



Jacek KAMIŃSKI*, Adrianna MALIK**

Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju

Streszczenie: Ciepłownictwo w Polsce jest bardzo dobrze rozwiniętym sektorem gospodarki o kluczowym znaczeniu dla pokrycia potrzeb grzewczych społeczeństwa. Artykuł przedstawia analizę polskiego rynku ciepła, na który składa się wiele rynków lokalnych, których zakres ograniczony jest terytorialnie, ze względu na brak ekonomicznego uzasadnienia przesyłania ciepła na duże odległości. W pierwszej części artykułu przedstawiono analizę stanu obecnego krajowego sektora ciepłowniczego oraz istotne dla dalszych rozważań dane historyczne dotyczące produkcji ciepła, zapotrzebowania na nie, struktury paliwowej, infrastruktury ciepłowniczej oraz struktury przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dalsza część artykułu zawiera dyskusję kluczowych uwarunkowań wpływających na perspektywiczny rozwój ciepłownictwa w Polsce. Punktem wyjścia jest analiza konkurencji cenowej ciepła sieciowego w porównaniu z innymi sposobami ogrzewania obiektów oraz systemów wsparcia dla przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego. Następnie przedstawione zostały perspektywiczne kierunki rozwoju branży oraz prognozowane zapotrzebowanie na ciepło sieciowe, wraz z czynnikami mającymi wpływ na jego atrakcyjność.

Słowa kluczowe: ciepło sieciowe, rynek ciepła, kogeneracja

An analysis of the Polish district heating sector: present situation and key issues for further development

Abstract: District heating in Poland is a well-developed economic sector with a significant share covering the heating demand of the society. The aim of this paper is to analyze the Polish heat market that consists of a number of local markets, the reach of which is limited territorially, due to the inefficiency of heat transfer over long distances. The first sections of the paper present the current situation in the domestic district heating sector. Historical data is also analyzed regarding heat production and demand, heating infrastructure, fuel-mix and the structure of companies operating in the heating market. The second part of the paper analyzes and discusses key conditions that will have an impact on the future development of the district heating sector in Poland. The starting point is an

* Dr hab. inż., prof. IGSMiE PAN, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; e-mail: kaminski@min-pan.krakow.pl

** Mgr inż., Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; e-mail: malik@min-pan.krakow.pl

analysis of the attractiveness of district heating in comparison to other ways of heat production. It also includes an overview of the implemented policy instruments that are binding for the heating companies. Consequently, perspective directions of the further development of the industry and the forecasted demand for district heat, along with the factors affecting its attractiveness, are presented.

Keywords: district heating, heat market, cogeneration

Wprowadzenie

Ustawa Prawo Energetyczne definiuje ciepło jako „energię cieplną w wodzie gorącej, parze lub w innych nośnikach” (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348). Wśród nośników ciepła najbardziej rozpowszechnionym do celów grzewczych jest gorąca woda, natomiast do celów technologicznych para wodna. Inne media mogące transportować ciepło to: ciecze o podwyższonej temperaturze wrzenia, spaliny oraz powietrze (Górecki 1994). Pojęcie przedsiębiorstwa ciepłowniczego zdefiniowane zostało w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz.U. 2007 Nr 16 poz. 92). Jest to: „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła w eksploatowanych przez to przedsiębiorstwo źródłach ciepła, przesyłaniem i dystrybucją oraz sprzedażą ciepła wytworzonego w tych źródłach lub zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego”.

W przeciwieństwie do energii elektrycznej czy gazu ziemnego, które mogą być przesyłane na znaczne odległości, transport nośników ciepła jest bardzo ograniczony. Skutkiem powyższego, w przypadku rynku ciepła konieczne jest analizowanie wielu indywidualnych, lokalnych rynków ciepła. Konsekwentnie, przesył ciepła w parze wodnej jest uzasadniony ekonomicznie przy odległościach od 2 do 3 km dla ciśnienia w przedziale 0,4–1,2 MPa oraz do około 1 km dla ciśnienia do 0,2 MPa, natomiast w gorącej wodzie na odległość około 10 km (Górecki 1994), dlatego też formułowanie rynku ciepła o szerszym zasięgu, na którym podmioty w nim uczestniczące mogłyby ze sobą skutecznie konkurować, jest nieefektywne ekonomicznie. Jego zakres jest zwykle ograniczony do obszaru jednego miasta, czy aglomeracji, na którym działa jeden lub kilku producentów. Z tego względu ceny ciepła oraz jego przesyłu podlegają kontroli Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w celu zapobiegania ich niezasadnionym i zbyt wysokim podwyżkom (Matusiak 2014; Billewicz 2013).

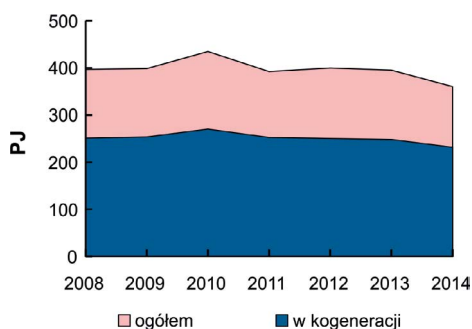
Ponieważ dokładna analiza poszczególnych lokalnych rynków ciepła na terenie Polski nie byłaby możliwa do przeprowadzenia w jednym artykule, ze względu na ich mnogość oraz liczbę parametrów je charakteryzujących, przedmiotowa analiza została przeprowadzona dla zagregowanych lub uśrednionych danych krajowych. Oprócz przeglądu stanu aktualnego krajowego sektora ciepłowniczego, który obejmuje analizę produkcji i zużycia ciepła oraz działających na rynku przedsiębiorstw ciepłowniczych, celem artykułu jest przedstawienie możliwych kierunków rozwoju tego sektora w kontekście aktualnych działań legislacyjnych na szczeblu krajowym i Unii Europejskiej oraz czynników wpływających na popyt na ciepło.

1. Rynek ciepła – historia i stan obecny

1.1. Produkcja i zapotrzebowanie na ciepło

Produkcja ciepła w Polsce w 2014 roku wyniosła 360,2 PJ z czego ponad 64% zostało wytworzone w skojarzeniu z energią elektryczną (rys. 1). Wolumen ciepła wytworzonego w 2014 roku był o 9% niższy niż w roku poprzednim. Największą w ostatnich latach ilość ciepła wyprodukowano w 2010 r. (o 21% więcej niż w 2014 r.). Ciepło systemowe w 2012 roku pokrywało około 60% potrzeb cieplnych mieszkańców polskich miast (URE 2015; GUS 2014) (rys. 2).

Znaczny udział węgla kamiennego oraz innych paliw kopalnych skutkuje emisją zanieczyszczeń do atmosfery. Wyraźny jest jednak znaczny spadek intensywności emisji zanieczyszczeń, w porównaniu do poziomów z 2002 roku. O 16,6 t/TJ (a więc o 14%) do poziomu



Rys. 1. Produkcja ciepła w Polsce w latach 2008–2014
Źródło: URE 2009–2015

Fig. 1. Heat production in Poland, 2008–2014



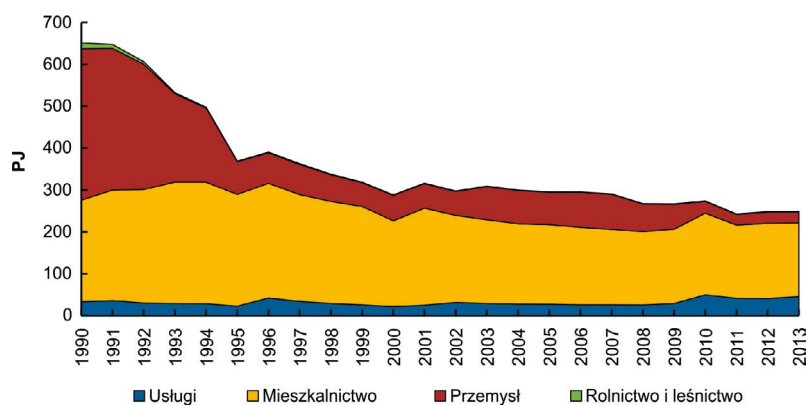
Rys. 2. Produkcja i rozdysponowanie ciepła
Źródło: opracowanie własne na podstawie URE 2015

Fig. 2. Production and disposal of heat

104,2 t/TJ zmniejszyła się intensywność emisji dwutlenku węgla. W przypadku dwutlenku siarki, tlenków azotu oraz pyłów zmiany te wynoszą odpowiednio: 44% (do wartości 0,41 t/TJ), 42% (do poziomu 0,15 t/TJ) i 71% (do 0,04 t/TJ – w porównaniu z rokiem 2003). Pozytywny wpływ na zmniejszenie intensywności emisji zanieczyszczeń z sektora ciepłownictwa mają znaczne nakłady inwestycyjne, poczynione w celu poprawy sprawności wytwarzania oraz ograniczenia negatywnego wpływu działalności ciepłowniczej na środowisko (URE 2015). Zachętę do takich działań stanowią przepisy prawa. Na szczęblu unijnym są to przede wszystkim dyrektywa w sprawie ograniczenia emisji do powietrza pewnych substancji z dużych zakładów spalania (2001/80/EC) oraz dyrektywa w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom (96/61/EC). W krajowym ustawodawstwie regulacje w zakresie ochrony atmosfery wprowadza Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2001 Nr 62 poz. 627) oraz Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. z 2014 r. poz. 1546).

Zapotrzebowanie na ciepło od roku 1990 do 2013 spadło o 62% z 651,5 PJ do 248,7 PJ. Największy spadek popytu zanotował sektor przemysłowy, gdzie w 2013 roku wielkość zużycia ciepła stanowiła około 7,2% wielkości z 1990 roku. Było to przede wszystkim skutkiem transformacji gospodarczej z lat dziewięćdziesiątych XX w. (Woźniak 2009) oraz poprawy efektywności energetycznej (Skoczkowski i Bielecki 2016). Podobnie stało się w przypadku rolnictwa i leśnictwa, jednak ich udział w ogóle zapotrzebowania na ciepło jest marginalny, a spadek na przestrzeni tych lat wyniósł jedynie 13 PJ, co stanowi zaledwie 5% zużycia w roku 2013. Również w sektorze mieszkalnictwa można zaobserwować zmniejszenie zużycia ciepła (o niespełna 30% do 176 PJ w 2013 roku). Wyjątek stanowi sektor usług, gdzie zapotrzebowanie na ciepło od 1990 do 2013 roku wzrosło z 33,1 do 45,5 PJ. Rysunek 3 przedstawia, w podziale na sektory, zużycie ciepła w Polsce w ostatnich latach (IEA 2016).

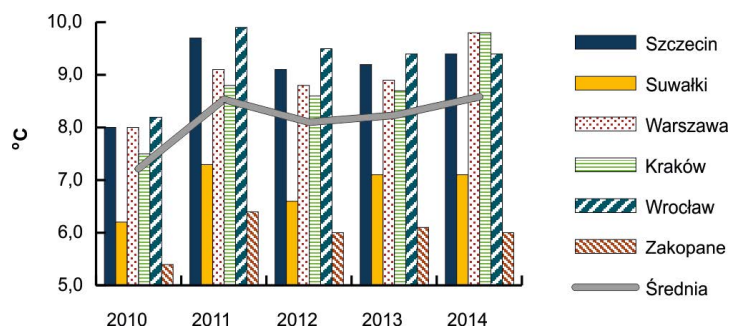
Zużycie ciepła jest silnie zależne od warunków atmosferycznych – w szczególności temperatury – zwłaszcza w sektorach usług oraz mieszkalnictwa, gdzie jest ono wykorzystywane dla zaspokojenia potrzeb grzewczych. Rysunek 4 przedstawia przeciętne temperatury



Rys. 3. Zapotrzebowanie na ciepło według sektorów
Źródło: IEA 2016

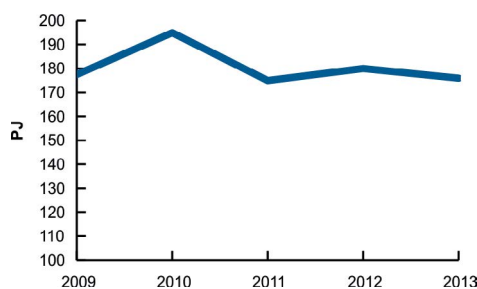
Fig. 3. Heat demand by sector

dla sześciu wybranych miast w Polsce. Zapotrzebowanie na ciepło w sektorze mieszkalnictwa, ujęte na rysunku 5, osiąga najwyższą wartość w 2010 roku, kiedy to średnie temperatury są najniższe w ostatnich pięciu latach. Analogicznie, spada ono o 20 PJ w 2011 roku, w którym średnia temperatura była wyższa o 1,3°C niż rok wcześniej (GUS 2010–2014; IEA 2016).



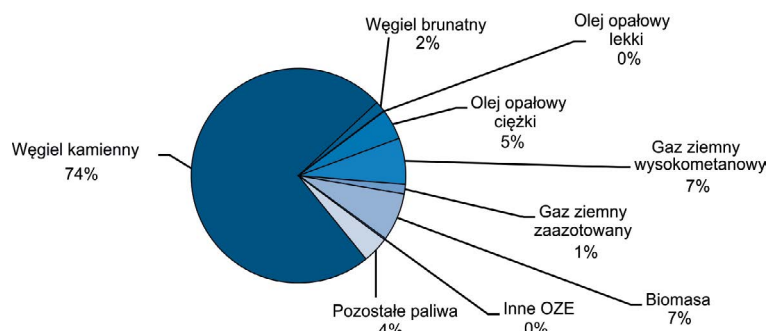
Rys. 4. Średnioroczne temperatury w wybranych miastach Polski (2010–2014)
Źródło: opracowanie własne na podstawie GUS 2010–2014

Fig. 4. Annual average air temperatures in selected locations in Poland (2010–2014)



Rys. 5. Zapotrzebowanie na ciepło w sektorze mieszkalnictwa
Źródło: IEA 2016

Fig. 5. Heat demand in residential sector



Rys. 6. Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła w Polsce w 2014 roku
Źródło: URE 2015

Fig. 6. Share of fuel in heat production in Poland in 2014

Charakterystyczną cechą rynku ciepła w Polsce jest jego silne uzależnienie od surowców kopalnych, szczególnie węgla kamiennego, który pokrywa 74% zapotrzebowania na energię pierwotną krajowych producentów ciepła (rys. 6). Wśród odnawialnych nośników energii, najwyższy udział ma biomasa (zarówno współspalana, jak i spalana w kotłach dedykowanych) – 98% produkowanego z OZE ciepła pochodzi z biomasy (URE 2015).

1.2. Przedsiębiorstwa ciepłownicze

W 2014 roku na polskim rynku istniało i prowadziło działalność 451 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, zajmujących się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem. Charakteryzowały się one różnym współczynnikiem zaangażowania w działalność energetyczną (WZDE) (w tym wypadku ciepłowniczą, a więc związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło) (patrz tab. 1). Współczynnik ten informuje o udziale całkowitych przychodów z koncesjonowanej działalności energetycznej (ciepłowniczej) w sumie całkowitych przychodów z prowadzonej działalności gospodarczej i jest najczęściej podawany w procentach (URE 2015).

TABELA 1. Wskaźnik zaangażowania w działalność energetyczną

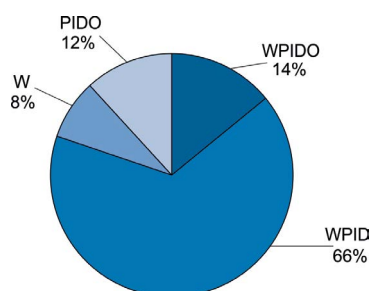
TABLE 1. Energy activity involvement index

WZDE [%]	2002	2005	2011	2012	2013	2014
0–19%	33,1	26,6	19,7	19,7	18,4	18,3
20–69%	25,3	25,7	24,8	22,9	24,2	23,7
70–100%	41,6	47,7	55,5	57,4	57,4	58,0

Źródło: URE 2015

W podziale według formy prawnej największą grupę przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowiły w 2014 roku spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (74,8%) oraz spółki akcyjne (19,2%). Pozostałe 6% to jednostki samorządu terytorialnego, spółdzielnie mieszkaniowe, przedsiębiorstwa państwowe oraz inne przedsiębiorstwa. Dla 72,1% spośród podmiotów funkcjonujących na rynku ciepłowniczym podstawową działalnością jest zaopatrywanie odbiorców w ciepło (w porównaniu do 50,5% w 2002 roku). Według prowadzonej działalności większość, bo 66% spółek to takie, które ciepło wytwarzały oraz oferowały usługi jego przesyłania i dystrybucji – WPID (patrz: rys. 7) (URE 2015).

Wielkość mocy zainstalowanej w krajowych przedsiębiorstwach ciepłowniczych zmalała nieznacznie z 57,6 GW w 2011 r. do 55,6 GW w 2014 roku. Największą grupą wśród wytwórców ciepła są przedsiębiorstwa dysponujące mocą zainstalowaną od 10 do 25 MW, jednak ich udział w ogóle mocy zainstalowanej w Polsce wynosi niespełna 3%. Odwrotna sytuacja zachodzi w przypadku największych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, których w 2014 roku było zaledwie 9 (2% ogółu), natomiast ich moc zainstalowana stanowiła niemalże 30% całkowitej, krajowej mocy zainstalowanej (URE 2015) (tab. 2).



Rys. 7. Podział przedsiębiorstw ciepłowniczych według rodzaju prowadzonej działalności (WPIDO – wytwarzanie, przesył i dystrybucja, obrót; WPID – wytwarzanie, przesył i dystrybucja; W – wytwarzanie; PIDO – przesył i dystrybucja, obrót)
Źródło: URE 2015

Fig. 7. Split of district heating companies by type of activity (WPIDO – generation, transportation and distribution, trade; WPID – generation, transportation and distribution; W – generation; PIDO – transportation and distribution, trade)

TABELA 2. Moc zainstalowana w krajowych przedsiębiorstwach ciepłowniczych w podziale według mocy źródeł 2011–2014

TABLE 2. Installed capacity of domestic district heating companies by size of power sources

Moc [MW]	2011		2012		2013		2014	
	liczba przedsiębiorstw	moc zainstalowana [MW]	liczba przedsiębiorstw	moc zainstalowana [MW]	liczba przedsiębiorstw	moc zainstalowana [MW]	liczba przedsiębiorstw	moc zainstalowana [MW]
Brak mocy	43	–	42	–	41	–	39	–
<10	57	333,0	49	297,3	53	325,1	50	303,7
10–25	96	1 623,9	95	1 565,9	98	1 634,0	100	1 666,4
25–50	95	3 413,0	99	3 560,1	86	3 129,2	84	3 052,4
50–75	44	2 675,4	40	2 378,5	36	2 173,9	38	2 282,8
75–125	48	4 732,8	46	4 527,3	46	4 522,7	47	4 571,2
125–200	31	5 022,2	31	4 960,7	28	4 455,3	27	4 178,3
200–500	37	12 743,1	35	12 070,2	39	13 327,3	38	13 012,4
500–1 000	18	12 441,7	19	13 102,2	16	10 546,9	16	10 430,7
>1 000	7	14 576,1	7	14 800,5	8	15 629,6	9	16 091,7

Źródło: URE 2015

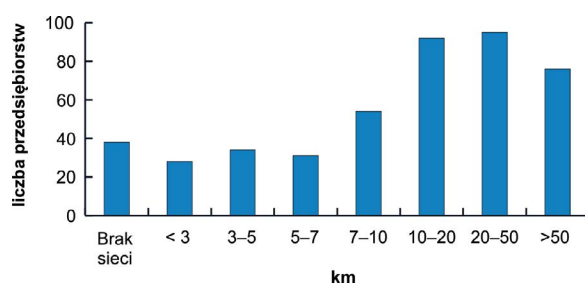
Kolejnym istotnym parametrem, charakteryzującym przedsiębiorstwa ciepłownicze, jest długość sieci, jaką dysponują. Całkowita długość wszystkich sieci ciepłowniczych w Polsce, będących własnością koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych w 2014 roku wyniosła niecałe 20,3 tys. km. W ostatnich latach widoczny jest jej systematyczny przyrost (tab. 3). Zdecydowana większość sieci ciepłowniczych znajduje się w rękach podmiotów należących do grupy o najwyższym współczynniku zaangażowania w działalność energetyczną i takich, dla których działalność ciepłownicza jest działalnością podstawową. Niemal 60% przedsiębiorstw zarządza siecią dłuższą niż 10 km (patrz: rys. 8) (URE 2015).

TABELA 3. Całkowita długość sieci ciepłowniczych w Polsce

TABLE 3. Total length of heating network in Poland

Rok	Długość sieci [km]
2002	17 312,5
2011	19 620,6
2012	19 794,1
2013	20 138,5
2014	20 255,1

Źródło: URE 2015



Rys. 8. Podział przedsiębiorstw według długości posiadanej sieci ciepłowniczej wraz z sumaryczną długością sieci dla danej grupy

Źródło: URE 2015

Fig. 8. Split of the heating companies by length of heating network with total network length

Pod względem wielkości mocy zainstalowanej oraz długości sieci dominuje województwo śląskie (20% mocy i 16% ogółu długości sieci w kraju) (tab. 4). Wynika to ze specyfiki centralnych systemów ciepłowniczych, których rozwój jest uzasadniony jedynie na obszarach o dużej liczbie mieszkańców i gęstości zaludnienia – Śląsk jest najgęściej zamieszkanym województwem w Polsce (373 os/km², o 152 os/km² więcej od drugiej w tym rankingu Małopolski). Mazowsze, czyli drugi pod względem rozwoju systemu ciepłowniczego oraz pierwszy pod względem wytwarzania ciepła obszar w Polsce (23% krajowej produkcji), jest terenem znacznie mniej zaludnionym niż Śląsk (150 os/km²), jednak większość potencjału ciepłowniczego tego województwa znajduje się w Warszawie, której system ciepłowniczy jest jednym z największych i posiadających najdłuższą historię w Europie. (URE 2015; GUS 2015; Włoch i Brzeziński 2010).

Wśród największych podmiotów na rynku ciepła można wymienić:

- TAURON Ciepło Sp. z o.o.,
- PGNiG Termika SA,
- EDF Polska SA,
- ZEC Katowice SA,
- ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.,
- ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.,
- VEOLIA Energia Warszawa SA.

TABELA 4. Moc zainstalowana, produkcja ciepła oraz długość sieci ciepłowniczej w podziale na województwa w 2014 roku

TABLE 4. Installed capacity, heat production and heating network length by provinces in 2014

Województwo	Moc zainstalowana [MW]	Produkcja ciepła [TJ]	Długość sieci [km]
Dolnośląskie	3 758,4	20 454,7	1 712,2
Kujawsko-pomorskie	4 230,7	41 120,8	1 245,1
Lubelskie	2 743,6	19 940,1	1 013,9
Lubuskie	1 014,0	5 432,9	288,2
Łódzkie	3 442,5	21 272,9	1 534,6
Małopolskie	4 184,5	21 304,1	1 502,1
Mazowieckie	9 425,9	82 281,4	2 992,6
Opolskie	1 565,0	9 043,1	606,6
Podkarpackie	1 485,7	6 432,9	721,8
Podlaskie	1 213,2	4 033,3	618,5
Pomorskie	3 735,3	29 906,8	1 520,6
Śląskie	10 783,0	46 187,5	3 182,4
Świętokrzyskie	1 330,8	7 335,1	459,2
Warmińsko-mazurskie	1 346,5	9 240,8	644,0
Wielkopolskie	3 314,5	18 823,0	1 369,5
Zachodniopomorskie	2 283,0	17 401,3	843,9

Źródło: URE 2015

2. Perspektywy rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce

2.1. Konkurencja cenowa

Rozwój systemów ciepłowniczych w dużej mierze zależy od wielkości popytu na ciepło oraz na usługę jego przesyłu i dystrybucji. Jednym z podstawowych czynników kształtujących popyt na ciepło systemowe jest jego cena w porównaniu do cen substytutów. W przypadku ciepła sieciowego dla sektora mieszkaniowego oraz usług, pod względem kosztów może ono skutecznie konkurować z gazem ziemnym wysokometanowym oraz energią elektryczną. Natomiast koszt ogrzewania mieszkania węglem kamiennym jest wciąż niemal o 30% niższy niż w przypadku wykorzystania ciepła sieciowego (tab. 5) (GUS 2014).

Na rysunku 9 zestawiono średnie wartości cen ciepła wytworzonego z poszczególnych paliw. Najdroższe jest ciepło generowane w technologiach wykorzystujących jako surowiec lekki olej opałowy, z którego wytwarza się zaledwie 0,05% ciepła w Polsce (102,07 PLN/GJ w 2014 roku) oraz wysokometanowy gaz ziemny, z którego produkuje się około 7% ciepła (61,54 PLN/GJ w 2015 roku). Najtańsze ciepło wytwarzane jest z węgla brunatnego (25,84 PLN/GJ, 1,7% całkowitej krajowej produkcji) i kamiennego (36,96 PLN/GJ, 74% produkowanego w Polsce ciepła). Opłata za usługę przesyłową w 2014 roku wynosiła 16,89 PLN/GJ i była o niemal 8% wyższa niż rok wcześniej (URE 2015).

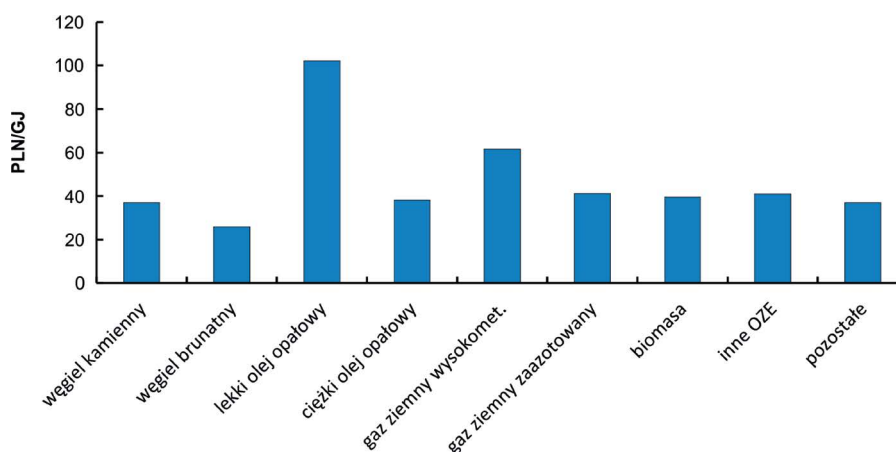
TABELA 5. Koszt nośnika energii zużytego na ogrzanie jednostki powierzchni użytkowej mieszkania

TABLE 5. Cost of energy source used on 1 m² of household in 2012

Rodzaj nośnika	Kosz toczny [zł/m ²]
Energia elektryczna	52,39*
Gaz ziemny wysokometanowy	31,97
Ciepło sieciowe	31,31
Węgiel kamienny	22,82

* Wartość dla gospodarstw domowych wykorzystujących w celach grzewczych tylko energię elektryczną.

Źródło: GUS 2014



Rys. 9. Średnia cena ciepła wytwarzanego z danych paliw (bez opłaty przesyłowej) w 2014 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie URE 2015

Fig. 9. Average price of heat generated from different fuels in 2014 (with no transition fee)

Średnią jednoskładnikową cenę ciepła oblicza się jako przychód ze sprzedaży podzielony przez sprzedaż ciepła ogółem, a więc sumę ciepła sprzedanego bezpośrednio ze źródeł, z sieci ciepłowniczych oraz z czystego obrotu. Jej przeciętna, krajowa wartość wynosiła w 2014 roku 47,73 PLN/GJ. Jednak w tabeli 6 można zaobserwować, że różni się ona znacznie między poszczególnymi województwami i jedynie w 4 województwach (wielkopolskim, świętokrzyskim, małopolskim i lubelskim) jej wartość była niższa. Najwięcej za ciepło w 2014 roku płacili mieszkańcy województw podlaskiego i opolskiego, co ma związek ze stosunkowo wysokimi jednostkowymi cenami paliw, w porównaniu z innymi województwami oraz małą liczbą działających tam przedsiębiorstw, a więc niewielką konkurencją na rynku (URE 2015).

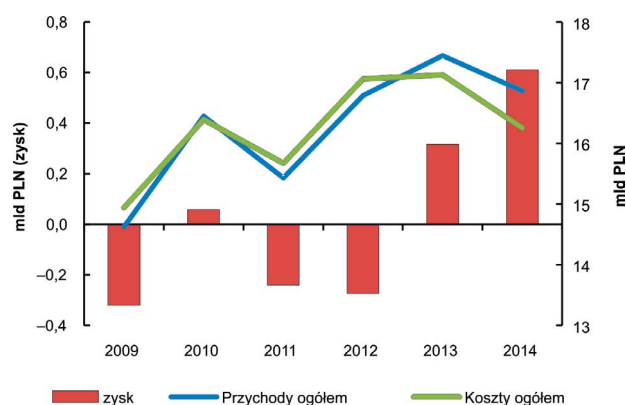
Przychody ogółem przedsiębiorstw z działalności ciepłowniczej w 2014 roku wyniosły 16,86 mld PLN, co stanowiło wartość o 3,3% niższą niż w roku poprzednim. Jednak zauważyć można tendencję wzrostową dla wartości przychodów ogółem, która rośnie szybciej niż wartość kosztów (rys. 10). Ostatnie dwa lata przedsiębiorstwa ciepłownicze w Polsce zakończyły dodatnim wynikiem finansowym (URE 2015).

TABELA 6. Ranking województw pod względem wysokości średniej jednoskładnikowej ceny ciepła w 2014 roku

TABLE 6. Voivodeships ranking by the average single-component heat prices in 2014

Województwo	Średnia jednoskładnikowa cena ciepła [PLN/GJ]
Podlaskie	59,57
Opolskie	58,72
Podkarpackie	55,32
Zachodniopomorskie	54,93
Lubuskie	53,47
Śląskie	52,34
Kujawsko-pomorskie	51,82
Łódzkie	51,00
Dolnośląskie	50,91
Pomorskie	50,83
Warmińsko-mazurskie	49,12
Wielkopolskie	47,62
Świętokrzyskie	46,05
Małopolskie	45,60
Lubelskie	45,57

Źródło: URE 2015

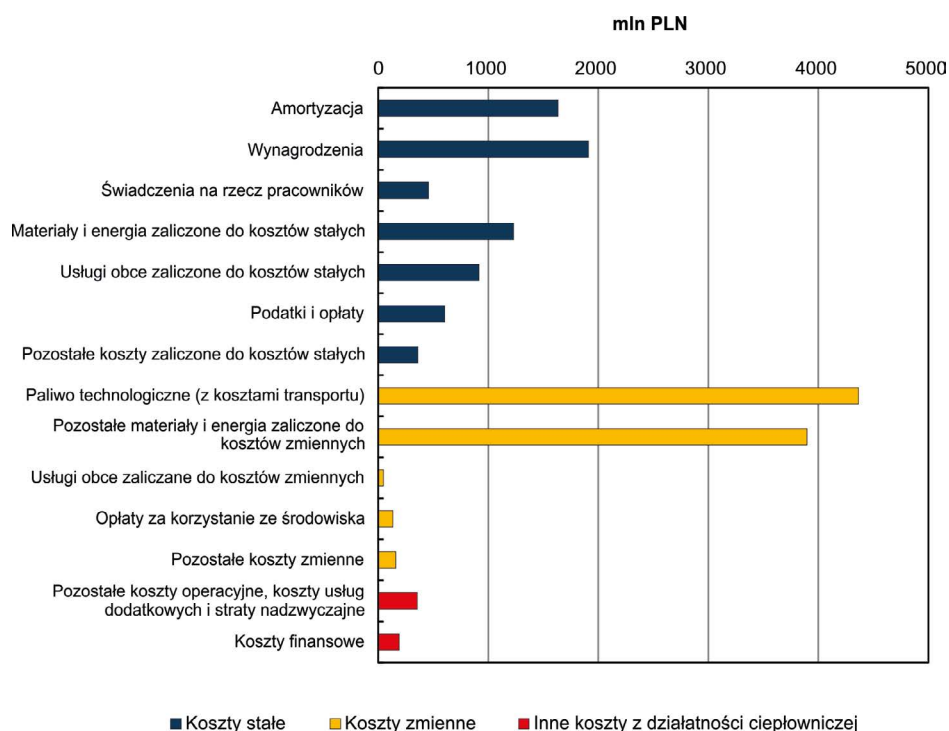


Rys. 10. Przychody i koszty ogółem z działalności ciepłowniczej w latach 2009–2014

Źródło: opracowanie własne na podstawie URE 2011–2015

Fig. 10. Total revenues and costs of district heating activities in 2009–2014

Całkowite koszty ogółem wyniosły w 2014 roku 16,25 mld PLN. Było to o 5,1% mniej niż w roku poprzednim, z czego 53% to koszty zmienne, 44% koszty stałe, natomiast pozostałe 4% to inne koszty z tytułu działalności ciepłowniczej. Przy spadku przychodów na poziomie 3,3% taka obniżka kosztów jest pozytywnym sygnałem, ponieważ można dostrzec, że zmniejszenie przychodów nie pociąga za sobą spadku dochodów przedsiębiorstw, które rok do roku, w okresie 2013–2014, rosną o niemalże 300 mln PLN. Rozbicie kosztów według rodzajów przedstawione zostało na rysunku 11. Widoczny jest znaczny udział kosztów

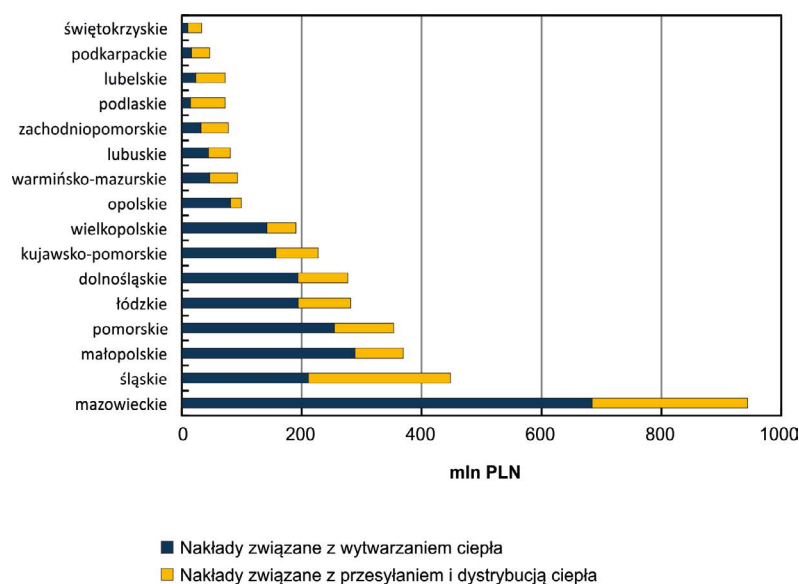


Rys. 11. Koszty stałe, zmienne oraz inne koszty z działalności ciepłowniczej w 2014 roku
 Źródło: opracowanie własne na podstawie URE 2015

Fig. 11. Fixed, variable and other costs of district heating activities in 2014

paliwa oraz jego transportu, który stanowił 27% ogółu kosztów związanych z działalnością ciepłowniczą. Kolejną istotną grupą są koszty pozostałych materiałów oraz energii (w tym energii elektrycznej), zaliczone do kosztów zmiennych – 24%. Znaczną część kosztów tworzą wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników – w sumie 15% oraz odpisy na amortyzację – 10% (URE 2015).

Z całkowitych nakładów inwestycyjnych związanych z ochroną środowiska, modernizacją i rozwojem infrastruktury ciepłowniczej w 2014 roku (w sumie niemal 3,7 mld PLN) aż 65% stanowiły te przeznaczone na źródła ciepła. Również w latach poprzednich były one wyższe od inwestycji w przesył i dystrybucję. Dysproporcja rozkładu nakładów odzwierciedla się w stanie poszczególnych części infrastruktury ciepłowniczej. Sprawność wytwarzania ciepła w krajowych źródłach wzrosła o 6,3 pkt proc. w porównaniu z rokiem 2002 i wyniosła w 2014 roku 86%. Jednocześnie, we wspomnianym okresie, o 1,93 pkt proc. spadła sprawność przesyłania ciepła (do 86,3% w 2014 roku). W 2014 r. najczęściej środków na inwestycje przeznaczyły przedsiębiorstwa funkcjonujące w województwie mazowieckim (przeszło jedną czwartą sumy krajowych nakładów), a najmniej, bo jedynie po około 1% całości środków przeznaczonych na ten cel w Polsce, w województwach świętokrzyskim i podkarpackim (rys. 12). W ujęciu historycznym widoczny jest wzrost środków przeznaczanych na cele inwestycji w sektorze ciepłownictwa (URE 2015).



Rys. 12. Nakłady inwestycyjne poniesione na modernizację, rozwój oraz ochronę środowiska według województw
Źródło: URE 2015

Fig. 12. Capital expenditures on modernization, development and environmental protection by provinces

Pozytywne wyniki finansowe przedsiębiorstw prowadzących działalność ciepłowniczą stanowią zachętę do inwestycji w sektorze, czego przejawem jest wzrost środków na nie przeznaczanych w ostatnich latach. Dodatkowo prawo europejskie (2012/27/UE) podkreśla rolę kogeneracji jako sposobu poprawy efektywności ogrzewania i chłodzenia. Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do przygotowania kompleksowej analizy potencjału wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji, a także efektywnych systemów chłodniczych i ciepłowniczych.

2.2. Systemy wsparcia

W celu propagowania kogeneracji jako efektywnego sposobu zaopatrzenia odbiorców w ciepło i energię elektryczną, został stworzony system wsparcia, polegający na przyznawaniu praw majątkowych wytwórcom, które wynikały z obowiązku przedłożenia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji nałożonego na sprzedawców. W przypadku braku posiadania świadectwa do umorzenia sprzedawca był zobowiązany do uiszczenia opłaty zastępczej, której wysokość określa się zgodnie ze wzorami podanymi w ustawie Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348). Początkowo przyznawano dwa rodzaje certyfikatów – żółte (dla źródeł o mocy do 1 MW, wytwarzających ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu) oraz czerwone (dla dużej kogeneracji). Dodatkowo, od 2010 roku został wprowadzony kolejny kolor certyfikatu – fioletowy (dla źródeł CHP (ang. *Combined Heat and Power*) jako paliwo wykorzystujących metan z pokładów górniczych węgla kamiennego)

(Certyfikaty...). Rynkowe ceny średnioważone poszczególnych certyfikatów w styczniu 2016 roku wynosiły odpowiednio: certyfikatów żółtych – 118,28 PLN/MWh, fioletowych – 62,28 PLN/MWh, a czerwonych 10,79 PLN/MWh (TGE 2016).

System ten funkcjonował pierwotnie w latach 2007–2012, a do jego efektów można zaliczyć spadek zanieczyszczenia powietrza w miastach, w których funkcjonowały elektrociepłownie zasilające sieć ciepłowniczą, poprawę efektywności użycia paliw kopalnych oraz nowe inwestycje w bloki gazowe i gazowo-parowe. W związku z wyłączeniami kogeneracyjnych bloków gazowych została podjęta decyzja o przedłużeniu systemu na lata 2014–2018 (Wysokosprawna kogeneracja...).

Poza systemem certyfikatów, dodatkowym wsparciem dla wysokosprawnej kogeneracji są uwzględnione w art. 9c ustawy Prawo energetyczne obowiązki operatora systemu elektroenergetycznego, który (ust. 6) „jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej (...) w wysokosprawnej kogeneracji” oraz (ust. 7) „do odbioru energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora”. Ponadto istnieje obowiązek, ujęty w art. 7b ust. 1 wspomnianej ustawy, mówiący o tym, że jeżeli szczytowa moc cieplna przewidywana dla ogrzewania tego obiektu wynosi nie mniej niż 50 kW, podmiot, który posiada tytuł prawny do korzystania z niego, jest obowiązany „zapewnić efektywne energetycznie wykorzystanie lokalnych zasobów paliw i energii” poprzez przyłączenie go do sieci ciepłowniczej (jeżeli taka możliwość istnieje) lub też wyposażenia go w indywidualną instalację grzewczą opartą na odnawialnym źródle ciepła, źródło kogeneracyjne lub wykorzystujące ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348).

2.3. Prognozowane zapotrzebowanie na ciepło

Na działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych wpływa wiele czynników ekonomicznych, środowiskowych, formalnoprawnych, technicznych, a także społecznych. Jednym z najbardziej kluczowych jest uwarunkowanie popytowe, które jest determinowane przez wielkość zapotrzebowania na ciepło u odbiorców, zapotrzebowanie i ceny paliw oraz dochody ludności oraz rosnącą efektywność energetyczną (Kamiński i Stós 2014a, b).

W dokumencie *Energy Roadmap 2050*, w scenariuszu referencyjnym zakłada się wzrost zapotrzebowania na ciepło o niemal 20% do 2030 roku oraz o 40% do 2050 roku. Jest on jednak podzielony nierównomiernie między dwa sektory – przemysłowy, w którym prognozowany wzrost sięgnie 48% do 2030 r. i aż 87% do 2050 r. oraz sektor mieszkalnictwa i usług, gdzie zakładany jest spadek zapotrzebowania o 13% do 2030 r. i 22% do 2050 roku (Heat Roadmap... 2012).

Zmniejszenie popytu, które przewiduje się dla odbiorców indywidualnych oraz w sektorze usług będzie wynikiem m.in. wymaganego przez ustawę wzrostu efektywności energetycznej, zarówno instalacji grzewczych, jak i budynków (termomodernizacja) (Dz.U. 2011 Nr 94 poz. 551). Ponadto prawo europejskie zakłada, że po 2018 roku wszystkie nowe budynki mające służyć lub będące własnością władz publicznych będą obiektami o niemal zerowym zużyciu energii, która dodatkowo powinna pochodzić w znacznej części ze źródeł odnawialnych, w tym lokalnych. Budynek o niemal zerowym zużyciu energii jest definio-

wany jako taki, którego cechuje bardzo wysoka charakterystyka energetyczna, określona na podstawie „wspólnych ram ogólnych do obliczania charakterystyki energetycznej budynków”, ujętych przez dyrektywę. Po 2020 roku obostrzenie to ma objąć również pozostałe nowe budynki (2010/31/UE).

Ograniczenie zapotrzebowania na ciepło przez sektor komunalno-bytowy oraz usługi będzie poważnym wyzwaniem dla ciepłownictwa. Wsparcie administracji rządowej w postaci przyznawanych świadectw pochodzenia czy zapisów prawnych promujących ciepło sieciowe wspomże w pewnym stopniu branżę przed pogarszającą się koniunkturą, jednak przedsiębiorstwa funkcjonujące na rynku będą zmuszone do konkurencji, przede wszystkim z innymi, alternatywnymi sposobami pokrycia zapotrzebowania na ciepło. Konkurencja cenowa, analizowana w rozdziale 3.1 artykułu, jest tylko jednym ze sposobów zabiegania o odbiorców. Jest ona jednocześnie ograniczana przez stosunkowo wysokie koszty wytworzenia ciepła i prowadzenia działalności, które muszą zostać pokryte, aby zapewnić płynność funkcjonowania podmiotów na rynku, przez co cena ciepła nie może być dowolnie przez nie obniżana.

Rozwój ciepła systemowego do 2050 roku (nawet 50% udziału w zabezpieczeniu potrzeb odbiorców do tego czasu) powinien przynieść, według szacunków dokonanych w dokumencie Heat Roadmap 2050, zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o około 7% oraz paliw kopalnych o 9%, a także spadek emisji dwutlenku węgla o 13% (Heat Roadmap... 2012). Ograniczenie zużycia paliw kopalnych pozytywnie wpłynie na poprawę stanu środowiska, w szczególności atmosfery, w wyniku redukcji ilości emitowanych zanieczyszczeń. Jednak będzie to zachętą do zmiany sposobu ogrzewania mieszkań jedynie dla niewielkiej części społeczeństwa, ze względu na stosunkowo niską świadomość środowiskową Polaków. Ważniejsze niż względy środowiskowe, wśród czynników pozacenowych, są dla konsumentów stabilne dostawy, komfort i bezpieczeństwo użytkowania. Przedsiębiorstwa ciepłownicze zobowiązane są odpowiednimi regulacjami do zapewnienia odbiorcom niezawodnych dostaw ciepła o odpowiednich parametrach jakościowych (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348), natomiast komfort i bezpieczeństwo użytkowania instalacji ciepła sieciowego są wyższe niż dla alternatywnych metod ogrzewania. Nie wymaga ono instalowania w domu kotłów, pieców lub innych urządzeń (jak w przypadku np. paliw kopalnych, czy pomp ciepła), obsługa takiej instalacji nie wymaga od użytkownika dużego wysiłku (w przeciwieństwie do systemów opartych na węglu kamiennym, gdzie występuje ciągła konieczność zapewnienia odpowiedniej ilości paliwa w palenisku oraz regularne usuwania popiołów czy sadzy, pozostałych po procesie spalania), a także bezpieczna (brak zagrożenia zatruciem tlenkiem węgla, które istnieje przy spalaniu paliw lub wystąpieniem pożaru, który może być wynikiem zwarcia w instalacji elektrycznej, jak i nieprawidłowej pracy kotła lub pieca).

Podsumowanie

Sektor ciepłowniczy w Polsce jest jednym z najlepiej rozwiniętych w Europie. Zapewnia on pokrycie potrzeb grzewczych znacznej części ludności zamieszkującej tereny zurbanizowane. Podstawowym paliwem dla polskich ciepłowni i elektrociepłowni jest węgiel kamienny. Koncesjonowane przedsiębiorstwa zajmujące się działalnością związaną z zaopatrzenia odbiorców w ciepło w Polsce różnią się między sobą w zakresie rodzaju prowadzonej ak-

tywności (wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja i obrót ciepłem), wielkością mocy zainstalowanej czy udziałem przychodów z działalności ciepłowniczej w ogóle wpływów. W skali kraju występują też duże dysproporcje między stopniem rozwoju ciepłownictwa w poszczególnych województwach, zarówno pod kątem istniejącej infrastruktury oraz wykorzystywanych surowców energetycznych, jak i poziomu nakładów inwestycyjnych. W ostatnich dwóch latach sytuacja ekonomiczna polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych była stabilna, a ich działalność przynosiła zyski.

Ponieważ wzrost wykorzystania ciepła sieciowego do celów grzewczych, szczególnie na obszarach miejskich, gdzie jest ono ekonomicznie uzasadnione, wpłynie pozytywnie na ograniczenie poziomu konsumpcji energii pierwotnej (w tym szczególnie paliw kopalnych) oraz emisję CO₂, jest ono w pewnym stopniu uprzywilejowane przez prawo polskie i europejskie. Jednak korzyści wynikające ze wsparcia ciepła sieciowego mogą zostać wyrównane przez straty, będące skutkiem obniżenia popytu u odbiorców z sektorów komunalno-bytowego i usług. Ciągła poprawa efektywności energetycznej wykorzystywanych urządzeń, instalacji oraz budynków przyczynia się do spadku zapotrzebowania na ciepło. Korzystna, dla podmiotów funkcjonujących w polskim sektorze ciepłowniczym jest pozacenowa przewaga ciepła systemowego nad alternatywnymi sposobami ogrzewania mieszkań i obiektów. Pozytywną przesłanką dla branży może być natomiast prognozowany wzrost zapotrzebowania u odbiorców przemysłowych.

Praca została zrealizowana w ramach działalności statutowej IGSMiE PAN.

Literatura

- Billewicz, K. 2013. Wpływ wdrażania rozwiązań inteligentnych sieci elektroenergetycznych na rynek ciepła. *Rynek Energii*. 109(6), s. 50–56.
- Certyfikaty... Certyfikaty energetyczne, Marek Szałas, TGE SA [Online] Dostępne w: https://www.tge.pl/files/04-2010/30-04-2010/tge_certyfikaty.pdf [Dostęp: 23.02.2016].
- Dyrektywa z 24 września 1996 w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom (96/61/EC).
- Dyrektywa z dnia 23 października 2001 w sprawie ograniczenia emisji do powietrza pewnych substancji z dużych zakładów spalania (2001/80/EC).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (2010/31/UE).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (2012/27/UE).
- GUS 2010–2014. Roczniki statystyczne Rzeczypospolitej Polskiej (2010–2014), Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 2010–2014.
- GUS 2014. Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012 r., Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 2014.
- GUS 2015. Powierzchnia i ludność w przekroju terytorialnym w 2015 r., Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 2015.
- Górecki, J. 1994. *Sieci ciepłne*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 1997.
- Heat Roadmap... 2012. Heat Roadmap Europe 2050. [Online] Dostępne w: http://vbn.aau.dk/files/77244240/Heat_Roadmap_Europe_Pre_Study_1.pdf [Dostęp: 22.02.2016].
- IEA 2016. World: Balances for 2013, Statistics [Online] Dostępne w: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=WORLD&product=balances&year=2013> [Dostęp: 18.02.2016].
- Kamiński, J. i Stós, K. 2014a. Aktualne uwarunkowania ekonomiczno-techniczne i formalno-prawne rozwoju przedsiębiorstwa kogeneracyjnego w Polsce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 3, s. 181–192.

- Kamiński, J. i Stós, K. 2014b. Uwarunkowania środowiskowe funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w Polsce na przykładzie elektrociepłowni. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 2, s. 113–122.
- Matusiak, B.E. 2014. Efektywność energetyczna na rynku ciepła. *Rynek Energii* 110(1), s. 60–65.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2004 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. z 2014 r. poz. 1546).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych. (Dz.U. 2007 Nr 16 poz. 92).
- Skoczkowski, T. i Bielecki, S. 2016. Środki poprawy efektywności energetycznej w przemyśle i ich ocena. *Energetyka*. [Online] Dostępne w: <http://elektroenergetyka.pl/upload/file/2016/1/Skoczkowski,%20Bielecki.pdf> [Dostęp: 25.02.2016].
- TGE, 2016. Raport miesięczny Towarowej Giełdy Energii SA – Styczeń 2016. TGE, 2016. [Online] Dostępne w: https://tge.pl/fm/upload/Raporty-Miesieczne/2016/RAPORT_stycze_2016.pdf [Dostęp: 23.02.2016].
- URE 2009–2015. Energetyka ciepła w liczbach 2008–2014, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2009–2015.
- URE 2015. Energetyka ciepła w liczbach 2014, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2015.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348).
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2001 Nr 62 poz. 627).
- Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2011 Nr 94 poz. 551).
- Włoch, M. i Brzeziński, P. 2010. Warszawski system ciepłowniczy a wybrane systemy europejskie. [Online] Dostępne w: http://cire.pl/pliki/2/war_ciep_a_euro.pdf [Dostęp: 22.02.2016].
- Woźniak, M.G. 2009. Zmiany strukturalne gospodarki Polski po 1990 roku. *Prace Komisji Geografii Przemysłu*, Nr 12, Warszawa–Kraków.
- Wysokosprawna kogeneracja..., Wysokosprawna kogeneracja w Polsce, Tomasz Dąbrowski, Departament Energetyki, Ministerstwo Gospodarki. [Online] Dostępne w: http://ahk.pl/fileadmin/ahk_polen/Erneuerbare_Energien/2014.09_02_Dabrowski.pdf [Dostęp: 23.02.2016].

