

Opracowanie dla
Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.
w ramach projektu SDHplus
„Słoneczne systemy ciepłownicze”

Wersja robocza

Opracowanie: Instytutu Energetyki Odnawialnej

Luty 2015, Warszawa

1 Wstęp

Niniejsze opracowanie zostało wykonane dla koncernu Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. Dotyczy możliwości zastosowania wielkowymiarowych instalacji kolektorów słonecznych do zaopatrzenia odbiorców podłączonych do sieci ciepłowniczej w ciepłą wodę użytkową (CWU) na terenie miasta Częstochowa.

Główne przesłanki stosowania instalacji kolektorów słonecznych to:

- realizacja przez koncern polityki redukcji emisji zanieczyszczeń,
- wysokie sezonowe zróżnicowanie kosztów wytwarzania, ze względu na ograniczone wykorzystanie dyspozycyjnej mocy cieplnej,
- rozszerzenie świadczonych przez koncern usług o działalność, którą odbiorcy mogą podejmować niezależnie (i tym samym zmniejszać zakupy ciepła),
- przewagi technologicznej¹, która posiada profesjonalny dostawca ciepła.

W ramach realizowanego projektu „SDHplus – Słoneczne systemy ciepłownicze”² Instytut Energetyki Odnawialnej podjął się zadania przygotowania wstępnego studium wykonalności, dotyczącego możliwości zastosowania wielkowymiarowych instalacji kolektorów słonecznych.

Wybór wielkowymiarowych instalacji kolektorów słonecznych jako rozwiązania dla oddziału Fortum w Częstochowie wynika stąd, że są to technologie sprawdzone, pod względem technicznym relatywnie proste do wdrożenia. Charakteryzują się niskimi kosztami operacyjnymi i są popularne wśród spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych i odbiorców indywidualnych.

Dla wielkowymiarowych instalacji barierą są wysokie całkowite nakłady finansowe, natomiast należy rozważyć:

- korzyści efektu skali,
- możliwości uzyskania dofinansowania,
- wpływu zmieniających się regulacji dotyczących emisyjności.

Analizy techniczno-ekonomiczne Fortum wskazały, że zastosowanie sezonowych magazynów ciepła (rozwiązania popularyzowane w projekcie SDHplus) spowodowałoby zbyt wysoki wzrost cen ciepła w taryfie. Co oznacza, że obecnie sezonowe magazyny ciepła są zbyt kosztowne, wobec czego analiza została ukierunkowana na możliwości stosowania wielkowymiarowych instalacji kolektorów słonecznych.

1.1 Charakterystyka działalności koncernu

Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. jest obecny w Polsce od roku 2005. Koncern jest wiodącym przedsiębiorstwem branży ciepłowniczej, w 2010 roku uruchomił w Częstochowie elektrociepłownię o mocy 120 MW cieplnych i 64 MW elektrycznych. W Częstochowie koncern eksploatuje również wyspowe systemy ciepłownicze, kotłownie są zlokalizowane na ulicach Kawodrzańskiej, Kordeckiego i Pankiewicza. Fortum posiada dodatkowo cztery inne kotłownie, zasilające nie więcej niż dwa budynki.

¹ Chodzi o wiedzę, kadre oraz możliwości techniczne związane z eksploatacją sieci i lokalnych źródeł.

² Projekt jest realizowany w ramach programu Inteligentna Energia Europy.

1.2 Projekt SDH plus

Projekt SDHplus ma na celu promowanie wykorzystania wielkoskalowych instalacji kolektorów słonecznych w systemach ciepłowniczych oraz transfer wiedzy z krajów, gdzie funkcjonują słoneczne systemy ciepłownicze i sezonowe magazyny ciepła. Celem projektu jest:

- stymulowanie i wspieranie rynku komercyjnych zastosowań słonecznych systemów ciepłowniczych,
- rozwój i wdrożenie nowych modeli biznesowych dla słonecznych systemów ciepłowniczych,
- transfer know-how i stymulowanie współpracy na poziomie Europy.

1.3 Cel opracowania

Kluczowe elementy, które decydują o ekonomicznym uzasadnieniu dla wielkowskalowych instalacji kolektorów słonecznych, to współzależność:

- wysokości nakładów inwestycyjnych (CAPEX),
- kosztów operacyjnych (OPEX),
- wydajności kolektorów słonecznych.

W warunkach klimatycznych Polski uzasadnieniem ekonomicznym inwestycji i eksploatacji instalacji kolektorów są oszczędności w kosztach przygotowania CWU. Z punktu widzenia dostawcy ciepła i operatora sieci ciepłowniczej kalkulacja oszczędności jest bardziej złożona. Dla indywidualnego odbiorcy, którego obowiązują taryfy, oszczędność w ciągu roku jest iloczynem wolumenu ciepła i stawek: ceny ciepła i opłaty zmiennej za usługi przesyłowe³.

Ze względu na integrację z systemem ciepłowniczym i zaangażowanie dostawcy ciepła instalacje kolektorów słonecznych należy traktować w kategoriach **inwestycji u odbiorcy energii**. Zmieniają się wówczas założenia do analizy ekonomicznej i pod uwagę należy wziąć:

- marżę na sprzedaży,
- odniesienie się do rzeczywistych kosztów produkcji ciepła, które zmieniają się w poszczególnych miesiącach (w sezonie grzewczym i poza sezonem) – taryfa jest stała,
- uwzględnienie w nakładach inwestycyjnych możliwości obniżenia jednostkowych nakładów, np. ze względu na efekt skali, dofinansowanie, czy możliwość wykorzystania własnej kadry przy pracach montażowych,
- nakłady inwestycyjne i koszt kapitału w kontekście wytycznych regulatora w zakresie zatwierdzania taryf.

Celem niniejszego opracowania jest przedstawienie zależności pomiędzy wysokością nakładów inwestycyjnych, wielkością produkcji ciepła i kosztami produkcji ciepła w instalacjach kolektorów słonecznych.

Wyniki nie będą stanowiły jednolitej rekomendacji, ale wskazanie na ilościowe zależności. Taka forma wynika stąd, że do szczegółowej analizy nie został wskazany konkretny obiekt (blok

³ Możliwe jest również uzyskanie oszczędności z tytułu zmniejszenia wartości zamówionej mocy cieplnej, ponieważ zmniejsza się pobór ciepła. W tej analizie element ten został pominięty, by nie komplikować analizy.

mieszkalny, osiedle domów itp.) z daną wielkością zapotrzebowania na ciepło do przygotowania CWU.

W rezultacie, w oparciu o niżej przedstawioną metodykę, przygotowane zostały obliczenia i wykresy, które dla konkretnego obiektu (np. bloku lub osiedla mieszkaniowego) mają wspomóc wstępne oszacowanie zasadności montażu kolektorów słonecznych. W tym celu kluczowa jest znajomość szczegółowych charakterystyk kosztów produkcji ciepła, szczególnie poza sezonem grzewczym, gdy dostarczane jest ciepło na potrzeby CWU.

W dalszym etapie konieczne jest sporządzenie dedykowanych analizy typu studium wykonalności i dokumentacji techniczno-projektowej

2 Metodyka

Przyjęto, że metodyka musi być prosta, możliwa do sprawdzenia i gotowa do praktycznego zastosowania. Wykorzystane dane mają być dostępne i weryfikowalne (np. dane statystyczne, dane publikowane w ramach bip), co jest również istotne z punktu widzenia upowszechniania wyników (obowiązek w projekcie SDHplus). W przypadku zainteresowania koncernu bardziej szczegółowymi analizami, w szczególności takimi, gdzie wykorzystane mogą być wrażliwe z punktu widzenia konkurencyjności dane i informacje - praca może być rozwijana na podstawie dalszych ustaleń z uwzględnieniem potrzeb FORTUM.

Główne uproszczenie, które zastosowane to odniesienie wyników do rocznego okresu pracy instalacji i nie uwzględnienie dyskontowania przepływów pieniężnych⁴.

Analiza składa się z następujących etapów:

1. Identyfikacja zrealizowanych projektów wielkowymiarowych instalacji kolektorów słonecznych w miejscach o zbliżonym zapotrzebowaniu na CWU;
2. Opracowanie zależności wysokości nakładów inwestycyjnych i produktywności instalacji;
3. Oszacowanie wielkości przychodów wg zmiennych składników taryf FORTUM;
4. Opracowanie wyników;
5. Interpretacja wyników.

Ad.1. W celu oszacowania wysokości nakładów inwestycyjnych wykorzystane zostały rozstrzygnięcia przetargów publicznych dla wielkowymiarowych instalacji kolektorów słonecznych.

Ad.2. Zebrane dane posłużyły do przygotowanie zależności w postaci funkcji ciągłej (zastosowano metody statystyczne- linię trendu⁵).

⁴ Uproszczenie dotyczące nie uwzględniania dyskontowania przepływów, czyli kosztów finansowania inwestycji wynika z zakresu pracy i dostępnych w projekcie SDHplus zasobów (praca nie jest realizowana na zasadach komercyjnych).

⁵ Chodzi o regresję i dopasowanie linii trendu.

Ad.3. Koncesjonowani producenci ciepła przygotowują propozycje taryf, które zatwierdza Urząd Regulacji Energetyki (krajowy regulator rynku energetycznego, dalej URE). Do opracowania wysokości taryf stosowany jest algorytm opisany w tzw. rozporządzeniu taryfowym (Dz.U. 2010 nr 194 poz. 1291, 2010) oraz wskazany przez URE model np. (Dz.U. 2010 nr 194 poz. 1291, 2010), w którym uwzględniane są publikowane przez URE wskaźniki (np. wysokość stopy wolnej od ryzyka, średnioważony koszt kapitału (WACC), premia za ryzyko dla kapitału własnego itd.).

Ad.4. Wyniki analiz zostaną przedstawione w postaci wykresów zależności nakładów inwestycyjnych CAPEX i produktywności instalacji. Na tym samym wykresie przedstawione są całkowite przychody z tytułu sprzedaży ciepła dla różnych cen ciepła. Wybór parametrów miał na celu uwzględnienie podstawowych elementów (m.in. wysokość dofinansowania⁶). W przypadku rozszerzenia analizy mogą być brane pod uwagę również inne czynniki, np. ceny uprawnień do emisji⁷.

Ad.5. Wyniki – zależności przedstawiane na wykresach pozwalają wstępnie ocenić progi rentowności instalacji kolektorów słonecznych danej wielkości ze względu na wysokość nakładów CAPEX i okres czasu dla którego nakład stanowi obciążenie kosztów operacyjnych OPEX⁸. Przy danej produktywności możliwe jest oszacowanie wielkości rocznych przychodów dla danej ceny ciepła (zmiennego składnika taryfy). Z uwagi na zmienność cen w praktyce należy brać pod uwagę średni-ważony koszt ciepła w danym okresie czasu pracy instalacji kolektorów (jest to okres letni, poza sezonem grzewczym).

Wyniki końcowe (wykresy) mogą być stosowane do wstępnej weryfikacji zasadności instalowania kolektorów na budynkach do których dostarczane jest ciepło i gdzie znane są rzeczywiste koszty sprzedawanego ciepła (łącznie z wolumenem sprzedaży).

⁶ Wysokość dofinansowania jest przedstawiona jako mnożnik CAPEX, np. 1,0 oznacza 100%; 0,5 – oznacza uzyskanie dofinansowania na poziomie 50% itd.

⁷ Ceny uprawnień do emisji są uwzględniane wówczas po stronie przychodów (są wtedy wyższe). W praktyce instrumenty te są rozliczane w obrębie podmiotu posiadającego daną koncesję, niemniej jednak w ten sposób należy uwzględniać tę wielkość.

⁸ Na przykład dla instalacji, która kosztuje 100 tys. zł i koszt ten jest uwzględniany w okresie 10 lat eksploatacji, roczny koszt wyniesie 10 tys. zł. **Nie jest brane pod uwagę dyskontowanie.**

3 Analiza

3.1 Charakterystyka zrealizowanych inwestycji – rozwinąć i uzupełnić danymi o kosztach instalacji

Do wyznaczenia zależności CAPEX i wielkości instalacji korzystano z publicznie dostępnych ogłoszeń o przetargach na wykonanie instalacji kolektorów słonecznych.

Zestawienie inwestycji przedstawia Tabela 1.

Tabela 1. Zestawienie zrealizowanych inwestycji wielkopowierzchniowych instalacji kolektorów słonecznych

Źródło: witryna internetowa z monitoringiem ogłoszeń www.informa24.pl

Nr	Inwestor	Lokalizacja, rok	Powierzchnia	Koszt	Komentarz
			m ²	zł netto	
1	Dom pomocy społecznej	Kwidzyń	37	103232	realizacja 2011 r.
2	Dom pomocy społecznej	Lipsk	121	171596	realizacja 2011 r.
3	Kompleks sportowy	Chorzów	315	1163295	realizacja 2013 r.
4	SM Grunwald	Olsztynek	710	1721326	
5	Woj. Szpital Specjalistyczny	Częstochowa	1500	4315144	realizacja 2007 r.

3.2 Zależność wysokości nakładów inwestycyjnych i mocy instalacji

Roczny uzysk z instalacji obliczony został za pomocą programu symulacyjnego POLYSUN⁹.

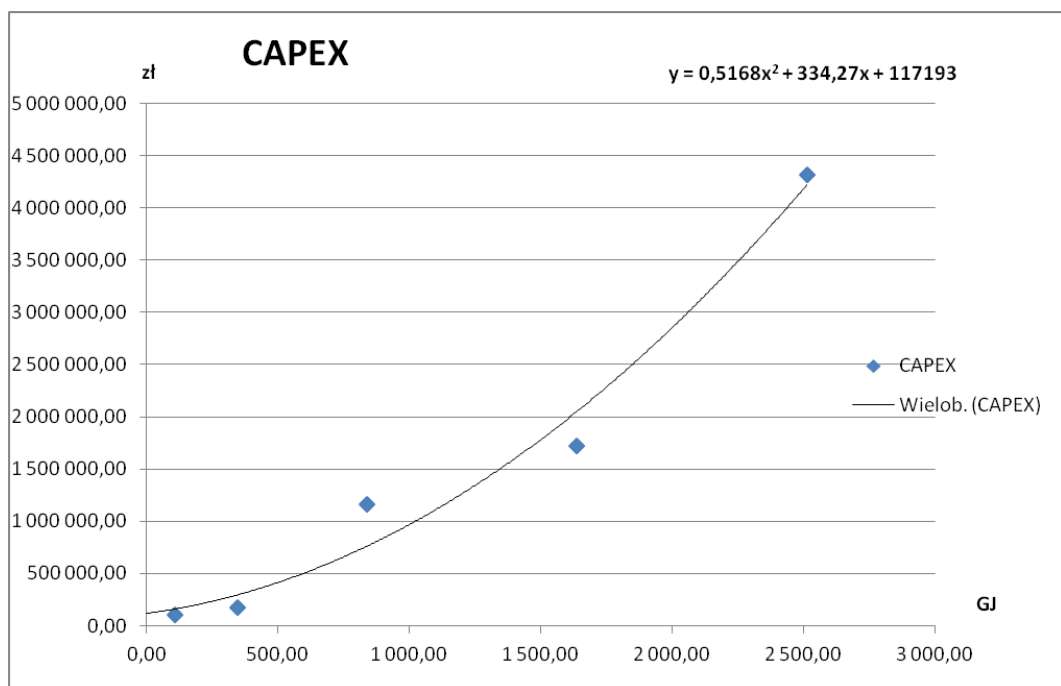
Tabela 2. Produktywność instalacji kolektorów obliczona w programie POLYSUN

Nr	Powierzchnia instalacji	Roczna produkcja ciepła	Roczna produkcja ciepła	Roczna jedn. produkcja ciepła
	m ²	kWh	GJ	GJ/m ²
1	30	23 070	83,05	
2	37	29 146	104,93	
3	121	95 671	344,42	
4	315	263 225	836,01	
5	710	454 018	1 634,46	
6	1500	698 094	2 513,14	

Wykres poniżej (Rysunek 1) przedstawia zależność wysokości nakładów inwestycyjnych CAPEX i produktywności instalacji kolektorów słonecznych opracowaną na podstawie zebranych danych z rozstrzygnięć przetargów (Tabela 1) oraz wyników symulacji (Tabela 2)¹⁰.

⁹ W programie przygotowana została przykładowa instalacja, zlokalizowana na Mazowszu, w okolicach Warszawy.

¹⁰ Zależność została dopasana w postaci wielomianu 2-iego stopnia.



Rysunek 1. Zależność wysokości nakładów i rocznego uzysku instalacji

Źródło: obliczenia własne za pomocą programu POLYSUN

3.3 Przychody ze sprzedaży ciepła

Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem, ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, a które są obliczane wg szczegółowych wytycznych krajowego regulatora¹¹.

Jak podaje URE poziom cen i stawek opłat zależy od wielu czynników, np. wielkości źródła ciepła, poziomu stałych i zmiennych kosztów, kosztów strat mocy, ciepła i nośnika ciepła, charakterystyki potrzeb cieplnych odbiorców (Urząd Regulacji Energetyki, 2014, str. 170).

Charakterystyki aktualnych taryf dla Fortum znajdują się poniżej (Tabela 3 - Tabela 5).

Tabela 3. Ceny i stawki opłat dla grup taryfowych dla lokalizacji Częstochowa – sieć ciepłownicza

Źródło: (Dziennik Urzędowy Województwa Dolnośląskiego poz. 5172, 2014, 2014, str. 8)

SIEĆ CIEPŁOWNICZA - CZĘSTOCHOWA					
Rodzaje cen i stawek opłat		Symbol grupy taryfowej			
		C.1.A	C.1.B	C.1.C	C.1.D
		netto	netto	netto	Netto
Cena za zamówioną moc cieplną	zł/MW/rok	62395,92	62395,92	62395,92	62395,92
	rata – zł/MW/m-c	5199,66	5199,66	5199,66	5199,66
Cena ciepła	zł/GJ	29,74	29,74	29,74	29,74
Cena nośnika ciepła	zł/m ³	19,26	19,26	19,26	19,26

¹¹ W przypadku podejmowania działań inwestycyjnych szczególnie istotny jest sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału. Szczegółowe wytyczne publikuje regulator (Urząd Regulacji Energetyki - Informacja nr 39/2013, 2013).

SIEĆ CIEPŁOWNICZA - CZĘSTOCHOWA					
Rodzaje cen i stawek opłat		Symbol grupy taryfowej			
		C.1.A	C.1.B	C.1.C	C.1.D
		netto	netto	netto	Netto
Stawka opłaty stałej za usługi przesyłowe	zł/MW/rok	32176,20	45985,08	43985,76	64977,24
	rata – zł/MW/m-c	2681,35	3832,09	3665,48	5414,77
Stawka opłaty zmiennej za usługi przesyłowe	zł/GJ	8,68	12,11	10,87	16,11

Tabela 4. Ceny i stawki opłat dla grup taryfowych dla lokalizacji Częstochowa – Pankiewicza

Źródło: (Dziennik Urzędowy Województwa Dolnośląskiego poz. 5172, 2014, 2014, str. 8)

CZĘSTOCHOWA – PANKIEWICZA				
Rodzaje cen i stawek opłat		Symbol grupy taryfowej		
		C.4.A	C.4.C	C.4.D
		netto	netto	netto
Cena za zamówioną moc ciepłą	zł/MW/rok	158106,72	158106,72	158106,72
	rata – zł/MW/m-c	13175,56	13175,56	13175,56
Cena ciepła	zł/GJ	28,57	28,57	28,57
Cena nośnika ciepła	zł/m ³	19,24	19,24	19,24
Stawka opłaty stałej za usługi przesyłowe	zł/MW/rok	23608,92	33559,68	63400,56
	rata – zł/MW/m-c	1967,41	2796,64	5283,38
Stawka opłaty zmiennej za usługi przesyłowe	zł/GJ	4,71	8,60	17,26

Tabela 5. Stawki dla lokalnych źródeł ciepła i lokalnych kotłowni (moc poniżej 5 MW)

Źródło: (Dziennik Urzędowy Województwa Dolnośląskiego poz. 5172, 2014, 2014, str. 9)

Symbol grupy taryfowej	Stawki opłat netto	
	miesięczna za zamówioną moc ciepłą, zł/MW	za ciepło, zł/GJ
G (gaz)	3321,23	71,28
GW (gaz-Wrocław)	6673,74	67,64
M (miat węglowy)	15169,47	39,74
OW (olej opałowy-Wrocław)	636,76	97,60

Na potrzeby oceny przychodów z tytułu sprzedaży ciepła na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej należy rozpatrywać składniki zmienne taryfy, tj. cenę ciepła, cenę nośnika ciepła oraz zmienne stawki opłat za usługi przesyłu.

Wobec tego przychody ze sprzedaży ciepła będą iloczynem wolumenu sprzedaży ciepła i ceny, przy czym cena sprzedaży ciepła związana jest wprost z kosztem wytwarzania ciepła w źródle konwencjonalnym. Na przykład biorąc pod uwagę składniki zmienne wg taryfy Fortum dla Częstochowy (sieć ciepłownicza), koszt referencyjny będzie równy 38,42 zł/GJ netto i jest to suma ceny ciepła i stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla grupy taryfowej C.1.A (por. Tabela 3).

Realny koszt wytwarzania zmienia się w ciągu sezonu grzewczego, jest uwzględniony w taryfie i wpływa na średnią dla pełnego roku kalendarzowego. Koszt wytwarzania i dostarczania ciepła na potrzeby przygotowania CWU poza sezonem może być wprawdzie bardzo wysoki (urządzenia pracują

wtedy poniżej optymów produkcyjnych) ale niski wolumen sprzedaży ciepła powoduje, że koszt ten „znika” w perspektywie rocznego wolumenu sprzedaży ciepła na potrzeby ogrzewania.

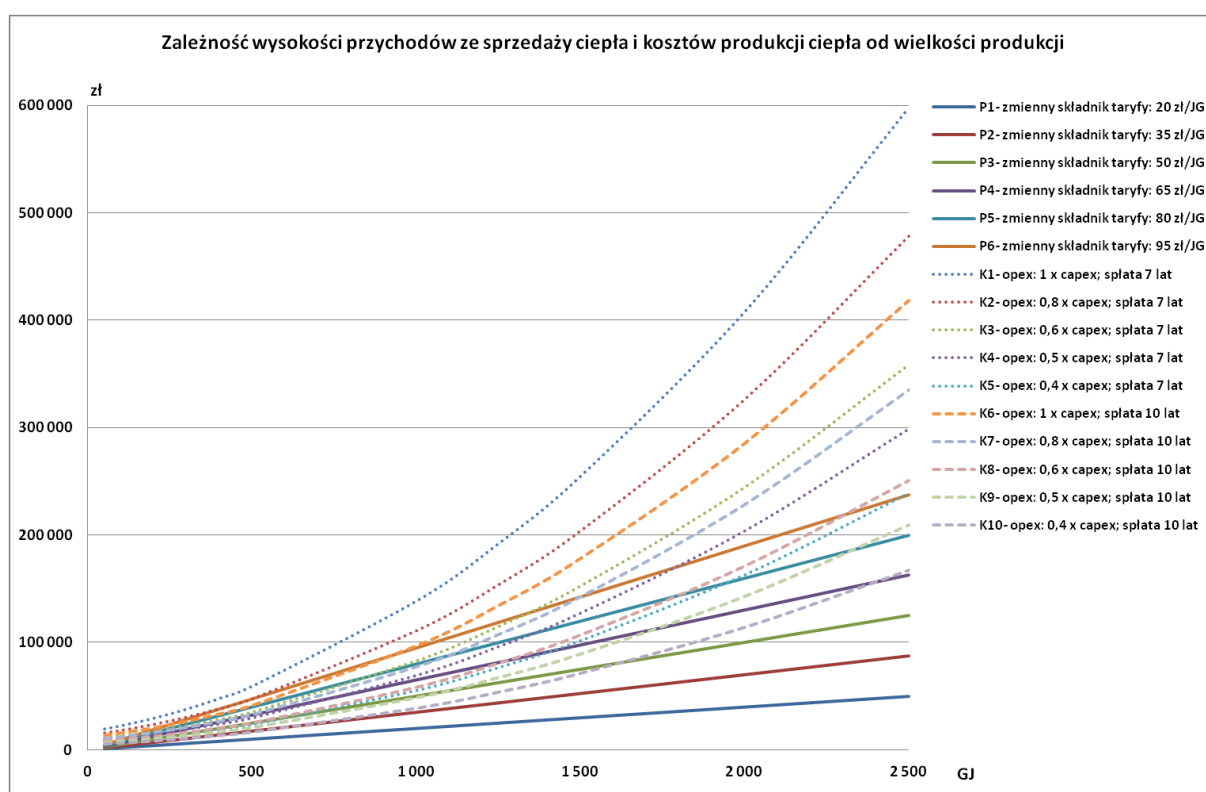
Kolejnym źródłem korzyści są przychody z tytułu białych certyfikatów, które są zbywalnym prawem majątkowym¹².

4 Wyniki końcowe i ich interpretacja

Oszacowanie kosztów instalacji kolektorów wymaga przygotowania szczegółowej specyfikacji technicznej, a cena realizacji inwestycji rozstrzyga się w drodze przetargu. Inwestor może również ubiegać się o dofinansowanie inwestycji co w może obniżyć CAPEX o wielkości rzędu kilkudziesięciu procent. Na koszty operacyjne natomiast wpływa również sposób finansowanie inwestycji. W niniejszej analizie przyjęto, że podstawowym kosztem operacyjnym OPEX jest koszt kapitału CAPEX rozłożony na 7 lub 10 lat. **Nie uwzględniano dyskontowania oraz kosztu kapitału.**

Po stronie przychodów brane były pod uwagę przychody zmienne, których zakres od 20 zł/GJ do 95 zł/GJ nawiązuje do zmiennych składników taryf ciepła (Tabela 3 - Tabela 5).

Rysunek 2 przedstawia wyżej opisane zależności¹³.



Rysunek 2. Zależności wysokości przychodów ze sprzedaży ciepła i kosztów produkcji ciepła od wielkości produkcji

¹² W pierwszej transakcji na Rynku Praw Majątkowych Towarowej Giełdy Energii białe certyfikaty (PMEF) osiągnęły cenę 900 zł/toe, przy wolumenie obrotu 54 toe (za WNP: http://energetyka.wnp.pl/tge-w-pierwszej-transakcji-biale-certyfikaty-po-900-zl-toe,215469_1_0_0.html; dostęp 2015.0202).

¹³ Należy jeszcze raz podkreślić, że podstawowa zależność, tj. wielkość produkcji ciepła od wysokość nakładów inwestycyjnych CAPEX, wyznaczona została na podstawie analizy wyników przetargów na wielkowymiarowe instalacje kolektorów słonecznych (Rysunek 1).

Analizując powyższy wykres można oszacować próg rentowności – wielkość zapotrzebowania – przy której uzasadniony jest montaż instalacji kolektorów słonecznych dla danych jednostkowych cen sprzedaży energii i kosztów jej wytwarzania. Możliwe jest oszacowanie wówczas rocznych przychodów z tytułu oszczędności.

Należy mieć jednak na uwadze przyjęte założenia i ograniczenia, w szczególności:

- braku dyskontowania,
- niepewności w trafności określenia zależności wysokości CAPEX i produktywności instalacji.

4.1 Interpretacja wyników na przykładzie analizy wykonanej dla lokalnej ciepłowni zapatrującej osiedle mieszkaniowe

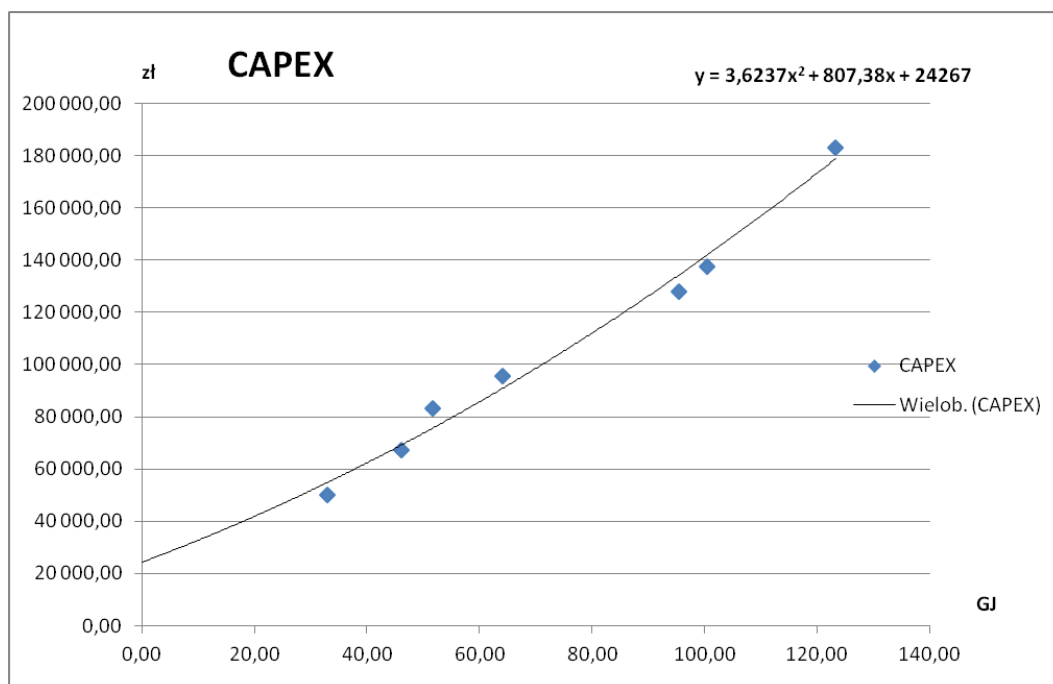
Sposób interpretacji wyników jest przedstawiony na przykładzie jednej z analizy wykonanych dla lokalnego dostawcy ciepła w średnim mieście w Polsce. Przedsiębiorstwo, oprócz ciepła na potrzeby grzewcze, dostarcza ciepło na potrzeby przygotowania CWU do bloków mieszkaniowych w bezpośrednim sąsiedztwie źródła ciepła. Moc kotła wynosi ok. 2 MW i w okresie letnim, ze względu na znikome wykorzystanie mocy, koszty wytwarzania są wyższe.

Rozważane były możliwości montażu instalacji kolektorów słonecznych na poszczególnych blokach wg poniższej specyfikacji (Tabela 6).

Tabela 6 Dane o instalacji kolektorów słonecznych z wynikami wielkości produkcji

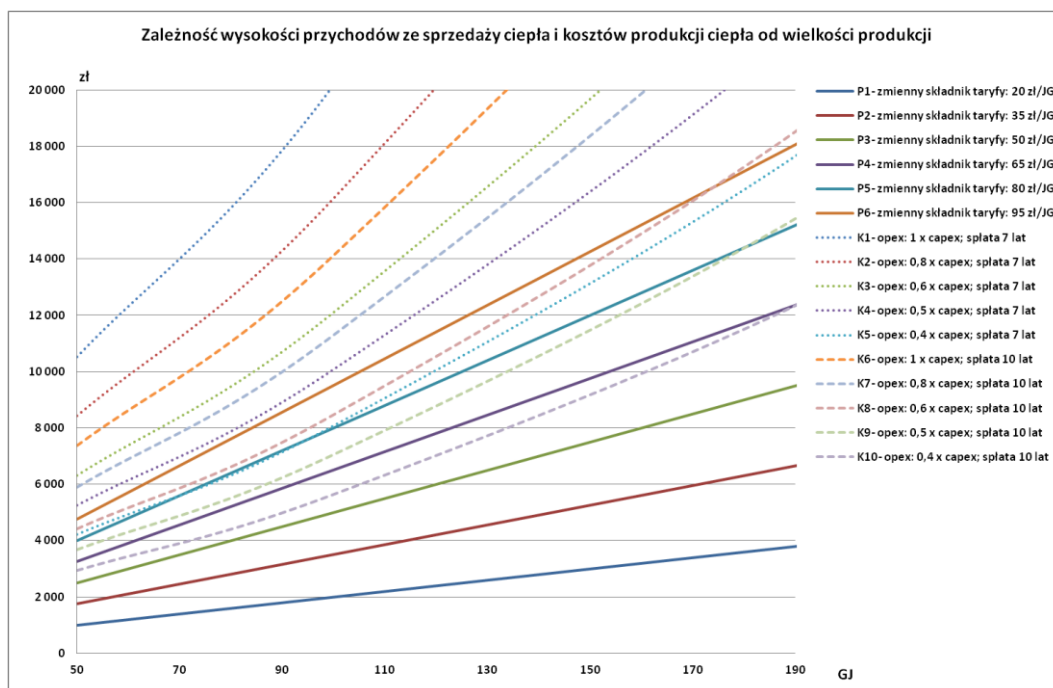
	Powierzchnia instalacji kolektorów	Roczna produkcja ciepła	Roczna produkcja ciepła	CAPEX
	m ²	kWh	GJ	zł, netto
1	17,40	9 122,40	32,84	49 985,00
2	24,00	12 797,70	46,07	67 311,00
3	28,30	14 327,50	51,58	83 301,00
4	32,70	17 797,30	64,07	95 626,00
5	43,60	26 496,60	95,39	128 072,00
6	48,00	27 900,10	100,44	137 666,00
7	63,20	34 225,80	123,21	183 237,00

Produkcja ciepła w ciągu roku została obliczona w programie symulacyjnym POLYSUN. na podstawie uzyskanych wyników opracowana zależność rocznej wielkości produkcji i wysokości nakładów inwestycyjnych w postaci funkcji ciągłej (Rysunek 3).



Rysunek 3 Zależność wysokości nakładów i rocznego uzysku instalacji dla przypadku lokalnej ciepłowni

W porównaniu do zależności wyznaczonych na podstawie wyników przetargów (Rysunek 1) przebieg zależności jest całkowicie odmienny, co świadczy nie tylko o innej strukturze kosztów dla instalacji mniejszych, ale również o specyfice przetargów, w których koszty nie zawsze są najniższe.



Rysunek 4. Zależności wysokości przychodów ze sprzedaży ciepła i kosztów produkcji ciepła od wielkości produkcji dla przykładowej ciepłowni

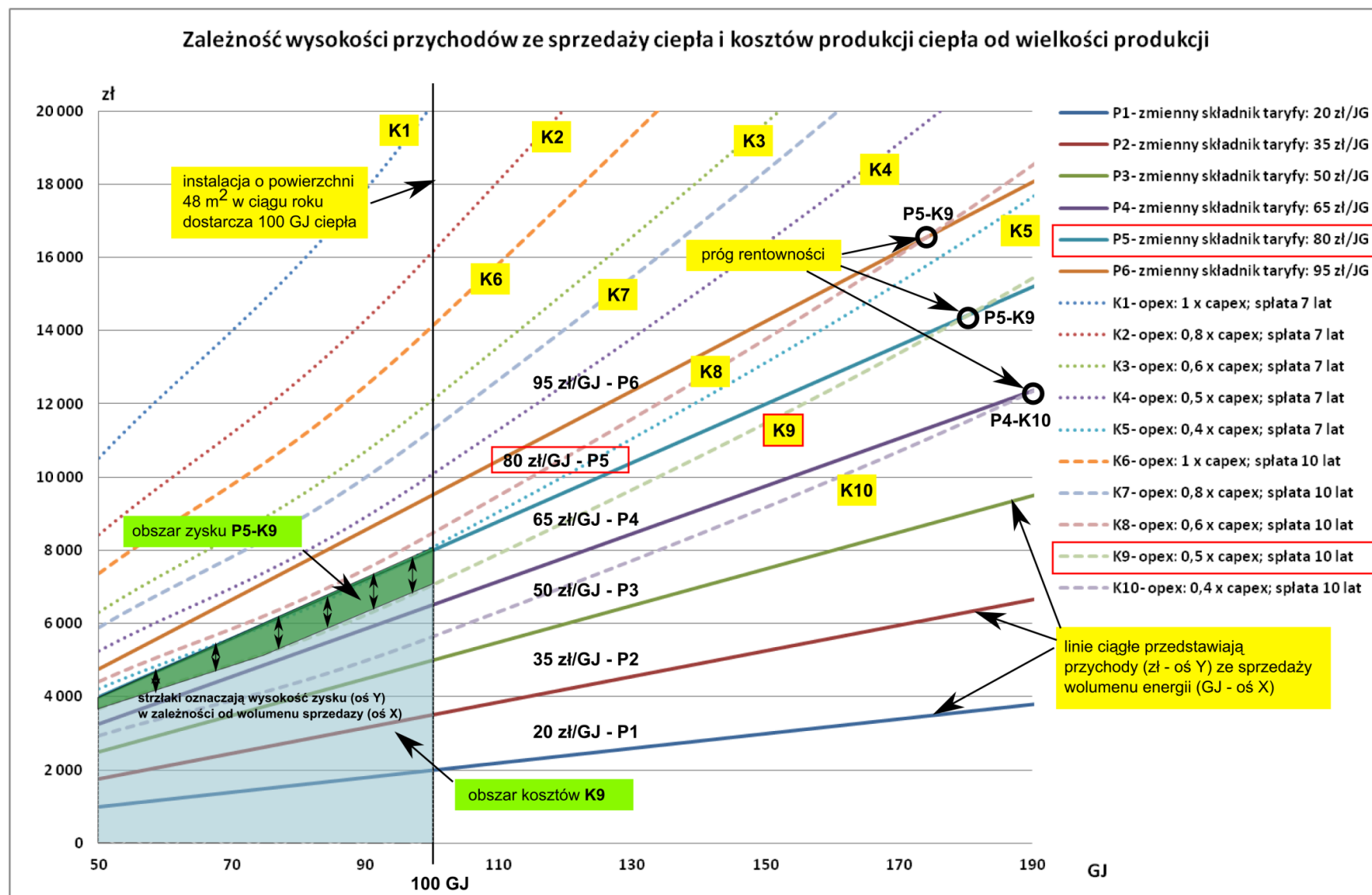
W celu interpretacji wyników można przeanalizować wykres (Rysunek 4) dla jednej z instalacji, oznaczonej nr 6 (Tabela 6). Wskazana instalacja o powierzchni 48 m^2 w ciągu roku dostarcza ok. 100 GJ ciepła, a nakłady inwestycyjne wynoszą ok. 138 tys. zł.

Linie ciągłe przedstawiają przychody przy danych cenach sprzedaży ciepła od 20 zł/GJ (oznaczenie na wykresie P1) do 95 zł/GJ (odpowiednio - P6). Chodzi o składnik zmienny. Dodać należy, że w sytuacji zmiennych kosztów nie należy wprost zestawiać tych wartości ze składnikami taryf. Rzeczywiste koszty wytwarzania zależą od stopnia wykorzystania mocy i poza sezonem grzewczym zdecydowanie rosną.

W odniesieniu do kosztów – na wykresie (Rysunek 5) przedstawiane są one liniami przerywanymi.

Dla przykładu obliczeniowego, gdy uwzględniamy koszty na poziomie 80 zł/GJ (P5) montaż instalacji kolektorów słonecznych jest uzasadniony dla przypadków, których przebiegi znajdują się poniżej zależności P5 na wykresie (krzywa kosztów została wyznaczona na podstawie analizy rzeczywistych przypadków - Rysunek 4).

Koszty operacyjne (przyjęte jako część nakładów inwestycyjnych CAPEX), jak widać, są uzależnione od wysokości CAPEX, sposobu finansowania i wysokości potencjalnej dotacji. Możliwość ich obniżenia może również wynikać z innych przesłanek, np. spadku cen surowców, miedzi, obniżenia marży, czy rozwiązań technicznych polegających na przykład na ograniczeniu liczby zbiorników buforowych.



Rysunek 5 Interpretacja zależności przychodów ze sprzedaży ciepła i kosztów produkcji ciepła na przykładzie

5 Wnioski końcowe

Wykorzystanie kolektorów słonecznych u odbiorców, którzy są typowymi odbiorcami ciepła (spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe) jest coraz popularniejsze i aktywny udział przedsiębiorstw ciepłowniczych we wdrażaniu i eksploatacji takich systemów powinien być interesujący dla dostawców ciepła.

Wykonane opracowanie, w szczególności wynikowe wykresy, pozwalają na wstępną selekcję punktów odbioru, gdzie instalacje takie są uzasadnione.

Przedstawiona metodyka jest rozszerzalna i może uwzględniać szersze spektrum kategorii kosztów i korzyści, np. wspomniane koszty uprawnień do emisji. Dodatkowych prac wymaga uwzględnienie zmienności wartości pieniądza w czasie.

Bibliografia

Dz.U. 2010 nr 194 poz. 1291. (2010). Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

Dziennik Urzędowy Województwa Dolnośląskiego poz. 5172, 2014. (2014). *Decyzja nr OWR-4210-44/2014/134/XIII-A/AŁ Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki*. Dziennik Urzędowy Województwa Dolnośląskiego.

Urząd Regulacji Energetyki - Informacja nr 39/2013. (2013). *Informacja nr 39/2013 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zatwierdzanych w roku 2014 zwrotu z kapitału (kosztu kapitału)*. URE.

Urząd Regulacji Energetyki. (2014). *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r.* Warszawa: URE.