

# DECENTRALIZACJA SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH, JAKO METODA NA OBNIŻANIE KOSZTÓW PRODUKCJI I DOSTAWY CIEPŁA I MOŻLIWOŚĆ ZASTOSOWANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII I URZĄDZEŃ ROZPROSZONEJ ENERGETYKI (OZE/URE)

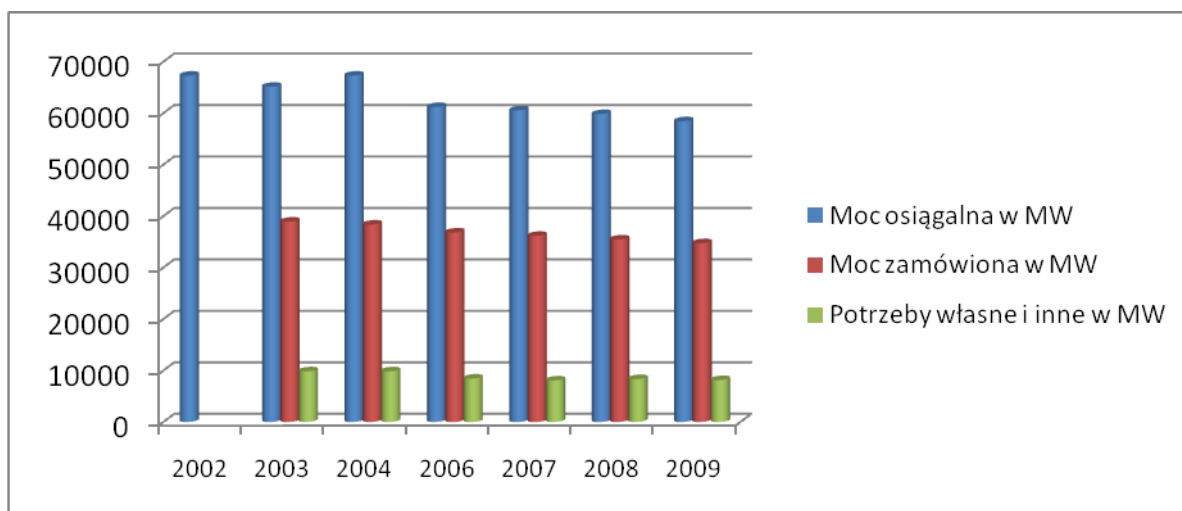
Mgr inż. Andrzej Jurkiewicz

eGmina Infrastruktura Energetyka Sp. z o.o. w Gliwicach

**Teza: w ciągu najbliższych 10 lat zużycie ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych zmniejszy się o 40%, a jego produkcja przesunie się w obszar źródeł OZE/URE.**

## 1. Stan obecny i diagnoza

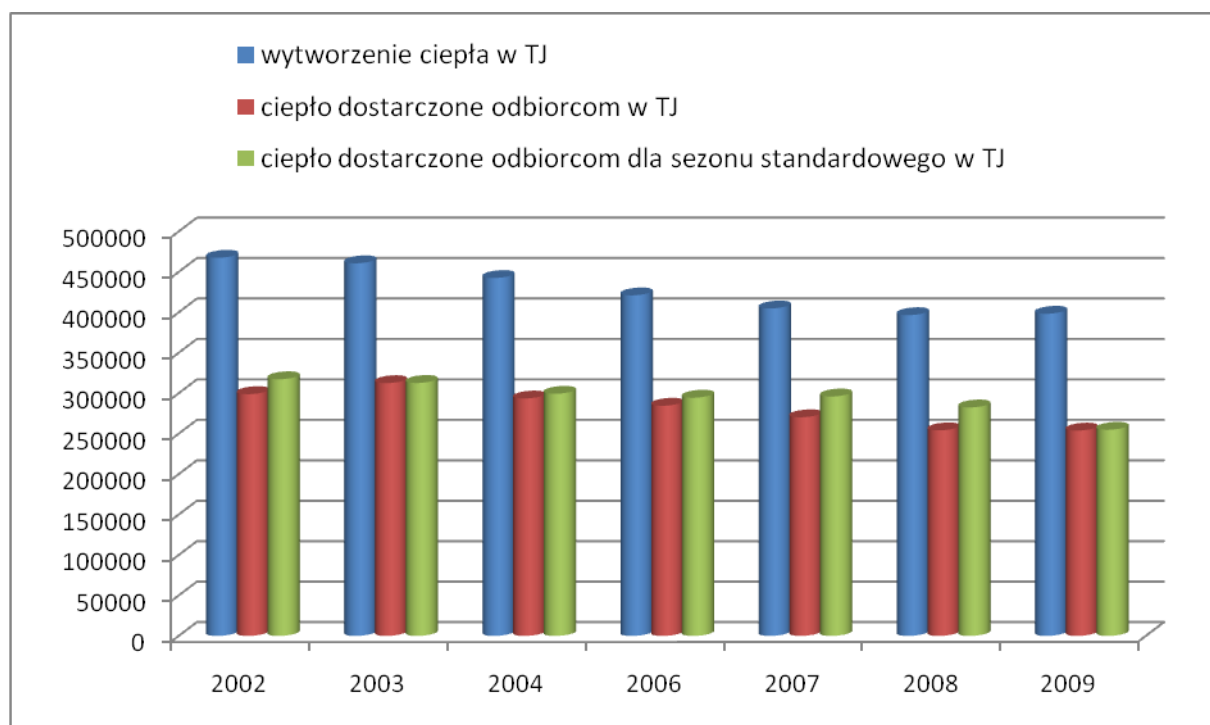
Na podstawie analizy zmiany mocy wykorzystanej w systemach ciepłowniczych Polskich miast w latach 2002-2009 [1], można stwierdzić, że z roku na rok moc ta spada. Na rys. 1 przedstawiono spadek mocy w kolejnych latach. Analiza dotyczy tylko miejskich systemów ciepłowniczych.



Rys. 1. Moc osiągalna i zamówiona w latach 2002-2009 w miejskich systemach ciepłowniczych w Polsce [1]

Na rys. 2 pokazano ilości ciepła dostarczonego do odbiorców w kolejnych latach (pokazano także ilość tego ciepła po przeliczeniu na standardowy sezon grzewczy). Jak widać tendencja jest wyraźnie spadkowa i w roku 2009 w stosunku do roku 2002 odbiorcy ciepła sieciowego zużyli go o ponad 20% mniej.

Bardzo wymowny jest odnotowany 10% spadek w roku 2009 w stosunku do roku 2008. Po wielkości tego spadku widać przed jak dużym problemem staną systemy ciepłownicze za kilka lat. Być może lata te były wyjątkowe, ale tendencja jest wyraźnie spadkowa, o kilka procent z roku na rok. Na pewno przyczyną tego spadku nie jest odejście odbiorców od ciepła sieciowego, gdyż ten rodzaj energii w dalszym ciągu jest jednym z tańszych i nowi odbiorcy są sukcesywnie podłączani do systemów miejskich.



*Rys. 2. Ilość ciepła dostarczonego do odbiorców miejskich systemów ciepłowniczych w kolejnych latach*

Tendencja spadkowa mocy wykorzystanej (zamówionej) oraz ilości odbieranego ciepła wynika z kilku powodów, przy czym do najważniejszych należą:

- zmiana przepisów i norm w nowym budownictwie, które preferują energooszczędne budownictwo,
- powszechne programy termomodernizacyjne w budynkach (Ustawa o wspieraniu termomodernizacji i remontów i dotacje UE do programów termomodernizacyjnych w latach 2007-2013 w ramach RPO),
- modernizacja węzłów i instalacji wewnętrznych podnosząca sprawności wykorzystania energii dostarczanej z systemów miejskich,
- wysoki koszt energii i wysoki udział kosztu energii w budżetach domowych,
- wprowadzanie indywidualnego rozliczania za dostawę ciepła (podzielniki kosztów i wodomierze cwu),

- niedotrzymywanie odpowiedniego komfortu w mieszkaniach z uwagi na źle pojętą oszczędność energii (niedostateczna wymiana powietrza w mieszkaniu, niskie temperatury w pomieszczeniach).
- korzystanie z indywidualnych źródeł ciepła (w tym układy hybrydowe wielopaliwowe)
- wysoka cena ciepła scentralizowanego w małych, przestarzałych systemach ciepłowniczych

W najbliższych latach pojawią się jeszcze inne możliwości zmniejszania mocy zamówionej, które odczują firmy ciepłownicze; będzie to weryfikacja mocy zamówionej na cele ciepłej wody użytkowej. W wielu przypadkach moc ta wyznaczana była na podstawie „starego” normowego wskaźnika zużycia ciepłej wody wynoszącego 110 dcm<sup>3</sup>/mieszkańca/dobę, obecnie rzeczywiste zużycie wynosi od 30 do 60 dcm<sup>3</sup>/mieszkańca/dobę. Ta różnica powoduje zawyżenie zamówionej mocy, o 30-50%, a potencjał zmniejszenia mocy zamówionej ocenia się na 3000 MW w skali kraju (ok. 10% obecnej mocy zamówionej).

W nowych rozwiązaniach technicznych możliwe jest wykonanie dwufunkcyjnego węzła cieplnego, w którym w ogóle nie będziemy potrzebowali dodatkowej mocy na produkcję ciepłej wody użytkowej; węzeł wyposażony w odpowiednią liczbę zasobników cwu oraz układ regulacji z tzw. priorytetem ciepłej wody, nie potrzebuje dodatkowego strumienia wody grzewczej na cele cwu, gdyż w czasie maksymalnych poborów ciepłej wody, ograniczana jest dostawa ciepła na cele ogrzewania budynku. Przy małych stratach przez przegrody budowlane (budynki poddane termomodernizacji), dwugodzinne ograniczenie lub nawet przerwa w dostawie ciepła na cele ogrzewania budynku jest praktycznie nieodczuwalna przez mieszkańców.

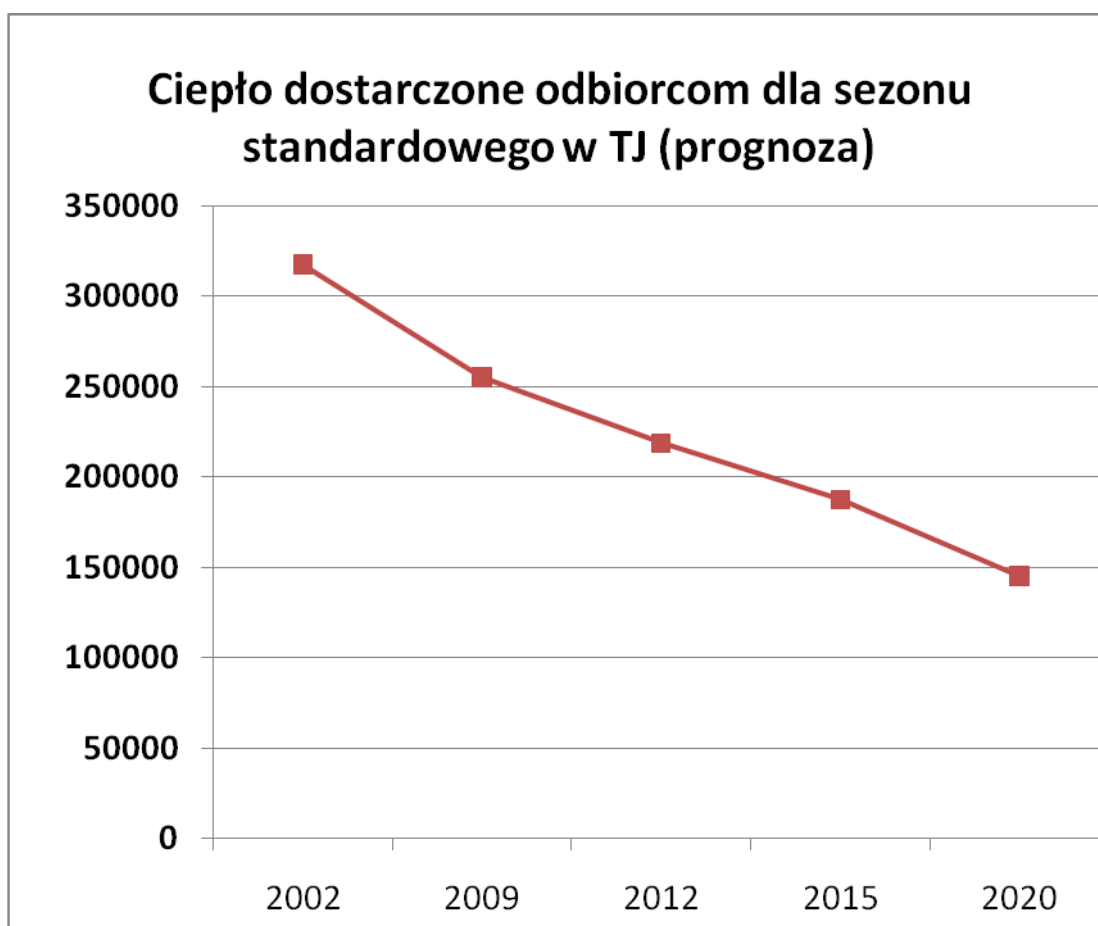
Są to bardzo proste „rezerwy” kolejnego etapu weryfikacji mocy zamówionej w „dół”.

Należy także spodziewać się nowego etapu zmniejszenia ilości zużywanego ciepła dla celów ogrzewania cwu. Ten nowy etap wynika z faktu, że budynki poddane kompleksowej termomodernizacji, już przy zużyciu ciepła na ogrzewanie na poziomie 70-90 kWh/m<sup>2</sup>/rok, zaczynają więcej energii zużywać na cele przygotowania ciepłej wody niż na ogrzanie budynku. To spowoduje, że zaczniemy sięgać po bardzo proste i tanie metody podnoszenia efektywności produkcji ciepłej wody użytkowej (pelratory i baterie termostatyczne, ograniczenie temperatury wody cyrkulacyjnej i czasu pracy pompy cyrkulacyjnej, obniżanie temperatury ciepłej wody do poziomu 45-50°C, lepsza izolacja przewodów i mniejsze średnice, obniżanie ciśnienia wody w instalacji).

Dodatkowo, wprowadzane kolejne Dyrektywy UE, w sposób bardzo mocny wspierają energooszczędne budownictwo. Dyrektywa 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków zakłada, że po 2020 roku w UE wszystkie nowo wznoszone budynki mieszkalne, a po 2018 wszystkie budynki użyteczności publicznej, będą budynkami o „niemal zerowym zużyciu energii”... zastanawiamy się obecnie, jak zdefiniować w warunkach polskich to pojęcie, ale na pewno będą to budynki o bardzo niskim zapotrzebowaniu na energię.

Na rys. 3 przedstawiono przewidywany spadek zużycia ciepła do roku 2020. Założono, że spadek ten wyniesie średnio 5% rocznie, ale biorąc pod uwagę sytuację opisaną wyżej, spadek ten może być jeszcze większy.

**Z dużym prawdopodobieństwem można przewidzieć, że sprzedaż ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych spadnie z 255.000 TJ w roku 2009 do 145.000 TJ w 2020 (spadek o ponad 40%).**



Rys. 3. Prognoza spadku sprzedaży ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych

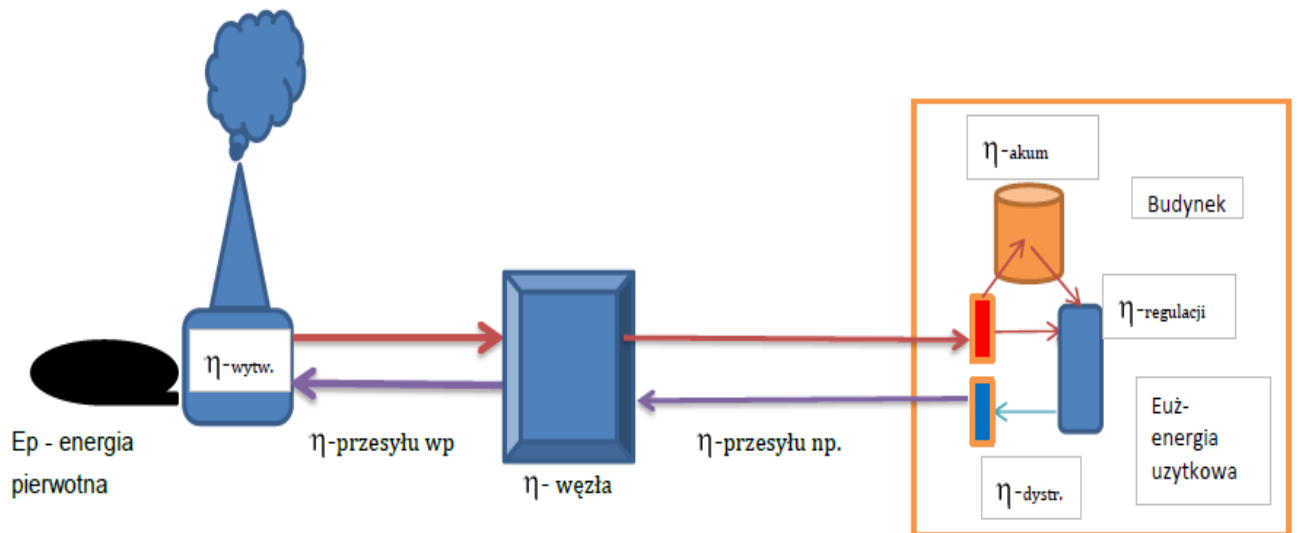
Biorąc pod uwagę decyzje inwestycyjne oraz ich realizację, okres 8-10 lat jest dla miejskich systemów ciepłowniczych okresem stosunkowo krótkim i aby dostosować się do tak drastycznych zmian, trzeba sobie odpowiedzieć na następujące pytania:

1. Jak będą wyglądały nasze miejskie systemy ciepłownicze, jeżeli w ciągu następnych 10 lat zmniejszy się moc zamówiona (wykorzystana) i zużycie ciepła o kolejne 40-50%?
2. Co mamy zrobić, aby przygotować się to tak drastycznego obniżenia zapotrzebowania na ciepło w naszych miastach?
3. Jak przygotować i już obecnie zmieniać systemy ciepłownicze, aby za kilka lat nie być zaskoczonym, że wszystko jest nieopłacalne, mimo, że energia jest bardzo droga?
4. Czy istnieje inna droga rozwoju dla firm ciepłowniczych, która uwzględni fakt drastycznego ograniczenia zużycia ciepła przez odbiorców?

To chyba najważniejsze pytania na najbliższe 2-3 lata, na które muszą sobie odpowiedzieć zarządy i właściciele spółek ciepłowniczych.

## 2. Sprawność miejskich systemów ciepłowniczych

Na rys.4 przedstawiono straty ciepła w typowym miejskim systemie ciepłowniczym. Poziom strat na każdym z etapów produkcji, przesyłu, zmiany parametrów ciepła (węzły cieplne) i straty w instalacjach grzewczych budynków - zależą od stanu technicznego urządzeń i sieci, a także od zastosowanej automatyki regulacyjnej i stanu instalacji odbiorczych. Jeżeli nawet przyjmiemy, że straty na każdym etapie są niewielkie, to i tak poziom wykorzystania energii chemicznej paliwa jest stosunkowo niski. Dla większości budynków zasilanych z systemów ciepłowniczych, stosunek energii użytkowej do energii pierwotnej paliwa rzadko osiąga 50%; taka jest niestety sprawność wykorzystania energii chemicznej paliwa w rozległych systemach ciepłowniczych.



$$\text{Sprawność całkowita } \eta = \text{Euż}/E_p = \eta_{\text{wytw}} * \eta_{\text{przes.wp}} * \eta_{\text{węzła}} * \eta_{\text{przes.np}} * \eta_{\text{dystr}} * \eta_{\text{regul}}: 0,25-0,85$$

Rys. 4. Wykorzystanie energii chemicznej paliwa w miejskich systemach ciepłowniczych

$\eta_{\text{wytw}}$  - sprawność wytwarzania: 0,7-0,99

$\eta_{\text{przes.wp}}$  – spr. przesyłu wysokie parametry (średniorocznie): 0,85-0,95

$\eta_{\text{węzła}}$  - sprawność węzła cieplnego: 0,94-0,99

$\eta_{\text{przes.np}}$  - sprawność przesyłu niskie parametry: 0,8-,98

$\eta_{\text{dystr}}$  - sprawność dystrybucji (przesyłu) instalacji: 0,88-0,97

$\eta_{\text{regul}}$  - sprawność regulacji i sterownia: 0,89-0,98

$\eta_{\text{akum}}$  - sprawność akumulacji: 0,7-0,98

Problem niskiej sprawności systemów ciepłowniczych jest szczególnie dotkliwy w lecie, kiedy to drastycznie spada zapotrzebowanie na moc, gdyż dostarczamy ciepło tylko na potrzeby ciepłej wody użytkowej. Występują duże problemy z utrzymaniem odpowiedniej temperatury wody grzewczej na końcówkach sieci ciepłowniczej, zwłaszcza przy małych odbiorach tego ciepła. Istniejące sieci ciepłownicze były (i są) projektowane do przesyłu ciepła w okresie sezonu grzewczego, a przecież na etapie projektowania i wykonania tych sieci kilkadziesiąt, czy nawet kilkanaście lat temu, zapotrzebowanie na moc i ciepło było znacznie większe niż obecnie. Taka sytuacja powoduje, że często sieci te są znacznie przewymiarowane w stosunku do aktualnych potrzeb. Dodatkowo, w okresie lata, zapotrzebowanie na wodę grzewczą spada do poziomu 10-20% potrzeb zimowych. Straty przesyłu przy tak niskim zapotrzebowaniu na moc sięgają 20-30%, gdyż w niektórych systemach ciepłowniczych, woda grzewcza płynie z ciepłowni do ostatnich węzłów ciepłych ... kilka dni.

### **3. Proste metody podniesienia efektywności wytwarzania ciepłej wody użytkowej w miejskich systemach ciepłowniczych.**

Można i należy, już obecnie zacząć wprowadzać nowe technologie podgrzewania ciepłej wody w okresie lata... technologie, które pozwolą zrezygnować z konieczności utrzymywania w ruchu drogiego systemu scentralizowanego zasilanego z typowej ciepłowni. Podkreślamy, że rozważono tylko systemy ciepłownicze zasilane z ciepłowni (bez produkcji energii elektrycznej); w elektrociepłowniach problem wygląda inaczej, gdyż najczęściej nie można ich w lecie wyłączyć, a ciepło jest produktem, który podnosi sprawność układu kogeneracyjnego elektrociepłowni.

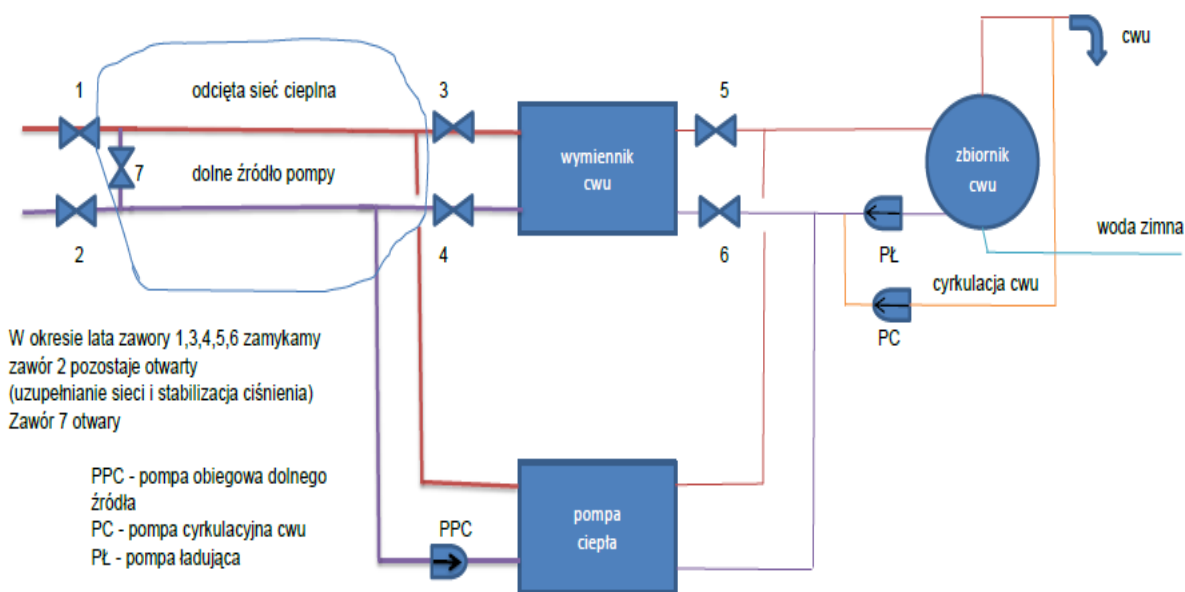
#### **3.1 „Letnia” kotłownia gazowa.**

Najtańszą metodą wyłączenia nieefektywnego systemu w lecie, jest wyposażenie węzłów ciepłych (najlepiej grupowych) w lokalne kotłownie gazowe małej mocy. W większości przypadków można wykorzystać istniejące wyposażenie tych węzłów (zbiorniki, system cyrkulacji, wymienniki i układy hydroforowe), a dobudować jedynie kocioł gazowy o niewielkiej mocy, który zapewni ogrzewanie ciepłej wody w lecie. Inwestycja taka jest tania i przynosi bardzo szybki efekt ekonomiczny. Wprowadzenie na wszystkich węzłach dwufunkcyjnych (a nawet zabudowa kotłowni gazowych lokalnych na istniejących końcówkach sieci przesyłowych) umożliwi wyłączenie w lecie centralnych ciepłowni z ruchu.

### 3.2 „Sieciowa” pompa ciepła.

W przypadku, gdy nie mamy do dyspozycji gazu ziemnego, można zastosować bardzo ciekawy układ oparty na pompie ciepła. Jest to pompa ciepła wykorzystująca, jako dolne źródło ... istniejącą sieć przesyłową. System ten sprawdzi się zwłaszcza na końcowych, stosunkowo długich odcinkach sieci przesyłowych. Koszt inwestycyjny jest także stosunkowo niewielki, biorąc pod uwagę, że dolne źródło takiej pompy ciepła mamy w zasadzie gotowe. Układ wymaga odpowiedniego przeliczenia pod kątem wydajności wyłączonej z ruchu sieci przesyłowej, jako dolnego źródła oraz może zaistnieć, z uwagi na stosunkowo niewielką moc cieplną pompy ciepła, konieczność zabudowy dodatkowego zasobnika cwu na węźle. Można także, jako dolne źródło, wykorzystać sieć niskoparametrową. Pewnym paradoksem jest to, że im gorszy jest stan techniczny izolacji przewodów, tym lepszym dolnym źródłem będzie taka sieć, gdyż „lepiej” pobiera ciepło z otoczenia (gruntu lub powietrza).

Przykładowy schemat technologiczny takiej pompy ciepła przedstawiono na rys. 5.

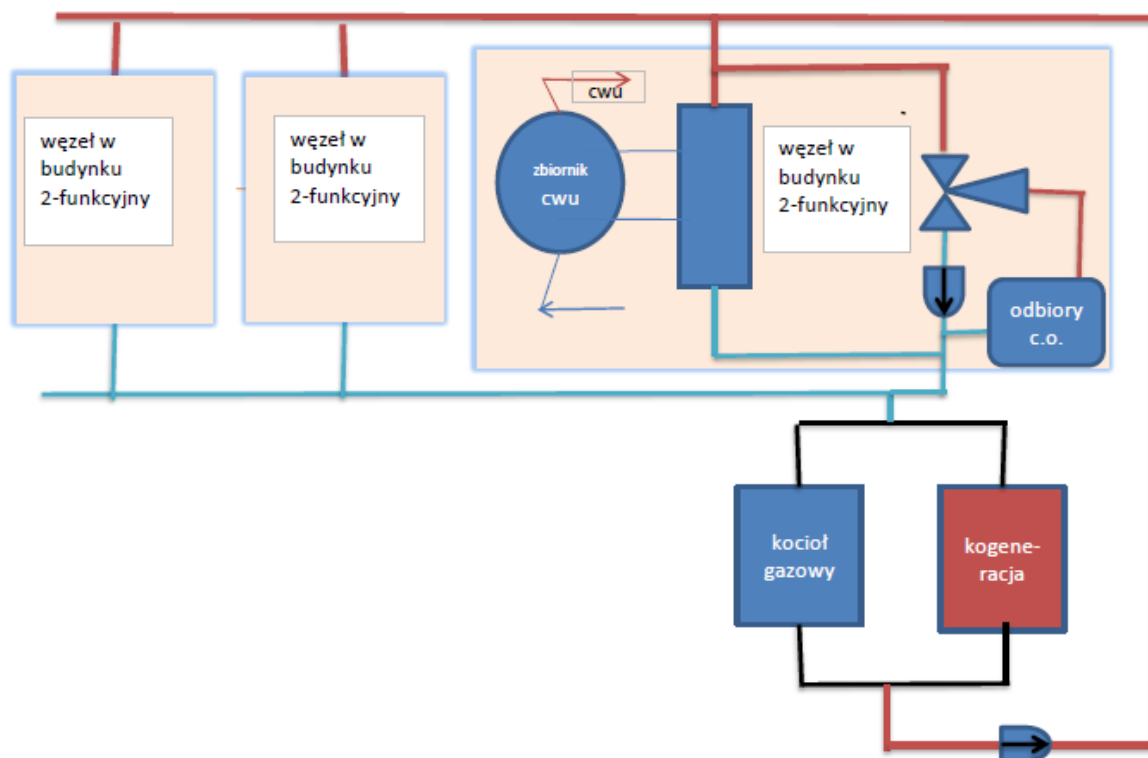


Rys. 5. „Letnia” pompa ciepła wykorzystująca sieć ciepłą, jako dolne źródło ciepła.



### 3.3. Elektrociepłownia osiedlowa.

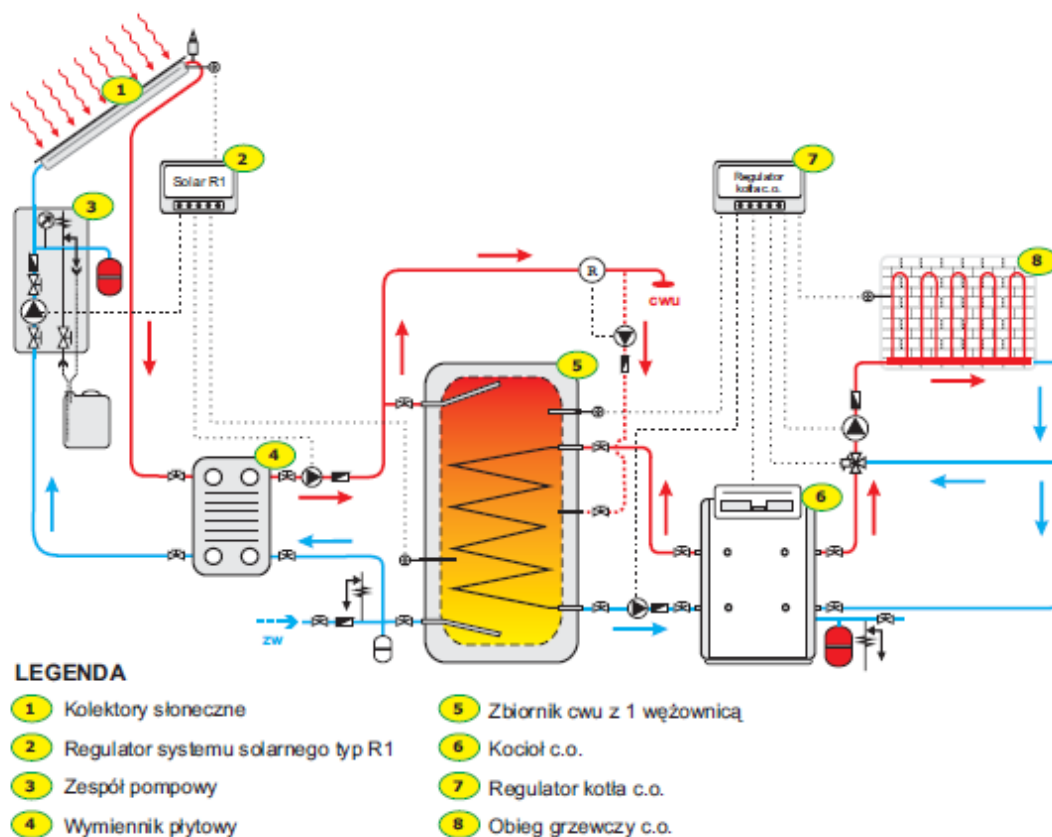
Kolejną możliwością produkcji ciepła w lecie jest wykorzystanie małych układów kogeneracyjnych, w których oprócz produkcji ciepła produkowana jest energia elektryczna. W układach tych ważnym jest zapewnienie ciągłości pracy układu kogeneracyjnego (układ pracuje cały rok, także w sezonie grzewczym)., Dlatego należy je dobierać pod średniodobowe zapotrzebowanie na ciepło do podgrzewania cwu. W okresie, gdy nie ma rozbioru cwu powinniśmy mieć możliwość magazynowania ciepła produkowanego w kogeneracji wykorzystując w tym celu zarówno zasobniki cwu, odcinki sieci ciepłych oraz (w razie konieczności) bufor wody grzewczej w elektrociepłowni. Sieć ciepłownicza jest tylko dwuprzewodowa (woda grzewcza), a każdy z budynków ma oddzielny dwufunkcyjny węzeł cieplny z zasobnikiem cwu. Zmagazynowane ciepło zostanie zużyte w czasie szczytowych rozbiorów cwu. Układ taki będzie pracował w sposób ciągły (cały rok) i ze stałym obciążeniem, produkując niejako „przy okazji” energię elektryczną, którą można sprzedawać lokalnemu dystrybutorowi energii elektrycznej (z żółtymi świadectwami włączenie) lub najbliższym odbiorcom. Kocioł gazowy jest źródłem zapewniającym dostawę ciepła w sezonie grzewczym i stanowi rezerwę dla układu kogeneracyjnego.



Rys. 6. Elektrociepłownia osiedlowa

### 3.4 Kolektory słoneczne.

Kolejnym rozwiązaniem jest zastosowanie kolektorów słonecznych na dachach budynków mieszkalnych z kotłem gazowym o małej mocy i węzłem cieplnym. Układ taki nie pobiera ciepła z systemu miejskiego w okresie lata, gdyż korzysta wtedy z energii słonecznej (wspomaganie kotłem gazowym) – rys. nr 7. W zimie korzystamy z systemu miejskiego zarówno dla potrzeb ogrzewania budynku, jak i podgrzewu cwu (pod warunkiem, że ciepło sieciowe jest tańsze od gazu). NFOŚiGW na lata 2010-2013 wprowadził program dotacji do kolektorów słonecznych dla osób fizycznych i wspólnot mieszkaniowych. Dotacja sięga 45% wartości inwestycji. Ważną zasadą jest, że nie można otrzymać dotacji dla budynków, które już obecnie korzystają z ciepła sieciowego przy wytwarzaniu ciepłej wody.



Rys.7. Instalacja cwu z kolektorem słonecznym i kotłem gazowym [2]. W okresie sezonu grzewczego rolę kotła gazowego może przejąć węzeł cieplny.

Przedstawione rozwiązania nie są nowe i były stosowane w praktyce, ale nie są zbyt popularne w naszych systemach... a szkoda, bo efektywność tych inwestycji jest bardzo dobra i czas zwrotu, jeżeli uwzględnimy rzeczywiste koszty produkcji ciepła w lecie, wyniesie od roku (sic!) do kilku lat.

Jedną z największych firm ciepłowniczych w Polsce, Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., już pod koniec lat 90-tych, stosowała wspomagające kotłownie gazowe na węzłach ciepłych, dzięki czemu wyłączane były średnie miejskie systemy ciepłownicze z pracy w okresie lata (systemy w Strzelcach Opolskich czy Kluczborku).

Układ z pompą ciepła wykorzystujący, jako dolne źródło ciepła sieć przesyłową wysokoparametrową, zastosowano w PEC Tychy [4].

Mały układ kogeneracyjny (66 kW<sub>el</sub>/106 kW<sub>t</sub>) zastosowano w 2002 roku w Tuchowie [3] w kotłowni osiedlowej (układ wykorzystywał pojemność niskoparametrowej sieci przesyłowej i indywidualnych zbiorników ciepłej wody zainstalowanych w budynkach).

Większe układy kogeneracji gazowej stosowane są także w systemach miejskich. Przykładowo, w Ciepłowni Centralnej w Opolu, pracuje układ z turbiną gazową o mocy 7,2 MW<sub>el</sub>/14 MW<sub>t</sub>, który zapewnia ciepło na potrzeby cwu właśnie w lecie dla całego Opola. Co ciekawe, energia elektryczna produkowana przez ten układ w większości sprzedawana jest do pobliskiej Cementowni Odra, po znacznie atrakcyjniejszej cenie niż cena oferowana przez dystrybutora energii elektrycznej.

W trakcie wykonania jest inwestycja zabudowy instalacji kolektorów słonecznych dla jednej ze wspólnot mieszkaniowych w Opolu (powierzchnia kolektorów 140 m<sup>2</sup>) połączona z likwidacją indywidualnych podgrzewaczy gazowych („junkersów”) w mieszkaniach. Program bardzo atrakcyjny z uwagi na dotację z NWOŚiGW (do 45% wartości inwestycji) oraz korzystanie z ciepła sieciowego w okresie zimy (zarówno dla c.o. jak i cwu). Ważnym argumentem jest także likwidacja „junkersów”, które zawsze stanowią pewne zagrożenie dla zdrowia i życia mieszkańców. Czas zwrotu tej inwestycji wynosi 5 lat.

Przedstawione metody podniesienia sprawności systemów ciepłowniczych dotyczą lata. Uważamy, że od nich należy zacząć, gdyż przyniosą największy efekt nie tylko ekologiczny (wyłączenie ciepłowni węglowej), ale także ekonomiczny i są stosunkowo niedrogo inwestycyjnie.

Ten drugi aspekt (ekonomiczny) jest często pomijany w liczeniu kosztów ciepła. Najczęściej operujemy średnioroczną ceną ciepła i nie analizujemy kosztów (a przynajmniej nie oficjalnie) produkcji ciepła w lecie. Z pobieżnej nawet analizy wynika, że koszt wyprodukowania 1GJ energii w lecie jest na pewno znacznie wyższy (często kilkakrotnie) niż w sezonie grzewczym. Powodów jest kilka:

- 1) Wysokie starty przesyłu (20-30%), zwłaszcza na końcówkach sieci, przy małym zapotrzebowaniu na ciepło.
- 2) Wysokie koszty pompowania wody (pojemność zładu ciepłowniczego jest niezmienną).
- 3) Konieczność utrzymywania wysokiej temperatury wody sieciowej wychodzącej z ciepłowni, z uwagi na wychłodzenie tej wody w trakcie długotrwałego przesyłu.
- 4) Często niższa sprawność jednostek kotłowych (przykład rzeczywisty: kocioł WR-25 o mocy prawie 30 MW pracował w lecie przy zapotrzebowaniu mocy na ciepłą wodę na poziomie 400kW ... i to w szczycie!... Sprawność końcowa takiego systemu dostawy ciepła wynosiła ok. 20%).
- 5) Wysokie jednostkowe koszty obsługi kotłowni centralnych w lecie.

#### **4. Indywidualne systemy ciepłownicze**

Kolejną propozycją, jest propozycja całkowitej (lub częściowej) decentralizacji układów ciepłowniczych w miastach i przygotowanie układów do pracy wyspowej lub wręcz indywidualnej. Propozycji rozwiązań technicznych może być kilka i są one zależne od lokalnych warunków pracy ciepłowni i sieci przesyłowych. Warto zastanowić się, jak będzie wyglądał nasz system ciepłowniczy za 10 lat, gdy zapotrzebowanie na ciepło spadnie o kilkadziesiąt procent. Czy w ogóle możliwym będzie utrzymanie takiego systemu, jako układu scentralizowanego? Czy nie powinniśmy zacząć „zbliżyć” wysokosprawne źródła ciepła do odbiorcy z preferencją układów kogeneracyjnych? Czy wręcz modelem docelowym nie powinny być źródła indywidualne oparte o odnawialne źródła energii (OZE/URE)? I co taki scenariusz oznacza dla typowych spółek ciepłowniczych?

Popatrzmy na kilka możliwych rozwiązań technicznych zasilania w energię osiedli domów jednorodzinnych lub niewielkich osiedli wielorodzinnych, który to rodzaj zabudowy będzie chyba najbardziej preferowany w naszym społeczeństwie.

##### **4.1 Gazowa elektrociepłownia osiedlowa.**

Układ z gazową kogeneracją, opartą o gaz ziemny, czyli elektrociepłownia osiedlowa został już opisany w p. 3.3 (rys.6).

## 4.2 Biogazowa elektrociepłownia lokalna.

Układ z gazową kogeneracją, opartą o biogaz może być stosowany w małych systemach ciepłowniczych gdzie mamy dostęp do źródeł biomasy (fermy, uprawy, ogrodnictwo, zakłady spożywcze, mleczarnie, gorzelnie itp.). Układ będzie pracował podobnie jak przedstawiony w p. 3.3, lecz zamiast gazu ziemnego w układzie wykorzystamy biogaz produkowany w lokalnej biogazowni. W takiej biogazowni otrzymamy trzy produkty: ciepło, energię elektryczną oraz pełnowartościowy nawóz pofermentacyjny. Najlepiej, jeżeli potrafimy w całości zagospodarować wytwarzane lokalnie odpady organiczne do produkcji biogazu. Oznacza to, że układy takie będą spełniały kilka funkcji na danym terenie: lokalnej elektrociepłowni (energia elektryczna jest produktem podstawowym), instalacji utylizacji odpadów organicznych, instalacji do produkcji nawozu. Ważnym jest odpowiedni dobór wielkości takiej instalacji oraz zapewnienie stabilnej dostawy biomasy. W analizach ekonomicznych można uwzględnić przychody ze sprzedaży świadectw (zielone i żółte). Ciepło otrzymywane w kogeneracji w ok. 25-30% wykorzystywane jest do podgrzewu zbiorników fermentacyjnych, ale pozostała 70-75% może być wykorzystana w lokalnym systemie ciepłowniczym. Ten rodzaj działalności może być znakomitym nowym produktem nawet dla niewielkich firm ciepłowniczych. Na rys.8 przedstawiamy schemat takiej biogazowni.



Przekrój przez budowlę instalacji biogazowni rolniczej z widokiem na elementy wewnętrzne.

Rys. 8 Lokalna elektrociepłownia biogazowa

### **4.3. Mikrobiogazownia kontenerowa.**

W małych gospodarstwach rolniczych można zastosować rozwiązanie oparte o mikrobiogazownię kontenerową. Ta mikrobiogazownia jest umieszczona w przewoźnym kontenerze i może być ustawiona w dowolnym miejscu w gospodarstwie rolnym.

Z założenia, w mikrobiogazowni wykorzystywane są głównie odpady biologiczne powstające w gospodarstwie. Moc układu kogeneracyjnego jest niewielka i wynosi 10-20 kWel. Produkowane ciepło, pochodzące z chłodzenia silnika i spalin, jest w ok. 30% wykorzystywane na cele podgrzewania komory fermentacyjnej, a pozostałe 70% może być w sposób dowolny wykorzystana w gospodarstwie rolniczym (ogrzewanie cwu, c.o., suszarnia, mała szklarnia). Przewidywane jest uzyskiwanie dodatkowych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i świadectw zielonych i żółtych. W tym wypadku uzyskanie odpowiednich koncesji oraz uprawnień przez rolnika, dla sprzedaży energii i świadectw, jest dzisiaj praktycznie niewykonalne, ale może zająć się tym wyspecjalizowana spółka, która będzie świadczyła tego typu usługę.

Koszt takiej mikrobiogazowni wynosi 300-350 tys. zł.

W tabeli 1 przedstawiono przychody i koszty eksploatacji przykładowej mikrobiogazowni.

TABELA 1 Przychody i koszty eksploatacji przykładowej mikrobiogazowni

Rodzaj przychodu	MWh	zł/MWh	Razem w roku
Energia sprzedana do ZE	65	170	11 050
Energia sprzedana rolnikowi	15	470	7 050
Ciepło odebrane w gospodarstwie	30	72	2 160
Żółte świadectwa	83	125	10 375
Zielone świadectwa	83	270	22 410
			<b>53 045</b>

Rodzaj kosztu	Jednostka	zł/jedn.	Razem w roku
Opłata dzierżawy terenu	zł/m-c	500	6000
Konserwacja silnika	zł/mg	0,5	4000
Remonty i części zamienne	zł/m-c	100	1200
Nadzór nad pracą ("internetowy")	zł/m-c	100	1200
			<b>12 400</b>

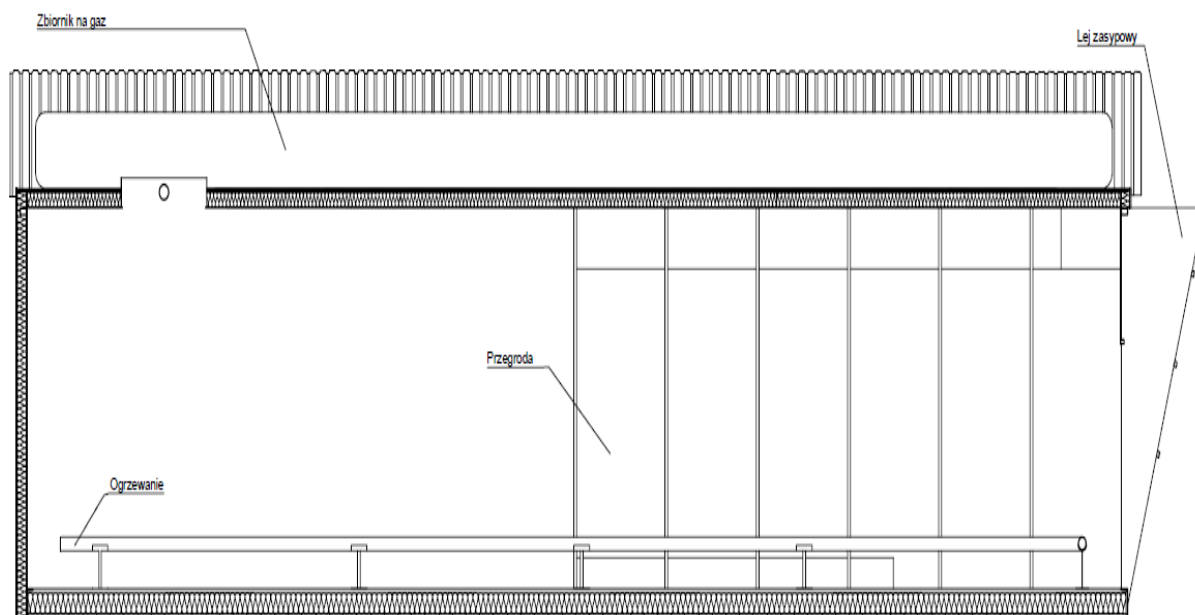
  

<b>Wynik końcowy</b>	<b>40 645</b>	zł/rok	
----------------------	---------------	--------	--

Biorąc pod uwagę uruchomiony przez Ministerstwo Rolnictwa program wsparcia dla małych biogazowni rolniczych (50% dotacji, nie więcej niż 500.000 zł na jedno gospodarstwo), jest to bardzo atrakcyjna forma działalności, z której korzyści będzie miał zarówno rolnik (tańsza i czysta energia, pozbycie się problemu odpadów i przykrych zapachów i pełnowartościowy nawóz, czynsz za dzierżawę) jak i operator, który zajmie się nadzorem i konserwacją oraz sprzedażą energii i świadectw.

Na rys.9 pokazany jest przekrój przez mikrobiogazownię. Ważną zaletą jest to, że dla jej postawienia nie jest wymagane pozwolenie na budowę, gdyż jest to urządzenie przewoźne (brak fundamentów). Pierwszy prototyp komory fermentacyjnej został wykonany i w tej chwili przygotowujemy proces uruchomienia tej mikrobiogazowni u rolnika.





Rys. 9. Mikrobiogazownia KRM-7 (przekrój)

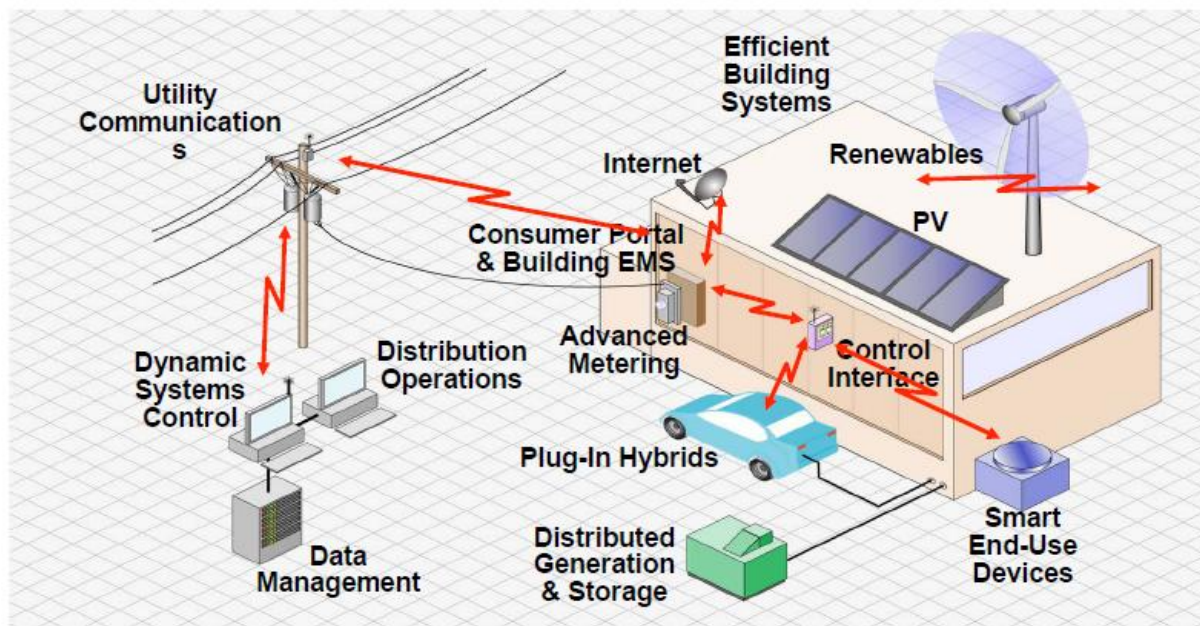
#### 4.4 Budynek „plus-energetyczny”

Po budynkach energooszczędnych, pasywnych czy zero-energetycznych można już mówić o budynkach plus-energetycznych. Budynek taki wykorzystuje odnawialne źródła energii do zaspakajania swoich potrzeb, a nadwyżki energii sprzedaje lub magazynuje. Pojawia się nam tutaj także nowy rodzaj klienta, którego nazywamy „prosumentem” (aktywny odbiorca i dostawca energii).

Modelowym rozwiązaniem jest budynek wyposażony w miniwiatrak, układ fotowoltaiczny, pompę ciepła, kolektor słoneczny oraz samochód elektryczny [5]. Zakłada się, że budynek wykonany jest w standardzie budynku energooszczędnego (po termomodernizacji) lub najlepiej pasywnego.

Nakłady inwestycyjne na odnawialne źródła energii oraz na samochód elektryczny są jeszcze stosunkowo wysokie, ale ceny te z roku na rok spadają i w niedługiej perspektywie czas zwrotu takiej inwestycji (zwłaszcza przy odpowiednim wsparciu finansowym) powinien być na tyle atrakcyjny, że niedługo pojawią się pierwsi inwestorzy. Na rysunku 10 pokazano koncepcje domu „plus-energetycznego” wraz z układem zarządzania energią wykorzystującą Smart Grid.





Rys. 10 Koncepcja domu „plus-energetycznego” wraz z nadzorem Smart Grid

## 5. Podsumowanie

Można stwierdzić, że już dzisiaj należy rozpocząć działania nad zmianą i znacznym rozszerzeniem profilu działania firm ciepłowniczych, gdyż utrzymanie się tylko ze sprzedaży ciepła, już za kilka lat, stanie się trudne lub wręcz niemożliwe. Spadek zapotrzebowania na ciepło będzie następował w sposób bardzo szybki i drastyczny, dlatego w perspektywie kilku/kilkunastu lat firmy ciepłownicze powinny rozszerzyć swój profil działania.

Przedstawione rozwiązania w tym opracowaniu nie są zbyt skomplikowane technicznie i w większości przypadków sprawdzone w praktyce. Wprowadzenie tych rozwiązań na większą skalę zależy tylko od odważnych decyzji właścicieli i zarządów spółek. Jest to jedna z najlepszych możliwych dróg rozwoju ciepłownictwa (choć trudno tu już mówić tylko o ciepłownictwie), a pozostawienie problemu drastycznego spadku zużycia ciepła, bez szukania rozwiązania, może spowodować bardzo poważne problemy ekonomiczne i techniczne spółek ciepłowniczych już w bardzo bliskiej przyszłości (4-5 lat).

Poniżej przedstawiono koncepcję zakresu usług, które z powodzeniem mogą świadczyć np. spółki ciepłownicze. Usługi te to:

### **Operatorstwo Autonomicznych Obszarów Energetycznych (ARE).**

Koncepcja ARE [6] (opiera się na wspólnej polityce energetycznej jednostek samorządowych (gmin, powiatów) działających na jednym obszarze. Operator ARE (np. dotychczas firma ciepłownicza) świadczy kompleksowe usługi związane z obsługą całego obszaru ARE.

### **Podstawowe zadania ARE**

Zakłada się, że ARE jest przedsiębiorstwem biznesowym (spółką prawa handlowego), przy czym z założenia jest to jednostka prawna, którym głównym celem jest prowadzenie spójnej strategii energetycznej na obszarze ARE, biorąc pod uwagę następujące zadania:

- przygotowanie i realizacja strategii energetycznej dla obszaru ARE, ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania OZE/URE (w tym także opracowanie nowych spójnych założeń do planów i samych planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepłą i paliwa gazowe dla poszczególnych gmin)
- metody optymalizacji kosztów produkcji i dystrybucji nośników energii na terenie działania ARE
- propagowanie i wprowadzanie nowoczesnych technik i technologii OZE/URE, w tym udział w realizacji przykładowych inwestycji związanych z OZE/URE - wykorzystanie lokalnych zasobów naturalnych dla produkcji energii
- wykorzystanie istniejącej infrastruktury technicznej
- wprowadzenie aktywnego systemu Smart Grid
- negocjowanie warunków dostawy mediów przez podmioty zewnętrzne (wytwórcy i dystrybutorzy energii elektrycznej, PGNiG, lokalni wytwórcy energii)
- działania na rzecz podnoszenia efektywności wykorzystania nośników energii u wszystkich odbiorców obszaru ARE
- prowadzenie inwestycji w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej na obszarze ARE, w tym zawłacza w formule ESCO
- aktywizacja podmiotów działających na terenie ARE w obszarze energetyki w celu wykorzystania i optymalizacji potencjału technicznego, ekonomicznego i organizacyjnego tych podmiotów
- przygotowanie i wdrażanie lokalnych sposobów pozyskania paliw i energii (uprawy energetyczne, biogazownie, energia odpadowa procesów technologicznych itp.)
- aktywny udział w pozyskaniu środków finansowych dla ARE oraz podmiotów z terenu ARE w zakresie prowadzenia inwestycji proekologicznych i energooszczędnych
- prowadzenia stałej akcji szkoleniowej i informacyjnej związanej z oszczędnością energii wśród mieszkańców i podmiotów gospodarczych (instytucjonalnych) działających na obszarze ARE

- udział w pracach innych instytucji związanych z polityką energetyczną poza obszarem ARE (wpływ na legislację, ustalanie budżetów i polityki wsparcia finansowego, akcje marketingowe)

Koncepcja ARE jest na pewno atrakcyjną formą rozszerzenia działalności firm i bardziej skierowana jest na Klienta (Odbiorcę energii), gdyż nie ogranicza się jedynie do samego procesu wytwarzania/przesyłu/obrotu energią, ale oferuje szereg usług „powiązanych”. Można powiedzieć, że sprzedaż energii ma dla tej usługi znaczenie drugorzędne, gdyż najważniejszym jest racjonalne wyprodukowanie i następnie wykorzystanie tej energii i to w bardzo różnych postaciach. W koncepcji tej zmienia się także rola dotychczasowych monopolistów na rynku energii, gdyż o tym jak wytwarzać i użytkować energię decyduje końcowy odbiorca wspierany mądrą lokalną polityką energetyczną.

Na koniec przedstawiono przyszły system energetyczny obszaru ARE (slajd ze strony: [www.eko-gmina.pl](http://www.eko-gmina.pl))



Rys. 10 System energetyczny ARE

Literatura:

[1] „Energetyka Ciepła w liczbach” – wydawca URE (wydania za lata 2009, 2008, 2007, 2004)

[2] M. Zawadzki „Kolektory Słoneczne, pompy ciepła na tak” - wydawca: Polska Ekologia 2003

[3] A. Jurkiewicz, M. Tańczuk „Przedstawienie sposobu modernizacji systemu ciepłowniczego i doboru układu Kogeneracji dla Osiedla „Centrum” w Tuchowie – Materiały z konferencji: „Strategia wdrożenia dla gazowej Kogeneracji rozproszonej” Rzeszów, listopad 2005

[4] U. Piętka „Analiza opłacalności zastosowania układu centralnego ogrzewania, jako dolnego źródła dla pompy ciepła pracującej na potrzeby c.w.u. w okresie letnim” Praca dyplomowa. Studium podyplomowe „Rynek energii elektrycznej, ciepła i gazu oraz innych usług sektora publiczno-prywatnego” Gliwice 2004.

[5] J. Popczyk „Energetyka rozproszona jako odpowiedź na potrzeby rynku (prosumenta) i pakietu energetyczno-klimatycznego” Wydawca: Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2010

[6] J. Popczyk, A. Jurkiewicz, R. Mocha „Autonomiczny Region Energetyczny” Projekt „Eko-Gmina”, styczeń 2011.

[7] [WWW.klaster3x20.pl](http://WWW.klaster3x20.pl)