



Transformation of existing urban district heating and cooling systems from fossil to renewable energy sources

OZE w systemach ciepłowniczych i chłodniczych

## **Analiza rynku ciepła w Polsce**



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No. 952873.

## Document Information:

**Authors:** Ewa Chimelewska,  
Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

**Contact:** Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.  
ul. Zbożowa 4, 70-653 Szczecin

**T:** +48 797 951 492

**E-mail:** ewa.chmielewska@sec.com.pl



**Last update:** February 2021

**Front page image:** SEC

**Work package:** WP2: Preparing the ground

**Task:** Task 2.1: Baseline surveys

**Deliverable:** D2.1: Regional and EU level surveys

**Status:** Public

**Project website:** [www.res-dhc.eu](http://www.res-dhc.eu)

### Disclaimer:

The sole responsibility for the contents of this publication lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. Neither the European Commission nor the authors are responsible for any use that may be made of the information contained therein.

## SPIS TREŚCI

1. Zakres .....	2
2. Źródła informacji.....	2
3. Stan aktualny rynku .....	3
3.1. Rynek ciepła w Polsce.....	3
3.2. Ciepło systemowe .....	5
4. Analiza interesariuszy.....	13
5. Finansowanie i zachęty .....	16
6. Polityka i regulacje .....	17
7. Przeszkody i bariery dla RES DHC.....	18
8. Szanse dla RES DHC.....	19
9. Przykłady dobrych praktyk.....	20
10. Podsumowanie po angielsku.....	21

## 1. ZAKRES

Poniższy raport przedstawia sytuację na rynku ciepłowniczym w Polsce. Zawiera informacje dotyczące ciepłownictwa sieciowego, indywidualnych źródeł ciepła, aktów prawnych regulujących funkcjonowanie całego rynku, przedsiębiorstw koncesjonowanych, a także możliwości wykorzystania OZE w ciepłownictwie oraz rekomendacje dla branży, mające na celu poprawę jakości powietrza w Polsce i dostępu do „czystego” ciepła sieciowego.

## 2. ŹRÓDŁA INFORMACJI

Polskie ciepłownictwo sieciowe, to przede wszystkim rynek regulowany oparty na dużych systemach wytwórczych. Podstawowym aktem prawnym określającym relacje na rynku ciepła jest ustawa Prawo Energetyczne, która określa obowiązki wytwórców ciepła. W świetle polityki energetycznej wojewodowie oraz samorządy województw odpowiedzialni są za zapewnienie warunków do rozwoju infrastrukturalnych połączeń międzyregionalnych i wewnątrz regionalnych, i koordynację rozwoju energetyki w gminach. Niniejszy raport został opracowany na podstawie poniższej literatury:

1. URE „Energetyka ciepła w liczbach –2018”
2. GUS „Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku”
3. Forum Energii „Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie”
4. Forum Energii „Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce”
5. Forum Energii „Transformacja ciepłownictwa 2030. Małe systemy ciepłownicze.”
6. Forum Energii „Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa.”
7. Forum Energii „Ciepłownictwo w Polsce”. Edycja 2019.
8. Forum Energii „Modernizacja europejskiego trójkąta węgla brunatnego”
9. ARE „Sytuacja Energetyczna w Polsce. Krajowy Bilans Energii.”
10. ARE „Biuletyn Ciepłownictwa”
11. ARE „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2018”
12. [https://kobize.pl/uploads/materialy/prawo/akty\\_prawne\\_PL/170713\\_Dz.U\\_wykaz\\_instalacji\\_jednolity.pdf](https://kobize.pl/uploads/materialy/prawo/akty_prawne_PL/170713_Dz.U_wykaz_instalacji_jednolity.pdf)
13. [https://kobize.pl/uploads/materialy/prawo/akty\\_prawne\\_PL/USZE-D20091070Lj.pdf](https://kobize.pl/uploads/materialy/prawo/akty_prawne_PL/USZE-D20091070Lj.pdf)
14. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu (KPEIK) na lata 2021-2030
15. GUS „Gospodarka energetyczna i gazownictwo w 2018”
16. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE)2015/2193z dnia 25 listopada 2015r.
17. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r.
18. Raport MCP <http://mcp.kobize.pl/>
19. <https://www.biznes.gov.pl/pl/klasyfikacja-pkd>
20. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pl\\_5th\\_progress\\_report\\_red\\_for\\_2017\\_and\\_2018.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pl_5th_progress_report_red_for_2017_and_2018.pdf)
21. [https://www.bosbank.pl/\\_data/assets/pdf\\_file/0009/20610/BOSBank\\_Cieplownictwo\\_2019.12.31.pdf](https://www.bosbank.pl/_data/assets/pdf_file/0009/20610/BOSBank_Cieplownictwo_2019.12.31.pdf)
22. Rejestry koncesji: <https://rejestry.ure.gov.pl>
23. Starościk J.: *Wykorzystanie OZE, w tym kolektorów słonecznych do wsparcia ciepła sieciowego i kogeneracji*

24. Nogaj K.: *Możliwości rozproszonego magazynowania ciepła w systemie ciepłowniczym poprzez wykorzystanie technologii domów słonecznych*
25. Wiśniewski G.: *Systemy ciepłownicze współpracujące z odnawialnymi źródłami energii i magazynami ciepła*
26. Kaczorowski J.: *Zintegrowane sieci ciepłownicze w oparciu o OZE.* („Czysta Energia” –nr 11/2013)
27. Ustawa Prawo Energetyczne: <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19970540348/U/D19970348Lj.pdf>

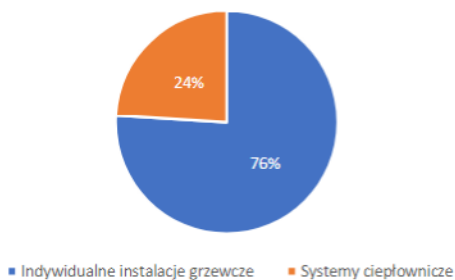
### 3. STAN AKTUALNY RYNKU

#### 3.1. Rynek ciepła w Polsce

Analiza polskiego rynku ciepła jest zadaniem trudnym z uwagi na jego znaczną defragmentację oraz niejednorodną strukturę. Łączne zużycie ciepła w budynkach w 2016 roku wynosiło 236 tys.TJ<sup>1</sup>, z tego 163 tys. TJ w budynkach mieszkalnych.

Sektor dzieli się na indywidualnych wytwórców ciepła oraz wytwórców sieciowych. Ponadto, segment ciepła sieciowego dzieli się na część koncesjonowaną (>5 MW) i część systemów (<5 MW) dla których nie jest wymagane uzyskanie koncesji na wytwarzanie, przesył, dystrybucję, czy obrót ciepłem.

Zaledwie 24% ciepła w Polsce powstaje w systemach ciepłowniczych, reszta zaś jest wytwarzana w indywidualnych instalacjach grzewczych (Rysunek 1)<sup>2</sup>. Stąd wniosek, że to **decyzje indywidualnych wytwórców ciepła mogą w największym stopniu wpłynąć na kształt sektora ciepła oraz wielkość emisji wytwarzanych przez branżę.**



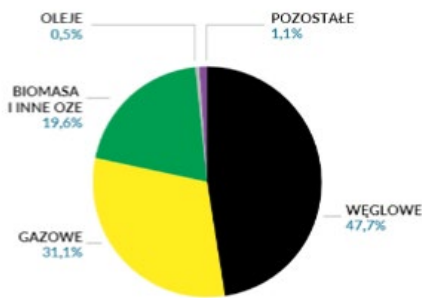
Rysunek 1: Udział poszczególnych grup wytwórców w całkowitej produkcji ciepła. (źródło: opracowanie własne).

W indywidualnych systemach grzewczych wykorzystywane są głównie przestarzałe technologie z lat 50 i 60-tych ubiegłego wieku, co powoduje duże emisje zanieczyszczeń. Sytuacja jednak powoli poprawia się, gdyż użytkownicy stają się bardziej świadomi i dostrzegają korzyści ekonomiczne i zdrowotne związane z wykorzystywaniem nowych technologii ogrzewania budynków. Jednym

<sup>1</sup> Forum Energii. „Transformacja ciepłownictwa 2030. Małe systemy ciepłownicze”

<sup>2</sup> Forum Energii. „Ciepłownictwo w Polsce”. 2019

z przykładów może być wykorzystanie energii słonecznej: w 2018 roku 61,4% ciepła pozyskanego dzięki energii słonecznej wykorzystano właśnie w gospodarstwach domowych. Udział poszczególnych paliw wykorzystywanych do wytwarzania ciepła w tym sektorze przedstawia Rysunek 2.



Rysunek 2: Struktura paliwowa w ciepłownictwie indywidualnym (źródło:3).

Szacuje się, że większość inwestycji, które zostaną zrealizowane w ciepłownictwie w najbliższych latach dotyczyć będzie indywidualnych instalacji grzewczych. Jest to spowodowane rosnącym zainteresowaniem OZE i poszukiwaniami możliwości obniżenia kosztów ciepła (Rysunek 3).

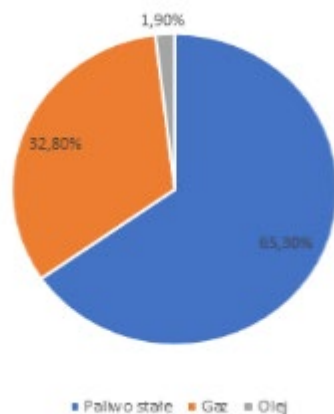
Technologia	Średnio tempo wzrostu w Polsce w ostatnich latach (MW <sub>z</sub> /rok)	Techniczny trend dla Polski na podstawie DEA (MW <sub>z</sub> /rok)
Biomasa sieciowa	120	-
Biomasa indywidualna	100	-
Kolektory słoneczne sieciowe	-	60
Kolektory słoneczne indywidualne	250	-
Pompy ciepła sieciowe	-	60
Pompy ciepła indywidualne	230 <sup>d</sup>	-
Biogaz	3	-
Geotermia	1,2 <sup>a</sup>	-
P2H sieciowe	-	30
P2H indywidualne	25 <sup>b</sup>	-

Rysunek 3: Rozwój poszczególnych technologii OZE w Polsce (Źródło 3)

- a. w Polsce pracuje jedynie kilka ciepłowni geotermalnych, budowanych od lat 90. Przyjęto dane na podstawie średniej mocy standardowej ciepłowni (5 MW) oraz cyklu inwestycyjnego dla takiej technologii (4,5 roku).
- b. technologia Green Power to Heat nie funkcjonuje jeszcze w Polsce,

- c. dla technologii niestosowanych w Polsce wykorzystano dane *Technology Data for Electricity and District Heating*.
- d. *Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010–2018. Perspektywy rozwoju do 2030 roku*. PORT PC, Kraków 2019, [http://portpc.pl/pdf/raporty/Raport\\_PORTPC\\_wersja\\_final\\_2019.pdf](http://portpc.pl/pdf/raporty/Raport_PORTPC_wersja_final_2019.pdf).

Biorąc pod uwagę paliwa używane do celów grzewczych (dane za rok 2018); najwięcej ciepła wyprodukowano przy wykorzystaniu paliw stałych (65,3%), następnie gazu (32,8%) oraz oleju opałowego (1,9%).



Rysunek 4: Struktura zużycia paliw do celów grzewczych (źródło: opracowanie własne)

Zgodnie z danymi Eurostatu w roku 2018, Polska była na 6 miejscu w UE pod względem wielkości zużycia energii pierwotnej i finalnej brutto.

### 3.2. Ciepło systemowe

Ciepło systemowe stanowi około ¼ polskiego rynku ciepła. Jest to ciepło wytworzone przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą oznaczoną kodami 35.11.Z oraz 35.30.Z klasyfikacji PKD3), oznaczającymi odpowiednio:

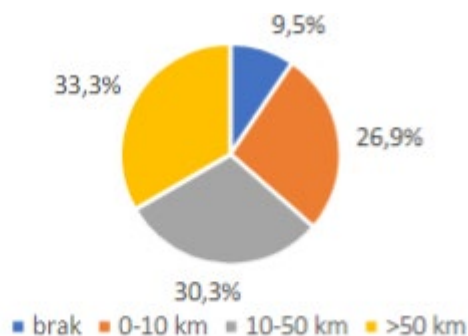
- 35.11.Z – wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach, elektrociepłowniach, elektrowniach atomowych lub hydroelektrowniach za pomocą turbin gazowych, generatorów wysokoprężnych i ze źródeł odnawialnych;
- 35.30.Z – produkcja, gromadzenie i dystrybucja pary wodnej oraz gorącej wody dla celów grzewczych, energetycznych i innych; produkcja oraz dystrybucja schłodzonego powietrza; produkcja oraz dystrybucja wody schłodzonej do celów chłodniczych; produkcja lodów do celów żywnościowych lub nie.

Jak wynika z Tabeli 1, łączna długość sieci ciepłowniczych w Polsce rośnie. Na koniec 2018 r. wyniosła 25 219,2 km podczas gdy rok wcześniej było to ponad 300 km mniej.

Wyszczególnienie	2017	2016=100	2018	2017=100
Sieć ciepła ogółem w km (stan na 31 XII)	23 918	94,8	25 219	105,4
Sieć ciepła przesyłowa i rozdzielcza w km (stan na 31 XII)	15 653	95,6	16 296	104,1
Przyłącza do budynków w km (stan na 31 XII)	8 265	93,4	8 923	108,0
Kotłownie w szt.	24 145	98,3	23 768	98,4

Tabela 1: Infrastruktura ciepłownicza w Polsce w latach 2017 i 2018 (źródło: GUS6).

Analizując (w większości) koncesjonowane systemy ciepłownicze pod kątem długości sieci można stwierdzić, że w Polsce dominują duże systemy ciepłownicze o długości sieci przekraczającej 50 km (Rysunek 5). Do największych w Polsce systemów ciepłowniczych pod względem długości sieci należą: SPEC w Warszawie, MPEC Kraków, Dalkia Łódź oraz Tauron ciepło (aglomeracja śląska).



Rysunek 5 Długości sieci ciepłowniczych w Polsce. (Źródło: opracowanie własne)

Największe zagęszczenie sieci ciepłowniczych odnotowano w województwach: śląskim (29,5 km na 100 km<sup>2</sup>), małopolskim (13,3 km na 100 km<sup>2</sup>) oraz łódzkim i pomorskim (po 10,3 km na 100 km<sup>2</sup>), natomiast najmniejsze – w województwie lubuskim (3,7 km na 100 km<sup>2</sup>) oraz podlaskim i warmińsko-mazurskim (po 4,1 km na 100 km<sup>2</sup>).

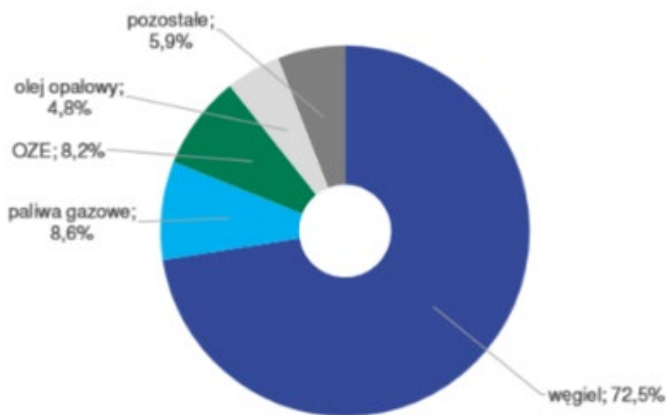
Dominują systemy ciepłownicze II i III generacji, w których temperatura czynnika roboczego osiąga - 120/130°C na zasilaniu i 85°C na powrocie.

Według Forum Energii<sup>2</sup>, 63% ciepła sieciowego powstaje w kogeneracji, czyli jednoczesnym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, co pozwala na zwiększenie efektywności wykorzystania paliw. Spośród 565 przedsiębiorstw zawartych w rejestrze MCP, 83 pracuje w kogeneracji, przy czym 50 z nich ma moce od 1 do 5 MW, a pozostała część od 5 do 50 MW. Starty przesyłowe szacowane są średnio na poziomie 13%.

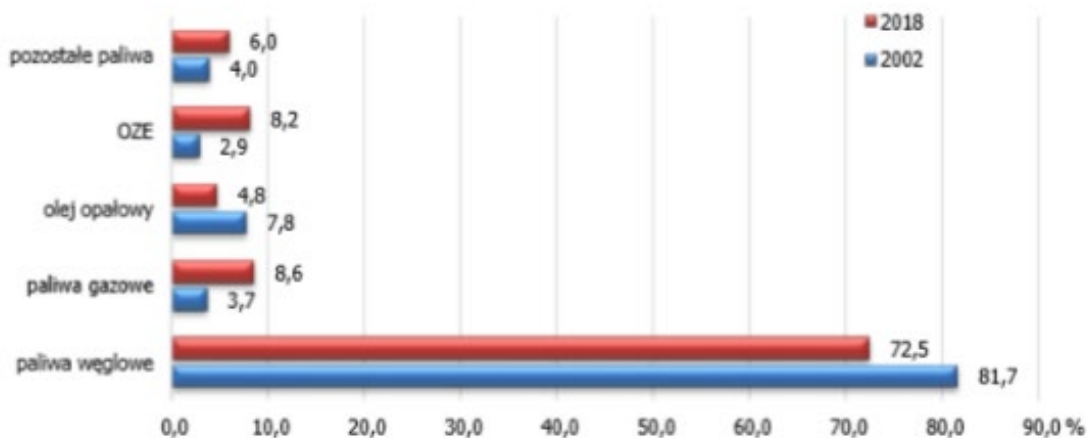


W roku 2018 produkcja ciepła systemowego ogółem była o 4,6% mniejsza niż w roku 2017 (wpływ miały na to warunki pogodowe) i wyniosła 411,6 tys. TJ. Same ciepłownie i elektrociepłownie (bez spalarni odpadów, ciepła z przemysłu) wytworzyły w 2018 roku prawie 184 tys. TJ energii. Zainstalowana w nich moc wynosiła niecałe 28,7 GW, a moc wykorzystywana 25 GW, z czego prawie 24,3 GW stanowiła moc zamówiona przez odbiorców.

Polskie systemy ciepłownicze dostarczają ciepło wytwarzane przede wszystkim w oparciu o paliwa kopalne (wg danych URE jest to 72,5%). Jedynie 8,2% z nich jako główne źródło energii wykorzystuje OZE (Rysunek 6). Do OZE zalicza się: biopaliwa stałe i ciekłe, biogaz, energię słoneczną, energię wody i wiatru, energię geotermalną, pompy ciepła oraz frakcję biodegradowalną odpadów komunalnych. Jak widać na rysunku 7, wykorzystanie paliw kopalnych w ciągu ostatnich lat spadło, natomiast wykorzystanie OZE znacząco wzrosło.

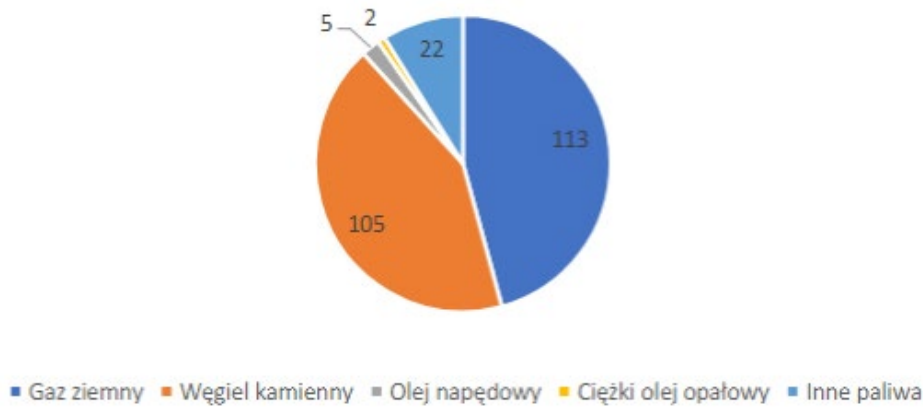


Rysunek 6: Struktura paliw w ciepłownictwie sieciowym (źródło:21)

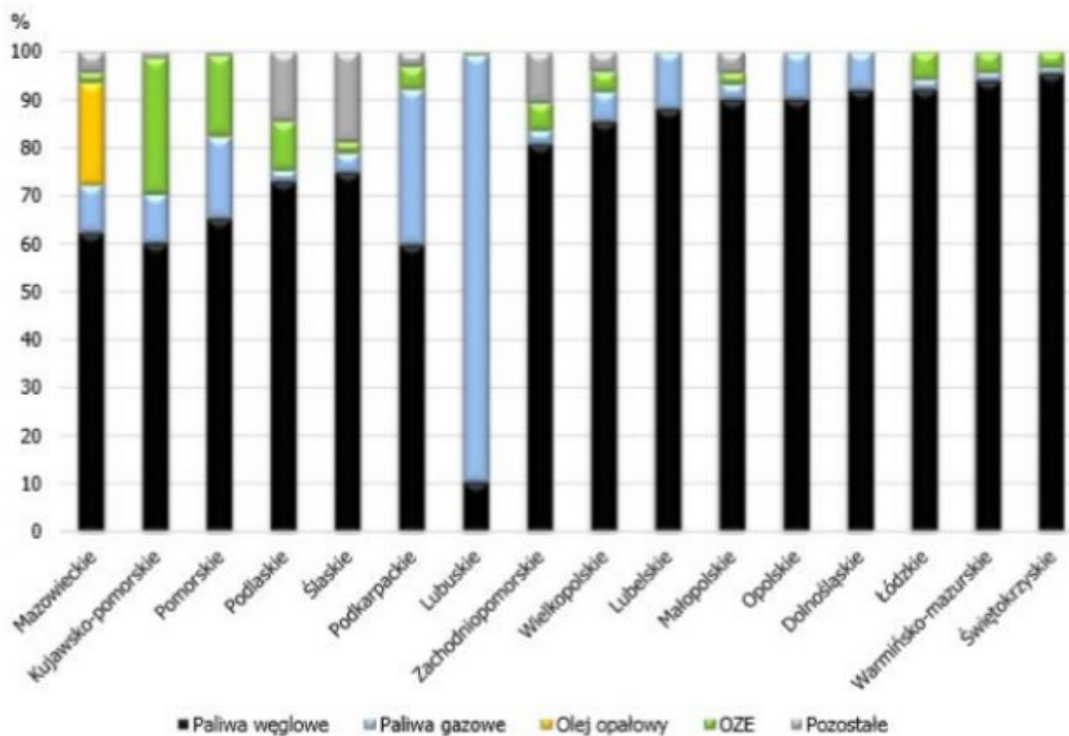


Rysunek 7: Udziały wykorzystywanych paliw do produkcji ciepła w latach 2002 oraz 2018. (Źródło: 1.)

Według KOBiZE<sup>3</sup>, w małych systemach ciepłowniczych (od 1 do 5MW) wykorzystuje się przede wszystkim: węgiel kamienny, olej napędowy, gaz ziemny oraz ciężki olej opałowy. Najwięcej źródeł zasilanych jest gazem ziemnym, drugi w kolejności jest węgiel kamienny. Olej napędowy i ciężki olej opałowy wykorzystuje łącznie 7 podmiotów (Rysunek 8).



Rysunek 8: Wykorzystanie paliw kopalnych w systemach o mocy od 1 -5 MW. (opracowanie własne KOBiZE).



Rysunek 9: Struktura udziału paliw w produkcji energii w danym województwie. (Źródło:1)

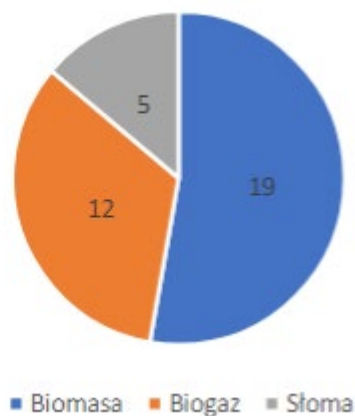
<sup>3</sup><http://mcp.kobize.pl>

Jak wynika z Rysunku 9, w Polsce 3 województwa wiodą prym w zakresie wykorzystania OZE do wytwarzania ciepła: kujawsko-pomorskie, pomorskie oraz podlaskie, podczas gdy w województwach lubuskim, lubelskim, opolskim i dolnośląskim OZE w ciepłownictwie praktycznie nie istnieje.

Wg GUS (1) w 2018 roku udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie wzrósł o 1,34% względem 2017 roku. Udział energii ze źródeł odnawialnych w produkcji energii pierwotnej ogółem wyniósł w 2017 roku 14,5%. Końcowe zużycie energii brutto z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie w 2018 roku wynosiło 233 915 TJ, co stanowiło 14,79% całkowitego zużycia energii w tym sektorze.

#### Potencjał i wykorzystanie OZE w ciepłownictwie

W rejestrze MCP (KOBIZE) przedstawiono statystykę wykorzystania OZE do wytwarzania ciepła w systemach ciepłowniczych o mocy w zakresie 1 do 5 MW. Biomasę wykorzystuje 19 podmiotów, biogaz stanowi paliwo dla 12 systemów, a słoma jest paliwem w 5 przypadkach.



Rysunek 10: Wykorzystanie OZE w systemach o mocy od 1 -5 MW. (opracowanie własne na podstawie KOBiZE).

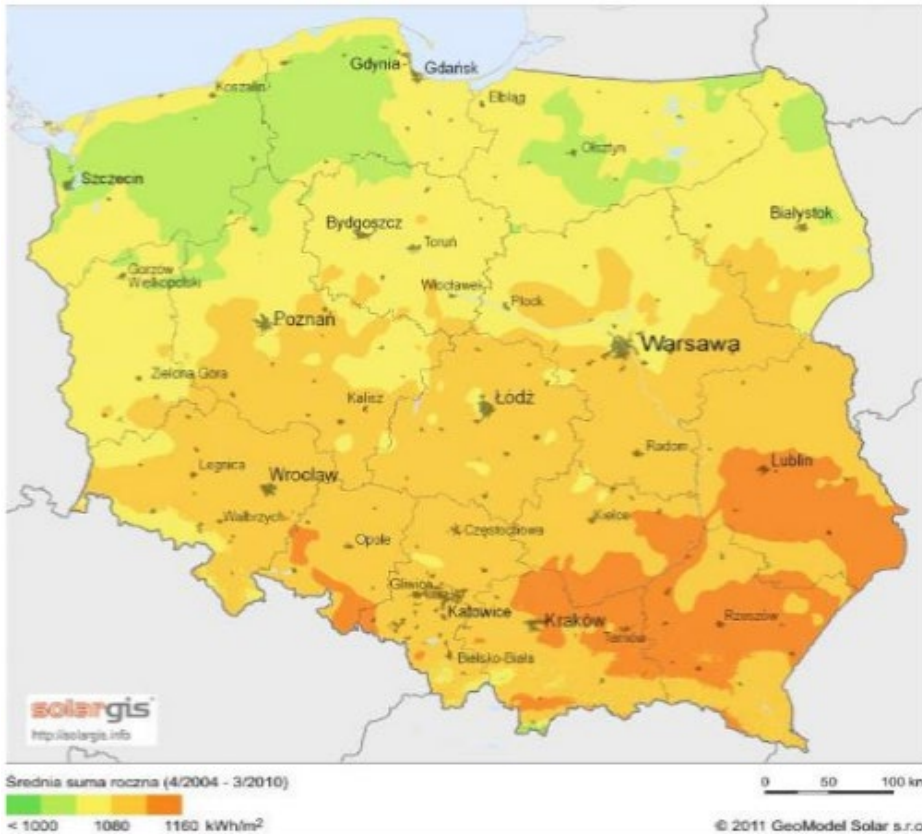
Zgodnie z danymi Forum Energii, 3 najważniejsze technologie OZE, które mogą wspomóc wzrost wykorzystania OZE w ciepłownictwie nadchodzących latach to:

- kolektory słoneczne
- pompy ciepła
- kotły na pellet, uznawane są za technologię przejściową w dekarbonizacji ciepłownictwa.

#### 3.2.1. Kolektory słoneczne

Zgodnie z danymi prezentowanymi przez serwis Solargis (<https://solargis.info/>), Polska ma wysoki potencjał wykorzystania energii słonecznej. Rysunek 11 przedstawia roczne napromieniowanie

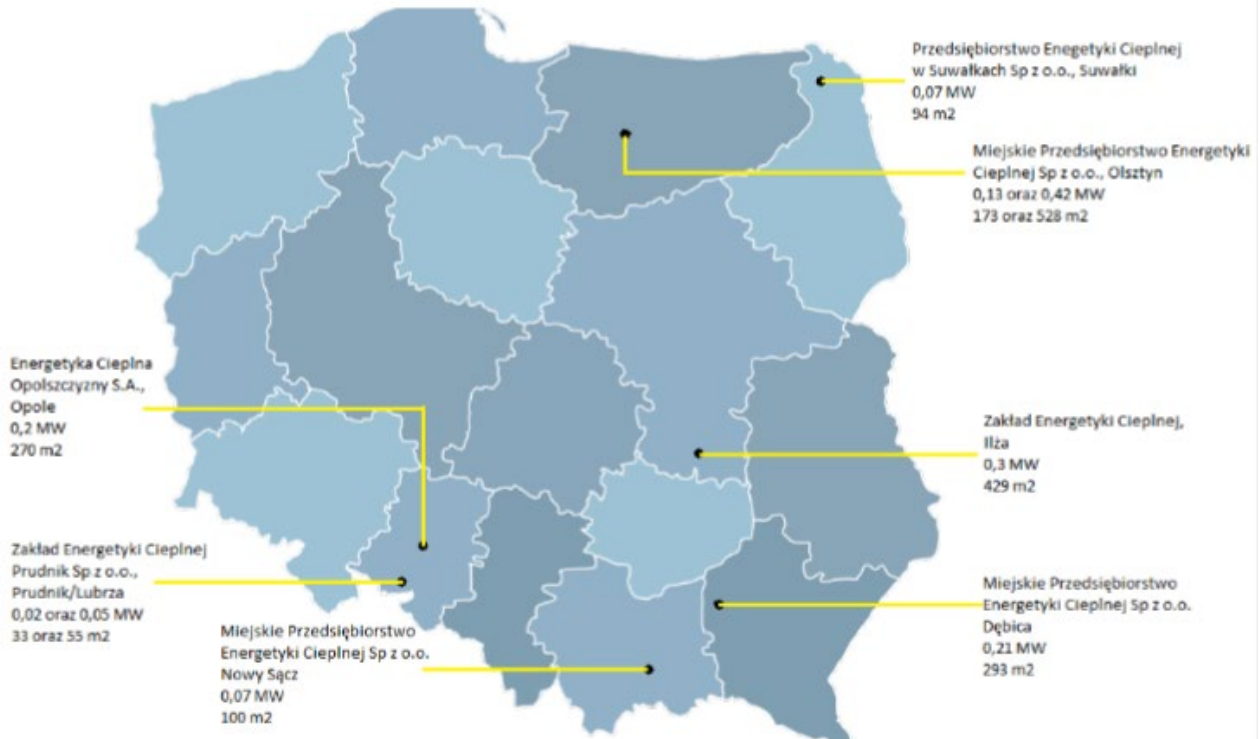
poszczególnych regionów Polski. Pomorze Zachodnie należy do regionów, gdzie średniorocznie dostępna jest energia promieniowania słonecznego o mocy 1000-1040 kWh/m<sup>2</sup>.



Rysunek 11: Nasłonecznienie w Polsce (źródło: Solargis)

Według GUS, w 2018 roku pozyskano, w Polsce 3 465 TJ ciepła z wykorzystaniem promieniowania słonecznego. Stanowi to 0,93% rocznej krajowej produkcji ciepła z OZE. Należy tu nadmienić, że Polska jest jednym z liderów w dziedzinie produkcji i stosowania kolektorów słonecznych (3).

Instytut Energetyki Odnawialnej opublikował mapę większych systemów ciepłowniczych, w których do produkcji ciepła wykorzystuje się kolektory słoneczne. Jak wynika z poniższej mapy, są to systemy o niewielkich mocach od 0,02 MW do 0,42 MW, pozwalające łącznie na roczny uzysk 12,877GWh ciepła.



Rysunek 12: Solartermia w przedsiębiorstwach ciepłowniczych (źródło: opracowanie własne)

W oparciu o dane literaturowe (25) z kolektorów słonecznych o powierzchni około 100m<sup>2</sup> uzyska się niecałe 0,07MW mocy. Zakładając, że urządzenia pracują z pełną mocą 600 h/rok, uzyskać można 42MWh ciepła.

Według literatury (28) łączne straty energii w systemach solarnych mogą sięgać nawet 40-70% w zależności od zastosowanej technologii, warunków eksploatacji i sytuacji pogodowej. Solartermia ma szczególnie korzystną perspektywę wykorzystania w ciepłownictwie indywidualnym do podgrzewu ciepłej wody użytkowej. Należy przyjąć, że powierzchnia 1-2m<sup>2</sup> kolektora jest wystarczająca dla pokrycia zapotrzebowania jednego mieszkańca. Wykorzystanie kolektorów pozwala na pokrycie 40÷70% rocznego zapotrzebowania na ciepło do przygotowanie ciepłej wody - w miesiącach letnich zapewni prawie 100% energii potrzebnej do podgrzewu wody. Z uwagi na dobową zmienność dostępności promieniowania słonecznego zaleca się stosowanie zbiorników buforowych. Na każdy 1 m<sup>2</sup> powierzchni kolektorów przyjmuje się 50-100 dm<sup>3</sup> pojemności zasobnika.

### 3.2.2. Pompy ciepła

Instalacje fotowoltaiczne, oprócz wykorzystania przy podgrzewaniu ciepłej wody użytkowej, mogą być również wsparciem przy użytkowaniu pomp ciepła. Dzięki energii elektrycznej, wytworzonej w instalacji fotowoltaicznej, możliwe jest zasilenie napędu sprężarki pompy ciepła, co wspomogę podgrzewanie wody i system centralnego ogrzewania. W Polsce możliwe jest pokrycie 20-35% rocznego zapotrzebowania pomp ciepła na energię elektryczną z instalacji fotowoltaicznych (3).

### 3.2.3. Magazyny ciepła

Wytwarzanie ciepła z OZE, z uwagi na zmienną sezonową i dobową dostępność promieniowania słonecznego, wymaga zastosowania efektywnych dobowych/sezonowych magazynów ciepła. Służą one do akumulowania nadwyżek energii przez kilka godzin, dni itp. W systemach ciepłowniczych, z uwagi na wolumen ciepła konieczny do zmagazynowania, aby osiągnąć odpowiedni poziom efektywności ekonomicznej, zaleca się izolowane zbiorniki gruntowe lub nagruntowe. Aby zbiornik pracował efektywnie jego objętość powinna być większa niż 10000 m<sup>3</sup>. Jednocześnie stosunek jego powierzchni do objętości powinien być jak najmniejszy, aby zminimalizować ilość strat powierzchniowych, stąd też najbardziej efektywna jest forma cylindryczna. Duże znaczenie ma także lokalizacja samego zbiornika. Jeśli planowany jest zbiornik umieszczony w gruncie, nie powinien to być grunt podmokły. Poziom wód gruntowych powinien sięgać nie wyżej niż 1 metr poniżej dna zbiornika.

- a. Typowa głębokość odwiertu pod sondy geotermalne powinna wynosić od 30 do 100m, a same sondy należy umiejscowić w odległości 1,5-4 m od siebie,
- b. Zakres temperatur w sezonowym gruntowym zbiorniku ciepła wynosi od 0 do 85°C,
- c. Objętość zbiornika dla 1m<sup>3</sup> ekwiwalentu wodnego powinna wynosić 3-5 m<sup>3</sup>,
- d. Pojemność cieplną zbiornika należy zaprojektować na ok. 15–30 kWh/m<sup>3</sup>,
- e. Całość instalacji musi być wykonana z materiału odpornego na wysokie temperatury, zarysowania, ich powolną propagację oraz obciążenia punktowe.

#### 4. ANALIZA INTERESARIUSZY

Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (wytwarzanie, przesyłanie i obrót ciepłem) na przestrzeni lat maleje. W 2018 roku na rynku ciepła funkcjonowało 399 podmiotów, podczas gdy jeszcze w 2002 ponad dwukrotnie więcej (URE<sup>4</sup>).

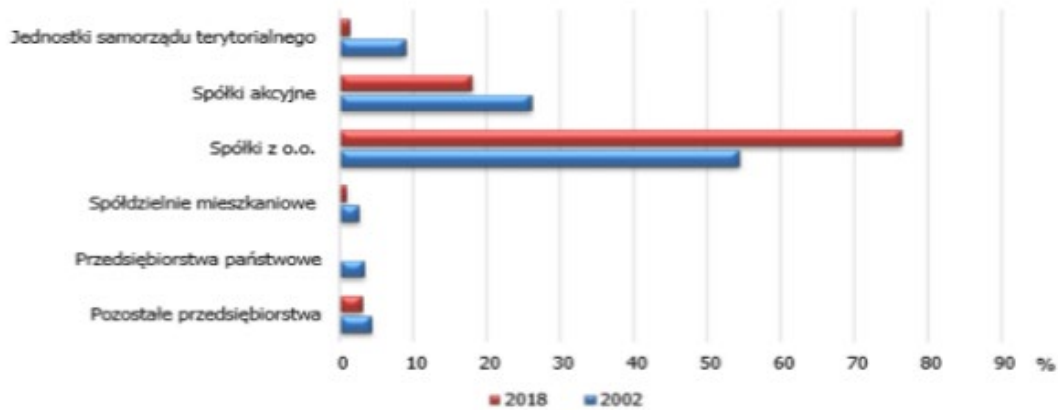
Wyszczególnienie	2002 r.	2017 r.	2018 r.	Dynamika 2018/2017 [%]	Dynamika 2018/2002 [%]
Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych	894	412	399	96,8	44,4
Liczba przedsiębiorstw biorących udział w badaniu	849	429	420	97,9	49,5
Moc zainstalowana w MW	70 952,8	54 911,8	55 209,6	100,5	77,8
Moc zamówiona w MW	38 937,0	33 558,8	34 577,4	103,0	88,8
Długość sieci w km	17 312,5	21 084,8	21 367,6	101,3	123,4
Zatrudnienie w etatach	60 239	29 892	29 116	97,4	48,3
Sprzedaż ciepła ogółem w TJ	469 355,5	380 195,6	358 801,1	94,4	76,4
Ciepło oddane do sieci w TJ	336 043,0	276 902,6	267 222,2	96,5	79,5
Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci w TJ	298 938,1	242 527,3	233 674,1	96,3	78,2

Tabela 2: Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa w latach 2002 -2018. URE<sup>5</sup>

Wskazywać to może na „ucieczkę” systemów ciepłowniczych „spod regulacji”; zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne rozdział 5, art. 32, z obowiązku uzyskania koncesji zwolnione są podmioty eksploatujące systemy o mocy mniejszej niż 5 MW. Potwierdzeniem tej hipotezy może być fakt, że w 2018 roku 298 ciepłowni i elektrociepłowni koncesjonowanych (PKD35.3) wytworzyło jedynie 49% ciepła systemowego, natomiast pozostały wolumen ciepła wytwarzały podmioty niekoncesjonowane.

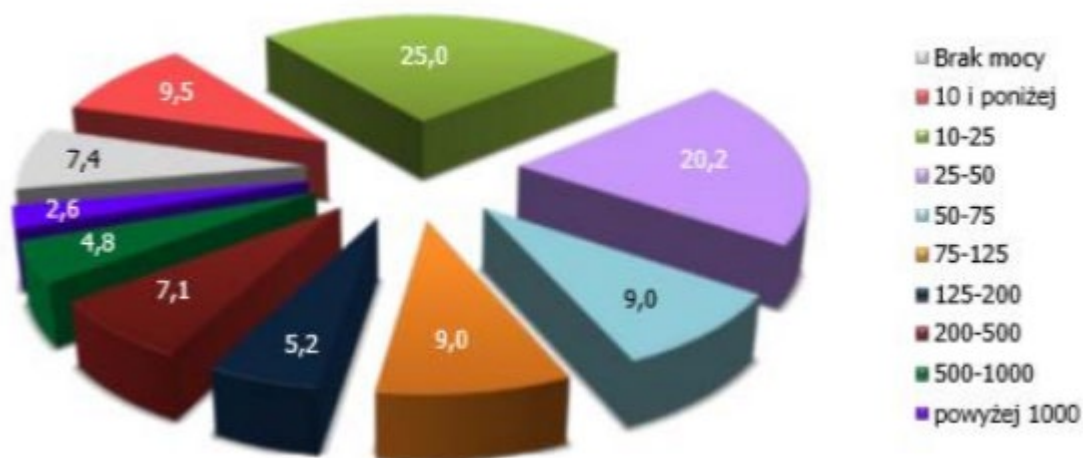
<sup>4</sup> URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2018”

<sup>5</sup> <https://www.biznes.gov.pl/pl/klasyfikacja-pkd>



Rysunek 13: Struktura organizacyjna i formy prawne podmiotów działających na rynku ciepła. (Źródło: 1)

Większość przedsiębiorstw to spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Obserwuje się migrację podmiotów z innych grup do tej grupy (Rysunek 13). Szczególnie widoczne jest to w grupie systemów ciepłowniczych będących we władaniu samorządów.



Rysunek 14: Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej w źródłach 2018 r. (źródło: URE1).

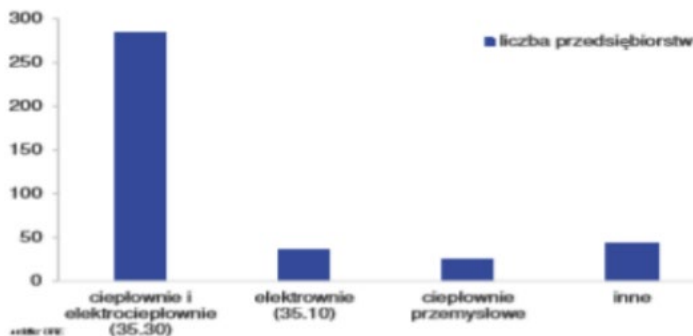
Większość podmiotów wytwarza ciepło w źródłach o mocy do 50 MW (Rysunek 14), niewiele z nich eksploatuje źródła o mocy powyżej 1000 MW. Ponadto 32% przedsiębiorstw wytwarza ciepło w kogeneracji.

### Podział podmiotów działających na rynku ciepła

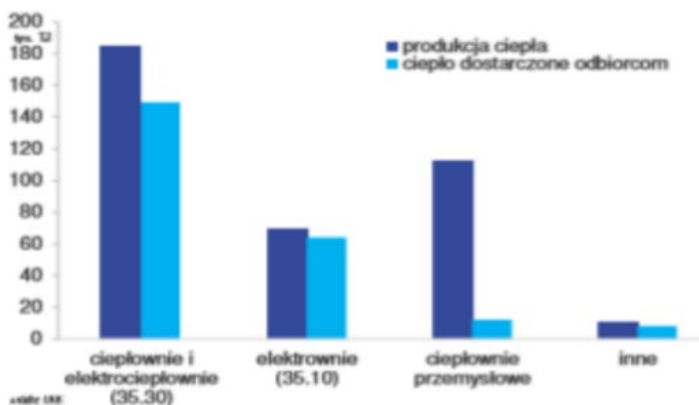
Jak już wspomniano, podmioty działające na rynku ciepła sieciowego można podzielić na podmioty posiadające koncesję (systemy o mocy powyżej 5 MW) i zwolnione z obowiązku uzyskania koncesji, natomiast pod względem zakresu działalności na podmioty zajmujące się wytwarzaniem ciepła, jego



dystrybucją, przesyłem i obrotem. Ważny segment tego rynku stanowi produkcja ciepła w procesach przemysłowych. Na rynku ciepłowniczym działa obecnie jest 565 przedsiębiorstw oznaczonych powyżej określonymi kodami PKD – 283 z nich o mocy od 1 do 5 MW oraz 282 o mocach z przedziału 5-50 MW<sup>6</sup>.



Rysunek 15: Rodzaje przedsiębiorstw wytwarzających ciepło systemowe (źródło: BOŚ Bank).



Rysunek 17: Produkcja ciepła systemowego w tysiącach TJ (źródło: BOŚBank).

Podmioty koncesjonowane są w większości zintegrowane pionowo, tj. zajmują się zarówno wytwarzaniem ciepła jak i jego dystrybucją i obrotem. Same ciepłownie i elektrociepłownie (bez spalarni odpadów, ciepła z przemysłu) wytworzyły w 2018 roku prawie 184 tys. TJ energii. Zainstalowana w nich moc wynosiła niecałe 28,7 GW, a moc wykorzystywana 25 GW, z czego prawie 24,3 GW stanowiła moc zamówiona przez odbiorców.

<sup>6</sup> <http://mcp.kobize.pl/>

## 5. FINANSOWANIE I ZACHĘTY

Zwyczajowo, wybór indywidualnych źródeł ciepła należących do osób prywatnych opierał się na rachunku ekonomicznym. Z uwagi na to, że opłata za emisję CO<sub>2</sub>, nie obciążała i nadal nie obciąża najmniejszych źródeł spalania, właściciele indywidualnych źródeł ciepła wciąż jeszcze najchętniej wybierają kotły węglowe, nie obciążone w pełni kosztem spalania węgla. W ciągu ostatnich 5 lat Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a także niektóre Urzędy Marszałkowskie, czy Gminy wdrożyły szereg programów wsparcia osób fizycznych umożliwiających dofinansowanie zakupu źródła ciepła wykorzystującego energię ze źródeł odnawialnych w postaci dotacji lub niskoprocentowanych pożyczek. Uruchomienie tych programów spowodowało, że coraz więcej właścicieli indywidualnych źródeł ciepła decyduje się na wymianę lub montaż odnawialnego źródła ciepła zasilanego OZE. Według zapowiedzi Ministerstwa Klimatu, w 2022 zostanie w Polsce uruchomiony Rejestr Indywidualnych Źródeł Ciepła, w którym znajdą się wszystkie źródła ciepła eksploatowane na terenie danej gminy. Wprowadzenie rejestru daje nadzieję, na inwentaryzację źródeł ciepła i objęcie szczególnym nadzorem źródeł najbardziej emisyjnych. Rejestr może stanowić również doskonałe źródło informacji dla samorządów stając się podstawą do wdrożenia odpowiednich programów wspierających wymianę tych źródeł ciepła na innowacyjne urządzenia wykorzystujące OZE.

W przypadku systemów ciepłowniczych brak zarówno regionalnych jak i ogólnokrajowych programów finansowania procesów dekarbonizacji. Okresowo pojawiają się działania propagujące wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Regionalnych Programach Operacyjnych. Sporadycznie, niektóre Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej udostępniają preferencyjne pożyczki na modernizację sieci ciepłowniczych lub instalacje OZE. Od kilku lat wdrażany jest, przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, program Polska Geotermia Plus, który stymulująco wpływa na rozwój badań geotermalnych mających na celu identyfikację złóż wód termalnych. Mimo wsparcia w postaci dotacji do 100% kosztów kwalifikowanych odwiertów badawczych, ta gałąź ciepłownictwa nie rozwija się zbyt dynamicznie. NFOŚiGW dysponuje środkami z Funduszy Norweskich na rozbudowę istniejących ciepłowni geotermalnych, jednak z uwagi na złożone procedury aplikacyjne wykorzystanie środków utrzymuje się na stosunkowo niskim poziomie. Biorąc pod uwagę powyższe: brak dedykowanych dla ciepłownictwa programów dekarbonizacji oraz rozbudowane procedury aplikacji o środki, obserwuje się niechęć, szczególnie małych wytwórców ciepła, do aplikowania po środki finansowe. Jednocześnie, szczególnie w przypadku małych systemów ciepłowniczych, w małych aglomeracjach, wszelkie inwestycje znajdują odzwierciedlenie w podwyżkach kosztów ciepła, który w tych systemach są znacznie wyższe niż w dużych aglomeracjach. W efekcie, aby nie podnosić cen ciepła, małe systemy ciepłownicze nie są modernizowane i eksploatuje się tam kotły, których wiek nierzadko przekracza 40 lat.

## 6. POLITYKA I REGULACJE

Rynek ciepła regulowany jest przez kilka ustaw, rozporządzeń i dyrektyw na poziomie krajowym jak i poziomie wspólnoty europejskiej. Do najważniejszych z nich należą:

- 1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo Energetyczne:  
<http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19970540348/U/D19970348Lj.pdf>
  - a. Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.
  - b. Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.
  - c. Ustawa określa także warunki wykonywania i kontrolowania działalności polegającej na przesyłaniu dwutlenku węgla w celu jego podziemnego składowania w celu przeprowadzenia projektu demonstracyjnego wychwytu i składowania dwutlenku węgla w rozumieniu art. 1 ust. 3 ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2019 r. poz. 868, 1214 i 1495 oraz z 2020 r. poz. 284).
- 2) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015r.w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32015L2193>
- 3) Dyrektywa UE dla średnich obiektów energetycznego spalania (o mocy 1-50 MW) oraz do połączeń nowych średnich obiektów energetycznego spalania, w przypadku których nominalna moc cieplna wynosi nie mniej niż 50 MW.
  - a. Jej celem jest zmniejszenie emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów do atmosfery oraz monitorowania emisji tlenku węgla.
  - b. Zawiera informacje odnośnie dopuszczalnych wielkości emisji poszczególnych zanieczyszczeń i warunkach odstępstw od tych wytycznych dla szczególnych przypadków źródeł.
- 4) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018r.w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R0842>

## 7. PRZESZKODY I BARIERY DLA RES DHC

Jednym z głównych problemów w obszarze związanym z ciepłownictwem jest fakt, że (wg danych Forum Energii) 87,5% (463 z 529) wszystkich systemów ciepłowniczych o mocy powyżej 1 MW w Polsce nie posiada statusu systemów efektywnych (Rysunek 18), tzn. udział ciepła pochodzącego z OZE w jego całkowitej produkcji nie przekracza 50% lub udział ciepła pochodzącego z OZE i kogeneracji nie przekracza 75%. Kolejnym problemem jest duże wykorzystanie paliw kopalnych w ciepłownictwie sieciowym a szczególnie w małych systemach ciepłowniczych o mocy od 1 do 5MW.



Rysunek 18: Efektywne i nieefektywne sieci ciepłownicze w Polsce (źródło: 4)

Dodatkowo, małe systemy ciepłownicze ze względu na mały wolumen sprzedaży są w trudniejszej sytuacji pod kątem technicznym i ekonomicznym, aniżeli systemy ciepłownicze w dużych aglomeracjach. Ten problem jest kwestią kluczową, która bez rozwiązania systemowego nie ulegnie zmianie. Wysokie koszty utrzymania systemów ciepłowniczych w małych miejscowościach generują wysokie ceny ciepła, aby uniknąć dodatkowego wzrostu cen ciepła, operatorzy systemów nie inwestują w poprawę ich stanu technicznego i w nowoczesne, rozwiązania techniczne bazujące na odnawialnych źródłach energii. W efekcie, mieszkańcy małych miejscowości, mimo, że ponoszą wyższe koszty ciepła, korzystają z coraz bardziej nieefektywnych systemów zanieczyszczających środowisko. Próba poniesienia nakładów na modernizację systemów wywoła wzrost cen ciepła. Ta sytuacja, może doprowadzić do stanu, w którym „odbiorcy drogiego ciepła sieciowego” ze

zmodernizowanych, nowoczesnych systemów zasilanych OZE będą odłączać się od sieci ciepłowniczej i poszukiwać innych, tańszych źródeł ciepła.

I wreszcie, problemem (ale w pewnym sensie również szansą) jest fakt, że zaledwie 24% ciepła w Polsce powstaje w systemach ciepłowniczych. Oznacza to, że większość ciepła produkowana jest w indywidualnych instalacjach grzewczych, często starych i mało wydajnych. Daje to duże możliwości dla rozwoju ciepłownictwa sieciowego oraz rozproszonych źródeł energii jeśli zostaną wprowadzone systemowe rozwiązania na szczeblu centralnym.

## 8. SZANSE DLA RES DHC

Dobłą wiadomością jest to, że społeczeństwo jest coraz bardziej świadome wpływu, jaki spalanie paliw kopalnych ma na środowisko, zdrowie i komfort życia. Zarówno firmy z branży ciepłowniczej i nie tylko, jak i odbiorcy indywidualni oraz samorządy lokalne są bardzo zainteresowane kwestiami związanymi z pozyskiwaniem ciepła ze źródeł zasilanych OZE.

Również władze kraju starają się dostosować aktualne założenia polityki energetycznej do celów i założeń UE. Projekt Polityki Energetycznej Polski do roku 2040 (dalej: PEP2040) zakłada kaskadowe zmiany w krajowej energetyce:

a) do 2020 roku

- Zwiększenie efektywności energetycznej, poprzez oszczędność zużycia energii pierwotnej o 13,6 M<sub>t</sub>o<sub>e</sub> w latach 2010 - 2020 w porównaniu do prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię z 2007 r.
- Zwiększenie do 15% udziału energii z OZE w całkowitym zużyciu energii finalnej oraz do 10% udziału biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych do 2020 r.
- Redukcję emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. o 20%, w porównaniu do 1990 r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r. -21% w sektorach EU ETS i -10% w non-ETS).

b) do 2030 roku

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 40% w porównaniu z emisją z 1990 r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: -43% w sektorach EU ETS i -30% w non-ETS);
- co najmniej 32% udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto;
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5%;

Rozwój technologii OZE i wykorzystanie kogeneracji mają przyczynić się do upowszechnienia ciepła sieciowego oraz zmniejszenia emisji podczas jego wytwarzania. Aby tak się stało należy wg PEP2040 wdrożyć:

- Aktywne, lokalne planowanie energetyczne,
- Budowę mapy ciepła,
- W ciepłownictwie sieciowym:
  - Wzrost wykorzystania wysokosprawnej CHP,

- Wykorzystanie OZE oraz odpadów,
  - Rozbudowę systemów dostaw ciepła i chłodu,
  - Wykorzystanie magazynów ciepła,
  - Konkurencyjność względem źródeł indywidualnych,
  - Obowiązek przyłączania odbiorców do sieci,
- W ciepłownictwie indywidualnym:
    - Zwiększenie wykorzystania paliw innych niż stałe, np. gaz lub OZE,
    - Skuteczny monitoring emisji zanieczyszczeń,
    - Ograniczenie wykorzystania paliw stałych.

Biorąc pod uwagę obowiązujące trendy należy założyć całkowitą dekarbonizację ciepłownictwa do 2050 roku. Według Forum Energii osiągnięcie tego celu jest możliwe, jeśli zwiększona zostanie efektywność energetyczna, a struktura zapotrzebowania na paliwa w ciepłownictwie ulegnie zmianie. Innym krokiem, który należy podjąć jest wycofanie do 2030 roku 84 GW mocy instalacji opartych na węglu. Dotyczy to zarówno ciepłownictwa sieciowego jak i indywidualnego. Ostatnim z wyzwań umożliwiającym dekarbonizację do 2050 roku jest osiągnięcie w 2030 roku 28,4% udziału OZE w ciepłownictwie.

## 9. PRZYKŁADY DOBRZYCH PRAKTYK

### **Biomasa – jako podstawowe źródło energii odnawialnej w polskich systemach ciepłowniczych.**

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w systemach ciepłowniczych w Polsce ogranicza się w większości przypadków do biomasy, oraz kilku systemów wykorzystujących ciepło geotermalne. W przypadku systemów wykorzystujących biomasę do wytwarzania ciepła w Polsce identyfikuje się zarówno małe jak i duże systemy oparte na biomasie (np. Elektorciepłownia Szczecin 120MW). W przypadku dużych systemów są to często zmodernizowane instalacje w których uprzednio wykorzystywano węgiel, a po modernizacji wykorzystywana jest biomasa. W przypadku takich systemów szczególnie istotnym jest dostęp do zrównoważonego źródła biomasy zlokalizowanego w okolicy instalacji ciepłowniczej. Pewnym utrudnieniem, dla którego zasadniczo spalanie biomasy, nie jest preferowaną technologią wykorzystania OZE w energetyce jest emisja pyłów. Szczególnie uciążliwa na obszarach miejskich. Stąd też przystępując do modernizacji systemów ciepłowniczych, spalanie biomasy należy traktować jako rozwiązanie ostateczne/szczytowe, stosowane w lokalizacja o dużej dostępności taniej biomasy.

## **Zasoby geotermalne możliwym do wykorzystania odnawialnym zasobem energetycznym Pomorza Zachodniego.**

Na terenie Pomorza Zachodniego znajdują się złoża wód termalnych o temperaturach w przedziale 60-85°C na głębokości ok 1500m. Mimo dość dobrze rozpoznanych złóż, w regionie funkcjonują jedynie dwa systemy ciepłownicze wykorzystujące ciepło geotermalne.

Jeden z tych systemów, w Pырzycach, działa od niemal 30 lat, drugi w Stargardzie działa od kilku lat w całości zaspokajając potrzeby cieplne systemu ciepłowniczego w dolinie letniej. Mimo istniejących systemów wsparcia na identyfikację złóż i wykonanie odwiertów badawczych wykorzystanie wód geotermalnych w systemach ciepłowniczych w Polsce nie cieszy się dużym powodzeniem. Z uwagi na znaczne zasolenie złóż, występuje w tych systemach problem kolmatacji polegający na „zarastaniu” otworów zatłaczających, w związku z tym, należy co kilka lat wykonywać nowe odwierty zatłaczające co wpływa na koszty ciepła dostarczanego przez te systemy. Ponadto, możliwe do uzyskania temperatury nie są wystarczające do zapewnienia ciepła odbiorcom w sezonie grzewczym. Wymaga to zastosowania dodatkowych źródeł (pomp ciepła/kotłów gazowych) co również wpływa na podniesienie cen ciepła.

## **10. PODSUMOWANIE PO ANGIELSKU**

### *Heat market in Poland*

Polish heat market is quite complex. It involves both individual producers and district heating companies. It is also a regulated market. In case of DH, there are entities, that requires concession and entities, that don't need it. It depends on capacity of the installation – up to 5 MW concession is not required.

According to the data, less than 25% of heat in Poland is produced in district heating networks, the vast majority of heat is produced individually. That means, that individual heat producers will have the biggest influence on heat market. The situation is also complicated, because centralised DH market is regulated. On the other hand the regulated market is obliged to reporting, which helps to identify and track the fuel, technology of heat sources and it's condition. It is much more difficult in case of individual heat producers.

### *District heating in Poland*

DH systems in Poland are dominated by big networks (over 50km). The biggest density of DH networks can be found in Śląskie Voivodship (29,5km per 100km<sup>2</sup>), Małopolskie (13,3km per 100km<sup>2</sup>) and Łódzkie and Pomorskie (10,3 per 100km<sup>2</sup>). 63% of heat total heat in DH grids is produced in cogeneration. DH systems produce heat mostly based on fossil fuels (over 70%). The use of RES in here is small – only 8,2% of systems in Poland is based on RES only. But there is good news: the share of RES in heat production grows slowly, but systematically. The district heating itself grows steadily as well.

DH requires urgent technological intervention. Most of the existing DH networks are based on large (25MW and more) heat sources which often have been operating for more than 30 years. These sources usually are fuelled by fossil fuels. Some of them have been upgraded, and now are powered used biomass. Usually exploitation of those sources is connected to significant emission of fine particles PM and sulphur-, nitric oxides from those sources. That should be the biggest area for intervention in the coming years.

The regulatory model does not incentivize implementation of innovative solutions so the DH companies are reluctant to invest in new technologies. DH systems in small cities are in the most difficult situation. Increasing CO<sub>2</sub> emission fees influence directly heat price for the end users. That may cause massive disconnection from DH network and switching to individual heating sources.

The need for change of the technology, and increasing CO<sub>2</sub> emission prices require significant investments. That means, that the coming years will be very difficult for this sector. This issue requires an urgent intervention on the national level in terms of financial support addressed to heating sector and fiscal regulations.

#### *Financing*

Choosing individual heating source will always be based on economy: the smallest heat sources are not obliged to pay for CO<sub>2</sub> emissions, so coal-based boilers are still the most popular in individual heating sector. During last years, several support programs for natural persons were developed, where buying new, RES-based heat source, would be supported (grants and soft loans).

National Fund for Environmental Protection and Water Management (NFEPWM) launched a regionally distributed support Programme called “Czyste Powietrze” (Clean Air). It allows to receive a financing up to 50% of investment costs (depending on the income of the applicant). This programme is very popular among the citizens, who want to exchange their heat sources to the RES-powered ones (heat pumps and PV). The need for support in this area is enormous so to receive significant efficiency, this programme should last for at least next 10 years.

In case of large district heating systems, there are financial support programmes for increasing energy efficiency (i.e. changing channel grids to one with pre-insulated pipes) and for mitigating the emission of sulphur and nitric oxides (installations for de-sulphurisation etc.).

There are also support systems for CHP. Those are mostly auction systems, where the support for the installation is gained through the energy auction and it lasts for 15 years. Funds for the auction are granted on the national level (same as the funds for NFEPWM). There are also Regional Operational Programme, where it is possible to carry out an investment on regional level.

#### *Policies & Regulations*

In regulated systems, each saving must be shared with end users, while at the same time there are no incentives for heat producers to lower the heat prices by investing in innovation in DH systems. DH operators also don't have any tax reliefs for changes and innovations in the systems. The cheapest fuel, and most “traditional” heat source – coal – generates very high CO<sub>2</sub> emission costs.



There is no consistent policy on central level in terms of regulating these aspects, which are key factor incentivizing the operators to take innovation and intervention actions.

There is no dedicated VAT rates which means, that end user must pay this tax as well, what additionally increases heat prices and discourages operators to make any strategic investments. This fiscal area also requires intervention from central level.

In polish legal system exists definition of „prosumer” and it is a very well-developed solution (both in legislation as in technical aspects) for RES microinstallations. Energy (electricity) producer up to 50 kW can storage not used energy in energy network and use 70% of this storage energy within a year. Those regulations are good for citizens, who want to invest in RES their own money. Unfortunately, there are no such solutions for heat sector, where regulations require to treat small heat pump of 5kW the same way as heat unit with capacity of 25 MW. That’s why innovative technologies for connecting RES with DH are not being developed, and popular in Poland.

### *Obstacles*

Heat market has to face numerous challenges. Most of the individual heating systems are outdated and are powered by fossil fuels. According to the data of Forum Energii, almost 90% of heating systems with capacity of 1MW or more are not efficient (the share of the heat from RES is lower than 50% or the share of heat form RES and cogeneration is lower than 75%). The small district heating systems have more difficult situation, because of the low sales volume.

Decarbonisation of the large DH networks is a challenge. The capacity of large polish DH networks balance between 500 – 1000 MW. Those systems are usually based on 1 or 2 sources, which means, that the whole hydraulic system has been designed in a certain way, where heat production is centralised. Transformation from fossil fuels to RES will be very difficult, due to its architecture. This transformation should search for small heat sources, mainly local RES and waste heat. As the effect, those systems will require deep reconstruction, not only in terms of sources and networks, but also in terms of their concept and hydraulics. It is a very challenge for centralised DH networks in next years.

There no good examples of such investments. Each action in that area is burdened with a risk, because each DH system has to take up this risk individually. Due to current regulations, DH companies were not interested in innovations or in searching for external financial support. However, CO2 costs are growing quite fast, which means, that this industry will have to change. Unfortunately, years of neglect mean, that there are no national technologies, best practice examples or regulations for decarbonisation of DH systems. Technologies based on the ones from Western Europe are difficult to adapt to polish conditions due to temperature differences in the networks: DH systems in Poland are designed for the temperature of over 120°, and those from the West operates on much lower temperatures.

All of mentioned factors are the reasons why the situation of DH sector in Poland is very complex. At the same time, inhabitants are used to existing sources and are not interested in any changes or new technologies, such as biogas or waste incineration. Also, there are no consistent incentives,

which means that many owners and system operators are not taking any actions towards decarbonisation, because they are waiting for decisions made on the central level to give them those incentives and guidelines for preferred direction of transformation.

### *Opportunities*

Social awareness regarding the influence of fossil fuels on environment and human health is also growing. That means, that citizens are more willing to use RES solutions in individual heating sources.

During the last few years, heat pumps, PV, biomass boilers and solar collectors are becoming more and more popular. It is caused not only by the growth of social awareness regarding the threats caused by using fossil fuels in individual boilers, but also by good legislative solutions and dedicated financing programmes. Introducing the term of “microinstallation” into RES act allows to i.e. produce energy from rooftop PV and storing it in energy network with loss of 30% (from each introduced 100 kW 70 kW can be taken back). That, with correct modelling, allows to build PV installation that will cover the whole energy demand of the heat pump to produce heat and domestic hot water. This was key for development of microinstallations sector, and more precisely for PV and heat pumps. It is also great example, how clear and consistent regulations can stimulate the development of the sector.

Another good example of legislation is relief for modernisation and available sources for financing individual RES. Citizens readily use those programmes, as can be seen in this report: 61,4% of energy produced from the sun has been used in households, and almost 20% of fuels used for individual heating comes from biomass and other RES.

At the same time there are no similar legislative incentives for DH, which means that this sector is unwilling to introduce any innovations. There is a programme called Ciepłownictwo Powiatowe (Heating for Counties), which is financed from NFEPWM, but it supports only those systems, that belong to self-government units. The problem is, that less than 4% of DH systems belong to local governments, rest of them are different types of companies.

On the other hand, the solution that introduces auction system as support of CHP proofs, that correct shaping regulations and policies can make this business more secure (in this system support is granted for 15 years) and supports its development. Selling the electricity could be a factor, that improves the economical results of DH produced in CHP.

It is not a final solution and it is well- known, that gas-using CHP is only interim technology, however it is a great example of changing the approach to energy and to enlighten the users about the necessity of those changes.

Also, Energy Policy of Poland contains assumptions of increasing RES share in district heating, reducing the greenhouse gases and growth of energy efficiency. Although, this document also demonstrates solutions and actions, that will help to achieve those aims, like using more RES and energy from waste, or heat storages, but there are no financial incentives.



Incentives for individual heat producers influence the awareness of heat receivers. That's why clients of DH systems are more and more often interested in access to cheap and clean heat. That gives us hope, that the rising social awareness will be motivation not only for heat suppliers, but also for developers to use RES and waste heat. The need to decarbonise large scale systems might cause the interest in local potential, and that can help in development in local co-operation platforms and energy clusters. It is a very positive phenomenon, because it allows not only to deliver cheaper heat, but also to increase its efficiency.

All of that can be basis for creating strong social and economic relations, based on energy needs.