

Wpływ nowych źródeł w systemie ciepłowniczym na jego efektywność**

Spis treści

- I. Idealny system ciepłowniczy
- II. System modelowy a rzeczywisty
- III. Warunki konkurencji w wytwarzaniu ciepła na potrzeby systemu ciepłowniczego
- IV. Generowanie zysku w systemie ciepłowniczym
- V. Rola samorządu na rynku ciepła w aglomeracji miejskiej
- VI. Podsumowanie

Streszczenie

W artykule przedstawiono model „idealnego” systemu ciepłowniczego, wzorowanego na modelu systemu elektroenergetycznego. Na tym tle przedstawiono przykładowy warszawski system ciepłowniczy, zwracając uwagę na problemy z realizacją modelowego rozwiązania. Szczególną uwagę zwrócono na warunki i skutki wejścia do systemu nowego źródła. Okazuje się bowiem, że nadmiar mocy wytwórczych nie spowoduje spadku, a wzrost ceny dla odbiorcy ciepła. Wskazano także rolę i możliwości oddziaływania samorządu na kształtowanie się rynku ciepłowniczego.

Słowa kluczowe: system ciepłowniczy; model systemu ciepłowniczego; koszty wejścia nowego źródła; rola samorządu.

I. Idealny system ciepłowniczy

Gdyby mieszkańcy dużej aglomeracji miejskiej zadano pytanie: jak powinien wyglądać system ciepłowniczy wykorzystywany do zaspokojenia jego potrzeb, tj. dostarczenia ciepłej wody użytkowej oraz zapewnienia komfortu cieplnego w miejscu zamieszkania i pracy, otrzymano by odpowiedź, że wszystko jedno jaki jest to system, ważne, żeby koszt zabezpieczenia tych potrzeb był możliwie niski, a niezawodność jak najwyższa. Czy istnieje taki system ciepłowniczy?

Powszechnie uważa się, że taki modelowy system (rys. 1) powinien mieć budowę pierścieniową, tzn. każdy z budynków powinien mieć zapewnione zasilanie z dwóch kierunków, tak aby awaria magistrali nie skutkowałą zanikiem zasilania dużych fragmentów miasta. Ciepło do sieci powinno być dostarczane przez wiele, konkurujących ze sobą elektrociepłowni.

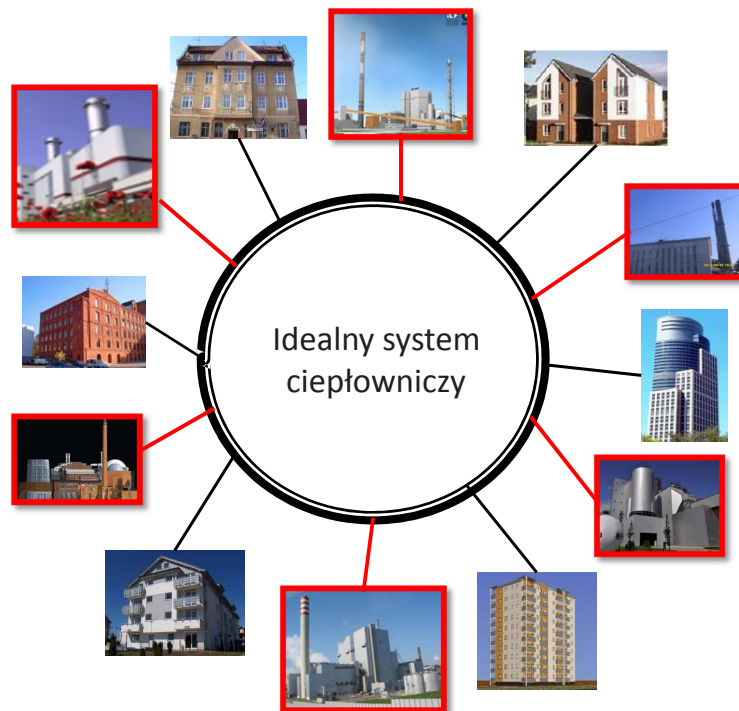
Ten model idealnego systemu został przeniesiony z systemu elektroenergetycznego, ale o ile koncepcja ta wydaje się racjonalna w przypadku systemu zasilania w energię elektryczną,

* Prof. dr. hab. inż. Janusz Lewandowski, Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej.

** Artykuł był prezentowany jako referat i opublikowany w materiałach IX Forum Operatorów Systemów i Odbiorców Energii i paliw „Perspektywy rozwoju energetyki warszawskiej w świetle zachodzących zmian” zorganizowanym 6 listopada 2012 r. przez Biuro Infrastruktury Urzędu m. st. Warszawy.

o tyle w przypadku systemu ciepłowniczego można mieć wątpliwości czy powiększanie liczby jednostek wytwórczych wymusza konkurencję i skutkuje obniżeniem ceny. Problem ten będzie przedmiotem dalszych rozważań.

Rysunek 1. Schemat modelowego systemu ciepłowniczego z siecią pierścieniową



II. System modelowy a rzeczywisty

Jak na tle modelowego systemu wyglądają systemy ciepłownicze w polskich miastach. Różnice można prześledzić na przykładzie, największego w kraju, systemu warszawskiego. Jego schemat przedstawiono na rysunku 2[1]. Jest on formalnie podzielony na trzy oddzielne (tj. niepołączone ze sobą siecią) rejony. Dwa z nich, rejon Ursusa oraz Międzylesia mają lokalny charakter i z punktu widzenia niniejszych rozważań mogą zostać pominięte.

Jeżeli nie uwzględniać problemu przepustowości połączeń (średnic rurociągów, rozkładów ciśnień), a skupić się tylko na ich topografii, to można stwierdzić, że systemowi nie dużo brakuje do charakteru pierścieniowego. Braki połączeń pojawiają się na Woli oraz w Wawrze. W Wawrze nie ma żadnej sieci dystrybucyjnej, a jej budowa, ze względu na zdecydowanie jednorodzinny charakter zabudowy, pewnie nie znajdzie uzasadnienia ekonomicznego.

System ciepłowniczy zasilany jest w ciepło z czterech elektrociepłowni, jednak dwie z nich ciepłownie Wola i Kawęczyn pracują jako źródła szczytowe (lub awaryjne). Można zatem przyjąć, że system zasilany jest z dwóch podstawowych źródeł elektrociepłowni Żerań i Siekierki.

Z punktu widzenia budowy modelowego systemu istotne jest kto jest właścicielem poszczególnych jego elementów. W polskim ciepłownictwie ukształtowały się trzy podstawowe modele własnościowe:

- jedno przedsiębiorstwo jest właścicielem wszystkich elementów systemu;
- system ma dwóch właścicieli – jednego sieć, a drugiego źródła;

- system mieszany, w którym jedno przedsiębiorstwo jest właścicielem sieci i części źródeł, a drugie pozostałych źródeł.
W Warszawie ukształtował się drugi model.

Rysunek 2. Schemat Warszawskiego Systemu Ciepłowniczego [1]



Jeżeliby podjąć próbę oceny jak odległy jest system warszawski od modelowego, to odleglejszy wydaje się on po stronie wytwarzania niż dystrybucji. Z jednej strony wytwarzanie jest bardzo skoncentrowane, a o konkurencji między źródłami nie może być mowy. Z drugiej zaś – istnieją dobre warunki do optymalizacji rozkładu obciążeń pomiędzy jednostki wytwórcze.

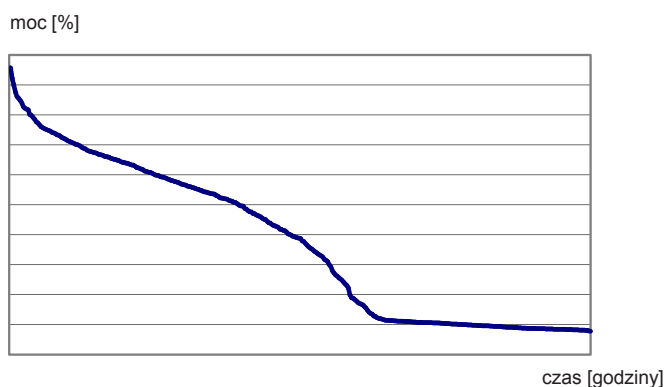
Istotnym elementem z punktu widzenia oceny jakości systemu ciepłowniczego jest jego stan techniczny. W przypadku obu podstawowych składowych tego systemu stan techniczny można uznać za poprawny, choć wymagający ciągłych inwestycji modernizacyjnych. W przypadku sieci konieczne jest dalsze unowocześnianie węzłów, wymiana rur na preizolowane oraz wspomniane wcześniej działania, które pozwoliłyby nadać sieci charakter pierścieniowej.

W przypadku źródeł konieczna jest likwidacja najstarszych jednostek wytwórczych. Rozważenia wymaga problem dywersyfikacji źródeł zarówno z punktu widzenia lokalizacji, jak i stosowanego paliwa. Konieczne jest zakończenie procesu dostosowania do wymagań emisyjnych, które zącą obowiązywać od 2016 roku. Stawiając problem dywersyfikacji paliwowej, należy pamiętać, że przy obecnych cenach paliw oraz prognozowanych kosztach uprawnień do emisji dwutlenku węgla najtańszym paliwem pozostaje węgiel. Uzasadnieniem dla stosowania gazu pozostaje tylko system finansowego wsparcia kogeneracji gazowej. Skalę problemu przedstawiono w kolejnym punkcie.

III. Warunki konkurencji w wytwarzaniu ciepła na potrzeby systemu ciepłowniczego

Cechą charakterystyczną systemu ciepłowniczego, którego celem jest zapewnienie mieszkańcom ciepłej wody użytkowej (dalej: c.w.u.) i komfortu cieplnego jest olbrzymia zmienność zapotrzebowania na moc ciepłą w trakcie roku. Związane jest to oczywiście ze zmianami temperatury zewnętrznej. W lecie, kiedy ciepło dostarczane jest tylko na potrzeby c.w.u. zapotrzebowanie na moc spada do wartości około 10% maksymalnego zapotrzebowania zimowego (rys. 3.). Źródła muszą dopasować się do tego zapotrzebowania.

Rysunek 3. Wykres uporządkowany zapotrzebowanie na moc ciepłowniczą dla dużej aglomeracji miejskiej



Ponieważ możliwości regulacyjne większości stosowanych urządzeń na ogół nie przekraczają zakresu 50–100%, konieczne jest stosowanie wielu jednostek wytwórczych, uruchamianych kolejno wraz ze wzrostem zapotrzebowania.

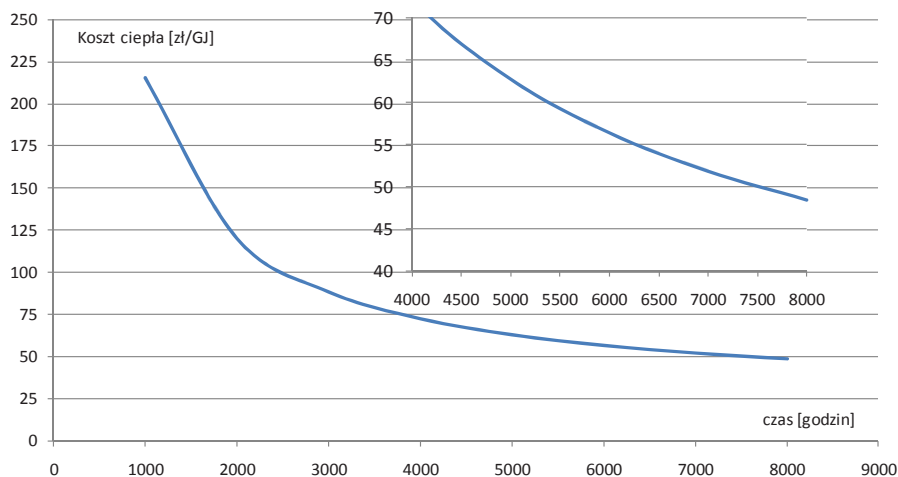
Różny czas pracy poszczególnych jednostek skutkuje różnym kosztem wytwarzania ciepła. Skalę tej różnicy zilustrowano wynikami analiz dla przykładowego źródła. Przyjmijmy, że w celu zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym wybudowany został zasilany gazem blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej 50 MW. Założone główne parametry techniczne takiego bloku oraz przyjęte koszty zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Parametry techniczne przykładowego bloku ciepłowniczego oraz podstawowe ceny i koszty przyjęte do analizy

Wielkość	Wartość	Jednostka
Moc elektryczna	50	MW
Moc cieplna	92	MW
Sprawność całkowita	85	%
Elektryczne potrzeby własne	6	%
Koszt inwestycyjny	1100	Euro/kW
Cena gazu	40	zł/GJ
Cena energii elektrycznej	198	zł/MWh
Jednostkowe koszty stałe	20	Euro/(kW rok)
Jednostkowe koszty zmienne	3	MWh
Kurs euro	4	zł/euro
Czas amortyzacji	15	lat

Dla celów analizy przyjęto, że jednostkowy koszt wytwarzania ciepła określony jest przez różnicę między poniesionymi kosztami (stałymi i zmiennymi) oraz przychodami ze sprzedaży na rynek energii elektrycznej. Nie uwzględniono przychodów z tytułu ewentualnego wsparcia wytwarzania w kogeneracji, np. poprzez system certyfikatów. Analizy przeprowadzono dla czasu pracy zmieniającego się od 1000 do 8000 godzin rocznie. Wyznaczony w wyniku obliczeń jednostkowy koszt ciepła zmienia się od około 48 zł/GJ przy czasie pracy 8000 godzin, aż do 215 zł/GJ dla 1000 godzin. Wyniki te zilustrowano na rysunku 4.

Rysunek 4. Zależność jednostkowego kosztu ciepła od czasu pracy przykładowej wytwórczej jednostki kogeneracyjnej

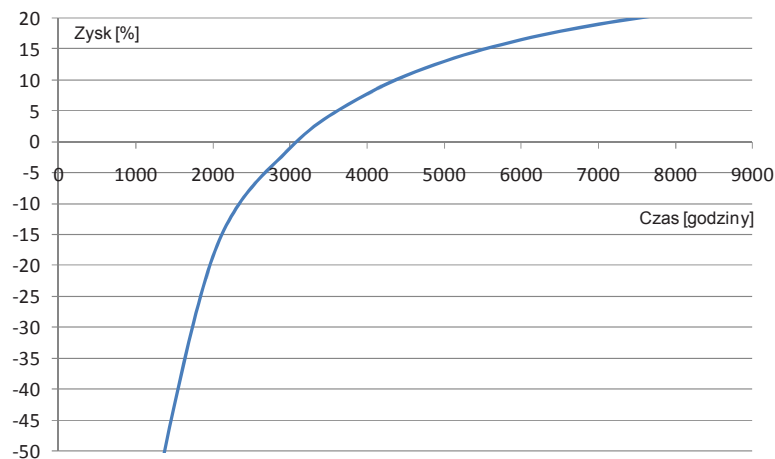


Należy zwrócić uwagę, że w przypadku braku wsparcia elektrociepłownia na gaz, nawet przy czasie wykorzystania mocy znamionowej na poziomie 8 tys. godzin, nie jest w stanie wprowadzać do systemu ciepła w cenie na obecnym poziomie, tj. poniżej 30 zł/GJ.

Nie są w stanie konkurować ze sobą dwie jednostki wytwórcze, z których jedna utrzymuje się w pracy letniej, czyli wytwarza ciepło przez 8 tys. godzin, a druga pracuje tylko na potrzeby ogrzewania, czyli maksimum około 4,5 tys. godzin. W przedstawionych szacunkowych obliczeniach nie uwzględniono kosztów pozyskania środków finansowych na inwestycje oraz zysków z działalności gospodarczej. Gdyby je uwzględnić ceny ciepła będą oczywiście jeszcze wyższe.

Sytuację zmienia ekonomiczne wsparcie kogeneracji. Przy dzisiejszym jego modelu, tj. systemie zbywalnych świadectw pochodzenia (dla gazu żółte certyfikaty o cenie około 120 zł/MWh) oraz aktualnej średniej cenie ciepła, nowe źródło ciepła może już wygenerować zyski, nawet na poziomie około 20% – pod jednym warunkiem – pracuje przez cały rok. Przy krótkim czasie pracy działalność pozostaje deficytowa (rys. 5). Tak znaczne zróżnicowanie zysku niezwykle utrudnia czy wręcz uniemożliwia racjonalną konkurencję.

Rysunek 5. Zysk ze skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (kogeneracja) w funkcji czasu wykorzystania mocy zainstalowanej przy obecnym mechanizmie wsparcia



IV. Generowanie zysku w systemie ciepłowniczym

Rynek energii elektrycznej, a przede wszystkim ciepła nie jest rynkiem, gdzie ceny wynikają z warunków równowagi popytu i podaży. Istotnym podmiotem na tym rynku jest Urząd Regulacji Energetyki (URE). Zatwierdza on taryfy elektryczne dla odbiorców indywidualnych, opłaty za przesył energii elektrycznej, wyznacza poziom cen świadectw pochodzenia oraz zatwierdza taryfy ciepłownicze zarówno w obszarze wytwarzania¹, jak i przesyłu. Z pewnym uproszczeniem można przyjąć, że regulacji nie podlega tylko cena energii elektrycznej sprzedawanej przez wytwórców. Znajduje to odzwierciedlenie w zyskowności przedsiębiorstw działających na rynku ciepłowniczym.

W 2011 roku, głównie dzięki sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia, wskaźnik rentowności sprzedaży energii elektrycznej i ciepła ukształtował się w elektrociepłowniach na poziomie 16,0%, podwyższając się w stosunku do 2010 roku o 2,9 punktu procentowego².

Zupełnie inaczej wygląda sytuacja w przedsiębiorstwach dystrybucyjnych i wytwarzających tylko ciepło. Zgodnie z danymi URE³ średnia rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2011 roku na całej działalności ciepłowniczej (bez kogeneracji) – wytwarzanie, przesyłanie i obrót ciepłem wynosiła 1,69%.

Dziesięciokrotnie większa zyskowność wytwarzania w kogeneracji niż działalności w obszarze dystrybucji i obrotu ciepłem powoduje, że jeżeli przedsiębiorstwo ciepłownicze uzyskuje dostęp do wolnych środków finansowych rozpoczyna przygotowania do budowy „swojej” elektrociepłowni. Jeżeli uda się mu pozyskać dla wytworzonego ciepła miejsce w podstawie wykresu uporządkowanego, to inwestycja szybko się zwróci. Oznacza to jednak, że z podstawy wytwarzania wypadnie inny wytwórca i jego niezmienione koszty stałe zostaną rozłożone na mniejszą produkcję, a zatem koszt jednostkowy wzrośnie. Może je zmniejszyć poprzez trwale odstawienie najstarszych urządzeń, ale pozostaje jeszcze jeden problem – rezerwowania możliwości wytwórczych. „Nowa

¹ Wytwórcy ciepła w kogeneracji nie muszą zatwierdzać taryfy, o ile oferują ciepło po cenie niższej niż średnia w wytwarzaniu rozdzielonym, a wzrost ceny nie przekracza poziomu ustalonego przez Prezesa URE

² ARE (oprac.), *Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. IV kwartały 2011*, Warszawa 2012.

³ Energetyka Ciepła w liczbach – 2011. Raport URE, Warszawa 2012. Pobrano z: http://www.ure.gov.pl/portal/pl/509/4859/Energetyka_ciepna_w_2011_r_Raport_Prezesa_URE.html

jednostka” powinna być w 100% rezerwowana przez „starego” wytwórcę. To generuje koszty, a koszty musi pokryć odbiorca ciepła.

Niestety obecnie nie ma żadnych szans, aby porównywalny czas zwrotu uzyskać z inwestycji w postaci modernizacji lub rozbudowy sieci przesyłowej.

Wytworzona w wyniku sztucznego rynku sytuacja stawia wytwórcę i dystrybutora w finansowo nierównej pozycji. To nie sprzyja zrównoważonemu rozwojowi systemu i nie służy mieszkańcom. Jak sobie z tym poradzić? – najprościej – działać wspólnie, wspólnie podejmować inwestycje i wspólnie dzielić się zyskiem. Natomiast prawdziwa konkurencja, która ma zapewnić mieszkańcom niskie ceny i wysoką jakość usług, istnieje poza systemem ciepłowniczym, bo przecież ciepło systemowe to nie jedyny sposób zapewnienia ogrzewania pomieszczeń. Koszty wyjścia z systemu są oczywiście duże, ale w kraju zanotowano już sporo takich przypadków. Wysokie ceny ciepła systemowego, to jednak przede wszystkim brak nowych przyłączy, co wobec termomodernizacji budynków i racjonalizacji zużycia c.w.u. oznacza stałe zmniejszanie sprzedaży. Gaz ziemny, kolektory słoneczne, pompy ciepła stanowią konkurencję dla ciepła z systemu ciepłowniczego.

V. Rola samorządu na rynku ciepła w aglomeracji miejskiej

Przepisy prawa bardzo jednoznacznie i kategorycznie obarczają samorząd terytorialny odpowiedzialnością za zaopatrzenie mieszkańców w ciepło. Artykuł 18 ust. 1. pkt. 1. ustawy – Prawo energetyczne stwierdza⁴: „Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy”.

Podobnie jednoznaczne są zapisy ustawy o samorządzie gminnym⁵. W art. 7 ust 3 tej ustawy znajdują się zapisy: „1. Zaspokajanie zbiorowych potrzeb wspólnoty należy do zadań własnych gminy. W szczególności zadania własne obejmują sprawy: [...]

3) wodociągów i zaopatrzenia w wodę, kanalizacji, usuwania i oczyszczania ścieków komunalnych, utrzymania czystości i porządku oraz urządzeń sanitarnych, wysypisk i unieszkodliwiania odpadów komunalnych, zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz, [...]”.

Ustawodawca określił daleko idące obowiązki samorządu, natomiast nie wyposażył go w narzędzia pozwalające na ich wypełnienie. Formalnie gmina ma kolejny obowiązek, tj. konieczność opracowania dokumentu o nazwie „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”. Niestety nie ma sankcji za nieopracowanie założeń planu, a w przypadku, gdy gmina takie założenia opracuje i przyjmie, to nie mają one wiążącej mocy prawnej. Gmina ma możliwość określenia dopuszczalnej wysokości domu czy prześwitu płotu, ale nie ma możliwości wskazania sposobu ogrzewania budynku.

Nie oznacza to jednak, że samorząd gminny nie ma żadnych możliwości wpływania na kształt rynku ciepłowniczego. Po pierwsze, w momencie uchwalania ustawy samorządowej większość przedsiębiorstw ciepłowniczych przeszła na własność samorządu. Niestety w przypadku, gdy źródła i sieci należały do różnych przedsiębiorstw, samorząd przejął sieci, a Skarb Państwa źródła ciepła.

W wielu przypadkach zarówno samorząd, jak i Skarb Państwa sprzedali firmy będące właścicielami źródeł i sieci, co jednak, zgodnie z cytowanymi już zapisami prawa, nie zwalnia samorządu

⁴ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, t. jedn. Dz.U. z 2012 r., poz. 1059.

⁵ Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym, Dz.U. z 2011 r. Nr 142, poz. 1591.

od odpowiedzialności za zaopatrzenie mieszkańców w ciepło. Pozostają mu jednak możliwości działania o „miękkim” charakterze takie między innymi, jak:

- wskazywanie w planach zagospodarowania przestrzennego pożądanych inwestycji ciepłowniczych,
- animowanie współpracy między podmiotami gospodarczymi działającymi w obszarze ciepłownictwa oraz wspieranie wspólnych przedsięwzięć inwestycyjnych,
- promowanie wśród mieszkańców ciepła systemowego jako efektywnego sposobu zabezpieczenia potrzeb cieplnych, które dodatkowo, w przypadku wytwarzania w kogeneracji, jest preferowane przez dyrektywy UE.

Możliwości działania uległyby znaczącemu wzmocnieniu, gdyby w miejsce „Założeń do planu...” gmina miała obowiązek uchwalenia „Planu zaopatrzenia w ciepło, ...”, a dokument ten miał charakter prawa miejscowego. Takie zmiany prawne były zapowiadane w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do roku 2030”⁶.

Duże znaczenie ma świadomość samorządu odnośnie do skutków preferowania wybranych technologii. W wielu miejscowościach, z inicjatywy samorządu, podejmowane są działania w celu pozyskiwania wsparcia finansowego na rozwój kolektorów słonecznych do przygotowania c.w.u. Niestety, często kolektory instalowane są na budynkach zasilanych z systemu ciepłowniczego. Jest to przykład nieefektywnego działania. Zmniejszenie letniego zapotrzebowania na ciepło skutkuje wzrostem kosztów wytwarzania ciepła systemowego. W wyniku pomocy publicznej udzielonej części mieszkańców pozostali będą płacić drożej.

VI. Podsumowanie

W podsumowaniu dobrze jest wrócić do problemu postawionego w tytule niniejszego artykułu. Jaki jest „wpływ nowych źródeł w systemie ciepłowniczym na jego efektywność energetyczną”?

W ostatnim czasie w kilku miastach w Polsce podjęto działania prowadzące do budowy nowych źródeł ciepła – elektrociepłowni. Działania takie chcą podjąć podmioty dotychczas działające w ramach systemu ciepłowniczego w tym takie, które nie wytwarzały dotychczas ciepła. Wszystkie firmy zakładają, że ulokują swoją produkcję ciepła w podstawie obciążenia i przewidują budowę jednostek o mocy cieplnej odpowiadającej zapotrzebowaniu na c.w.u. Obecnie w zakresie tym pracują duże efektywne węglowe bloki energetyczne, spełniające wymogi środowiskowe, znajdujące się w dobrym stanie technicznym. Przynajmniej część z nich trzeba będzie odstawić na okres lata. Kto poniesie tego koszty? A może uda się tak zorganizować pracę poszczególnych źródeł, aby nikt nie stracił? Na pewno warto popatrzeć na nie, zapominając o problemie własności i prowadzić ciągłą optymalizację ich pracy. Znane są narzędzia do rozwiązywania takich zadań. Nie można zapominać o potrzebie rozbudowy sieci, wprowadzeniu do sprzedaży nowego produktu – chłodu, bo to pozwoli zwiększyć zapotrzebowanie na ciepło w okresie letnim. Konieczne tu inwestycje nie są tak intratne, jak budowa źródeł, ale w dłuższej perspektywie prawie na pewno okażą się niezwykle cenne. Warto podjąć je wspólnie.

Samorząd powinien zachęcać firmy do takich wspólnych działań, sprzyjać im poprzez upraszczanie i przyspieszanie procedur administracyjnych. Przekonywać do nich mieszkańców poprzez budowanie dobrego wizerunku ciepła systemowego.

⁶ Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do roku 2030, Warszawa 2009. Pobrano z: <http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka/Polityka+energetyczna>.