, ciepło i energia elektryczna wytwarzane z instalacji wykorzystujących energię słoneczną, są ekonomicznie korzystne przede wszystkim w miesiącach letnich i dlatego powinny być wykorzystywane głównie w tym okresie. Oczywiście są już praktyczne z powodzeniem stosowane rozwiązania wykorzystania energii słonecznej do efektywnego ogrzewania także w miesiącach zimowych, jednak w tym wypadku muszą być spełnione określone warunki, aby taka instalacja działała niezawodnie. Należy także brać pod uwagę, że możliwości zbytu ciepła w lecie są ograniczone. W tej sytuacji, lokalnie dostępne zasoby OZE mogłyby umożliwić zaopatrzenie sieci ciepłowniczej po bardzo niskich kosztach.

Należy uwzględnić fakt, że w przypadku operatorów sieci ciepłowniczych inwestycje w odnawialne energie mogą się nie opłacać, jeśli przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła wsparte utajonym i oficjalnym wsparciem kogeneracji są wyższe niż marże ze sprzedaży ciepła z odnawialnych źródeł energii. Ciepło z odnawialnych źródeł energii nie mogłoby w tej sytuacji konkurować z ciepłem z kogeneracji i byłoby z tego powodu pomijane jako źródło energii. Operator sieci ciepłowniczej który zdecydowałby się na taki model pozyskiwania ciepła mógłby uzyskać zachętę, aby pokryć zapotrzebowanie na ciepło z energii odnawialnych, jeżeli wiązałoby się to z pozytywnym rachunkiem ekonomicznym. Dotyczyłoby to w szczególności dużych instalacji kolektorów słonecznych. Również inne przyjazne dla klimatu źródła ciepła np. geotermia, pompy ciepła oraz odpadowe ciepło przemysłowe mogą być efektywnie wykorzystywane w ramach obsługi podstawowego zapotrzebowania na ciepło.

Instalacje kogeneracji byłyby w takim wypadku eksploatowane w zimie w dotychczasowym zakresie. Uwzględniając dodatkowe wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, kogeneracja w istniejących sieciach grzewczych mogłaby zastąpić wytwarzanie ciepła w dużych kotłach grzewczych o niskiej efektywności energetycznej. Zestawienie instalacji do wytwarzania ciepła z OZE z sezonowymi magazynami ciepła, znacznie podwyższyłoby funkcjonalność takiego rozwiązania, z uwagi na możliwość odbioru zmagazynowanego wcześniej ciepła przez długi okres sięgający w zależności od wielkości i rodzaju takiego magazynu od kilku tygodni do nawet kilku miesięcy.

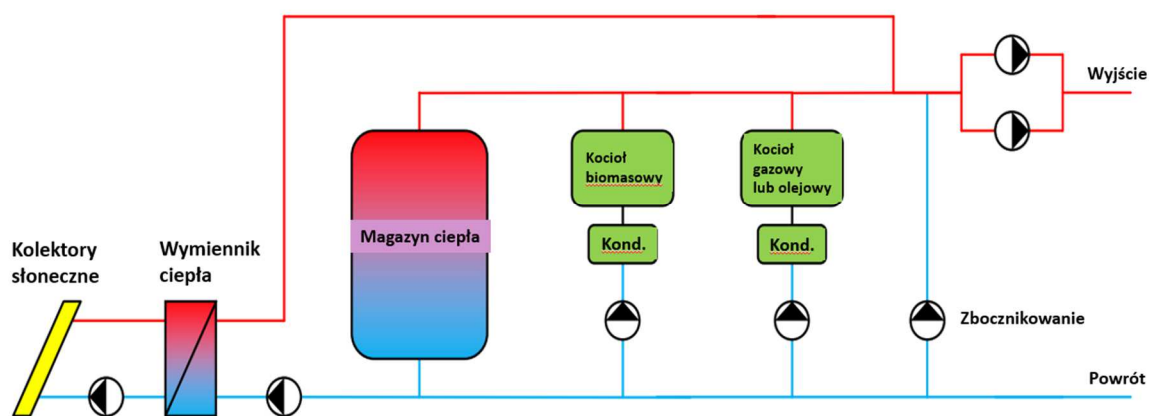
2.1.4 Kombinacja z elektrociepłowniami opalаныmi biomasą

System kogeneracji wykorzystujący biomasę zwykle pokrywa całkowite letnie obciążenie sieci ciepłowniczej system, a po utworzeniu elektrowni cena produkcji ciepła jest niska a zatem połączenie z ciepłem słonecznym będzie obecnie trudne z ekonomicznego punktu widzenia.

2.1.5 Kombinacja z ciepłowniami opalаныmi biomasą

W przypadku ciepłowni wykorzystujących zrębki drzewne lub słomę cena końcowa wyprodukowanego ciepła wynosi 2-3 eurocenty / kWh. Ale ceny na biomasę rosną, a przyszłe zapotrzebowanie na biomasę do celów transportowych i innych może oznaczać niedobór biomasy na rynku. Ogrzewanie słoneczne może pokryć letnie obciążenie, a tym samym kocioł na biomasę można wyłączyć na dłuższy okres. Aby pokryć letnie obciążenie, potrzebny jest zbiornik akumulacyjny dla ciepła. Dodatkowo zbiornik akumulacyjny umożliwia uruchomienie kotła na biomasę ze stałym (i niższym) obciążeniem w okresie zimowym jako działanie rezerwowe, jeśli kocioł na biomasę ma automatyczne wygaszanie.

Istnieją dwa aspekty techniczne, które należy wziąć pod uwagę przy połączeniu kotła na biomasę i instalację energii słonecznej. Kocioł na biomasę ma minimalną granicę obciążenia. Oznacza to, że kocioł musi być włączany / wyłączany, jeśli frakcja ciepła pochodzącego z instalacji kolektorów słonecznych jest zbyt wysoka, ale niewystarczająca, aby wyłączyć kocioł na biomasę na dłuższy czas. Dlatego frakcja ciepła z kolektorów słonecznych musi być bliska 100% w okresie letnim. Jeśli instalacja na biomasę jest wyposażona w możliwość skraplania spalin, kocioł na biomasę i kolektory słoneczne muszą być włączone równolegle w celu optymalizacji wydajności.



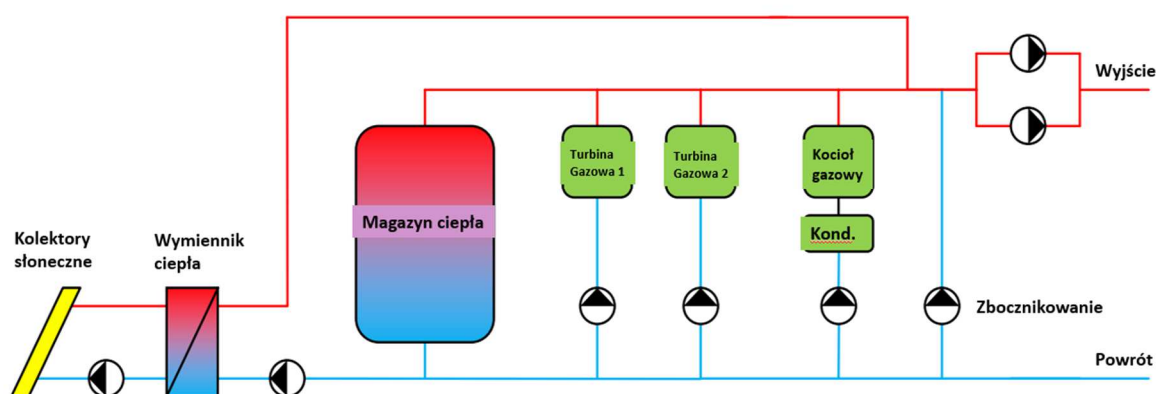
Rys. 1. Przykład schematu dla ciepła słonecznego w połączeniu z kotłem na biomasę.
(Źródło: PlanEnergi)

2.1.6 Kombinacja z kogeneracją na gaz ziemny

Elektrociepłownie opalane gazem ziemnym wykorzystują zwykle droższe paliwo niż elektrociepłownia opalana biomasą lub węglem. Przy analizie ekonomicznej, warto jako bazę wyjściową wziąć cenę gazu ziemnego lub węgla wraz z podatkiem, gdy jest on używany tylko do ogrzewania miejskiego.

Warto też pamiętać, że przedsiębiorstwa ciepłownicze w niektórych krajach, np. w Niemczech, mają różne umowy z dostawcami gazu ziemnego (np. na warunkach długoterminowych). Oznacza to, że rynek cenowy jest bardzo niejednorodny i należy spodziewać się cen różniących się w zależności od regionu lub odbiorcy.

Elektrociepłownie opalane gazem ziemnym szybko się uruchamiają i mogą zostać szybko wyłączone. Jeśli udział produkcji energii elektrycznej z wiatru lub PV wzrasta, konieczne są regulacje dla innych producentów energii (lub użytkowników końcowych). Elektrociepłownie w Danii opalane gazem ziemnym wykorzystują tego rodzaju regulacje. Oznacza to zatrzymanie się agregatów wytwarzających energię elektryczną przez coraz dłuższe okresy, w których ilość energii elektrycznej wytwarzanej przez energię wiatrową jest zwiększana. Produkcja ciepła w tych okresach zwykle odbywa się przy wykorzystaniu kotłów gazowych, co wychodzi bardzo drogo. Ciepło słoneczne można wyprodukować znacznie taniej. Dlatego wiele duńskich systemów miejskich sieci ciepłowniczych jest instalowanych w połączeniu z elektrociepłowniami opalany gazem ziemnym.



Rys. 2. Przykład schematu dla ciepła słonecznego połączonego z elektrociepłownią opalaną gazem ziemnym. (Źródło: PlanEnergi)

Jeżeli energia elektryczna wytwarzana przez turbiny wiatrowe lub PV stanowi dużą część produkcji energii elektrycznej w okresie letnim, podobne możliwości wykorzystania ciepła słonecznego w ciepłownictwie mogą wystąpić w innych krajach.

2.2 Gdzie instalować kolektory słoneczne

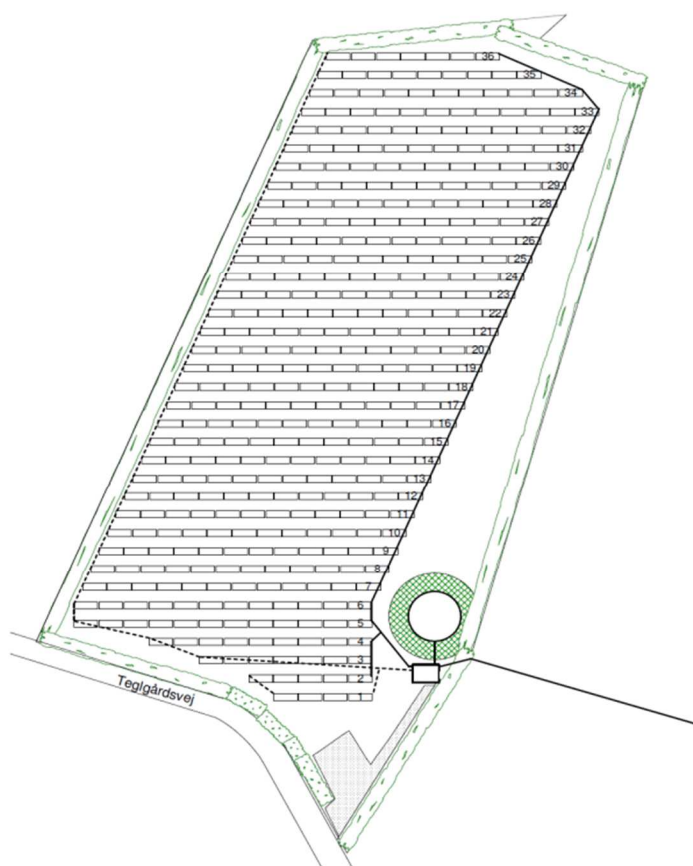
Kolektory słoneczne mogą m.in. być instalowane na gruncie, na dachach, przy drogach jako element zacieniający nad parkingiem miejsc. Pola kolektorów słonecznych można podłączyć bezpośrednio do ciepłowni lub do sieci dystrybucyjnej.

2.2.1 Kolektory słoneczne montowane na ziemi

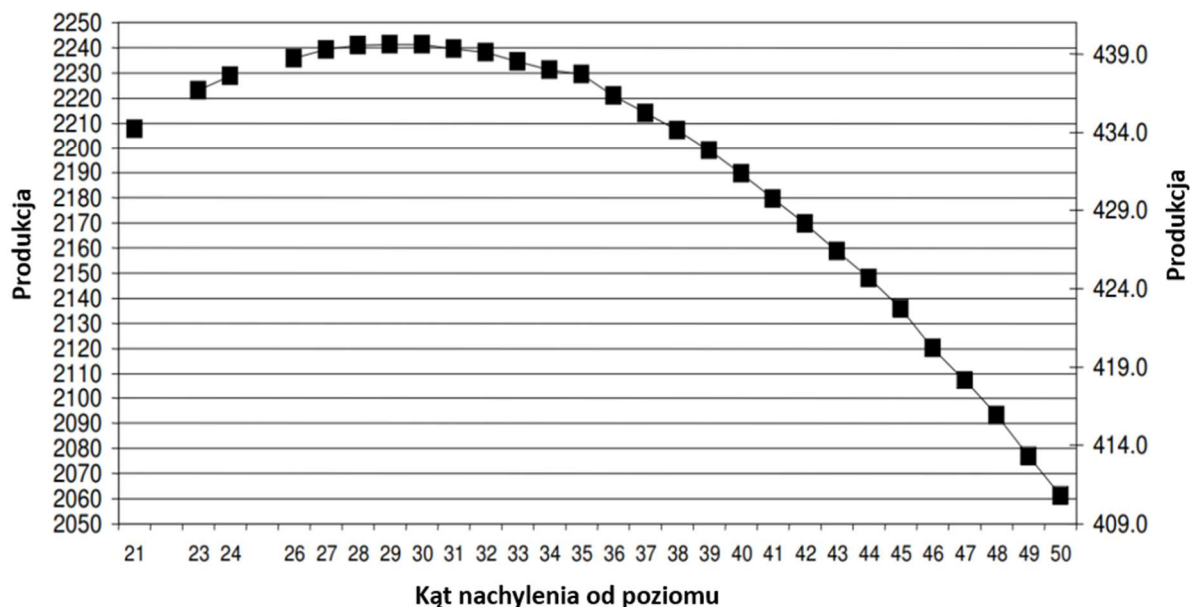
Kolektory słoneczne montowane na ziemi są najtańszym rozwiązaniem chyba że cena gruntu jest bardzo wysoka (> 50 € / m²). Grunty rolne mogą zostać wykorzystane, jeśli koszty budowy

prawidłowo zaizolowanej instalacji przesyłowej dla ciepła nie będą miały negatywnego wpływu na stronę ekonomiczną przedsięwzięcia.

Powierzchnie zabudowane naziemnymi instalacjami kolektorów dla ciepłownictwa są widoczne w wielu krajach zachodniej i północnej Europy np. w Szwecji, Danii, Austrii, w Niemczech i Holandii-. Są one zorientowane w kierunku południowym i odległości między rzędami kolektorów słonecznych oraz kątem nachylenia od poziomu są zoptymalizowane dla każdego miejsca i typu kolektora. Zwykle duże kolektory (10-15 m²) są umieszczane w równoległych rzędach do 20 kolektorów. Można przyjąć, że dla 1 m² kolektora słonecznego potrzeba ok. 3-4 m² gruntu. Jeśli znamy takie parametry jak: typ kolektora, ukształtowanie terenu, odległość między kolektorami, temperatury wlotowe i wylotowe w instalacji ciepłowniczej, zużycie, koszt gruntu, pojemność magazynów ciepła i wymienniki ciepła, to można wyznaczyć optymalne nachylenie kolektorów, obliczając wydajność na przykład w narzędziu TRNSYS (oprogramowanie komputerowe).



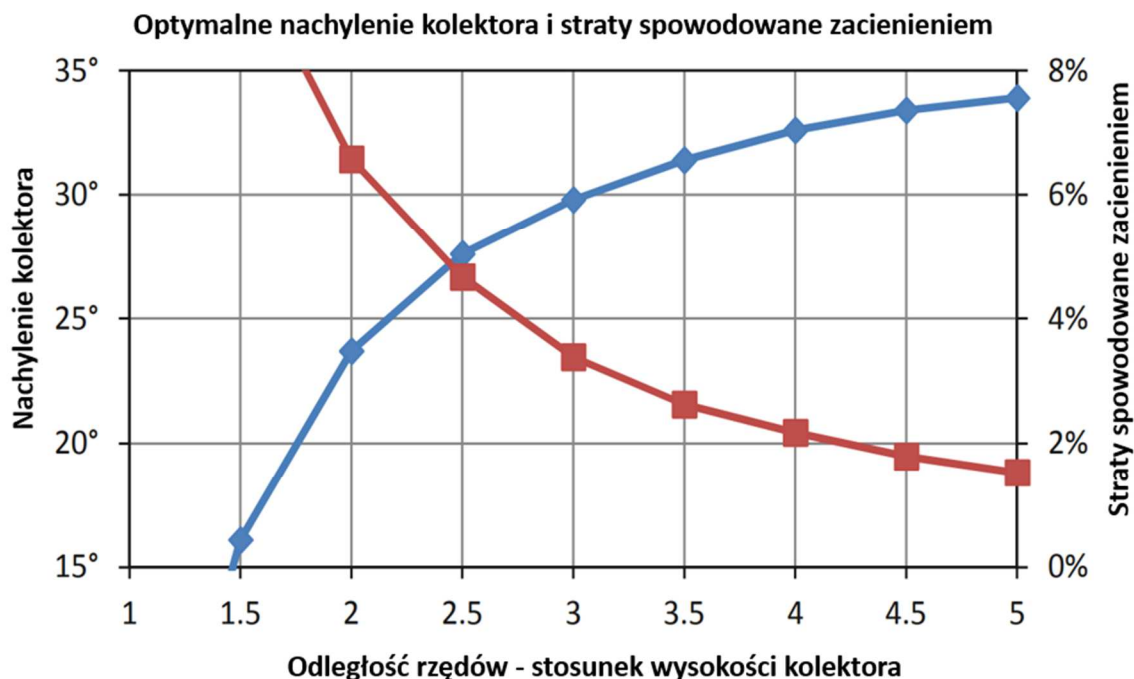
Rys .3 Przykładowy projekt instalacji zbudowanej na gruncie dla 5000 m² kolektorów słonecznych wraz ze zbiornikiem akumulacyjnym w Ulsted/ Dania. (Źródło: PlanEnergi)



Rys. 4 Przykład obliczenia wydajności dla 5000 m² kolektorów słonecznych pokazanych na Rys. 3. Produkcja ciepła jest obliczana dla różnych kątów od poziomu, Ulsted, DK.
(Źródło: PlanEnergi)

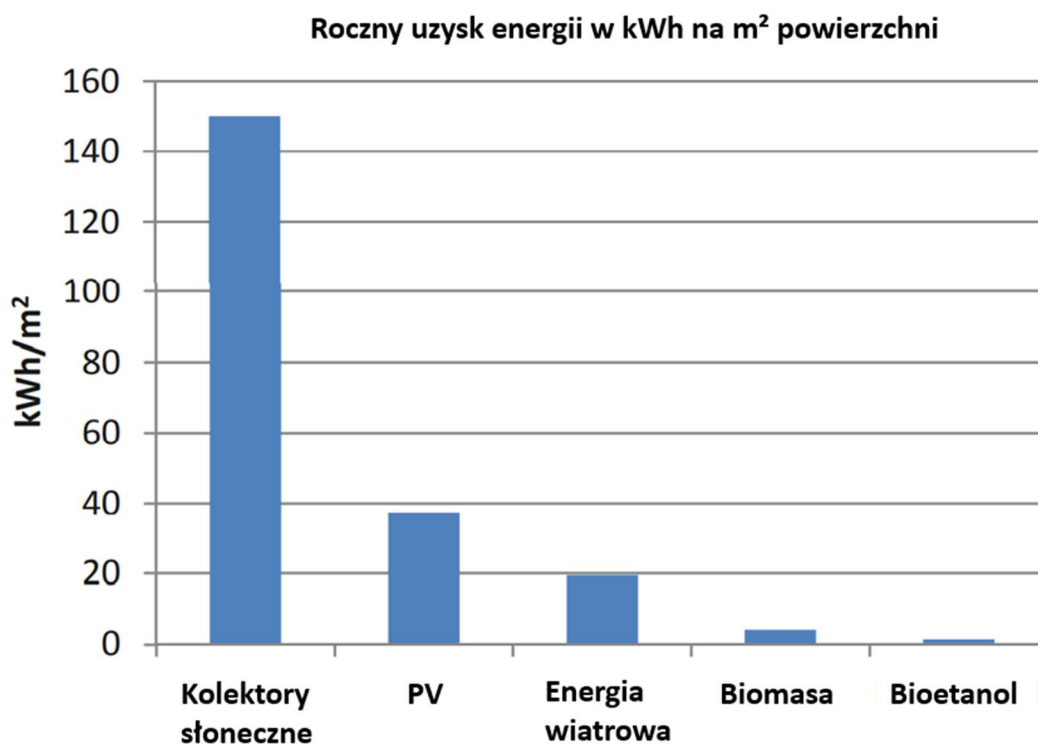
Odległość między rzędami kolektorów słonecznych zwykle wynosi co najmniej 4,5 m (w zależności od wysokości kolektorów) - mierzonych od początku rzędu kolektorów do początku następnego rzędu kolektorów - umożliwiając obsłudze poruszanie się między rzędami.

Większe odległości zapewniają wyższą produkcję z powodu mniejszego potencjalnego zacienienia w okresie zimowym, ale równocześnie wyższe koszty gruntu i rurociągów.



Rys. 5 Optymalne pochylenie kolektorów i straty spowodowane potencjalnym zacienieniem jako funkcja stosunku między odległością rzędów a wysokość kolektora. W przykładzie wykorzystano instalację ciepła sieciowego w Tørring w Danii. (Źródło: PlanEnergi)

Kolektory posadowione na gruncie są zwykle najtańszym rozwiązaniem i mogą być wykorzystywane jako element estetyczny wkomponowany w krajobraz. W porównaniu z innymi możliwościami użytkowania gruntów relacja zysk/powierzchnia jest wysoka. Używając zgrubnych szacunków, można pozyskiwanie ciepła z energii słonecznej porównywać z innymi rodzajami energii odnawialnej pod względem rocznego uzysku energii z jednostki powierzchni gruntu.



Rys. 6 Roczny uzysk energii z m² ziemi dla różnych odnawialnych źródeł energii w Europie Północnej (Założenia: Wyjście z instalacji do ciepła sieciowego: 15% całkowitego nasłonecznienia. Fotowoltaika (PV): ¼ energii ciepła z energii słonecznej. Turbiny wiatrowe: 8 MW / km² przy założeniu 2400 godzin pełnego obciążenia rocznie. Biomasa: 1000 ton / km² (przy wartości opałowej: 15 GJ / tonę). Bioetanol: ¼ litra na kg biomasy (przy wartości opałowej: 22 MJ / litr)).



Rys. 7 Przykłady montażu kolektorów słonecznych na gruncie - System kolektorów słonecznych o powierzchni 5000 metrów kwadratowych w Mürzzuschlag w Styrii/Austria.

2.2.2. Kolektory słoneczne montowane na dachu

Kolektory słoneczne montowane na dachu są ciekawym rozwiązaniem w przypadku dużych nowych budynków lub dużych budynków, w których planowana jest modernizacja wymagająca położenia nowego dachu lub mają dużą wolną powierzchnię płaskiego dachu.

W przypadku dużych płaskich dachów można zastosować zasady ustawienia dla kolektorów montowanych bezpośrednio na gruncie, pamiętając o zamocowaniu kolektorów do podłoża zgodnie z obowiązującymi zasadami.

W przypadku dachów ze spadkiem istnieją następujące możliwości:

- kolektorów płaskie jak moduły dachowe
- kolektory słoneczne zintegrowane z dachem
- kolektory słoneczne montowane na dachu

Moduły dachowe i zintegrowane z dachem panele słoneczne mogą być stosowane w nowych budynkach oraz w przypadku konieczności położenia nowej połaci dachowej na istniejącym budynku. Kolektory słoneczne na dachu można również z powodzeniem zastosować na już istniejących powierzchniach dachowych.



Rys. 8 Montaż modułów dachowych z kolektorów płaskich (Wagner), Marstal/Dania



Rys.9 Kolektory słoneczne zintegrowane z dachem (Sonnenkraft) Austria



Rys. 10 Przykłady montowania kolektorów słonecznych na płaskim dachu (ARCON) Dania

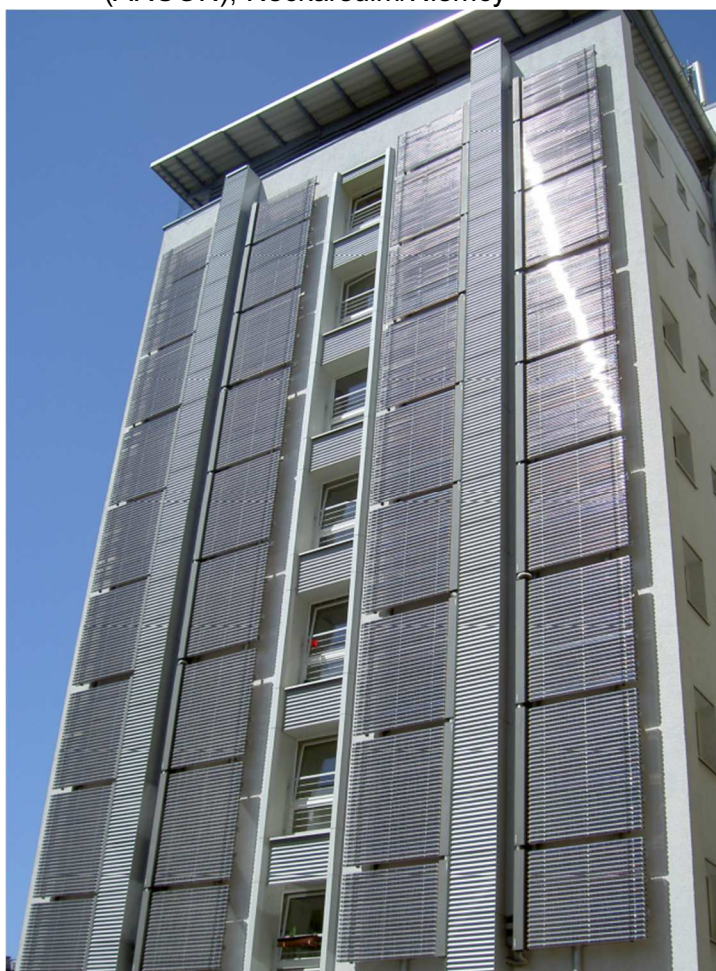
2.2.3. Inne możliwości miejsca montażu kolektorów słonecznych



Rys. 11 Instalacja kolektorów na zboczu (Schüco), Crailsheim, Niemcy (źródło: Stadtwerke Crailsheim (Warto zwrócić uwagę na proporcje człowieka i samochodu do powierzchni kolektorów)



Rys. 12 Kolektory słoneczne jako daszki zacieniające miejsca postojowe dla samochodów (ARCON), Neckarsulm/Niemcy



Rys.13 Kolektory słoneczne jako fasada budynku – TU Chemnitz, Dom akademicki

3. Studium wykonalności instalacji kolektorów słonecznych w sieciach centralnego ogrzewania

3.1 Dostępność promieniowania słonecznego

Pierwszym parametrem, który należy wziąć pod uwagę przy ocenie wykonalności dla zasilania sieci ciepłowniczej instalacją kolektorów słonecznych, jest dostępność lokalnych zasobów energii słonecznej. Kluczową potrzebną wartością wyjściową do studium realizacji jest poziom nasłonecznienia w płaszczyźnie poziomej (G_0), zwykle wyrażane w kWh / m² na rok. Liczba ta musi odnosić się do lokalizacji, w której instalacja zostanie zainstalowana, lub do innej alternatywnej lokalizacji, ale bardzo zbliżonej do rozpatrywanej i o podobnych cechach klimatycznych.

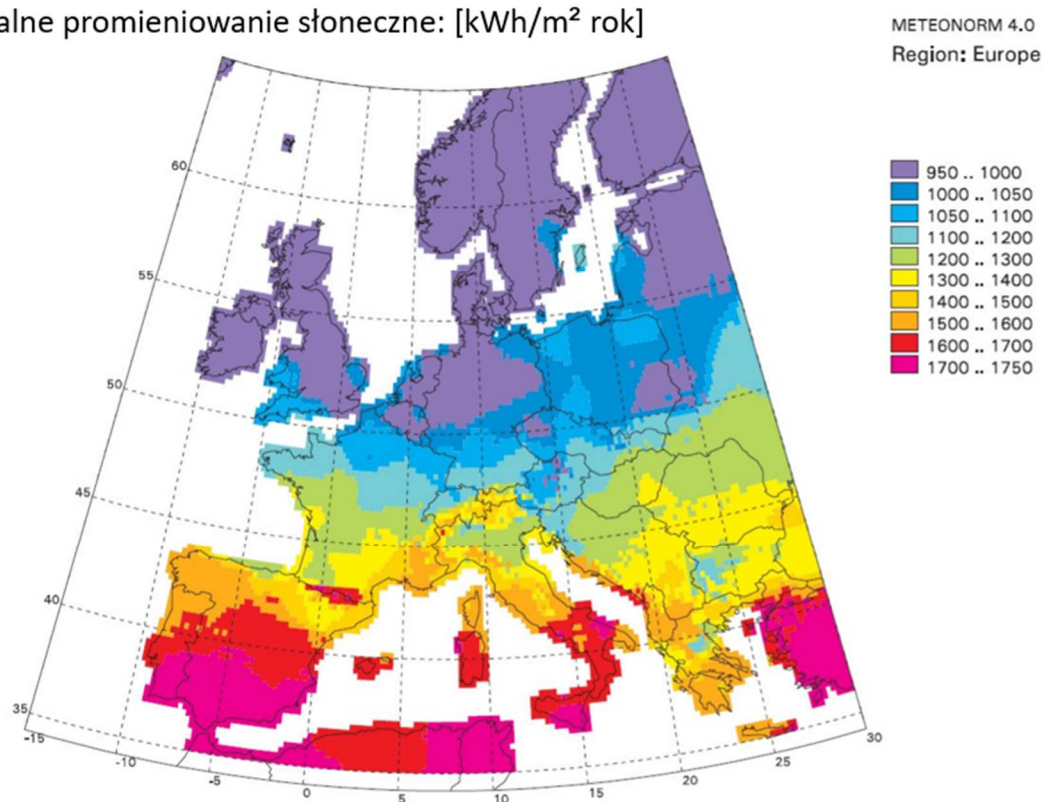
Dane dotyczące promieniowania słonecznego mogą pochodzić z różnych źródeł:

- Oprogramowanie Meteonorm: www.meteonorm.com (przykład na poniższym rysunku)
- Krajowe mapy słoneczne - np. IMGW w Polsce.
- Fotowoltaiczny system informacji geograficznej (PV GIS): re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.

Ta platforma internetowa która została stworzona dla instalacji fotowoltaicznych, zawiera dane dotyczące promieniowania słonecznego, które można wykorzystać również w przypadku oceny możliwości instalacji kolektorów słonecznych. Umożliwia również obliczenia promieniowania słonecznego na pochylonych powierzchniach.

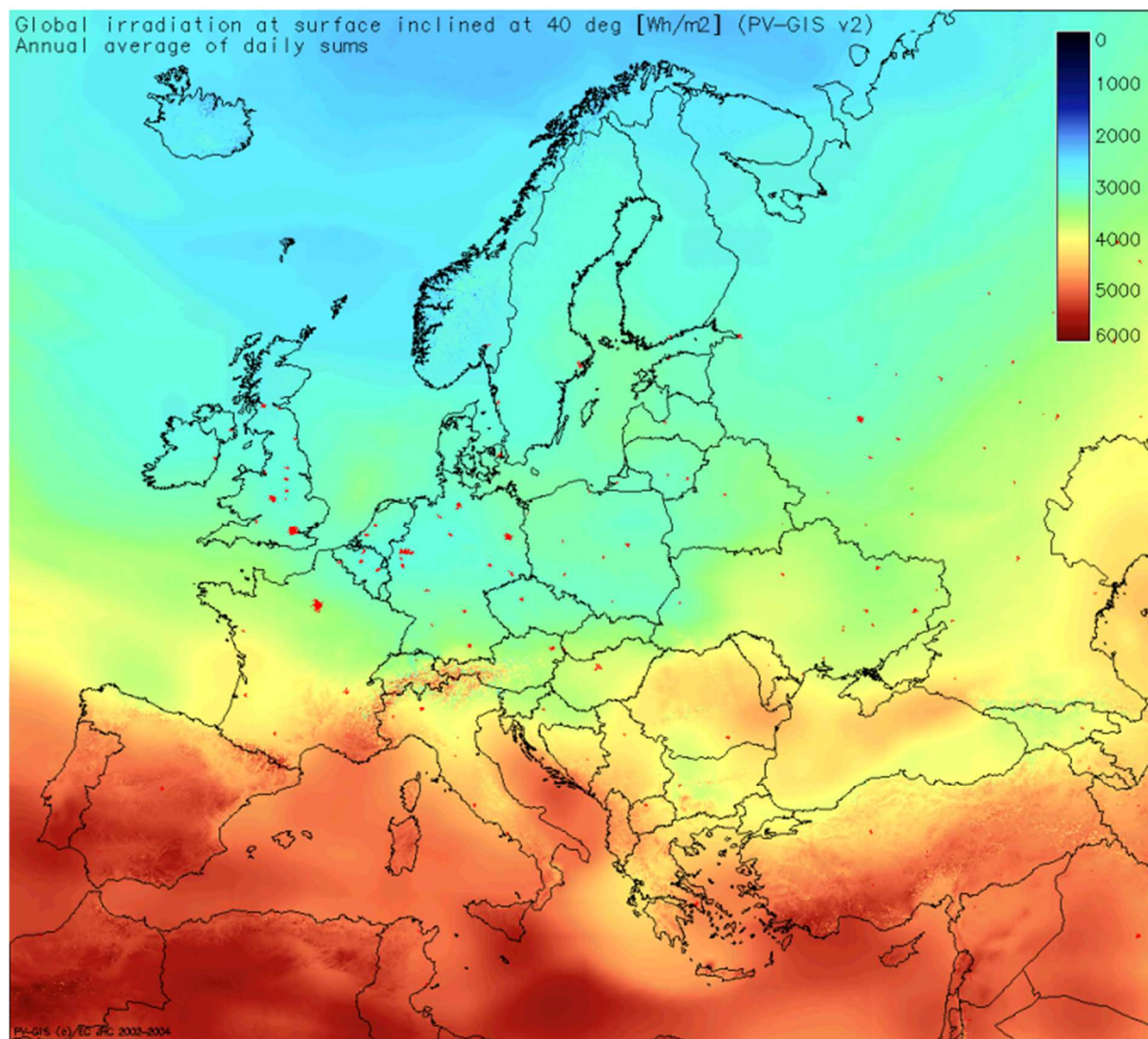
- Inne sprawdzone i wiarygodne źródła

Globalne promieniowanie słoneczne: [kWh/m² rok]



Rys. 14 Średnie globalne roczne nasłonecznienie w Europie na powierzchniach poziomych

Pochylenie kolektorów zwiększa ilość przyjmowanego napromieniowanie słonecznego na powierzchni. Generalnie, im instalacja jest położona dalej od równika, tym potrzebne jest większe pochylenie kolektorów, ale przy optymalizacji nachylenia należy wziąć pod uwagę kilka rzeczy. To zagadnienie zostało omówione w akapicie „Gdzie montować kolektory słoneczne” w części dotyczącej montażu kolektorów na gruncie. Poniżej znajduje się podobna mapa ze średnimi dziennymi poziomami napromieniowania dla powierzchni nachylonych 40° na południe.



Rys. 15 Średnie globalne dzienne natężenie promieniowania słonecznego na powierzchni odchylonej o 40° od poziomu, skierowanej na południe

3.2 Określanie dostępnych lokalizacji dla instalacji kolektorów słonecznych, magazynów ciepła i ewentualnych kosztów terenu

Kolejną kluczową kwestią, którą należy wziąć pod uwagę w fazie przygotowawczej projektu, jest lokalizacja kolektorów słonecznych:

- Jaka powierzchnia gruntu jest dostępna zarówno dla instalacji kolektorów słonecznych, Jak również dla instalacji magazynu ciepła?

- Gdzie można umieścić kolektory słoneczne? Na gruncie czy na dachu lub innych powierzchniach?
- Jaki byłby koszt dzierżawy gruntu / dachu pod instalację kolektorów słonecznych?

3.2.1. Kolektory umieszczone na dachu

Istotne jest rozróżnienie pomiędzy „kolektorami montowanymi na dachu” (zwykle na budynkach z płaskim dachem) i „zintegrowanymi z dachem kolektorami słonecznymi”, gdzie nachylenie i orientacja dachu muszą być odpowiednie do instalacji kolektorów.

Koszt pola kolektorowego montowanego na dachu w dużej mierze zależy od właściwości i stanu budynku, oraz samego dachu:

- analiza statyczno-wytrzymałościowa dachu i budynku: czy potrzebne są wzmocnienia? Czy można użyć betonowe bloki jako dociążniki aby zakotwić konstrukcje wsporczą kolektorów przeciw działaniu siłom wiatru (często najtańsze rozwiązanie)?
- jeśli bloki betonowe nie są możliwe: w jaki sposób można zamocować kolektory do dachu?

Często budowa / remont dachu to najlepszy moment na integrację mocowań kolektorów do jego konstrukcji. Wiercone otwory w czynnych płaskich dachach często później powodują problemy z jego szczelnością i w konsekwencji z przeciekami wody do wewnątrz budynku. W najlepszym możliwym przypadku, pole kolektorów i wyposażenie techniczne można zamontować wykorzystując bloczki betonowe na dachu, podobnie jak kolektory słoneczne są montowane w wypadku nagruntowej instalacji słonecznej. W takim wypadku, zaoszczędzone są koszty prac związanych z przygotowaniem terenu, ale mogą wystąpić dodatkowe koszty wynikające z konieczności wzmocnienia konstrukcji nośnych z powodu większego obciążenia wiatrem na szczycie budynku niż na poziomie gruntu.

W niekorzystnym przypadku konieczne są wzmocnienia i kosztowne prace montażowe dla każdego kolektora oraz przypadek, kiedy wyposażenie techniczne dla kolektorów musi być zainstalowane w oddległym pomieszczeniu poniżej w budynku.

3.2.2. Kolektory zainstalowane bezpośrednio na gruncie

Dla każdej instalacji kolektorów słonecznych instalowanych bezpośrednio na gruncie, koszt inwestycji w PLN można wyliczyć według wzoru:

$$C_{\text{teren, lokalizacja}} = F_{\text{teren}} \times C_{\text{teren}} + L_{\text{lokalizacja}} \times C_{\text{lokalizacja}}$$

Gdzie:

F_{teren} : powierzchnia terenu potrzebna do ustawienia instalacji kolektorów
[m²]

C_{teren} : cena gruntu
[PLN/m²]

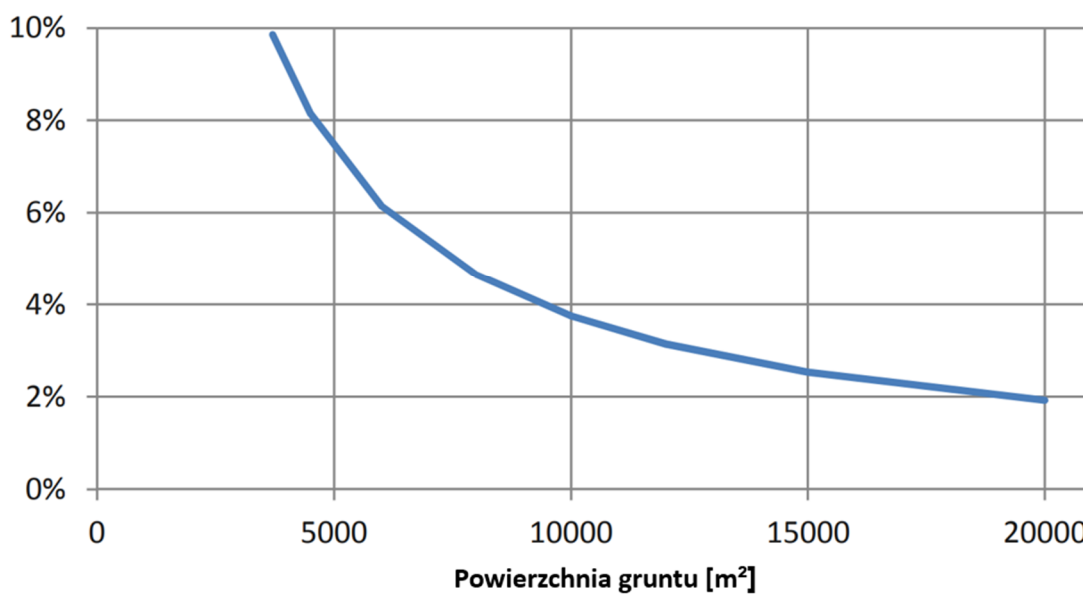
$L_{\text{lokalizacja}}$: odległość od pola kolektorów do punktu podłączenia do sieci (połowa całkowitej długości rurek łączących kolektory z punktem odbioru ciepła)
[km]

$C_{\text{lokalizacja}}$: cena za km długości

(dla pierwszego przybliżenia można przyjąć $C_{\text{lokalizacja}} = 1400 \times \sqrt{F_{\text{teren}}}$ [PLN/km])

Innym istotnym czynnikiem związanym z użytkowaniem terenu jest uwzględnienie strat ciepła w wyniku jego przesyłu rurą na większą odległość, co wpłynie na całkowitą ilość energii wychodzącej z ciepłowni. Poniżej na Rys.16 strata w% kolektora moc jest podawana dla odległości 1 km między polem kolektora a przyłączem do sieci. Zakłada się tutaj że powierzchnia gruntu jest około 3,5 razy większa od powierzchni kolektorów. Zwykle do obliczeń wykorzystuje się wielkości powierzchni apertury * która odnosi się do powierzchni kolektora. Tak jest również w tym wykresie informacyjnym.

Straty ciepła w rurach na kilometr odległości między polem kolektorów



Rys. 16 Straty ciepła w rurach na kilometr odległości między polem kolektorów a miejscem przyłączenia do sieci ciepłowniczej związany z wydajnością kolektora dla różnych powierzchni terenu (3,5 m² gruntu na m² kolektora). (Źródło: PlanEnergi)

Równanie związane z wykresem wygląda następująco:

$$Q_{r,st}/Q_{wkol} = 350 / F_{teren} + 0,24\sqrt{F_{teren}} \quad [-]$$

Gdzie:

$Q_{r,st}$: Strata ciepła z rury w kWh / rok na kilometr odległości między polami kolektorów i punktem połączenia do sieci sieciowego (odbioru ciepła) [kWh/rok/km]
 Q_{wkol} : Ilość ciepła na wyjściu z kolektorów [kWh/rok]

Widać, że w przypadku dużych powierzchni kolektorów możliwe jest transportowanie ciepła na duże odległości bez znacznej procentowej straty ciepła

Przykład:

Istnieje możliwość wykorzystania powierzchni 20000 m² położonej w odległości 2 km poza miastem. Z rysunku widać, redukcja wydatku ciepła wyniesie 2% na km, więc strata ciepła wyniesie:

2 km x 2% / km = 4% ciepła na wyjściu z kolektorów.

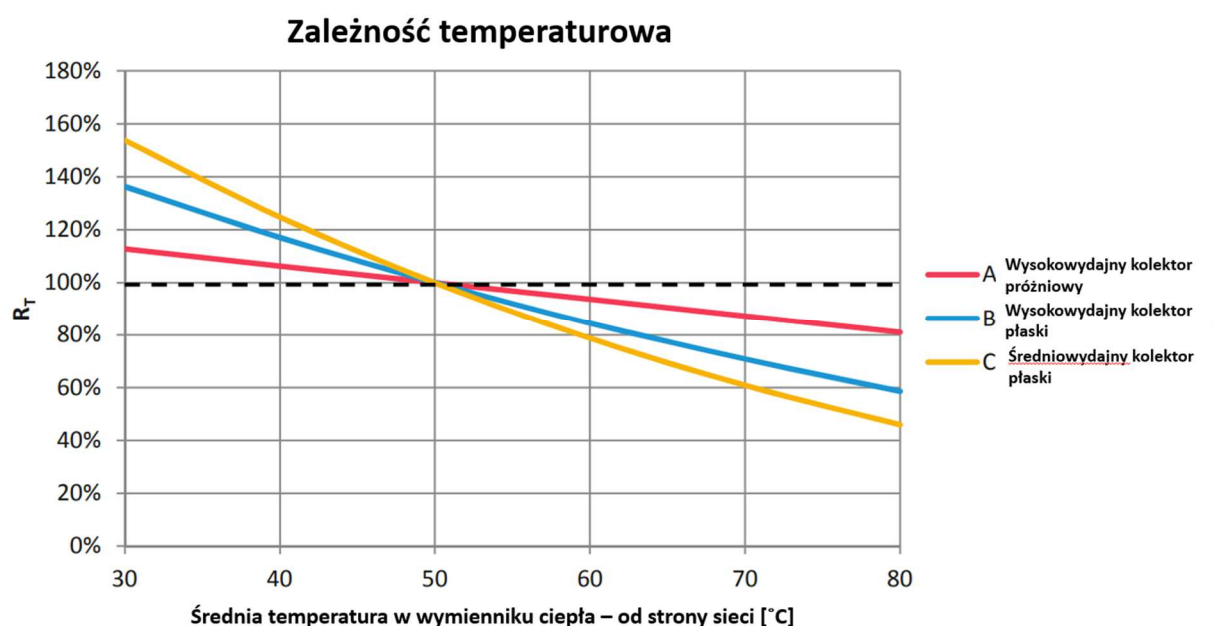
3.2.3 Zakładany uzysk ciepła z kolektorów

Pierwsze przybliżone oszacowanie uzysku energii słonecznej dla prostych systemów działających w okolicy średniej temperatury roboczej 50 ° C w ciągu roku [kWh / m² użytkowanego gruntu rocznie]:

$$q_{\text{teren}} = 0,15 \times G_0$$

Takie równanie można zastosować tylko dla układu o małym udziale energii słonecznej (<10%), czyli w przypadku, gdy straty ciepła w magazynie ciepła są pomijalne.

Jednak wydatek ciepła z energii słonecznej zależy w dużym stopniu od temperatur roboczych sieci ciepłowniczej, jak również od technologii kolektorów i kilku dodatkowych parametrów, takich jak orientacja kolektora, odległość między rzędami kolektorów, instalacja sterująca, wymiennik ciepła, rodzaj zasobnika ciepła, połączenie z innymi technologiami energetycznymi itp. . Przykład korekty temperatury może pokazano na Rys. 17. Tutaj względne wartości rocznej produkcji ciepła, odpowiadają stałej temperaturze roboczej sieci ciepłowniczej (temperatura odniesienia kolektora wynosi 50 ° C).



Rys. 17 Przykład, jak na roczną produkcję ciepła wpływa temperatura pracy sieci ciepłowniczej (temperatura po stronie wtórnej wymiennika ciepła pętli kolektora).
(Źródło: PlanEnergi)

R_T to „współczynnik korekcy temperatury” definiowany jako wydatek słoneczny przy aktualnej temperaturze pracy do wydatku słonecznego odniesienia przy 50 ° C:

$$R_T = Q_{\text{sol, akt}} / Q_{\text{sol, 50}}$$

Rys. 17 pokazuje, że wydatek słoneczny zależy w dużym stopniu od temperatury roboczej sieci ciepłowniczej. Wzrost temperatury roboczej o 1 ° C zmniejsza wydatek słoneczny o 1- 2% ze względu na to, że wyższe temperatury implikują niższą sprawność roboczą kolektorów słonecznych.

3.2.4 Udział ciepła z kolektorów słonecznych

Udział ciepła z energii słonecznej mówi, jak bardzo instalacja kolektorów słonecznych przyczynia się do całkowitej produkcji energii z całego systemu generującego ciepło:

$$SF = Q_{\text{wyd kol}} / Q_{\text{prod cal}}$$

gdzie:

$Q_{\text{wyd kol}}$ to wydatek słoneczny

$Q_{\text{prod cal}}$ to produkcja ciepła z całej instalacji zasilającej sieć ciepłowniczą z uwzględnieniem wszystkich źródeł ciepła

W przypadku małych udziałów energii słonecznej (<10%) często będzie możliwe utrzymanie niskiej temperatury roboczej około 50 ° C i równanie można wykorzystać w następujący sposób:

$$Q_{\text{kol nisk}} = 0,15 \times G_0 \times F_{\text{teren}}$$

$$SF = Q_{\text{kol nisk}} / Q_{\text{prod cal}}$$

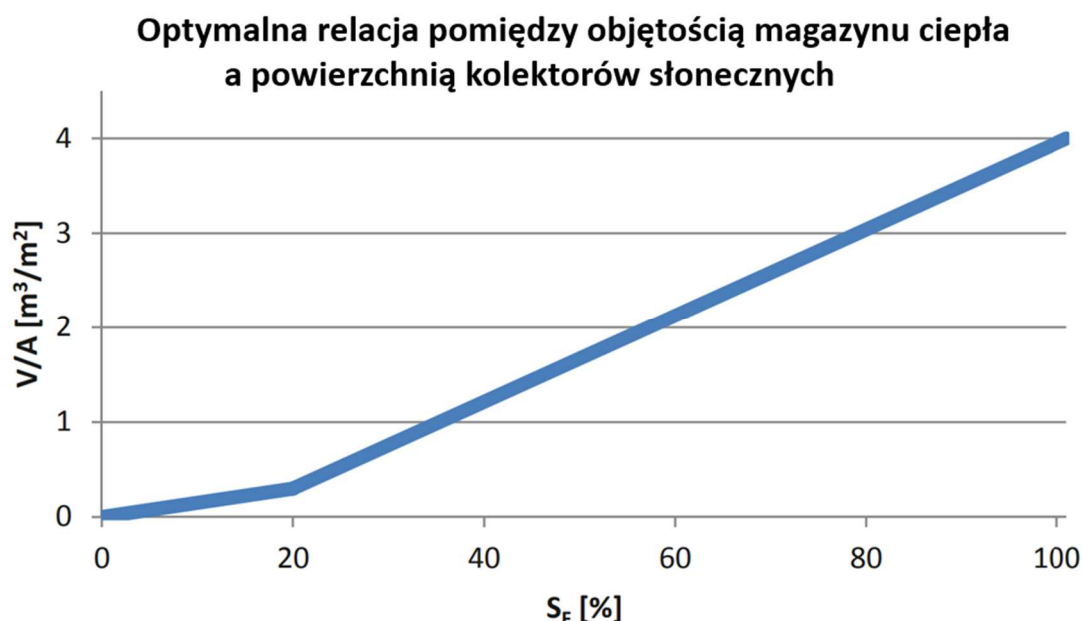
Należy zwrócić uwagę, że w wypadku niepewności co do w/w równania, w wypadku zwiększenia udziału dla SF powyżej 10%, nie będzie już tak nieistotne w tym przypadku nieuwzględnianie strat ciepła w magazynie ciepła. W przypadku dużych udziałów ciepła słonecznego i jeśli uwzględnione jest też długookresowe przechowywanie ciepła, jest konieczne do wykonania bardziej szczegółowych obliczeń.

Im wyższy udział energii słonecznej i dłuższy czas przechowywania – tym mamy wyższą średnią temperaturę pracy i niższy wydatek słoneczny. Jak taka redukcja przebiega, można wywnioskować z Rys. 17 na którym pokazane jest jak to wygląda wpływ temperatury roboczej dla różnych typów kolektorów.

3.2.5 Wielkość magazynu ciepła

Wielkość magazynu ciepła zależy od kilku różnych parametrów, np. takich jak:

- Całkowita powierzchnia kolektorów słonecznych
- Udziału ciepła słonecznego w systemie grzewczym
- Innych źródeł do wytwarzania ciepła (pompa ciepła, generator ciepła gazowy itp.)
- Całkowite obciążenie ciepłem



Rys. 18 Wstępne zgrubne oszacowanie optymalnego stosunku objętości magazynu ciepła do powierzchni kolektorów słonecznych w funkcji udziału frakcji ciepła słonecznego

Na powyższym wykresie „optymalna” wielkość magazynu ciepła w m^3/m^2 kolektora jest funkcją udziału ciepła z kolektorów słonecznych w sieci ciepłowniczej. To może być wykorzystane jako pierwsza przymiarka do wstępnego zdefiniowania wielkości magazynu ciepła. Szczególnie w przypadku dużych udziałów energii słonecznej - w kombinacji instalacji z wykorzystaniem pomp ciepła - wielkość magazynu ciepła należy dokładnie zoptymalizować za pomocą szczegółowych obliczeń / symulacji – w wyniku czego optymalne rozwiązanie może znacznie różnić się od tego, co sugeruje pokazany wykres. Więcej informacji można znaleźć w rozdziale dotyczącym magazynowania ciepła i innych szczegółowych materiałach źródłowych.

3.2.6. Określenie wielkości kosztów

W oparciu o doświadczenia z istniejących miejskich ciepłowni wykorzystujących ciepło z kolektorów słonecznych można oszacować średnie koszty komponentów instalacji. Całkowite koszty systemu ciepłowniczego opartego na cieple pozyskiwanym z kolektorów słonecznych obejmują:

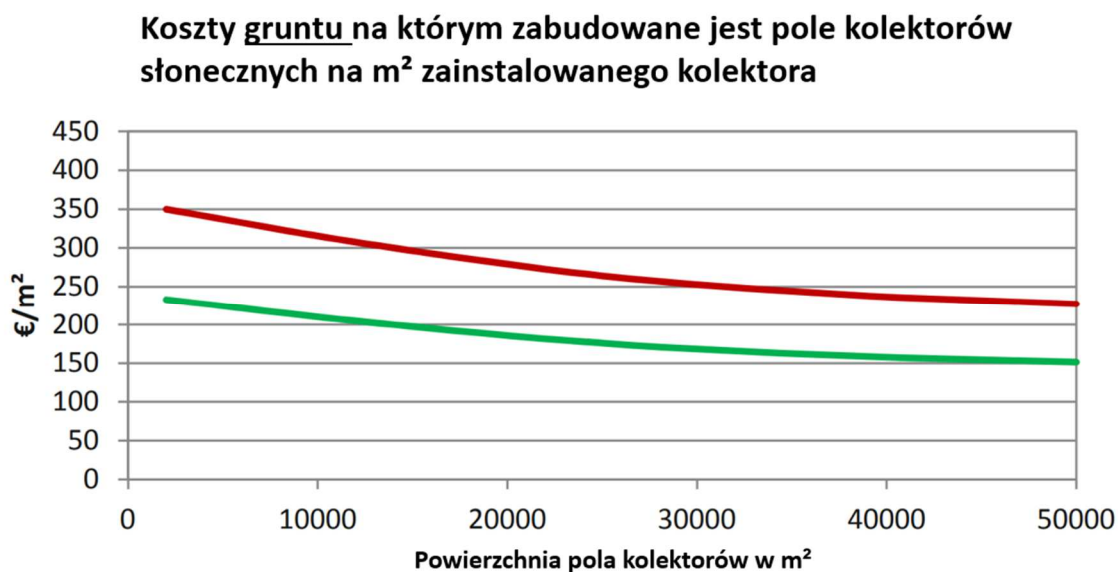
- koszty działki/terenu
- koszt kolektorów słonecznych
- koszty instalacji i podłączenia kolektorów łącznie z instalacją rurową w terenie
- płyn antyzamarzaniowy
- rury przesyłowe pomiędzy polem kolektorów i jednostką wymiennika ciepła
- wymiennik ciepła (włączając w to pompy, panel kontrolny, naczynia wzbiornicze itd.)
- podłączenie do istniejącej instalacji ciepła sieciowego
- magazyn ciepła
- system kontrolny i sterowania dla całej instalacji
- projektowanie i optymalizacja
- inne (np. budynki, ukształtowanie terenu, ogrodzenie, roślinność)

Koszt gruntu jest zależny od wybranej lokalizacji.

Koszty kolektorów, koszty prac instalacyjnych (na płaskim terenie) włączając w to instalację rurową łączącą poszczególne sekcje kolektorów w terenie i koszt wymiennika ciepła może być

w przybliżeniu określony na podstawie krzywej na poniższym wykresie. Należy jednak mieć na uwadze, że koszty mogą się różnić nie tylko w zależności od kraju lokalizacji instalacji, ale także regionalnie w poszczególnych krajach.

Podane wartości są uśrednione na podstawie zrealizowanych projektów wielkoskalowych instalacji kolektorów słonecznych w innych krajach europejskich, gdzie koszty zakupu gruntów czy kolektorów słonecznych mogą być znacząco wyższe niż w porównaniu do podobnych kosztów robocizny przy wykonywaniu takiej instalacji w Polsce. Dlatego dokładne wyliczenia kosztów inwestycji powinny się opierać na aktualnych cenach dla takiego zakresu prac i instalacji w miejscu lokalizacji.



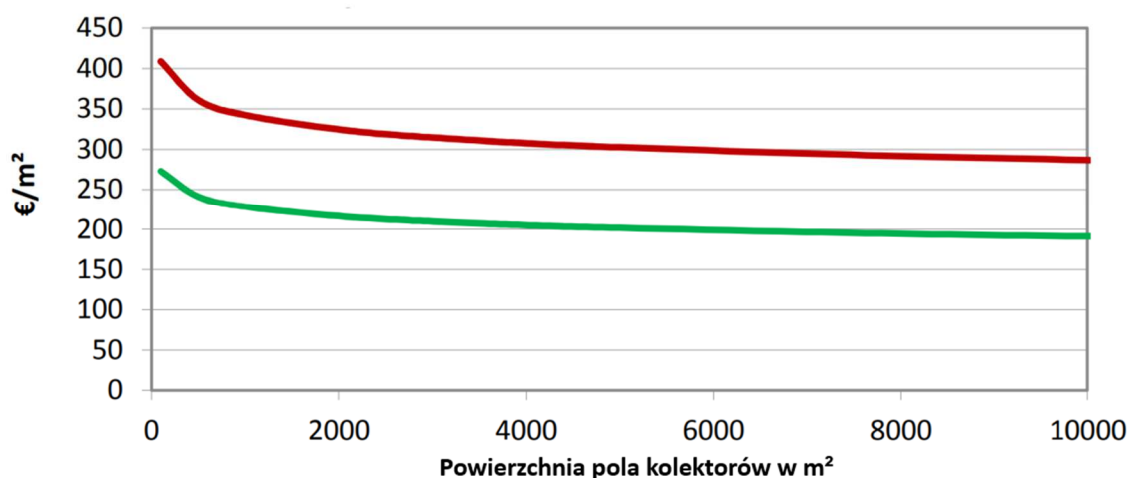
Rys. 19 Uśredniona cena za m² pola kolektora - łącznie z instalacją, orurowaniem, jednostką HX itp.(bez magazynowania ciepła i podatku VAT). Ceny będą zazwyczaj znajdowały się pomiędzy górną czerwoną a dolną zieloną linią. Wartości zostały przyjęte ważne dla kolektorów montowanych na gruncie na przykładzie instalacji wykonanej w Danii, gdzie poziom kosztów jest znacząco wyższy od poziomu kosztów w Polsce. (Źródło: PlanEnergi)

Koszt rurociągów przesyłowych został oszacowany we wcześniejszym rozdziale na temat lokalizacji dostępnych dla instalacji kolektorów słonecznych, magazynów ciepła oraz kosztów gruntu.

Orientacyjna cena mieszanki glikol-woda wynosi ok. 1000 EUR / m³. Odpowiada to mniej więcej uśrednionej cenie dla m² kolektora wynoszącej 3 EUR / m² - ale zależy oczywiście w dużym stopniu od zawartości płynu w wybranych kolektorach.

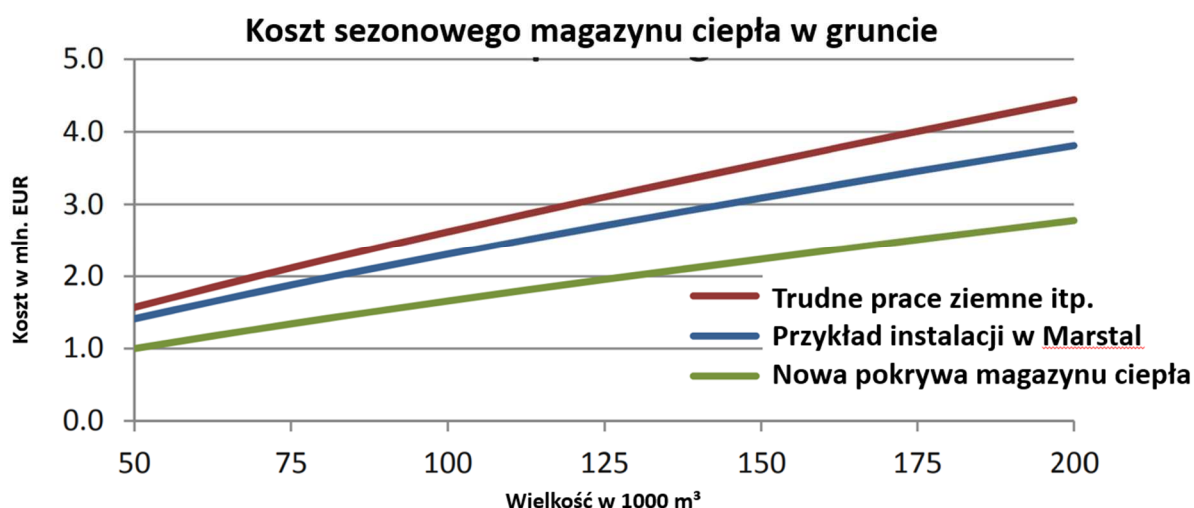
Dla kolektorów montowanych na dachach orientacyjne ceny przedstawiono na poniższym wykresie:

Koszt pola kolektorów słonecznych montowanych na dachu na m² zainstalowanego kolektora



Rys. 20 Średni koszt za m² kolektora - łącznie z instalacją, orurowaniem, jednostką HX itp. - ale z wyłączeniem magazynowania, projektowanie i podatku VAT. Ceny będą zazwyczaj znajdowały się pomiędzy górną czerwoną a dolną zieloną linią. Wartości zostały przyjęte na podstawie kosztów instalacji dachowej w Niemczech. (Źródło: Solites)

Na poniższym rysunku przedstawiono koszty magazynów ciepła dla różnych objętości. Niebieska krzywa reprezentuje doświadczenia z Marstal w Danii. Czerwona krzywa przedstawia koszty, w tym możliwe dodatkowe koszty z tytułu np. podwyższonej trudności wykonania wykopu itp. Zielona krzywa przedstawia oczekiwane niższe koszty dzięki nowo zaprojektowanemu rodzajowi pokrywy. Przykłady różnych systemów magazynowania energii zrealizowanych w Niemczech przedstawiono w akapicie dotyczącym magazynów ciepła.



Rys. 21 Przybliżony całkowity koszt magazynu ciepła w funkcji objętości

Koszty planowania, projektowania i optymalizacji to zwykle 2 – 5% całości kosztów inwestycji. Przed podsumowaniem przybliżonych kosztów dla całej instalacji należy wziąć pod uwagę inne koszty niż wcześniej wymienione, np. koszty ukształtowania gruntu dla pola kolektora, które w dużym stopniu zależą od tego, jaki jest zakres tych prac.

Proste i szybkie narzędzie to kalkulacji on-line pozwalające na wstępne zdefiniowanie kosztów, oparte na doświadczeniach funkcjonujących od lat instalacji kolektorów słonecznych wykorzystujących kolektory słoneczne jako źródło ciepła, jest dostępne na stronie: www.solarkey.de/f-easy/f-easy.xlsx

Rozdział dotyczący kwestionariusza do oceny miejsca instalacji kolektorów słonecznych zawiera szablon, którego można użyć, do zebrania podstawowych danych do oceny wykonalności słonecznego systemu ciepłowniczego w określonym miejscu.

4. Kwestionariusze do oceny miejsca instalacji kolektorów słonecznych

4.1 Wstęp

Aby móc przeprowadzić badanie najbardziej opłacalnego miksu wytwarzania energii i wykorzystania lokalnego potencjału odnawialnych źródeł energii, jak np. instalacji wielkoskalowych pól kolektorów słonecznych i magazynów ciepła dla konkretnego miejsca lokalizacji, należy wziąć pod uwagę liczne czynniki. Do tych czynników można zaliczyć: obciążenia elektryczne i cieplne ze strony odbiorców, ocena istniejącej i nowej infrastruktury technicznej, klimatyczne i ekonomiczne warunki brzegowe itp. Poniżej pokazane są przykłady takich kwestionariuszy do zebrania wymaganych informacji, które były wykorzystywane przy realizacji istniejących już instalacji. Informacje powinny być kompletne i jak najbardziej szczegółowe. Jakość oceny jest silnie uzależniona od jakości dostarczonej oceny Informacja

4.2 Ogólny opis obszaru dostaw ciepła i konsumentów

4.2.1 Ogólny opis

Na początku należy opisać obszar dostaw ciepła i konsumentów. Należy również wymienić istniejące i planowane instalacje. Bardziej szczegółowe informacje są wymienione w dalszej części rozdziału oraz w materiałach źródłowych.

4.2.2 Mapa lokalizacji

Należy przygotować mapę lokalizacji instalacji i wskazać na niej lokalizację odbiorców oraz istniejące instalacje, jak również możliwe lokalizacje pól kolektorów słonecznych i magazynów ciepła.

- Jaka jest przybliżona powierzchnia dostępna do umieszczenia kolektorów słonecznych?
- Ile z tej powierzchni jest dostępne na gruncie i / lub na dachach?
- Jaki jest stan dachu? - Jaki byłby koszt zakupu / wynajmu gruntu i / lub dachu?

Wymagane dane klimatyczne:

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Year
Ambient temperature (Mean value)													
Horizontal irradiation (Sum value)													
Heating degree days													
Room reference temperature:													
Ambient reference temperature:													
Cooling degree days (if required)													
Room reference temperature:													
Ambient reference temperature:													
Source of data:													

Uwaga: Jeżeli dostępne są szczegółowe (godzinowe) dane klimatyczne, należy je załączyć jako oddzielny plik danych.

Chronologiczny rozkład obciążenia cieplnego

W tej pozycji należy opisać chronologiczny rozkład obszaru dostaw na najbliższe lata (z uwzględnieniem np. zmian popytu na ciepło ze względu na potencjalną rozbudowę lub remont w nadchodzących latach itp.)

Zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło, systemy dystrybucji i poziomy temperatury

Taki kwestionariusz wypełnia się dla każdego konsumenta / grupy konsumentów w lokalizacji

Uwaga: Do oceny pożądane są krótkoterminowe (godzinowe) wartości zapotrzebowania. Jeśli krótkoterminowe wartości popytu są dostępne dla budynków konsumenckich, np. pochodzące z dynamicznych symulacji budynków lub z danych z monitoringu należy je załączyć w dodatkowym pliku danych. Jeśli szczegółowe wartości nie są dostępne, które można wygenerować na podstawie wartości przybliżonych. Dokładność wyników będzie w tym przypadku mniejsza.

Consumer or consumer group?	C/C G													
Consumer shortname	-													
No. of equal consumers	-	for groups of identical consumers, demand values will be multiplied by this number												
Type of usage	-	e.g. residential, office, industrial, etc.												
No. of users / inhabitants	-													
Gross floor area	m ²													
Heated floor area	m ²													
Cooled floor area	m ²													
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Reference area
Monthly electricity demand	kWh/ m ² a													
Monthly heat demand for DHW*	kWh/ m ² a													
Monthly heat demand for space heating	kWh/ m ² a													
Total monthly heat demand (incl. e.g. process heat etc.)	kWh/ m ² a													
Total monthly cold demand	kWh/ m ² a													
Type of heat distribution system	-	e.g. radiator system, floor heating system, etc.												
Design values for heating supply / return temperature and dependency on ambient conditions	°C													
Type of DHW* prep. system	-	e.g. tank system, direct heating by heat exchanger, circulation system yes / no												
Design DHW* temperature	°C													
Thermal DHW* circulation system	-	available? continuous or intermittent operation?												
Thermal DHW* disinfection measures	-	e.g. regular temperature raises												

* DHW ~ domestic hot water.

Infrastruktura techniczna

Należy w tym formularzu wymienić odpowiednie istniejące i / lub przewidywane wyposażenie techniczne do wytwarzania i magazynowania ciepła. Taki formularz powinien być przygotowany dla więcej niż jednego systemu dostaw ciepła.

	existing/ remaining/ intended	size	fuel	supply area
Boilers		kW		
Chillers		kW		
CHP-units		kW _{el} / kW _{th}		
Heat pumps		kW _{el} / kW _{th}		
Solar thermal collectors		m ² (absorber)		
Thermal storages		m ³		
Others				

	existing/ intended	length	supply area
Supply network for heat			
Supply networks for cold			

Dane geologiczne

Należy zebrać dostępne dane dotyczące niezakłóconego poziomu wód gruntowych i naturalnego przepływu wód podziemnych.

Uwaga: Zwykle tego typu informacje można pozyskać od jednostek administracyjnych odpowiedzialnych za ogólne kwestie geologicznych sytuacji w określonym obszarze.

Sekwencja stratygraficzna

Należy zebrać dostępne informacje o sekwencji stratygraficznej do głębokości 50-100 m poniżej poziomu gruntu.

Dane gospodarcze

- Cena zakupu gazu ziemnego w PLN / kWh (w tym / bez VAT)
- Cena zakupu energii elektrycznej w PLN / kWh (w tym / bez VAT)
- Zależność ceny energii elektrycznej od czasu (taryfy zależne np. od pory dnia itp.)
- Zależność ceny energii elektrycznej od mocy (np. od mocy zakontraktowanej, maksymalnego obciążenia elektrycznego itp.)
- Limit finansowy dla instalacji wytwarzających i magazynujących energię
- Opis istniejących zachęt dla jednostek wytwórczych ze źródeł odnawialnych / wysokosprawnych (np. Kogeneracja) (np. dotacje lub ulgi podatkowe na zakup instalacji, taryfa gwarantowana podczas eksploatacji itp.)

Sytuacja prawna

Schemat realizacji inwestycji

Należy zebrać podsumowanie odpowiednich warunków brzegowych z planu rozwoju i realizacji inwestycji.

Inne warunki prawne / ograniczenia

W razie potrzeby należy zebrać takie informacje i uwzględnić je w projekcie

5. Kategorie systemów ciepłowniczych wykorzystujących instalacje kolektorów słonecznych

5.1 Przegląd kategorii słonecznych systemów ciepłowniczych

Generalnie systemy ciepłownicze wykorzystujące energię słoneczną składają się z dużych pól kolektorów zintegrowanych z obszarem działania sieci ciepłowniczej lub systemów ciepłowniczych blokowych dostarczających ciepło do rejonów mieszkalnych i przemysłowych. W praktyce wykorzystanie instalacji kolektorów słonecznych jest realizowane raczej na różne sposoby zależne od miejscowych warunków brzegowych.

Główne aspekty wyróżniające słoneczne systemy ciepłownicze to:

sieć ciepłownicza

- Rozmiar systemu ciepłowniczego:
 - sieci ciepłownicze (duże) lub ogrzewanie blokowe (małe, np. dla grupy budynków lub osiedla mieszkaniowego)
- Wytwarzanie ciepła:
 - elektrociepłownia kogeneracyjna wytwarzająca ciepło i energię elektryczną lub ciepłownia

system magazynów ciepła

- Sezonowe magazynowanie ciepła (z wielokrotnym użyciem lub bez) lub magazyny ciepła krótkookresowe

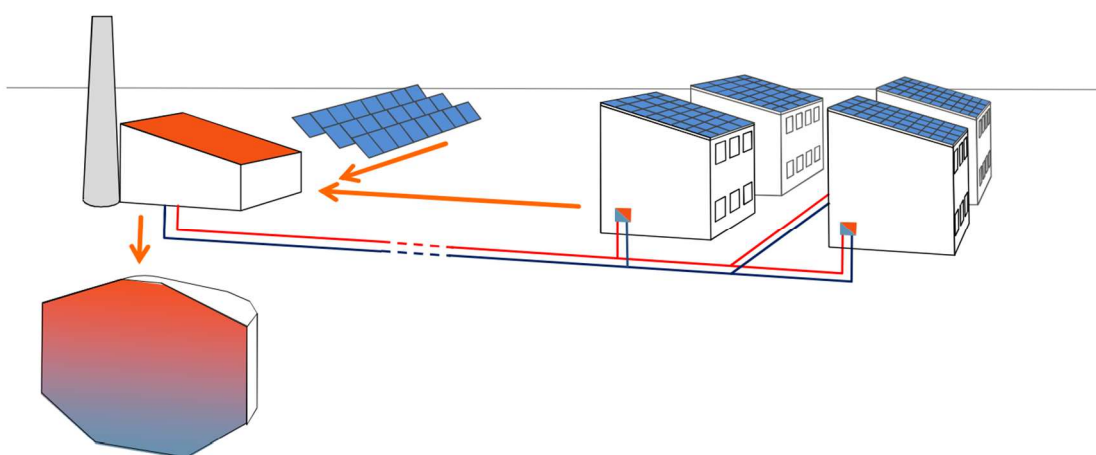
instalacja kolektorów słonecznych

- Projekt: podgrzewanie wstępne wody z udziałem energii słonecznej <10%, albo średnim udziałem ciepła słonecznego 10-30% albo wysokim udziałem ciepła słonecznego > 30% przy długoterminowym magazynowaniu ciepła.
- Doprowadzenie ciepła z energii słonecznej: centralne (w ciepłowni) lub rozproszone (w dowolnym miejscu sieci ciepłowniczej)
- Rodzaj zasilania ciepłem z energii słonecznej: między rurą wyjściową a rurą powrotną
- Podwyższanie temperatury rury na wyjściu
- Podwyższanie temperatury na powrocie.
- Lokalizacja pola kolektorów: centralna (na terenie ciepłowni):
 - dystrybucja i rozproszone zasilanie (np. w budynkach) albo
 - dystrybucja (np. w budynkach) i centralne zasilanie poprzez sieć zbiorczą.

Dwie główne kategorie są związane z punktem zasilania energią słoneczną z instalacji kolektorów słonecznych (system rozproszony lub scentralizowany) i rozmiarem sieci ciepłowniczej (słoneczny system ciepłowniczy lub słoneczny system blokowy ogrzewania).

5.1.1. Systemy ciepłownicze centralne

W centralnym słonecznym systemie ciepłowniczym, system kolektorów słonecznych wytwarza ciepło na terenie głównej ciepłowni dla sieci ciepłowniczej. Pole kolektorów słonecznych jest zwykle montowane na gruncie w bliskim sąsiedztwie i w połączeniu z instalacją sieci grzewczej. Alternatywnie kolektory można zamontować na dachu budynku, a ciepło jest przekazywane do ciepłowni poprzez kolektor zbiorczy. Duży sezonowy magazyn ciepła podłączony do instalacji ciepłowniczej umożliwia uzyskanie dużego udziału energii słonecznej w zasilaniu ciepłem. Ciepłownia jest zazwyczaj własnością właściciela miejskiego systemu ciepłowniczego którym jest np. lokalne przedsiębiorstwo energetyki ciepłej i jest przez niego obsługiwana.



Rys. 22 Centralny system ogrzewania słonecznego. (Źródło: Solites)

Centralna słoneczna miejska sieć ciepłownicza

Tego typu sieci powstały głównie w Danii, Szwecji i Austrii. Na ogół te systemy są podłączone do jednostek kogeneracyjnych (często wykorzystujących biomasę jako paliwo)

Centralny słoneczny blokowy system ogrzewania

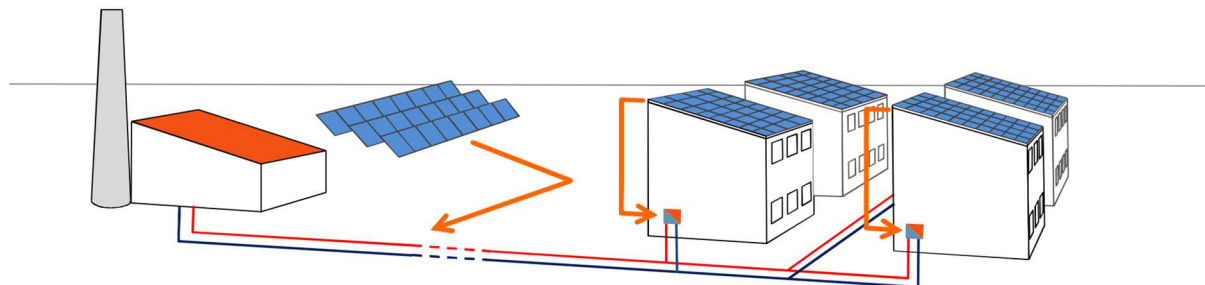
Mniejsze słoneczne sieci ciepłownicze nazywane są ciepłowniami blokowymi. Zrealizowano kilka takich projektów w Niemczech i Austrii. Tego typu rozwiązanie jest często stosowane w wypadku nowych osiedli mieszkaniowych w połączeniu z ciepłowniami, ale bez kogeneracji. Jedenaście z tych instalacji zaprojektowano dla udziału ciepła słonecznego w zasilaniu wynoszącego ~ 50% całkowitego zapotrzebowania na ciepło i zastosowano w tych wypadkach duże sezonowe magazyny ciepła.

5.1.2. Systemy ciepłownicze rozproszone

W rozproszonych ciepłowniach słonecznych pola kolektorów słonecznych są instalowane w dowolnych odpowiednich miejscach na obszarze sieci ciepłowniczej i podłączone bezpośrednio do głównego obwodu ciepłowniczego na miejscu. Często takie ciepłownie

wykorzystują sieć ciepłowniczą jako magazyn ciepła (tak długo o ile zapewniają minimalną ilość ciepła w porównaniu do całkowitego obciążenia w sieci ciepłowniczej).

Zrealizowane dotychczas systemy są własnością i są zarządzane przez wspólnoty mieszkaniowe lub dostawcę ciepła sieciowego, firmę (ESCO)



Rys. 23 Rozproszony system ogrzewania słonecznego. (Źródło: Solites)

Rozproszona miejska ciepłownia słoneczna

Duże rozproszone ciepłownie słoneczne, m.in. obsługiwane przez ESCO w mieście Graz w Austrii są podłączone bezpośrednio do lokalnej sieci ciepłowniczej.

Rozproszona blokowa ciepłownia słoneczna

Rozproszone blokowe ciepłownie słoneczne zrealizowane zostały m.in. w Szwecji. W ostatnich zakładach stosuje się pomiar energii tzw. net-metering. Pola kolektorów są własnością właściciela budynku, który sprzedaje ciepło słoneczne zgodnie z umową net-metering zawartą z właścicielem sieci ciepłowniczej, jak to jest praktykowane np. w wypadku elektrowni fotowoltaicznych podłączonych do sieci.

6. Pozostałe informacje konieczne do zebrania i przygotowania w fazie przygotowawczej projektu i wstępnym planowaniu

Istnieje jeszcze szereg zagadnień, które muszą być opracowane w fazie przygotowawczej, zanim zostanie podjęta decyzja o rozpoczęciu procesu realizacji budowy instalacji grzewczej, wykorzystującej ciepło pozyskiwane z kolektorów słonecznych. Szczegółowe informacje na temat rozwiązania i podejścia do tych zagadnień można znaleźć we wskazanych materiałach źródłowych.

Do zagadnień, które należy przeanalizować i rozwiązać w fazie przygotowawczej można zaliczyć:

- Prawa własności i inżynieria finansowa:

Zwykle w przypadku inwestycji w ciepłownictwo komunalne koszty wdrożenia są względnie niskie, a koszty paliwa i eksploatacji instalacji obliczone jako wartość bieżąca netto są

wyższe. Ale w wypadku miejskiej sieci ogrzewania wykorzystującej energię słoneczną sytuacja jest taka, że prawie wszystkie koszty są ponoszone na etapie realizacji. W ten sposób inwestor ponosi koszty związane z produkcją ciepła na następne 20-30 lat już w fazie realizacji. Ponieważ ceny produkcji ciepła w alternatywnych źródłach (gaz, ropa, biomasa) ulegają wahaniom, a rozwój technologiczny może przynieść nowe rozwiązania na rynku, inwestorzy mogą być ostrożni inwestując w słoneczne systemy ciepłownicze. Z drugiej strony, ogrzewanie słoneczne oferuje stabilne ceny ciepła dla części produkowanego ciepła. Ten argument jest często jednym z powodów powstania sieci ciepłowniczej z instalacją kolektorów słonecznych.

Warto przeanalizować przykłady z różnych krajów europejskich, w których

- 1) Przedsiębiorstwo ciepłownicze jest właścicielem instalacji kolektorów słonecznych. Jest to nieskomplikowane prawnie rozwiązanie często stosowane w Danii w wypadku instalacji kolektorów montowanych na gruncie
- 2) Kolektory słoneczne są zamontowane na dachu i stanowią własność przedsiębiorstwa ciepłowniczego lub osoby prywatnej. To rozwiązanie jest powszechne w Niemczech,
- 2) Kolektory słoneczne są własnością podmiotów zewnętrznych i są przez nie finansowane. Takie rozwiązanie jest stosowane m.in. w Austrii i
- 4). Kolektory słoneczne są własnością spółki celowej lub wspólnoty, w których partnerem mogą być również lokalne władze lub przedsiębiorstwa publiczne.

Jeśli ktoś inny niż przedsiębiorstwo ciepłownicze jest właścicielem instalacji kolektorów słonecznych, musi zostać zawarta umowa między przedsiębiorstwem ciepłowniczym i właścicielem instalacji kolektorów słonecznych. Listę kontrolną ważnych kwestii w takiej umowie można znaleźć w materiałach źródłowych.

- Wymagane pozwolenia od władz lokalnych

Pozwolenia na budowę, pozwolenia środowiskowe, dokumenty przyłączeniowe itp.

- Procedury przetargowe i kontrakt

Wartość takiego projektu podlega prawu o zamówieniach publicznych. Przyszły właściciel lub właściele sieci ciepłowniczej wykorzystującej ciepło słoneczne, zwykle zbiera oferty cenowe od więcej niż jednego dostawcy żeby mieć pewność, że uzyska najlepszy stosunek ceny do jakości. Jeśli przyszły właściciel jest zarazem przedsiębiorstwem ciepłowniczym i spodziewane koszty są większe niż 4,845 mln EUR należy przestrzegać unijnej dyrektywy dotyczącej procedur przetargowych dla podmiotów z branży wodnej, energetycznej, sektorów transportu i usług pocztowych (dyrektywa 2004/17 / WE z dnia 31 marca 2004 r.). Zasady można znaleźć pod adresem <http://ec.europa.eu/legislation> , ale są one już dostępne przetłumaczone na języki narodowe. Jeśli cena jest niższa niż 4,845 mln EUR, można postępować zgodnie z dyrektywą UE, dając dostawcom z innych krajów UE szansę na złożenie oferty lub można postępować zgodnie z obowiązującymi przepisami krajowymi.

- Gwarancje wydajności

Gwarancje wydajności dotyczą chwilowej wydajności pola kolektorów słonecznych i wymienników ciepła w pewnych zdefiniowanych stałych / stacjonarnych („pełne obciążenie”) warunkach pracy.

Jest to dość skomplikowany element przygotowania inwestycji, wymagający dokładnej analizy

Przykłady analiz, wyliczeń i procedowania tego problemu można znaleźć w materiałach źródłowych.

- Nadzór nad budową instalacji i jej uruchomieniem

- Monitorowanie

Monitoring instalacji grzewczych jest podstawową koniecznością do scharakteryzowania i obserwacji zachowania instalacji i uzyskiwanej wydajności. Główne cele prowadzenia monitorowania i oceny to zazwyczaj:

- Wgląd w zachowanie i interakcje systemów i komponentów
- Dokonywanie optymalizacji systemu, komponentów i strategii sterowania
- Wprowadzanie modyfikacji projektu
- Zapewnienie i wykazywanie skuteczności wykonalności celów założonych przed instalacją

Osiąga się to poprzez:

- Krótkoterminową analizę i charakterystykę systemu grzewczego i komponentów
- Krótko- i długoterminowe bilanse ciepła w instalacji ciepłowniczej

Dokładne informacje na temat różnych wariantów, można znaleźć w materiałach źródłowych

- Metodyka kontrolna

- Dobór kolektorów słonecznych

- Dobór magazynu ciepła

- Elementy instalacji: rury, pompy, zakładane ciśnienia w instalacji

- Wymienniki ciepła

- Wahania temperatury

- Osprzęt bezpieczeństwa

Powyższe elementy są dokładnie opisane w podanych poniżej materiałach źródłowych

7. Materiały źródłowe zawierające potrzebne do planowania wielkoskalowych instalacji kolektorów słonecznych dla zasilania miejskich sieci c.o.

1. www.solar-district-heating.eu
2. www.e-control.at for nationwide taxes; there are different extra taxes on gas in regions
3. Materials from the ADH CR 2011, currency rate 24,225 Kč/euro (official rate for date 8/3/2011)
4. Punktafgiftsvejledning 2011-1, F.4 Natur-og bygas, February 2011.
5. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologi, "Energiedaten – ausgewählte Grafiken" p. 40, www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/energiepreiseenergiekosten.html, January 2011.
6. Stadtwerke Bochum GmbH, www.stadtwerkebochum.de/index/privatkunden/energiepreise/steuern_erdgas.html;jsessionid=037B6542E6C518E20256D40_57383BC91.pwc1, February 2011.
7. AIRU, Italian District Heating Association, 2011.
8. Stadtwerke Crailsheim GMBH homepage, www.stw-crailsheim.de
9. Meteonorm, www.meteonorm.com
10. "PVGIS", European Commission, Joint Research Centre re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm#inclined
11. SUNSTORE 4, WP5 - European level concept study, Feasibility/simulation studies, Draft 1,
12. von Oppen, M.: Rechtliche Rahmenbedingungen für große Solarwärmeanlagen - Vorstellung einer Studie im Auftrag des BMU, OTTI 20. Symposium Thermische Solaranlagen, May 2010.
13. IEE-project ST-ESCOs. [3] Jan-Olof Dalenbäck: Success Factors in Solar District Heating, January 2011, www.solar-district-heating.eu
14. The Danish Energy Agency, "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet" (Assumptions for socioeconomic analysis on the energy field), table 8 and 9, April 2011, www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Fremskrivninger/beregningsforudsatninger/Sider/Forside.aspx
15. IEA SHC task 38 – Solar Air Conditioning and Refrigeration, Monitoring Procedure for Solar Cooling Systems, www.iea-shc.org/task38, 2011.
16. Jan-Olof Dalenbäck: Success Factors in Solar District Heating, Dec. 2010, www.solar-district-heating.eu
17. Wolfgang Streicher, Christian Fink: Einspeisung von Solaranlagen in (bestehende) FW-Netze, Gleisdorf Solar 2006
18. Planning & Installing Solar Thermal Systems, 2. ed., p. 159, Earthscan, 2010.
19. "Technical guide – Solar thermal systems", Viessmann GmbH, 2009.
20. "Buoyancy Effects on Thermal Behavior of a Flat-Plate Solar Collector", Jianhua Fan & Simon Furbo, Dep. of Civil Engineering – Technical University of Denmark, 2008, www.aseanenergy.info/Abstract/31029901.pdf
21. "Optimering og afprøvning af solfanger til solvarmecentraler" (Optimization and testing of solar collector for SDH plants), Jianhua Fan & Simon Furbo, Dep. of Civil Engineering – Technical University of Denmark, 2007, www.byg.dtu.dk/upload/institutter/byg/publications/rapporter/byg-sr0706.pdf

22. "Levetid for solfangere i solvarmecentraler" (Lifetime for collectors in SDH plants), Simon Furbo et al., Dep. of Civil Engineering – Technical University of Denmark, 2009, www.byg.dtu.dk/upload/institutter/byg/publications/rapporter/byg-r210.pdf
23. Data sheet for Sunmark solar collector. www.sunmark.dk/files/14m2-dk-140D.pdf
24. Sales brochure for Kingspan Solar collector www.kingspansolar.com/kingspansolar/pdfs/sales/thermomax8pp.pdf
25. High solar fraction heating and cooling systems with combination of innovative components and methods, (2008), EU Project High-Combi, Workpackage WP 2.2, Deliverable D6, www.highcombi.eu
26. Bauer D., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., (2007), Der Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim, Proc. OTTI, 17. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Germany
27. Schmidt T., Mangold D., (2010), Conversion of Germany's first seasonal solar thermal energy storage into an innovative multifunctional storage, EuroSun, International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings, Graz, Austria
28. Sanner, B. (2001) A different approach to shallow geothermal energy - Underground Thermal Energy Storage (UTES), International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy. Skopje, Bad Urach, Germany
29. Mangold D., Benner M., Schmidt T., (2001), Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme, Bine Informationsdienst, Profiinfo, 1/01, Germany
30. www.saisonalspeicher.de (soon also available in English)
31. Schmidt T., Mangold D., Sørensen P.A., From N. (2011), Large-scale heat storage, IRES 2011 6 th International Renewable Energy Storage Conference, Eurosolar, Berlin, Germany
32. LOGSTOR showcase Brühl, Germany. www.logstor.com/showpage.php?lang=DA&pageid=7313281
33. Solární tepelné soustavy (Solar thermal systems), MATUŠKA T. Společnost pro techniku prostředí – odborná sekce Alternativní zdroje energie, 2009.
34. Decree No 193/2007 Coll.
(www.gov.cz/wps/portal/_s.155/702/.cmd/ad/.c/312/.ce/10822/.p/8412/_th/1001/_lpid.698/704/_l/cs_CZ/_lp.698/0/_s.155/702?PC_8412_l=193/2007&PC_8412_ps=10)
35. The calculations are described in "Solar engineering of thermal processes" 3rd ed. by Duffie & Beckman section 10.2 "Collector heat exchanger factor" p. 427 where $F'_{R/FR}$ is used instead of F'' . Solární tepelné soustavy (Solar thermal systems), MATUŠKA T. Společnost pro techniku prostředí – odborná sekce Alternativní zdroje energie, 2009.
36. Pipe-Soil interaction in large solar thermal heating and cooling plants, I. Weidlich & D. Trier, August 2011.
37. The Engineering Toolbox www.engineeringtoolbox.com/linear-expansion-coefficients-d_95.html
38. "Technical guide – Solar thermal systems" p. 82, Viessmann GmbH, 2009.
39. Solární tepelné soustavy (Solar thermal systems), MATUŠKA T. Společnost pro techniku prostředí – odborná sekce Alternativní zdroje energie, 2009
40. Solární tepelné soustavy (Solar thermal systems), MATUŠKA T. Společnost pro techniku prostředí – odborná sekce Alternativní zdroje energie, 2009.
41. Based on a data sheet for "Tyfocor® L concentrate for long-term antifreeze and corrosion protection of heating and cooling circuits, solar and heat pump systems" by TYFO.
42. Stagnation behaviour of solar thermal systems, IEA-SHC task 26, R. Hausner & C. Fink, November 2002.

43. Solfangerkreds med stor ekspansionsbeholder og fordampning i solfanger ved faretruende høje temperaturer til sikring af solfangervæske og anlæg, Janne Dragsted et al. DTU Byg-Sagsrapport SR-10-04 (DK), May 2010.