



D2.1

Charakterystyka wysokotemperaturowych systemów ciepłowniczych

Data dodania: 31.05.2024

Wersja Dokumentu 01



Projekt współfinansowany przez Unię Europejską. Wyrażone poglądy i opinie są jednak wyłącznie poglądami i opiniami autora (autorów) i nie muszą odzwierciedlać poglądów i opinii Unii Europejskiej lub CINEA. Ani Unia Europejska, ani organ przyznający pomoc nie mogą być za nie pociągnięte do odpowiedzialności.

Tytuł pakietu roboczego:	WP2 – Ocena Techniczno-Finansowa Rynku
Numer porządkowy:	D2.1
Opis:	Raport opisujący tło sieci ciepłowniczych ze szczególnym uwzględnieniem Litwy, Polski i Słowacji. Pod uwagę wzięto aspekty techniczne, finansowe i regulacyjne. Omówiono bariery i możliwości integracji niskotemperaturowych źródeł energii.
Beneficjent wiodący:	UNIPARTHENOPE
Główny autor:	Vincenzo Bianco
Współautorzy:	KAPE - Krzysztof Skowroński; STUBA - Michal Krajčík & Martina Mudra; LEI – Rolandas Urbonas i Rimantas Bakas
Przedstawione przez:	David Perez Navarro (Creara)
Wersja dokumentu:	1
Prywatność:	Publiczny
Data:	15/05/2024

Osoby zatwierdzające i recenzenci dokumentów:

UWAGA: Wszystkie Osoby Zatwierdzające są wymagane. Uwagi każdej osoby muszą być pozostawione. Wszyscy Recenzenci na liście są uznawani za wymaganych, chyba że są wyraźnie wymienieni jako opcjonalni.

Nazwa	Rola	Zadanie	Data
Davida Pereza Navarro	Członek Komitetu Nadzorczego (Creara)	Zatwierdzenie	29/05/2024
Dusan Petras	Członek Komitetu Nadzorczego (STUBA)	Recenzja	22/05/2024
Paula Ferrando	Członek zespołu (GNE)	Recenzja	22/05/2024

Historia dokumentu:

Autor dokumentu jest upoważniony do wprowadzania następujących typów zmian w dokumencie bez konieczności ponownego zatwierdzania dokumentu:

- Materiały dziennikarskie, formatowanie i pisownia
- Wyjaśnienie

Aby poprosić o zmianę tego dokumentu, skontaktuj się z Autorem lub Właścicielem dokumentu.

Zmiany w tym dokumencie podsumowano w poniższej tabeli w odwrotnej kolejności chronologicznej (od najnowszej wersji).

Rewizja	Data	Utworzony przez	Krótki opis zmian
01	18.01.2024	UNIPARTHENOPE – Vincenzo Bianco	Utworzono 1. szkic
02	29.04.2024	STUBA - Michal Krajčík	Zapewniona integracja z SK
03	10.05.2024	LEI – Rolandas Urbonas	Zapewniona integracja z LT
04	14.05.2024	KAPE - Krzysztof Skowroński	Zapewniona integracja z PL
05	15.05.2024	UNIPARTHENOPE – Vincenzo Bianco	Ostateczny projekt gotowy do przeglądu wewnętrznego
06	28.05.2024	UNIPARTHENOPE – Vincenzo Bianco	Ostateczna wersja uwzględniająca komentarze recenzentów

Zarządzanie konfiguracją: Lokalizacja dokumentu

Najnowsza wersja tego dokumentu jest przechowywana w [Elementach dostarczanych](#)

Charakter produktu końcowego		
R	Raport	x
DEC	Strony internetowe, patenty, zgłoszenia itp.	
DEM	Demonstrator technologiczny	
O	Inny	

Poziom upowszechniania		
PU	Publiczny	x
CO	Poufne, wyłącznie dla członków konsorcjum (w tym służb Komisji)	

POTWIERDZENIA

Niniejsze sprawozdanie stanowi część rezultatów projektu LIFE Low2HighDH, który otrzymał dofinansowanie z Programu Unii Europejskiej na rzecz działań w obszarze środowiska i klimatu (LIFE) na podstawie umowy dotacji nr 101120865. Wspólnota nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek wykorzystanie treści tej publikacji.

Strona | 4

Więcej informacji na temat projektu można znaleźć na stronie: <https://www.low2highdh.eu/>

Prawo autorskie

© Konsorcjum LIFE Low2HighDH. Egzemplarze niniejszej publikacji – również jej fragmenty – mogą być wykorzystywane wyłącznie z odniesieniem do wydawcy.

Uwaga

Przedstawione tutaj informacje zostały dokładnie zbadane i uważa się, że są dokładne i poprawne. Autorzy nie mogą być jednak pociągnięci do odpowiedzialności prawnej za ewentualne błędy. Nie udziela się żadnych gwarancji, wyraźnych ani dorozumianych, w odniesieniu do podanych informacji. Autorzy nie ponoszą odpowiedzialności za jakiekolwiek bezpośrednie, pośrednie, specjalne, przypadkowe lub wtórne szkody wynikające z korzystania lub niemożności korzystania z treści tej publikacji.

SPIS TREŚCI

Potwierdzenia.....	4
Prawo autorskie.....	4
Uwaga.....	Error! Bookmark not defined.
SPIS TREŚCI	5
Streszczenie	7
Spis rysunków	9
Spis tabel	10
Wykaz akronimów i skrótów	10
Wprowadzenie	11
Rozwój ciepłownictwa w Unii Europejskiej	12
Wprowadzenie	12
Tendencje w zakresie wytwarzania i zużycia energii cieplnej w UE	14
Ramy regulacyjne	23
Własność i schemat operacyjny	23
Dostęp do sieci	24
Ceny	25
Rozwój ciepłownictwa w Polsce	27
Wprowadzenie	27
Trend produkcji i zużycia energii cieplnej w Polsce.....	28
Ramy regulacyjne i finansowe	32
Rozwój ciepłownictwa na Słowacji	35
Wprowadzenie	35
Historyczna ewolucja ciepłownictwa na Słowacji	36
Trend produkcji i zużycia ciepła sieciowego w SK	37
Ramy regulacyjne i finansowe	42
Rozwój ciepłownictwa na Litwie	46
Wprowadzenie	46
Tendencja w zakresie wytwarzania i zużycia energii cieplnej w LT	47
Ramy regulacyjne i finansowe	52
Bariery i najlepsze praktyki w zakresie integracji niskotemperaturowych OZE w ciepłownictwie wysokotemperaturowym	55
Bariery	56
Najlepsze praktyki i czynniki napędzające.....	57

Wnioski	58
Odwołania	59

Streszczenie

Niniejszy dokument zawiera analizę stanu sektora ciepłowniczego w Polsce (PL), na Słowacji (SK) i Litwie (LT). Te trzy kraje charakteryzują się rozbudowaną siecią ciepłowniczą w lokalnych gminach. Wynika to z masowego rozpowszechnienia tej technologii w okresie sowieckim, kiedy to powstała większość istniejącej infrastruktury.

Strona | 7

Technologia ciepłownicza dostępna w PL, SK i LT należy do tzw. trzeciej generacji systemów ciepłowniczych (DH), z temperaturą dystrybucji około 70-120 °C. Sieć ciepłownicza jest zwykle podłączona do dużej elektrociepłowni i uzupełniona prostymi kotłami w celu pokrycia szczytowego zapotrzebowania na ciepło (np. w okresie zimowym).

Polska. PL charakteryzuje się produkcją ciepła dla ciepłownictwa na poziomie 81 TWh i stanowi drugi co do wielkości rynek UE po Niemczech. 60% produkcji ciepła pochodzi z kogeneracji elektrociepłowni (CHP), a paliwa kopalne dominują w produkcji, z ponad 85% udziałem w rynku. Dominującym źródłem paliw kopalnych jest węgiel; w związku z tym sektor ciepłowniczy w Polsce jest wysoce emisyjny i wymaga pilnych modernizacji prowadzących do jego dekarbonizacji. Głównym sektorem wykorzystującym ciepło sieciowe jest sektor mieszkaniowy, który odpowiada za około 70% całkowitej konsumpcji. W kraju dostępne są różne modele własności, w tym z udziałem podmiotów publicznych i prywatnych, przy czym nie ma formy dominującej. Ceny ciepła są regulowane i oparte o *zasadę kosztu plus* (ang. *cost-plus approach*). Dla źródeł ciepła, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracyjnych, przedsiębiorstwo energetyczne może zastosować uproszczoną metodę kalkulacji cen ciepła, jeżeli nie są one wyższe niż cena referencyjna ustalona przez Urząd Regulacji Energetyki. Dostęp stron trzecich (ang. Third Party Access) jest możliwy od strony formalnej, ale tylko wtedy, gdy jest to technicznie możliwe, gdy cena produkcji energii jest niższa, produkcja opiera się bardziej na odnawialnych źródłach energii oraz gdy jest to źródło efektywne energetycznie, zgodnie z wymogami EED. W dużych miastach występują duże źródła należące do różnych właścicieli i dostarczające energię ciepłą do jednego, rozbudowanego systemu grzewczego.

Słowacja. SK charakteryzuje się wytwarzaniem ciepła dla ciepłownictwa sieciowego na poziomie 9 TWh, przy czym udział elektrociepłowni w produkcji wynosi około 60%, a pozostałe 40% stanowią kotły. Produkcja ciepła jest zdominowana przez paliwa kopalne z udziałem około 80%. Pozostałą część stanowią odnawialne źródła energii (głównie biomasa i odpady odnawialne) oraz stały udział (ok. 5%) jądrowej energetyki ciepłowniczej. Dominującym paliwem kopalnym jest gaz ziemny. Największym sektorem użytkowników końcowych jest sektor mieszkaniowy, który odpowiada za około 75% całkowitego zużycia. W kraju dostępne są różne modele własności, które obejmują podmioty publiczne i prywatne. Na rynku obowiązuje cena regulowana w oparciu o *zasadę kosztu plus*. Dostęp stron trzecich do sieci jest możliwy, ale dotyczy tylko dla ciepła wytwarzanego w oparciu o odnawialne źródła energii lub kogenerację.

Litwa. LT charakteryzuje się wytwarzaniem ciepła dla ciepłownictwa na poziomie 12 TWh. Elektrociepłownie mają udział w rynku w granicach 40-50%, podczas gdy reszta jest pokrywana przez kotły. W sektorze ciepłownictwa na Litwie doszło do radykalnych zmian pod względem udziału paliw. Do 2010 r. był on zdominowany przez paliwa kopalne (głównie gaz ziemny), ale od 2010 r. nastąpiło szybkie przejście na odnawialne źródła energii – obecnie około 80% produkcji pochodzi z odnawialnych źródeł energii, przy czym biomasa stanowi ponad 90% produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Sektor mieszkaniowy jest

największym sektorem użytkowników końcowych z udziałem w rynku wynoszącym około 60%, sektory komercyjny i przemysłowy mają podobne udziały w rynku, wynoszące po około 20%. Zaopatrzenie w ciepło w każdym mieście ma charakter monopolu (np. w każdej gminie jest jedno przedsiębiorstwo dostarczające ciepło), natomiast jego wytwarzanie odbywa się na zasadach rynkowych i organizowane są comiesięczne aukcje. Sieć jest zazwyczaj własnością publiczną i może być obsługiwana przez samą gminę lub użyczana na podstawie koncesji. Koncesje były popularne na początku XXI wieku, ale wyniki nie były zadowalające, dlatego wiele gmin angażuje się w tę operację na własną rękę. Taryfy dla ciepłownictwa są regulowane i podlegają zatwierdzeniu przez właściwe organy. Dostęp strony trzeciej jest w pełni możliwy i działa całkiem dobrze, ponieważ rynek wytwarzania ciepła jest w pełni zliberalizowany.

Spis rysunków

Rysunek 1. – główne cechy różnych generacji DH (Zeh i in., 2023).....	13
Rysunek 2. – produkcja brutto DH w UE-27 (opracowanie UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu).	14
Rysunek 3. – struktura rynku wytwarzania ciepła w UE-27: a) modele biznesowe; b) Technologia (źródło danych: Eurostat)	15
Rysunek 4. – udział ciepłownictwa w rynku paliw w UE-27 i odpowiadająca mu ilość wytwarzanego ciepła (analiza UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu).	16
Rysunek 5. – udział energii pierwotnej w ciepłownictwie w UE-27: a) paliwa kopalne; b) odnawialne źródła energii.....	16
Rysunek 6. – udział pozostałych OZE w 2021 roku.....	18
Rysunek 7. – udział kraju UE-27 w różnych OZE wykorzystywanych w wytwarzaniu ciepła (Eurostat).	19
Rysunek 8. – analiza dekompozycji produkcji brutto w latach 2000-2021 (analiza UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu).....	20
Rysunek 9. – trend emisji dwutlenku węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej brutto w ciepłownictwie (analiza UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu i EEA).	21
Rysunek 10. – zmiany zużycia ciepła w ciepłownictwie w UE-27 (analiza UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu).	22
Rysunek 11. – produkcja ciepła brutto w Polsce (dane: Eurostat).....	28
Rysunek 12. – struktura rynku ciepłownictwa w Polsce: (a) modele biznesowe; b) Technologia (źródło danych: Eurostat)	29
Rysunek 13. – udział poszczególnych paliw w rynku ciepłowniczym w Polsce	29
Rysunek 14. – podział udziału w rynku: a) paliw kopalnych; b) odnawialnych źródeł energii.....	30
Rysunek 15. – trend emisji dwutlenku węgla w polskim wytwarzaniu ciepła	31
Rysunek 16. – konsumpcja końcowa w sektorach zastosowań końcowych w Ameryce.	32
Rysunek 17. – produkcja ciepła brutto na Słowacji (dane: Eurostat).....	37
Rysunek 18. – struktura rynku wytwarzania ciepła na Słowacji: a) modele biznesowe; b) Technologia (źródło danych: Eurostat)	38
Rysunek 19. – udział poszczególnych paliw w rynku ciepłowniczym na Słowacji.....	38
Rysunek 20. – podział udziału w rynku dla: a) paliw kopalnych; b) odnawialne źródła energii.....	39
Rysunek 21. – tendencje w zakresie emisji dwutlenku węgla w słowackiej generacji ciepła (DH).	40
Rysunek 22. – konsumpcja końcowa w sektorach zastosowań końcowych SK.	41
Rysunek 23. – produkcja ciepła brutto na Litwie (dane: Eurostat)	47
Rysunek 24. – struktura rynku wytwarzania ciepła na Litwie: a) modele biznesowe; b) Technologia (źródło danych: Eurostat)	48
Rysunek 25. – udział ciepłownictwa w wytwarzaniu paliw przez ciepłownictwo na Litwie	49
Rysunek 26. – podział udziału w rynku: a) paliw kopalnych; b) odnawialnych źródeł energii.....	49
Rysunek 27. – tendencje w zakresie emisji dwutlenku węgla w produkcji ciepła na Litwie.	50
Rysunek 28. – konsumpcja końcowa w sektorach zastosowań końcowych LT.....	51

Spis tabel

Tabela 1. – główne parametry dla ciepłownictwa ciepła w Polsce.	32
Tabela 2. – rok rozpoczęcia budowy systemów ciepłowniczych w niektórych miastach na Słowacji (CHVALKOVSKÁ, et al., 2011).....	36
Tabela 3. – główne parametry dla ciepłownictwa na Słowacji.....	41
Tabela 4. – główne parametry dla ciepłownictwa na Litwie.	51

Wykaz akronimów i skrótów

Skrót	Definicja
CAGR	Skumulowana roczna stopa wzrostu
CHP	Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej
DH	Sieć ciepłownicza
DHC	Sieć ciepłownicza i chłodnicza
UE	Unia Europejska
PKB	Produkt Krajowy Brutto
HDDs	Stopniodni ogrzewania
LT	Litwa
PL	Polska
OZE	Odnawialne Źródła Energii
SK	Słowacja
TPA	Dostęp stron trzecich
WA	Dostosowanie Pogodowe
WH	Ciepło odpadowe

Wprowadzenie

Unia Europejska (UE) jest w pełni zaangażowana w rozwiązywanie pilnych wyzwań związanych ze zmianą klimatu i przechodzeniem na zrównoważone źródła energii. W tym kontekście systemy ciepłownicze jawią się jako kluczowy element w transformacji energetycznej, stanowiąc wydajne i zrównoważone rozwiązanie pozwalające sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na ogrzewanie i chłodzenie przy jednoczesnym zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych.

Strona | 11

Sieć ciepłownicza (DH) to scentralizowany system dystrybucji energii, który dostarcza ciepło wytwarzane z różnych źródeł do wielu budynków lub obszarów mieszkalnych. W przeciwieństwie do konwencjonalnych metod ogrzewania, które często opierają się na pojedynczych kotłach lub grzejnikach elektrycznych, ciepłownictwo miejskie działa na większą skalę z możliwością integracji wielu źródeł energii (np. CHP, odnawialne źródła energii, ciepło odpadowe itp.). Takie podejście nie tylko zwiększa efektywność energetyczną, ale także przyczynia się do znacznego zmniejszenia całkowitej emisji dwutlenku węgla.

UE stoi na czele transformacji energetycznej, wyznaczając ambitne cele w zakresie promowania zrównoważonego rozwoju i dążąc do osiągnięcia społeczeństwa neutralnego klimatycznie. Zaangażowanie UE jest konkretnie poparte ambitnymi strategiami, takimi jak Europejski Zielony Ład, Strategia Fala Renowacji, Fundusz Odbudowy UE (ang. Next Generation EU) itp.

Rozwój sieci ciepłowniczych dobrze wpisuje się w strategię UE, dlatego zasadnicze znaczenie ma określenie optymalnych strategii dalszego rozwoju tego sektora i promowanie jego modernizacji. Rozwój ciepłownictwa pozwala na uzyskanie wielu wymiernych korzyści, takich jak poprawa efektywności energetycznej systemów ogrzewania (i chłodzenia), integracja odnawialnych źródeł energii i odzyskiwanie ciepła odpadowego, integracja zdecentralizowanego wytwarzania energii, redukcja emisji dwutlenku węgla, promowanie zrównoważonej urbanizacji itp.

Chociaż korzyści płynące z sieci ciepłowniczej są oczywiste, istnieją wyzwania związane z jej powszechnym wdrożeniem. Sprostanie tym wyzwaniom wymaga wspólnego wysiłku ze strony decydentów, interesariuszy z branży i społeczeństwa.

Głównymi wyzwaniami są: *kapitałochłonny* charakter sektora, który wymaga znacznych inwestycji w celu jego rozwoju, niezbędne innowacje technologiczne (np. cyfryzacja) w celu lepszej integracji z istniejącym systemem energetycznym, ramy regulacyjne, które czasami są bardzo złożone i hamują rozwój sektora, a także brak świadomości społecznej na temat korzyści płynących z ciepłownictwa, które często nie są dobrze postrzegane przez ogół społeczeństwa (np. uniknięcie kosztów konserwacji pojedynczego kotła, poprawa komfortu dzięki natychmiastowej dostępności ciepłej wody użytkowej itp.).

Aby wesprzeć rozwój ciepłownictwa w UE, konieczna jest kompleksowa analiza korzyści i barier dla rozwoju. Można opracować ogólną analizę UE dotyczącą statusu sektora, ale konieczne są analizy specyficzne dla poszczególnych krajów, ponieważ sytuacja jest bardzo zagrożona i różni się w zależności od kraju, zwłaszcza w odniesieniu do aspektów regulacyjnych i statusu nowych miejsc pracy (np. północne kraje UE a kraje Europy Wschodniej).

Rozwój ciepłownictwa w Unii Europejskiej

Strona | 12

WPROWADZENIE

Ciepłownictwo sieciowe jest powszechnie znaną technologią w UE, a niektóre kraje mają ponad stuletnią historię rozwoju i wykorzystania ciepłownictwa. Kraje Europy Północnej, Środkowej i Wschodniej mają rozbudowane sieci ciepłownicze w swoich gminach, ponieważ surowe zimowe warunki klimatyczne umożliwiły skuteczne i wydajne rozwiązania w zakresie ogrzewania budynków.

Po II wojnie światowej wiele krajów Europy Środkowej i Wschodniej znalazło się pod wpływem Związku Radzieckiego, a sieci ciepłownicze były uważane za kluczową technologię ogrzewania budynków. W związku z tym powstała rozległa sieć rurociągów, a sieci ciepłownicze stały się standardem w ogrzewaniu budynków. Ta metoda ogrzewania stała się standardem również w północnych krajach UE (np. Skandynawia) i dość popularna w Europie Zachodniej (np. Niemcy, Holandia itp.).

Wraz z rozwojem nowych generacji i koncepcji ciepłowni sieć w północnych i zachodnich krajach UE stawała się coraz bardziej wydajna, podczas gdy w centralnych, wschodnich i bałtyckich krajach UE nastąpiła degradacja sieci ciepłowniczej, zwłaszcza po upadku Związku Radzieckiego. Stan ten wynikał z poważnego kryzysu gospodarczego, który był następstwem głębokich przemian politycznych oraz *kapitałochłonnego* charakteru sieci ciepłowniczych. Brak inwestycji w konserwację i remonty przesądził o ogólnym pogorszeniu i nieefektywności warunków eksploatacji. (Martinot, 1997)

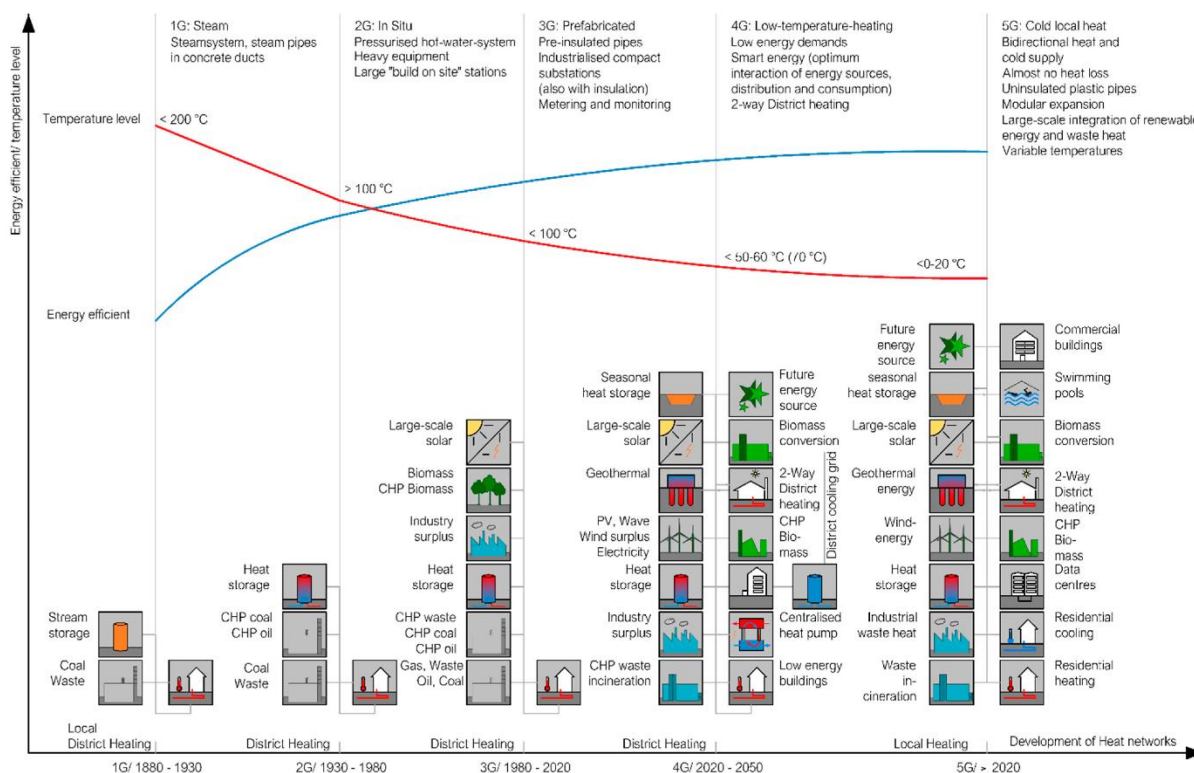
Zaprojektowane w ZSRR sieci ciepłownicze oparte są na pierwotnych rurach dystrybucyjnych przesyłających gorącą wodę pod ciśnieniem o maksymalnej temperaturze 150 °C. Pierwotne rury dystrybucyjne są połączone z wymiennikami ciepła za pośrednictwem węzłów cieplnych, które mają na celu wyprowadzenie wtórnych rur dystrybucyjnych pracujących w niższej temperaturze (90-100 °C). Wtórne rury dystrybucyjne są następnie podłączane do budynków. Połączenie jest budowane poprzez podstawę lub bezpośrednio do rur budynku. Podejście to zostało opracowane w latach 50 i nie zmieniło się zbyt wiele aż do lat 80. Systemy ciepłownicze stały się bardzo skomplikowane, w następstwie rozwoju miast i nacisku na urbanizację. Skomplikowane i nieelastyczne systemy są trudne do kontrolowania, co doprowadziło do rozwoju nieefektywnych systemów. (Martinot, 1997)

Zarządzanie skomplikowanym i nieelastycznym systemem ciepłowniczym w połączeniu z brakiem funduszy na konserwację i modernizację spowodowało znaczne pogorszenie stanu infrastruktury, równocześnie powodując zawodność systemu. Jednocześnie w większości miejsc, w których istnieje sieć ciepłownicza, dostępna jest również sieć gazu ziemnego, dlatego wielu klientów zdecydowało się na przejście na indywidualne kotły zasilane gazem ziemnym do ogrzewania budynków, co przyczyniło się do pogorszenia sprawności systemu (tj. obciążenie robocze coraz bardziej oddala się od projektowanego obciążenia)(Büchele, et al., 2018).

Z kolei w krajach Europy Północnej i kontynentalnej nastąpiła ewolucja technologiczna systemów ciepłowniczych wraz z przejściem od drugiej generacji (tj. opartych na wodzie pod ciśnieniem o temperaturze wyższej niż 100 °C w dystrybucji pierwotnej) do bardziej wydajnej trzeciej generacji z końca lat 70., w której stosuje się wodę pod ciśnieniem o temperaturze 80-100 °C. Trzecia generacja sieci

ciepłowniczych pozwoliła na integrację przemysłowego ciepła odpadowego i niektórych odnawialnych źródeł energii, takich jak kogeneracja oparta na biomasie (Gjoka, et al., 2023).

Obecnie trwa przejście na czwartą generację ciepłownictwa, która pozwala na budowanie bardziej wydajnych systemów i umożliwia integracji niskotemperaturowych odnawialnych źródeł energii. Przejście to zależy nie tylko od modernizacji sieci ciepłowniczej, ale także od renowacji zasobów budowlanych. Urządzenia grzewcze zostały zaprojektowane dla czynnika grzewczego o wyższej temperaturze, w związku z czym powierzchnia emiterów nie wystarczałaby do zapewnienia niezbędnego ciepła, gdyby temperatura robocza została obniżona. Aby rozwiązać ten problem, korzystne byłoby zmniejszenie zapotrzebowania budynku na ogrzewanie, jak również wymiana emiterów w celu zwiększenia ich powierzchni. Innym podejściem, które wymagałoby bardziej radykalnej renowacji istniejących budynków, jest wykorzystanie promienników podłogowych. (IRENA and Aalborg University, 2021) Rysunek 1. ilustruje podsumowanie różnych generacji sieci ciepłowniczych.

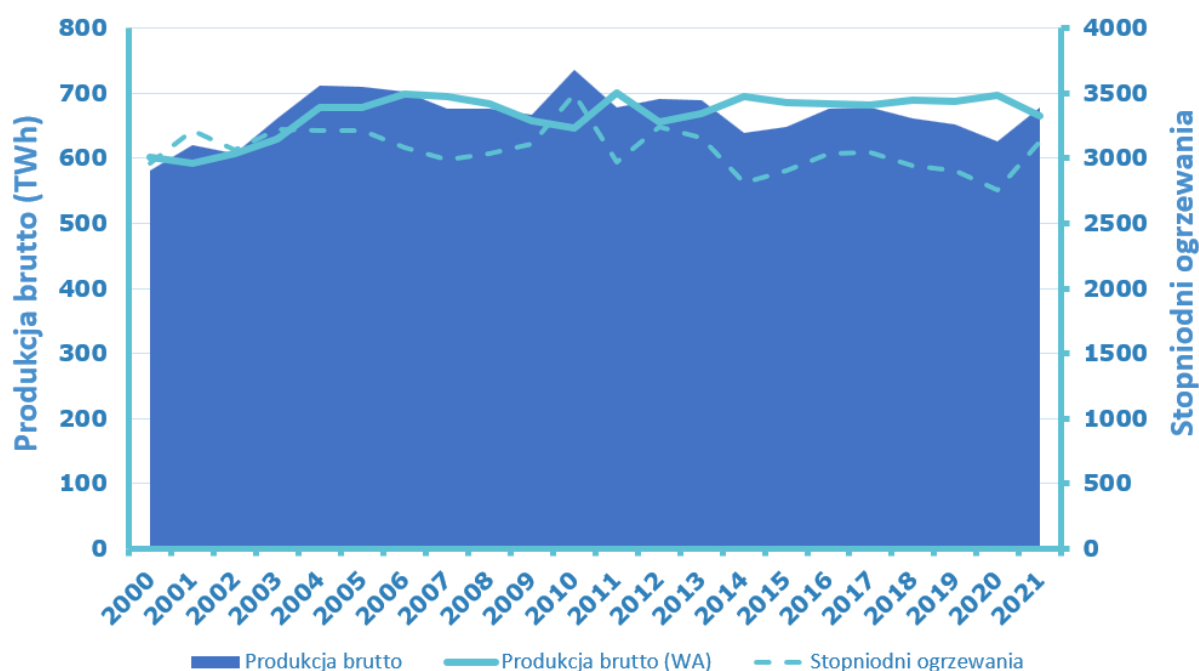


Rysunek 1 – główne cechy różnych generacji sieci ciepłowniczych (Zeh, et al., 2023)

TENDENCJE W ZAKRESIE WYTWARZANIA I ZUŻYCIA ENERGII CIEPLNEJ W UE

Wytwarzanie energii cieplnej jest szeroko rozpowszechnione w krajach UE-27, zwłaszcza w krajach o bardziej surowych warunkach klimatycznych, takich jak kraje skandynawskie, kraje bałtyckie, Europa zachodnia. Mimo, iż w innych rejonach UE, np. w krajach basenu Morza Śródziemnego, łagodniejsze warunki klimatyczne nie sprzyjały masowemu rozwojowi sieci ciepłowniczych, w niektórych miejscach są one dostępne (np. niektóre miasta i miejscowości w północnej części Włoch).

Strona | 14



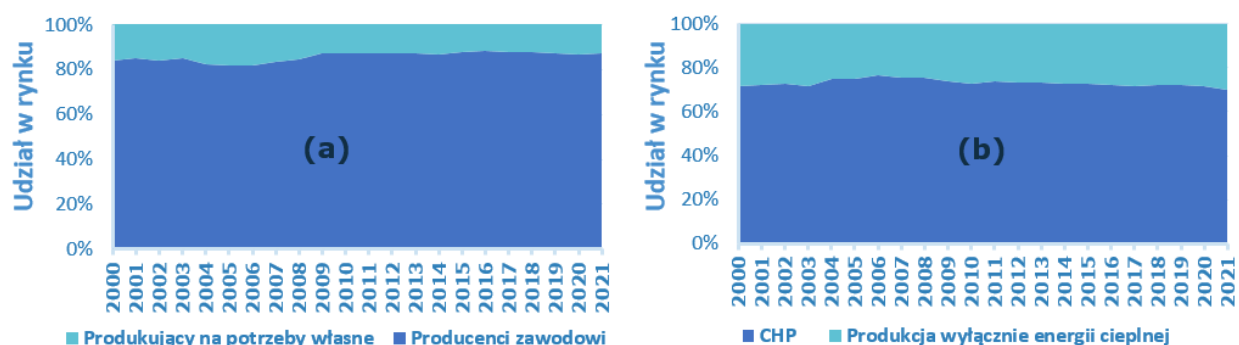
Rysunek 2 – produkcja brutto energii cieplnej w UE-27 (opracowanie UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu).

Rysunek 2 przedstawia zmiany w wytwarzaniu energii cieplnej brutto w UE-27 w latach 2000–2021. Nieregularny wzór charakteryzujący się licznymi wartościami maksymalnymi i minimalnymi został wymuszony przez zmienność warunków klimatycznych. Potwierdza to porównanie trendu Produkcji Brutto z tendencją Stopniodni Ogrzewania (HDD). Można jakościowo zaobserwować, że te dwa trendy są ze sobą zgodne, podczas gdy z ilościowego punktu widzenia szacuje się współczynnik korelacji liniowej na poziomie 0,6. Dowodzi to istnienia liniowej korelacji między wytwarzaniem brutto a stopniodniami (tj. wzrostowi liczby stopniodni ogrzewania odpowiada liniowy wzrost produkcji brutto).

W latach 2000–2021 Produkcja Brutto odnotowuje wzrost o 98 TWh, przy odpowiadającym jej skumulowanemu rocznemu wskaźnikowi wzrostu (CAGR) na poziomie 0,7%. Jak wspomniano wcześniej, wartości te mogły zostać zaburzone przez *odbiegające od średnich* warunki klimatyczne i wyniki te mogą nie być miarodajne. Aby uniknąć tej wady, wdrażana jest procedura uwzględniająca różnice klimatyczne (Bianco, et al., 2014). Pozwala ona na odrzucenie niemiernodajnych wyników i pokazanie trendu produkcji brutto w odniesieniu do *uśrednionych warunków klimatycznych* – dane dotyczące generacji brutto są korygowane w odniesieniu do stopniodni ogrzewania, co pozwala na znalezienie produkcji brutto odpowiadającej średniej liczbie stopniodni ogrzewania w okresie 2000–2021.

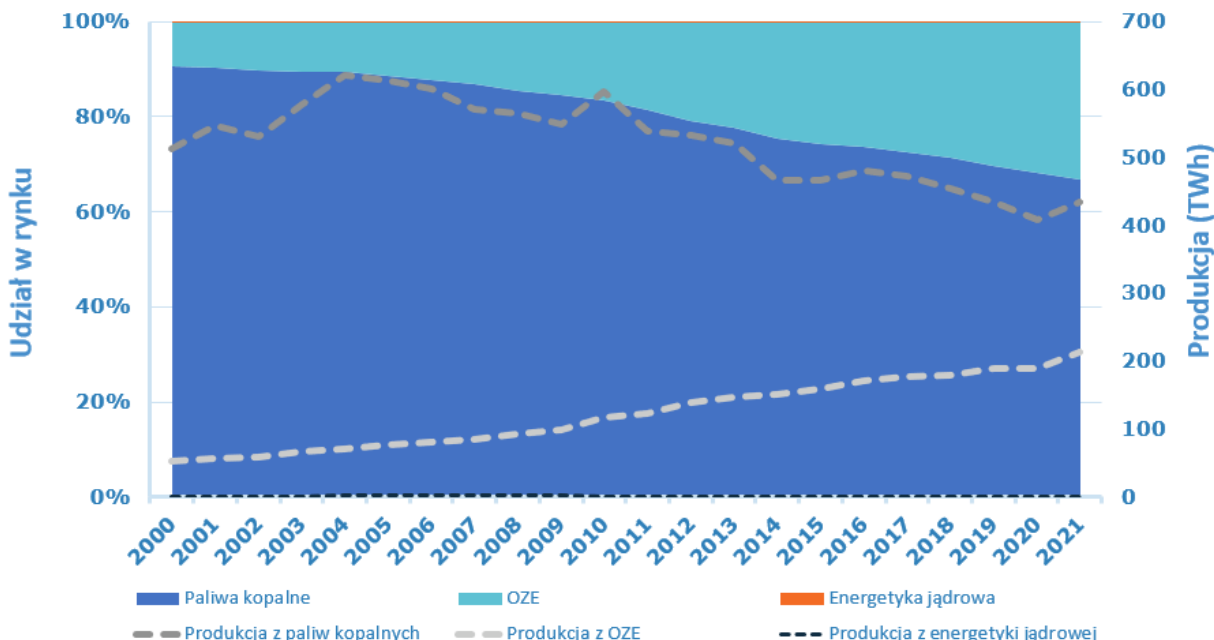
Jak pokazano na Rysunek 2., produkt brutto skorygowany o warunki klimatyczne (WA) wykazuje bardziej regularny trend. W szczególności można wyróżnić dwa główne obszary – okres 2000-2006, w którym obserwuje się wzrost produkcji brutto oraz okres 2007-2021, w którym produkcja ta jest w przybliżeniu stała, z wyjątkiem pewnych wahań w okresie 2009-2012.

Rysunek 3 prezentuje strukturę wytwarzania energii cieplnej w UE-27 uwzględniając zarówno *Model biznesowy* (Rysunek 3a) oraz *Technologie* (Rysunek 3b). Ogólna sytuacja wydaje się dość stabilna, z niewielkim wzrostem liczby producentów zawodowych, który udział w rynku wzrasta z 84% w 2000 r. do 87% w 2021 r. Również pod względem technologicznym trend jest dość stabilny. CHP dominuje na rynku, nawet jeśli w okresie 2000-2021 udział w rynku spadł o kilka punktów procentowych, zmniejszając się z 72% w 2000 r. do 70% w 2021 r.



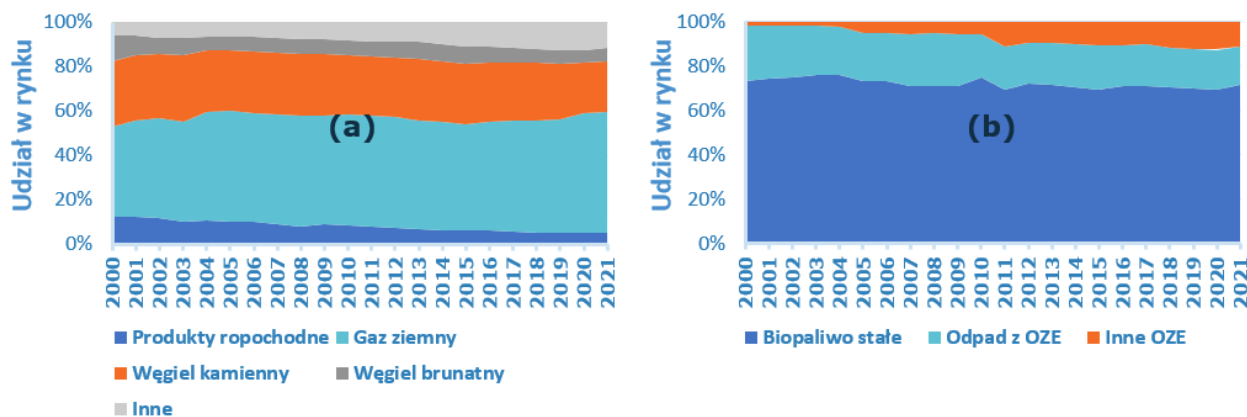
Rysunek 3 – struktura rynku wytwarzania ciepła w UE-27: a) model biznesowy; b) Technologie (źródło danych: Eurostat)

W latach 2000–2021 sektor ciepłowniczy przeszedł głęboką ewolucję i podążał za dynamiką sektora energetycznego, w tym za rozwojem odnawialnych źródeł energii. Rysunek 4 pokazuje, że udział odnawialnych źródeł energii w sektorze ciepłowniczym wzrósł z mniej niż 10% w 2000 r. do ponad 30% w 2021 r., przy wzroście produkcji o 161 TWh, co odpowiada skumulowanej rocznej stopie wzrostu na poziomie 6,6%. W tym samym czasie produkcja energii cieplnej z paliw kopalnych zmniejszyła się o 79 TWh i zmniejszyła swój udział w rynku z 90% do 67%.



Rysunek 4 – udział poszczególnych paliw w ciepłownictwie w UE-27 i odpowiadająca im ilość wytwarzanej energii cieplnej (analiza UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu).

Niewielka część produkcji energii cieplnej, średnio 0,2% rocznie, jest pokrywana przez ciepło wytwarzane przez elektrownie jądrowe znajdujące się na Węgrzech i Słowacji. Jak wspomniano w artykule (Lipka & Rajewski, 2020), elektrownie jądrowe były wykorzystywane jako źródła energii cieplnej dla sieci ciepłowniczych od początku przemysłu jądrowego. Największa elektrownia jądrowa działająca jako elektrociepłownia jest zlokalizowana w Zaporozżu na Ukrainie, o łącznej mocy 6000 MW_{el} i zdolność odzysku ciepła 1400 MW_{th}. Obecnie nie ma zbyt wielu informacji na temat jej działania, ponieważ po rosyjskiej agresji przeciwko Ukrainie znajduje się ona pod bezprawną kontrolą rosyjską. Działającą elektrownią jądrową o największej produkcji energii cieplnej dla sieci ciepłowniczych w UE jest elektrownia Bohunice na Słowacji, o łącznej mocy 240 MW_{th} (Lipka & Rajewski, 2020). Przypadek ten jest istotny, ponieważ około 10% całkowitej produkcji kogeneracyjnej jest przeznaczane do sieci ciepłowniczych. (Lipka & Rajewski, 2020)



Rysunek 5 – udział energii pierwotnej w ciepłownictwie w UE-27: a) paliwa kopalne; b) odnawialne źródła energii.

Rysunek 5 pozwala nam uzyskać bardziej dogłębną wiedzę na temat energii pierwotnej wykorzystywanej w sektorze ciepłownictwa w UE-27 – przedstawia on udział poszczególnych paliw kopalnych i źródeł odnawialnych w kontekście zużycia energii pierwotnej. Rysunek 5(a) pokazuje udział paliw kopalnych. Udział gazu ziemnego wzrósł z 40% w 2020 r. do 54% w 2021 r., podczas gdy udział produktów ropopochodnych, węgla kamiennego i brunatnego spadły kolejno z 12% do 5%, z 29% do 23% i z 12% do 6%. Jest to zgodne z tym, co stało się w sektorze energetycznym wraz ze wzrostem produkcji gazu ziemnego.

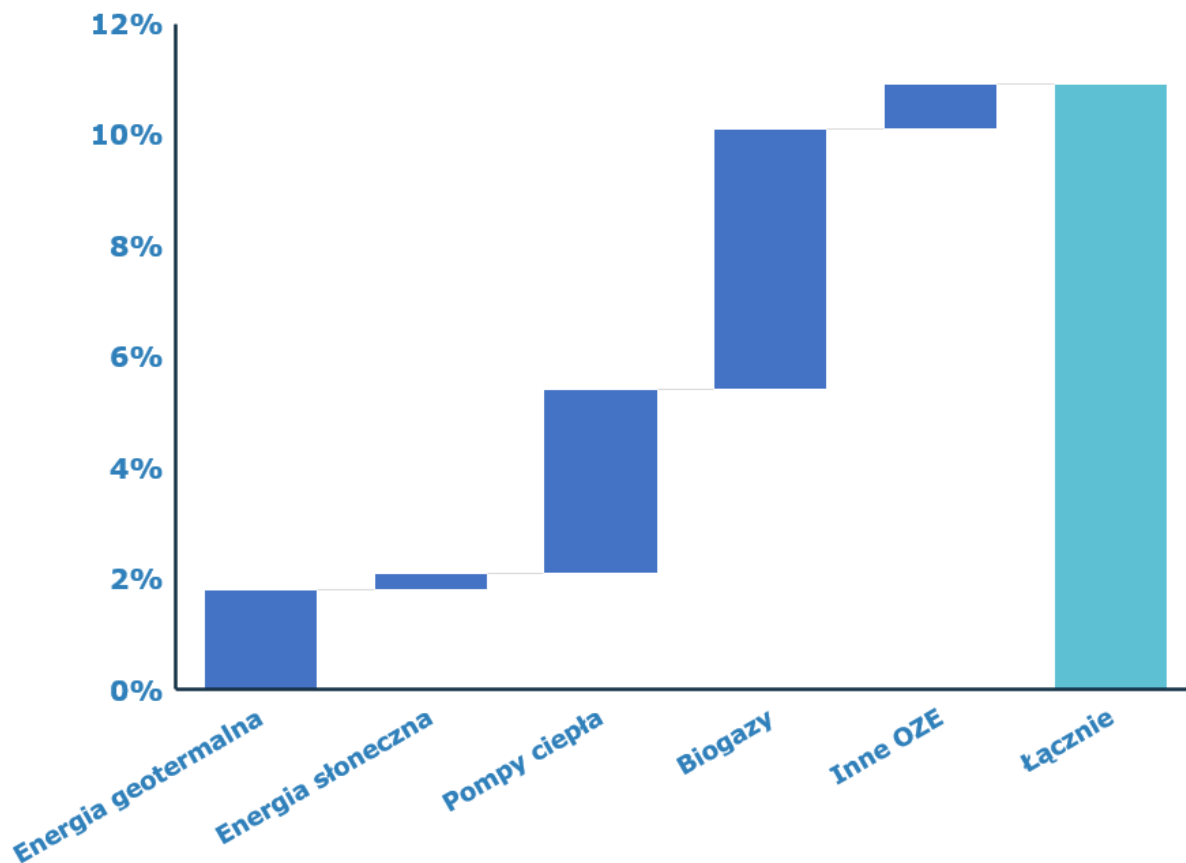
Wzrost wykorzystania gazu ziemnego można przypisać rozwojowi nowej infrastruktury (np. rurociągów i terminali LNG) w latach 2000-2021, pełnemu funkcjonowaniu rynku EU-ETS, który dyskryminuje paliwa wysokoemisyjne, oraz dyfuzji CCGT jako jednej z wiodących technologii kogeneracyjnych, zwłaszcza w przypadku dużych elektrowni. Inne paliwa są reprezentowane głównie przez komunalne odpady nieodnawialne, które są spalane w źródłach kogeneracyjnych lub kotłach, a ciepło z nich jest wykorzystywane w sieciach ciepłowniczych.

Jeśli chodzi o odnawialne źródła energii, Rysunek 5(b) wykazuje, że największy udział ma biopaliwo stałe, którego średni udział w badanym okresie wynosi 72%. Można zaobserwować, że udział ten jest w przybliżeniu stały w rozważanym horyzoncie czasowym. Ponadto udział odpadu z OZE zmniejszył się z 25% do 17%, podczas gdy udział pozostałych odnawialnych źródeł energii zaczął się zwiększać od 2010 r., do poziomu 11% w 2021 r.

Należy zauważyć, że w wartościach bezwzględnych wszystkie odnawialne źródła energii zwiększyły swoją produkcję w latach 2000–2021. W szczególności biomasa stała wzrosła o 115 TWh, a odpady z OZE i inne OZE o 23 TWh każde.

Rysunek 6 zawiera szczegółowe dane z 2021 r. dotyczące pozycji „inne OZE” z Rysunek 5(b). Można zauważyć, że rośnie liczba źródeł rozproszonych, takich jak energia geotermalna, energia słoneczna, biogazy i inne technologie takie jak pompy ciepła, które pozwalają na elektryfikację zużycia ciepła.

Rosnący udział tych innowacyjnych technologii doprowadzi do przejścia do sieci ciepłowniczych 4. i 5. generacji, jak podkreślono w (Gjoka, et al., 2023). Można powiedzieć, że obecnie trwa przejście z 3. do 4. generacji sieci ciepłowniczych. Transformacja ta stwarza nowe wyzwania dla operatorów sieci, ponieważ różne źródła energii o różnych cechach powinny współistnieć w jednej sieci ciepłowniczej. Masowa integracja nowych technologii, takich jak pompy ciepła, będzie miała coraz większe znaczenie dla zagwarantowania wydajnej pracy sieci ciepłowniczych.



Rysunek 6 – udział pozostałych OZE w 2021 roku.

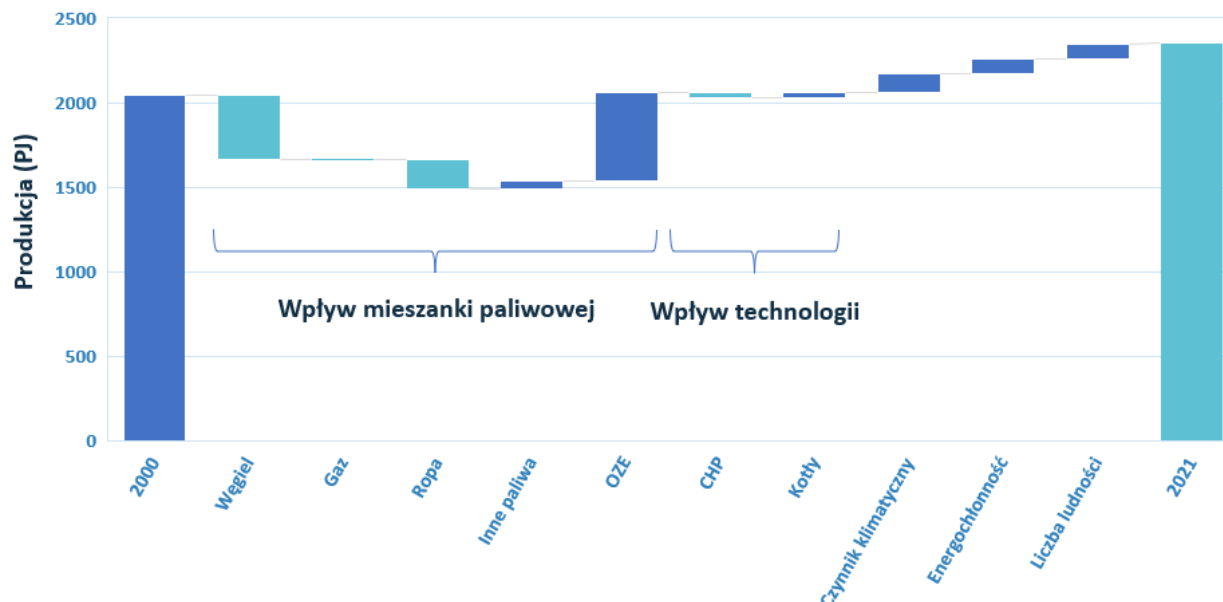
Udział poszczególnych OZE dla różnych krajów UE różni się i może zależeć od wielu czynników, takich jak dostępność źródeł lub konkretne wybory w zakresie polityki energetycznej.

Udział OZE w 2021 r.	Wszystkie OZE	Energia geotermalna	Energia słoneczna	Pompy ciepła	Biomasa stała	Biogaz	Odpad OZE
Belgia	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	0,2%	2,5%	1,3%
Bułgaria	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	1,5%	0,4%	0,0%
Czechy	1,7%	0,0%	0,0%	0,5%	1,9%	2,0%	1,3%
Dania	12,1%	0,2%	91,4%	3,9%	13,0%	5,7%	12,0%
Niemcy	10,3%	13,7%	2,7%	0,0%	5,0%	30,3%	29,0%
Estonia	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%	0,2%	0,5%
Irlandia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Grecja	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hiszpania	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Francja	10,9%	50,2%	0,0%	6,9%	9,9%	10,2%	12,7%
Chorwacja	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	1,9%	0,0%
Włochy	4,7%	7,6%	0,4%	0,0%	2,9%	33,5%	3,9%
Cypr	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
Łotwa	2,3%	0,0%	1,5%	0,0%	3,1%	2,2%	0,0%
Litwa	3,3%	0,0%	0,0%	0,0%	4,3%	0,3%	1,1%
Luksemburg	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,3%	0,0%
Węgry	1,0%	20,9%	0,0%	0,0%	0,7%	0,3%	0,6%
Malta	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Holandia	3,4%	0,0%	0,0%	0,0%	3,0%	0,9%	6,7%
Austria	6,3%	3,9%	3,9%	2,5%	7,8%	0,5%	2,8%
Polska	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	3,8%	2,6%	1,2%
Portugalia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Rumunia	0,5%	1,9%	0,0%	0,0%	0,6%	0,5%	0,0%
Słowenia	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%	0,3%	0,4%	0,0%
Słowacja	1,0%	1,0%	0,1%	0,1%	1,2%	2,0%	0,1%
Finlandia	13,3%	0,0%	0,0%	22,5%	15,8%	2,5%	6,1%
Szwecja	21,2%	0,0%	0,0%	63,6%	20,9%	0,6%	20,7%

Rysunek 7 – udział kraju UE-27 w różnych OZE wykorzystywanych w wytwarzaniu energii cieplnej dla sieci ciepłowniczych (Eurostat).

Rysunek 7 przedstawia udział krajów UE-27 w wytwarzaniu energii cieplnej ze źródeł odnawialnych dla sieci ciepłowniczych. Szwecja zajmuje pierwsze miejsce wśród krajów europejskich, z udziałem w całkowitej produkcji energii cieplnej na poziomie 21%. Na kolejnych miejscach uplasowały się Finlandia, Dania i Niemcy z udziałami wynoszącymi odpowiednio 13%, 12% i 10%. Jeśli weźmie się pod uwagę różne źródła energii, Francja zajmuje w UE pierwsze miejsce pod względem wytwarzania energii cieplnej za pomocą energii geotermalnej, zaś Dania – w zakresie wytwarzania energii cieplnej na potrzeby sieci ciepłowniczych w oparciu o energię słoneczną. Szwecja zajmuje pierwsze miejsce pod względem wykorzystywania pomp ciepła (np. w zakresie produkcji energii z OZE za pomocą pomp ciepła) oraz wytwarzania energii cieplnej z biomasy stałej, Włochy – pod względem wytwarzania energii cieplnej z użyciem biogazu, a Niemcy – w zakresie wytwarzania energii cieplnej z odpadów z OZE.

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii wymaga modernizacji systemu zarządzania sieciami ciepłowniczymi, ponieważ różne źródła energii mogą wymagać różnych temperatur roboczych.



Rysunek 8 – analiza dekompozycji produkcji brutto w latach 2000-2021 (analiza UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu).

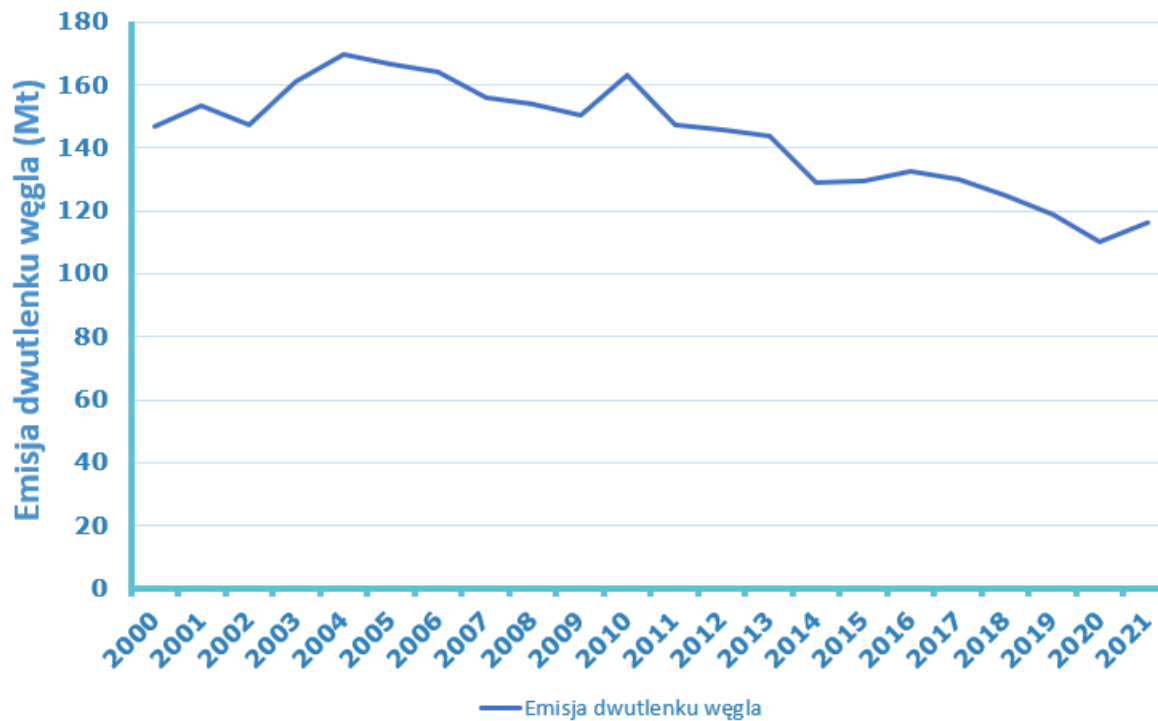
Aby uzyskać całościowy obraz produkcji energii cieplnej brutto w latach 2000–21, opracowano analizę dekompozycji opartą na addytywnym podejściu LMDI. Analiza obrazuje, w jaki sposób wybrane czynniki przyczyniły się do wzrostu lub spadku wytwarzania brutto.

Na Rysunek 8 uwzględniono pięć makroefektów – wpływ mieszanki paliwowej, wpływ technologii, czynnik klimatyczny, energochłonność i liczbę ludności. Wpływ mieszanki paliwowej jest ważny dla podkreślenia wkładu każdego źródła energii pierwotnej, zaś drugi wskaźnik ukazuje wpływ każdej z rozważanych technologii.

Można zauważyć, że ogólny wpływ mieszanki paliwowej jest ograniczony, przy czym w przypadku analizy poszczególnych źródeł stwierdza się, że zmiany udziału węgla i oleju opałowego negatywnie przyczyniły się do produkcji brutto, ale ich wpływ został całkowicie zniwelowany przez zróżnicowanie produkcji z OZE. Efekt technologiczny jest również ograniczony, a zmiany w kogeneracji i kotłach wzajemnie się równoważą. Czynniki klimatyczny, energochłonność i liczba ludności mają natomiast wpływ pozytywny – wynika to z faktu, że temperatura w 2021 r. była niższa niż w 2000 r., a energochłonność i liczba ludności wzrosła.

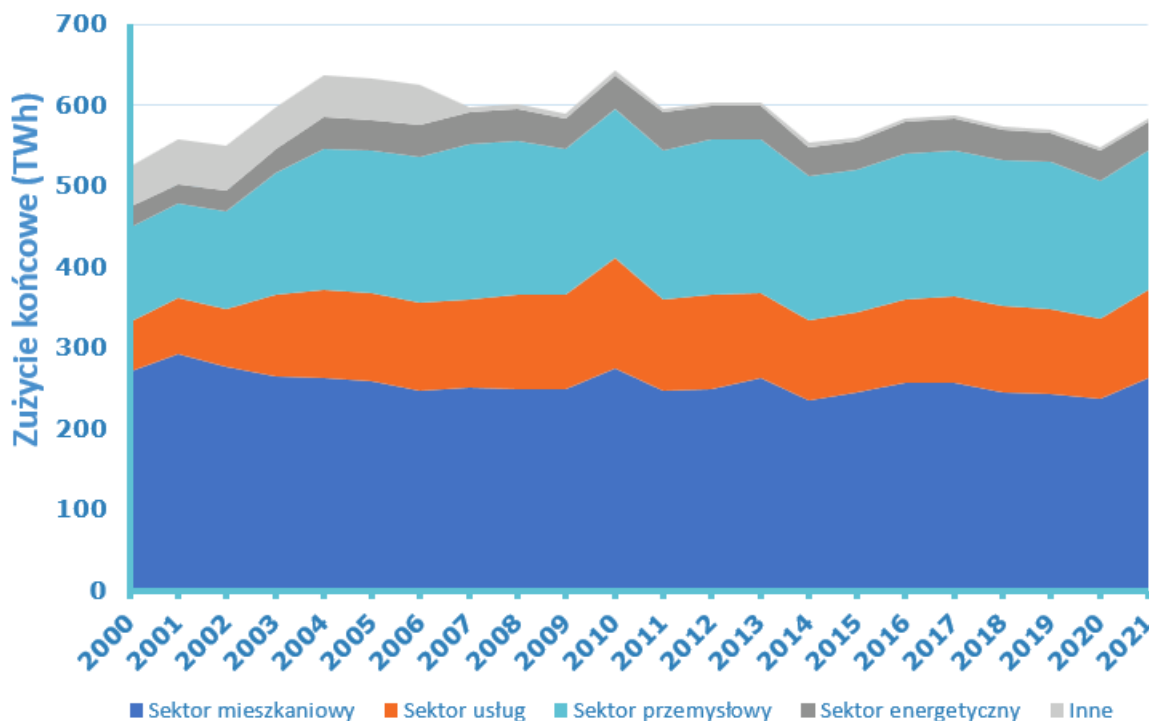
Wpływ rosnącego udziału OZE i zmniejszającego się udziału wysokoemisyjnych paliw kopalnych (np. węgla kamiennego i brunatnego) można ocenić na podstawie analizy trendu emisji dwutlenku węgla na Rysunek 9. Emisje w 2021 r. są o 30 Mt niższe w stosunku do 2000 r., co odpowiada redukcji o 21%.

Aby wesprzeć i przyspieszyć ten trend należy integrować coraz więcej odnawialnych źródeł energii, dlatego zasadnicze znaczenie ma znalezienie skutecznych sposobów na dodanie OZE do istniejących systemów ciepłowniczych.



Rysunek 9 – trend emisji dwutlenku węgla w wytwarzaniu energii cieplnej brutto (analiza UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu i EEA).

Produkcja energii cieplnej brutto jest wykorzystywana lokalnie, ponieważ sieci ciepłownicze nie pozwalają na inne opcje (np. eksport). W ten sposób produkcja służy pokryciu lokalnego zapotrzebowania. W rzeczywistości na poziomie UE-27 stosunek całkowitego zużycia do produkcji brutto wynosi około 90%. Oznacza to, że straty sieciowe i ewentualna konsumpcja własna odpowiadają za około 10% wytwarzanej energii.



Rysunek 10 – zmiany zużycia energii cieplnej w UE-27 (analiza UNIPARTHENOPE na podstawie danych Eurostatu).

Rysunek 10 przedstawia zmiany w zużyciu ciepła z sieci ciepłowniczych w UE-27 w różnych sektorach. Można zauważyć, że tendencja zużycia jest podobna do tendencji produkcji brutto, ponieważ operatorzy sieci ciepłowniczych potrzebują jedynie pokrycia lokalnego zapotrzebowania i nie mają innych możliwości (np. eksportu transgranicznego) ze względu na fizyczne ograniczenia sieci.

Największy udział w zużyciu energii cieplnej w UE-27 ma zużycie w gospodarstwach domowych, które w badanym okresie jest dość stabilne i wynosi średnio 44%. Drugim sektorem pod względem udziału w konsumpcji jest sektor przemysłowy, który wykazuje tendencję wzrostową w badanym horyzoncie czasowym. Jego udział wzrósł z 22% w 2000 r. do 30% w 2021 r.

Konsumpcja w gospodarstwach domowych jest silnie skorelowana z trendem stopniodni ogrzewania, a współczynnik korelacji liniowej wynosi 0,66. Nie ma natomiast korelacji między konsumpcją przemysłową a stopniodniami ogrzewania, w rzeczywistości stwierdzono współczynnik korelacji liniowej wynoszący -0,03. Można to wytłumaczyć tym, że głównym czynnikiem wpływającym na zużycie energii cieplnej w sektorze mieszkaniowym jest ogrzewanie pomieszczeń, które jest proporcjonalne do warunków klimatycznych zależnych od stopniodni ogrzewania. Konsumpcja przemysłowa jest związana z produkcją, która na ogół ma ograniczoną korelację z warunkami klimatycznymi.

Analiza ram regulacyjnych będzie uwzględniała trzy wymiary: *system operacyjny, dostęp do sieci i ceny*. Wymiary te uznaje się za istotne, ponieważ definiują one ogólny kontekst zarządzania sieciami ciepłowniczymi w danym kraju.

Główna tendencja na szczelbu UE zostanie omówiona w odniesieniu do każdego z tych wymiarów w celu uzyskania ogólnego kontekstu i ogólnego przeglądu.

Własność i schemat operacyjny

W wielu krajach UE sieci ciepłownicze są obsługiwane przez pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa. Organizacja ta wynika również ze specyfiki działania ciepłownictwa, gdzie zazwyczaj sieć jest podłączona do jednej lub więcej ciepłowni lub elektrociepłowni. W ten sposób pionowo zintegrowane przedsiębiorstwo zarządza całym procesem od wytwarzania ciepła po dostawę do użytkowników końcowych i odpowiednim procesem rozliczeniowym.

Zazwyczaj ciepłownictwo ma wymiar gminny (np. miasto jest obsługiwane przez sieć ciepłowniczą) i w większości przypadków gminy są właścicielami przedsiębiorstwa lub mają znaczne udziały w przedsiębiorstwie będącym właścicielem i zarządzającym siecią ciepłowniczą i jej infrastrukturą. Oprócz gmin właścicielem przedsiębiorstw ciepłowniczych lub udziałów w nich mogą być inne organy publiczne lub państwowe. Własność/kontrola publiczna jest zwykle typowa dla krajów, w których ciepłownictwo jest ściśle regulowane. Zgodnie z opracowaniem (Bacquet, et al., 2022) udział tego modelu w rynku UE wynosi 41%.

W niektórych krajach sytuacja może być bardziej złożona i współistnieją różne struktury własności, takie jak własność prywatna, własność publiczna, partnerstwo publiczno-prywatne (PPP) lub spółdzielnie celne. Sytuacja ta odpowiada 31% udziałowi w rynku UE (Bacquet, et al., 2022). Spółdzielnie klientów są np. bardzo typowe dla Danii (Bacquet, et al., 2022).

Innym ciekawym przykładem są niemieckie *Stadtwerke* (tj. przedsiębiorstwa komunalne), które są przedsiębiorstwami regulowanymi przez prawo prywatne, ale będącymi własnością lub kontrolowanymi przez lokalne gminy. Te przedsiębiorstwa komunalne zazwyczaj budują, eksploatują i konserwują sieci ciepłownicze na swoim obszarze. Mogą być właścicielami infrastruktury takiej jak rurociągi i urządzenia do wytwarzania ciepła oraz nadzorować dystrybucję ciepła do klientów indywidualnych, komercyjnych i przemysłowych.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze pozostające w rękach prywatnych stanowią 14%. Jest to sytuacja powszechna w krajach o mniej regulowanym rynku (w tym cen sprzedaży ciepła) takich jak Belgia (Bacquet, et al., 2022).

Ponadto w większości krajów UE konieczne jest uzyskanie specjalnego zezwolenia/pozwolenia/koncesji itp. w celu rozwoju sieci ciepłowniczej. Warunki tych procedur mogą się bardzo różnić w zależności od kraju.

Poniżej znajduje się lista możliwych schematów własności i schematów operacyjnych tradycyjnie stosowanych w UE.

Własność komunalna: Systemy ciepłownicze są własnością samorządów lokalnych lub przedsiębiorstw komunalnych i są przez nie eksploatowane (np. Kopenhaga (Dania) i Göteborg (Szwecja)).

Własność prywatna: Prywatne przedsiębiorstwa są właścicielami i operatorami systemów ciepłowniczych, zarówno jako niezależne podmioty, jak i jako część większych korporacji (np. Veolia (Francja) i E.ON (Niemcy)).

Partnerstwo publiczno-prywatne (PPP): Systemy te są opracowywane i obsługiwane dzięki współpracy między samorządami lokalnymi a firmami z sektora prywatnego (np. Bristol City Leap Project w Wielkiej Brytanii).

Modele hybrydowe: Obejmują one połączenie powyższych modeli, w których różne części systemu ciepłowniczego (takie jak wytwarzanie, dystrybucja i sprzedaż detaliczna) są własnością różnych podmiotów lub są przez nie zarządzane. Przykładem są Helsinki (Finlandia), gdzie miasto jest właścicielem niektórych części, podczas gdy prywatne firmy zarządzają innymi.

Model koncesji: Koncesja to umowa, w której władze lokalne przyznają prywatnemu przedsiębiorstwu prawo do budowy, eksploatacji i konserwacji systemu ciepłowniczego przez określony czas. Model koncesyjny jest szeroko stosowany we Francji i we Włoszech.

Model umowy o świadczenie usług: Władze lokalne zlecają prywatnej firmie zarządzanie określonymi aspektami systemu ciepłowniczego, takimi jak konserwacja lub obsługa klienta.

Build-Operate-Transfer (BOT): Prywatna firma finansuje, buduje i eksploatuje system ciepłowniczy przez określony czas przed przeniesieniem własności na organ publiczny.

Wspólne przedsięwzięcia: Partnerstwo między podmiotami publicznymi i prywatnymi w celu współwłasności i wspólnej eksploatacji systemu ciepłowniczego.

Modele spółdzielcze: Systemy te są własnością i są zarządzane przez spółdzielnie, które są organizacjami będącymi z kolei własnością i będącymi pod zarządem ich członków (konsumentów, pracowników lub innych interesariuszy). Kilka spółdzielni tego rodzaju działa w Niemczech i Danii.

Własność regionalna lub krajowa: Systemy sieci ciepłowniczych są własnością regionalnych lub krajowych jednostek rządowych i są przez nie zarządzane.

Modele oparte na społecznościach: Małe systemy sieci ciepłowniczych będące własnością i będące obsługiwane przez społeczności lokalne, często na obszarach wiejskich lub odległych.

Dostęp do sieci

Zasady przyłączenia konsumenta do sieci są różne w różnych krajach UE. Głównym wyzwaniem dla sieci ciepłowniczych jest brak wystarczającej liczby przyłączonych klientów. Jest to istotna kwestia z punktu widzenia stabilności finansowej i technicznego funkcjonowania sieci.

Aby ograniczyć ten problem, niektóre kraje wprowadziły obowiązkowe podłączenia do sieci (Billerbeck, et al., 2023). Zazwyczaj konsumenci są zobowiązani do podłączenia się do swojej sieci lokalnej pod określonymi warunkami. Takie podłączenie się jest obowiązkowe we Francji, Danii, Niemczech i Norwegii. Jest to opcja, którą mogą rozważać władze lokalne i która musi być uzasadniona, np. efektywnością kosztową, energetyczną itp. W większości krajów podłączenie do sieci nie jest obowiązkowe, ale mogą obowiązywać specjalne przepisy w tym zakresie.

Przystąpienie do sieci dla innych wytwórców ciepła jest tematem budzącym duże zainteresowanie, zwłaszcza ze względu na rosnący wpływ produkcji rozproszonej. Ta sytuacja określana jest mianem „Dostępu stron trzecich” (TPA), gdy odnosi się do sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W przeciwieństwie do rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej, rozdział systemów ciepłowniczych nie jest wymagany przez prawodawstwo UE, w wyniku czego w wielu krajach ciepłownictwo jest usługą zintegrowaną pionowo, co oznacza, że jedna firma wytwarza ciepło, obsługuje sieć i obsługuje użytkowników końcowych.

Istnieją różne opcje koncepcyjne wdrożenia TPA w sieciach ciepłowniczych, jednak rozważane są trzy główne ramy: *model dostępu do sieci*, *rozszerzony rynek producentów* i *model pojedynczego nabywcy*.

W *Modelu dostępu do sieci* producenci uzyskują dostęp do sieci i dostarczają wyprodukowaną przez siebie energię ciepłą bezpośrednio do swoich odbiorców końcowych. Z drugiej strony, w *Modelu pojedynczego nabywcy* producenci mają prawo do wprowadzania energii cieplnej do sieci, natomiast operator sieci jest zobowiązany do przyjmowania energii cieplnej i jej kompensacji. W tym modelu konsumenci nie mają możliwości wyboru między wieloma dostawcami – wszyscy są obsługiwani przez jednego nabywcę, czyli operatora sieci. *Rozszerzony rynek producentów* opiera się na modelu jednego nabywcy, ale z bardziej przejrzystymi zasadami dla wszystkich uczestników rynku (Billerbeck, et al., 2023).

Z praktycznego punktu widzenia dostęp strony trzeciej (TPA) do sieci ciepłowniczej jest w pewnym stopniu wymieniony w dyrektywach UE. Dyrektywa RED II wspomina o TPA w art. 24(4) w odniesieniu do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w sieciach ciepłowniczych i chłodniczych (DHC). W szczególności dyrektywa wprowadza dwa warianty osiągnięcia tego celu: (i) przyjęcie środków pozwalających na zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii o 1% rocznie; (ii) zobowiązanie operatora sieci ciepłowniczej do przyłączania do sieci dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz ciepła i chłodu odpadowego (Bacquet, et al., 2022). Na tej podstawie około połowa krajów UE wprowadziła swego rodzaju regulację dotyczącą TPA w ciepłownictwie (Billerbeck, et al., 2023).

Ceny

Kwestia cen sprzedaży energii cieplnej z sieci ciepłowniczych jest skomplikowana, a ceny te różnią się w zależności od kraju UE. W przeciwieństwie do energii elektrycznej i gazu ziemnego, cena ciepła nie jest publikowana w Eurostacie, ponieważ nie podlega europejskiemu rozporządzeniu w sprawie przejrzystości cen (Billerbeck, et al., 2023).

Ceny są zazwyczaj poddawane kontroli *ex-ante* lub *ex-post*. W przypadku kontroli cen *ex-ante* konieczne jest uzyskanie zgody odpowiednich organów przed zastosowaniem ceny dla konsumentów końcowych. Natomiast w przypadku *kontroli cen ex-post* ceny są monitorowane, a w przypadku wykrycia podejrzanych

sytuacji wdrażane są kontrole. W krajach o bardzo wysokim poziomie regulacji ceny ciepła mogą być administrowane i ustalane przez odpowiednie organy.

Ceny ciepła są zwykle uzależnione od kosztów jego wytworzenia. Oznacza to, że cena jest ustalana w celu pokrycia kosztów i zapewnienia operatorowi uczciwej marży. Ponieważ cena ta może ulegać zmianie ze względu na zmienność rynków energii, klauzule korekcyjne są zwykle zawarte w umowach. Z drugiej strony niektóre kraje ustalają w swoich regulacjach limity cenowe, które wyznaczają górne limity ceny ciepła – np. w Norwegii cena ciepła z sieci ciepłowniczej nie może być wyższa niż cena alternatywnego źródła ogrzewania na tym obszarze (Billerbeck, et al., 2023). W Niemczech cena energii cieplnej jest powiązana z ceną gazu ziemnego i węgla za pomocą klauzuli dostosowawczej, o której mowa w rozporządzeniu w sprawie ogólnych warunków zaopatrzenia w energię ciepłą przez sieci ciepłownicze (Billerbeck, et al., 2023). W Danii cena ciepła opiera się na zasadzie non-profit i może pokrywać tylko koszty (Billerbeck, et al., 2023).

WPROWADZENIE

Korzenie sieci ciepłowniczych w Polsce sięgają połowy XX wieku, kiedy to rozpoczęto modernizację infrastruktury miejskiej. Szybka industrializacja i urbanizacja w czasach komunizmu doprowadziły do powszechnego przyjęcia systemów sieci ciepłowniczych, zasilanych głównie węglem i innymi paliwami kopalnymi. Systemy te odegrały zasadniczą rolę we wprowadzeniu scentralizowanego ogrzewania budynków mieszkalnych, komercyjnych i przemysłowych, poprawiając w ten sposób standard życia i wspierając wzrost gospodarczy.

W ciągu ostatnich dziesięcioleci Polska dołożyła wielu starań w celu oddzielenia zużycia energii od wzrostu gospodarczego. Wszystko to wydarzyło się w okresie przechodzenia od gospodarki nakazowo-kontrolnej do gospodarki rynkowej w latach 1990–2016 (World Bank, 2018). W tym okresie kraj zwiększył swój produkt krajowy brutto (PKB) siedmiokrotnie, przy niewielkim wzroście całkowitego zużycia energii końcowej i niewielkim spadku całkowitego zużycia energii pierwotnej. W 2016 r. Polska zmniejszyła energochłonność o 30% w stosunku do szczytowego poziomu z 1987 r. (World Bank, 2018).

Pomimo tych imponujących osiągnięć polska energetyka jest jedną z najbardziej emisyjnych w UE ze względu na duże uzależnienie od wykorzystania lokalnego węgla do produkcji energii elektrycznej i ciepłej.

Dekarbonizacja sektora ciepłownictwa ma kluczowe znaczenie dla wspierania transformacji energetycznej w miastach, w których sieci ciepłownicze odgrywają znaczącą rolę pod względem infrastruktury i dostarczanej energii. Dekarbonizacja sektora ciepłownictwa stwarza ważne możliwości, na przykład w zakresie wykorzystania bardziej zrównoważonych lub odnawialnych źródeł energii ciepłej. Elastyczność systemów sieci ciepłowniczych pozwala na wykorzystanie i integrację różnych źródeł ciepła i technologii konwersji w celu wytwarzania energii ciepłej.

Strategiczną transformację ciepłownictwa w Polsce podkreślają dwa kluczowe dokumenty kształtujące przyszłość energetyczną kraju: Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK) oraz Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) (Talarek, et al., 2023). PEP2040 nakreśla trójstronne podejście, które ma ukierunkować te wysiłki transformacyjne – opowiada się za transformacją skoncentrowaną na eliminacji ubóstwa energetycznego i stopniowym zmniejszaniu zależności od paliw kopalnych, przy jednoczesnym wspieraniu rozwoju nowych gałęzi przemysłu, zwłaszcza w zakresie odnawialnych źródeł energii (OZE), w tym ciepłownictwa i energii jądrowej (Talarek, et al., 2023).

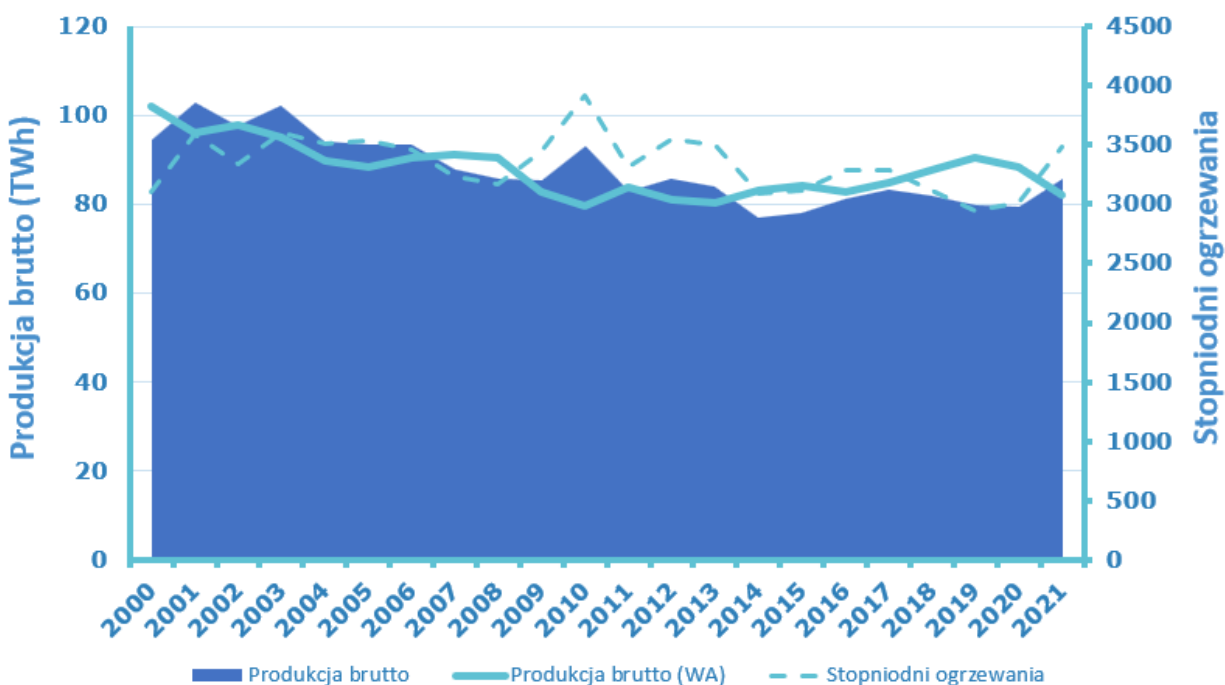
PEP2040 kładzie również nacisk na stworzenie zeroemisyjnego systemu energetycznego, podkreślając kluczową rolę morskiej energetyki wiatrowej, energii jądrowej oraz rosnący potencjał lokalnych i społecznych inicjatyw energetycznych. Oczekuje się, że ten ostatni aspekt pobudzi odrodzenie zaangażowania prosumentów, podobnie jak to ma miejsce w przypadku ostatnich trendów obserwowanych w wytwarzaniu energii elektrycznej. (Talarek, et al., 2023)

Polityka ta priorytetowo traktuje również poprawę jakości powietrza, co wymaga kompleksowego przeglądu praktyk grzewczych, zwłaszcza na szczeblu lokalnym, a w konsekwencji rozwiązania problemu ciepła wytwarzanego w piecach domowych (Talarek, et al., 2023).

TREND PRODUKCJI I ZUŻYCIA ENERGII CIEPLNEJ W POLSCE

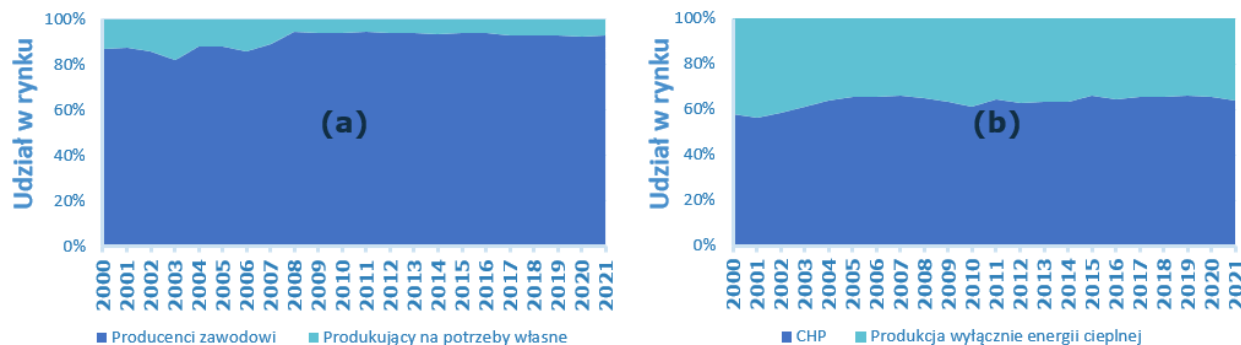
Strona | 28

W 2022 roku Polska z generacją ciepła na poziomie 81 TWh stanowiła, po Niemczech drugi co do wielkości rynek ciepłowniczy w UE. Rysunek 11 ilustruje trend w produkcji brutto energii cieplnej w Polsce w latach 2000–21. Można zauważyć dwie główne cechy: (i) zmienność produkcji brutto z roku na rok; (ii) ogólną tendencję spadkową.



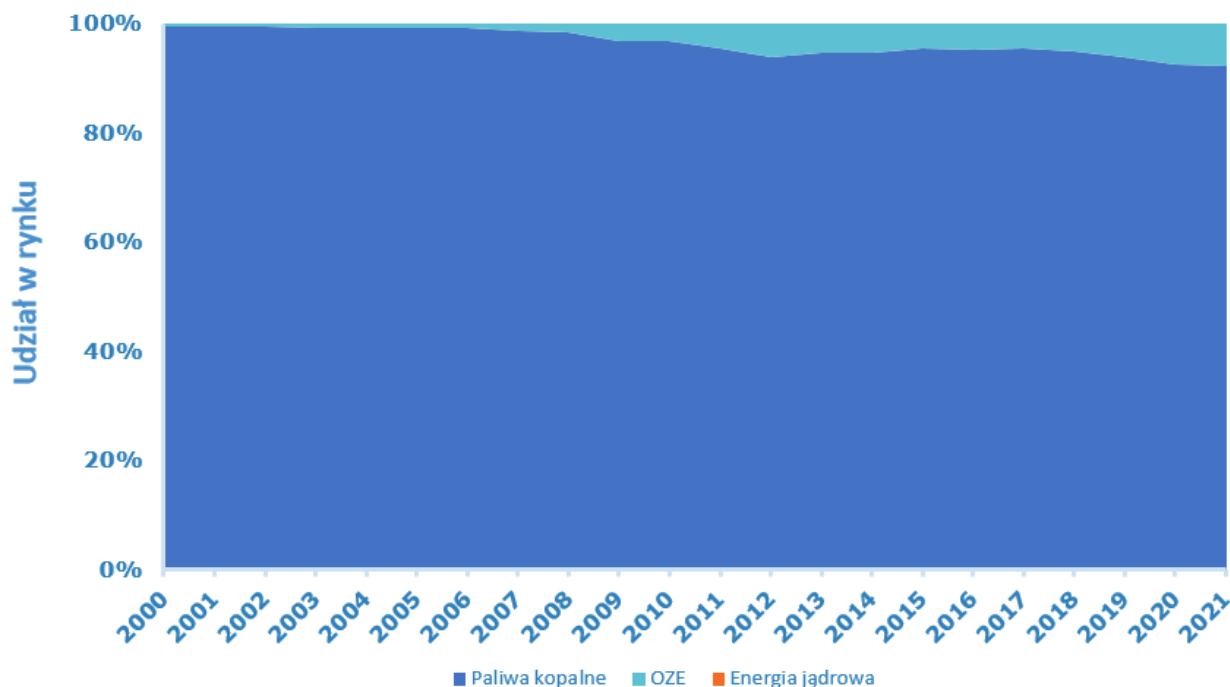
Rysunek 11 – produkcja energii cieplnej brutto w Polsce (dane: Eurostat)

Zmienność ta jest dobrze wyjaśniona przez wahania pogodowe reprezentowane przez stopniodni ogrzewania (HDD). Można zaobserwować, że wzrostowi liczby stopniodni ogrzewania (tj. chłodniejszym warunkom klimatycznym) odpowiada wzrost produkcji energii cieplnej. Spadek produkcji o 20 TWh (w odniesieniu do danych WA) można zaobserwować przy CAGR na poziomie -0,98% (-0,45% jeśli weźmie się pod uwagę dane dotyczące poziomów). Spadek ten można częściowo wytłumaczyć wzrostem efektywności energetycznej zasobów budowlanych, a częściowo przejściem na ogrzewanie indywidualne, które zdeterminowało spadek zapotrzebowania gospodarstw domowych. Z drugiej strony należy podkreślić, że w 2018 r. 58% gospodarstw domowych było podłączonych do sieci ciepłowniczej, co stanowiło najwyższy odsetek w Europie (IEA, 2022).



Rysunek 12 – struktura rynku ciepłownictwa w Polsce: (a) modele biznesowe; (b) Technologia (źródło danych: Eurostat)

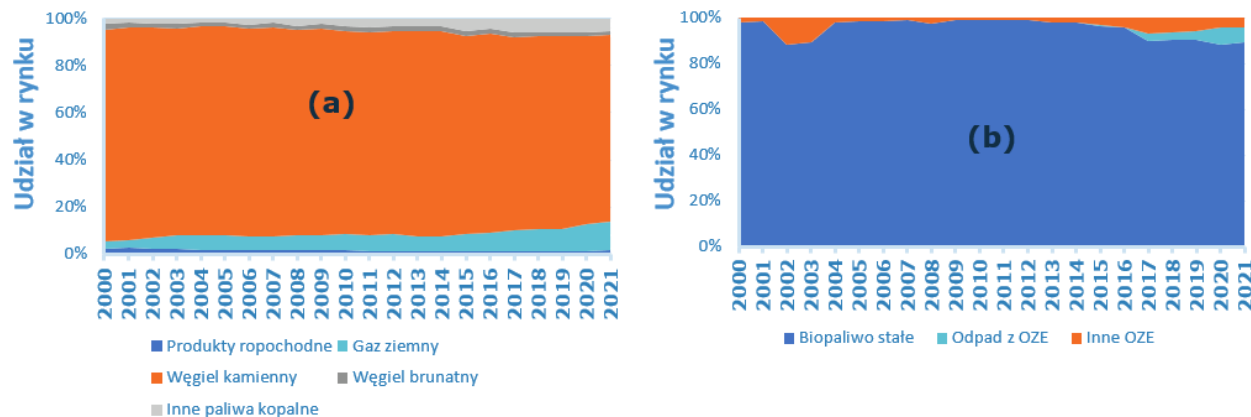
Struktura rynku jest przedstawiona na Rysunek 12 – na Rysunek 12(a) przedstawiono strukturę własnościową, podczas gdy udział technologii jest ukazany na Rysunek 11(b). Struktura własnościowa pokazuje, że za zdecydowaną większość produkcji (średnio 94%) odpowiadają producenci zawodowi, podczas gdy pod względem technologicznym CHP ma około 60% udziału w rynku. Polska jest mocno zaangażowana w rozwój wysokosprawnej kogeneracji w sektorze ciepłownictwa (IEA, 2022).



Rysunek 13 – Udział poszczególnych paliw w rynku ciepłowniczym w Polsce

Rysunek 13 pokazuje rynek zdominowany przez wytwarzanie energii cieplnej z paliw kopalnych. Odnawialne źródła energii pojawiły się około 2010 r., w 2021 r. miały udział na poziomie 8%, a w 2022 r. – 15%. W związku z tym potrzebne są duże wysiłki w celu dekarbonizacji polskiego sektora ciepłownictwa. W tym celu polski rząd uruchomił program pod nazwą „Program Ciepłownictwa Powiatowego”, którego celem jest dofinansowanie modernizacji przedsiębiorstw ciepłowniczych pod kątem efektywności

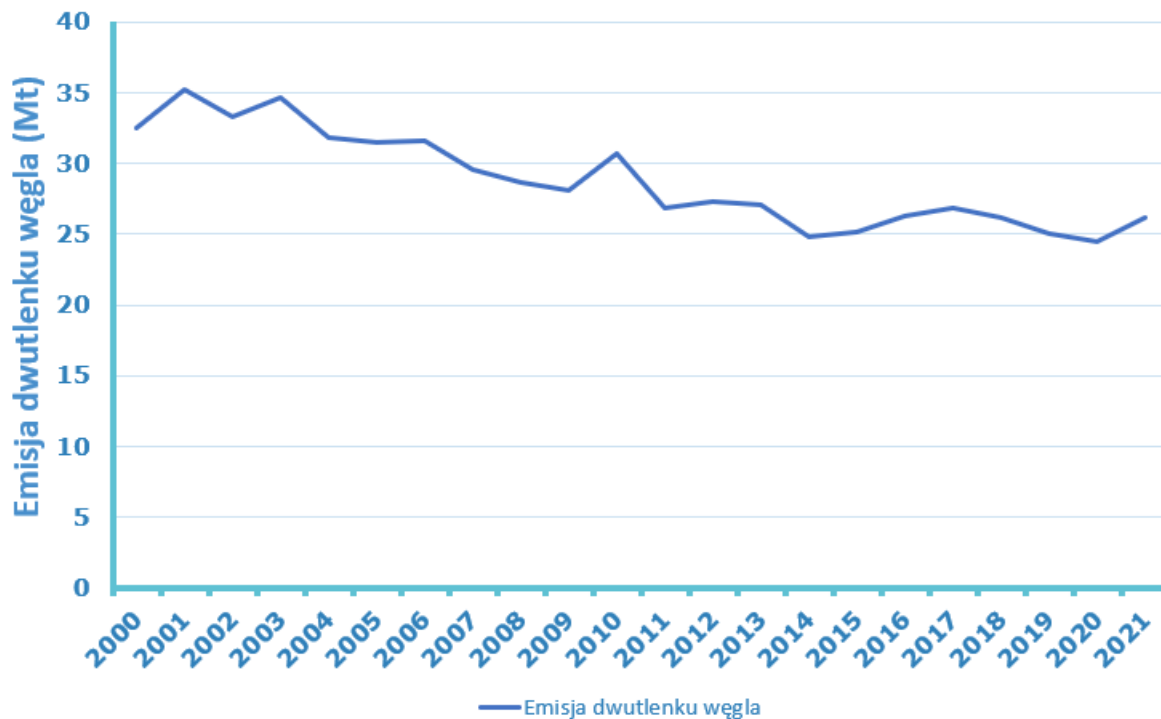
energetycznej lub zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (IEA, 2022). Należy również dodać, że w chwili obecnej nie ma jasnej strategii dotyczącej roli odnawialnych źródeł energii w sektorze ciepłownictwa (IEA, 2022).



Rysunek 14 – podział udziału w rynku dla: a) paliw kopalnych; b) odnawialnych źródeł energii

Rozkład zużycia paliwa jest przedstawiony na Rysunek 14. Dominującą rolę w udziale paliw kopalnych odgrywa węgiel. Większość ciepłowni wykorzystuje węgiel wydobywany lokalnie. Zdecydowanie mniejszy udział ma gaz ziemny i olej opałowy. Jednostki kogeneracyjne i kotły węglowe stanowią główne źródło energii dla polskiego sektora ciepłownictwa.

Pod względem wytwarzania energii z OZE, których łączny udział wynosi 15%, głównym źródłem jest biomasa z 90% udziałem w 2021 r., podczas gdy odpady OZE mają udział 6%, a pozostałe OZE 4%. Potencjał do zwiększenia globalnego udziału OZE jest duży. Wykorzystanie biomasy może wzrosnąć, podobnie jak miało to miejsce na innych rozwiniętych rynkach ciepłowniczych (np. w Szwecji), również biorąc pod uwagę znaczenie sektora leśnego w Polsce, który odpowiada za około 2% rocznego PKB.

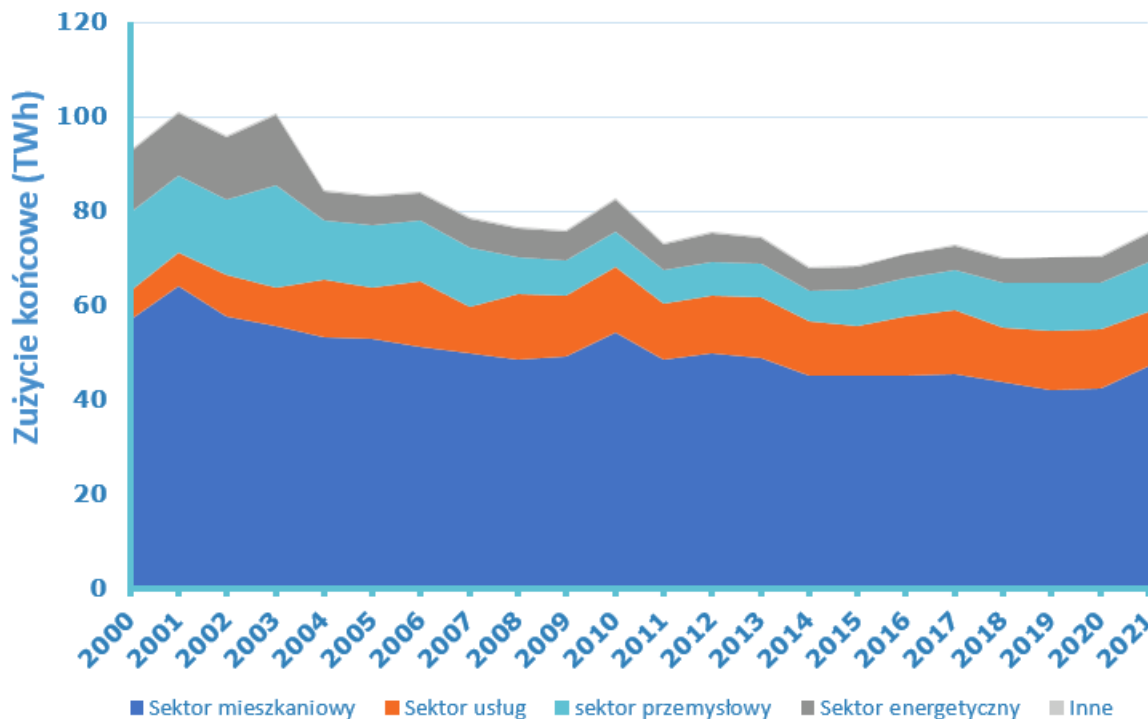


Rysunek 15 – trend emisji dwutlenku węgla w polskim ciepłownictwie

Emisja dwutlenku węgla przedstawiona na Rysunek 15 wykazuje tendencję spadkową, która jest zgodna ze spadkiem produkcji brutto pokazanym na Rysunek 11. Dzieje się tak, ponieważ większość produkcji opiera się na węglu, który wykazuje wysoką intensywność emisji dwutlenku węgla. Zmniejszenie produkcji brutto oznacza zatem odpowiednią redukcję emisji dwutlenku węgla.

Tendencje w zakresie konsumpcji są przedstawione na Wykres 16. Głównym sektorem pod względem konsumpcji jest sektor mieszkaniowy – można zauważyć w nim stały spadek zużycia, co można częściowo wytłumaczyć wzrostem efektywności energetycznej polskich zasobów budowlanych. Z drugiej strony prawdopodobne jest, że odłączenia od ciepłownictwa na rzecz indywidualnych rozwiązań grzewczych odegrały rolę w zmniejszeniu zużycia.

Odwrotną tendencję wykazuje sektor komercyjny, który w latach 2000-2021 zwiększył zużycie o 5 TWh.



Wykres 16 – konsumpcja końcowa w sektorach zastosowań końcowych w Polsce.

Przemysł i energetyka również wykazują spadek zużycia ciepła w badanym okresie. W szczególności konsumpcja w sektorze energetycznym zmniejszyła się o ponad połowę.

Tabela 1 Główne parametry dla sieci ciepłowniczych w Polsce.

Temperatura robocza sieci [°C]	120/80 °C ¹
Ciśnienie robocze sieci [Mpa]	0,6/1,2 MPa ¹
Długość sieci [km]	21.000
Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych	392
Liczba miast obsługiwanych przez sieci	600

RAMY REGULACYJNE I FINANSOWE

Główne ramy prawne

Prawo energetyczne stanowi podstawową ramę prawną dla sektora energetycznego w Polsce, w tym ciepłownictwa. Prawo to określa podstawowe zasady polityki energetycznej, nadzoru regulacyjnego, wymogów licencyjnych oraz ochrony konsumentów w sektorze ciepłownictwa. Ponadto w Polsce istnieje szereg ustaw i rozporządzeń regulujących sektor ciepłownictwa. Określają one zasady i procedury dotyczące organizacji, eksploatacji i zarządzania systemami sieci ciepłowniczych. Organem regulacyjnym odpowiedzialnym za nadzór nad sektorem ciepłownictwa w Polsce jest Urząd Regulacji Energetyki, którego

¹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021732266X/pdf?md5=7ca5c52f185e4db39ce3bf4c05daae60&pid=1-s2.0-S187661021732266X-main.pdf>

zadaniem jest regulowanie taryf, wydawanie koncesji, monitorowanie zgodności z wymogami regulacyjnymi oraz rozwiązywanie sporów na rynku ciepłowniczym.

Własność i schemat operacyjny

Strona | 33

Polska sieć ciepłownicza jest równomiernie rozmieszczona na terenie kraju, obsługując zarówno duże, jak i małe miasta. Struktura własnościowa sieci jest mieszana – istnieją sieci publiczne, prywatne, o charakterze PPP (partnerstwo publiczno-prywatne) itp., w tym sieci posiadane przez firmy międzynarodowe (Bacquet, et al., 2022).

Oznacza to, że dostępne są różne modele własności bez jednego dominującego systemu działania, dzięki czemu rynek może rozwijać się w bardzo dynamiczny sposób. Najczęściej w tym samym mieście jedno przedsiębiorstwo ciepłownicze zarządza zarówno źródłami, jak i systemem sieci ciepłowniczej. Zdarza się, że sieć ciepłownicza jest własnością przedsiębiorstwa komunalnego (lub innego właściciela), a źródła ciepła są własnością zupełnie innych firm. Generalnie model koncesyjny jest stosowany bardzo rzadko.

Wielkość firm działających na polskim rynku jest różna, a mianowicie na rynku działają zarówno duże, jak i małe firmy (Bacquet, et al., 2022).

Pomiary

Przedsiębiorstwa eksploatujące sieci ciepłownicze dystrybuują ciepło do odbiorców końcowych, w związku z czym, zgodnie z dyrektywą w sprawie efektywności energetycznej i późniejszymi aktualizacjami, odbiorcy powinni mieć gwarancję, że zużywana przez nich energia cieplna jest prawidłowo opomiarowana, co znajduje odzwierciedlenie na rachunku. Pomiar energii cieplnej w miejscu dostawy (np. interfejs połączenia między dostawcą a odbiorcą) jest regulowany na polskim rynku (Bacquet, et al., 2022). Przedsiębiorstwa ciepłownicze są zobowiązane do pomiaru dostarczanego ciepła i sprzedaży go zgodnie z pomiarami. Szczegółowa procedura opisana jest w Prawie energetycznym. Lokalizacja systemów pomiarowych dla całego budynku jest zwykle określona w umowie podpisanej przez dostawcę i klienta.

Często cały budynek jest określony jako jeden „klient”, w związku z czym pojawia się kwestia podzielenia całkowitego zużycia budynku pomiędzy poszczególnych użytkowników. Również tę procedurę księgową reguluje art. 45a Prawa energetycznego (Bacquet, et al., 2022), który określa obowiązki właścicieli lub zarządców tych budynków, którzy muszą wyposażyć poszczególne mieszkania w liczniki, a każdy użytkownik musi zapłacić swój udział zgodnie (np. proporcjonalnie) z wykonanymi pomiarami. Suma wartości wskazań poszczególnych systemów pomiarowych i wartości mierzonej przez system pomiarowy w punkcie dostawy mogą się różnić, ponieważ zwykle występują dodatkowa strata ciepła w systemie dystrybucji budynku.

Inteligentne ciepłomierze nie są jeszcze obowiązkowe na polskim rynku, ale generalnie są powszechnie stosowane, dlatego zwykle wdrażany jest zdalny odczyt.

Ceny

Ustalanie cen energii ciepłej jest bardzo delikatnym tematem w zarządzaniu sieciami ciepłowniczymi, ponieważ poziom cen decyduje o rentowności biznesu, ale także o zadowoleniu klientów. Jeśli cena energii ciepłej nie jest konkurencyjna w stosunku do ogrzewania indywidualnego, użytkownicy prawdopodobnie zdecydują się na indywidualne rozwiązania.

Strona | 34

Ceny ciepłownictwa na polskim rynku są regulowane w oparciu o zasadę koszt plus – określa ona cenę na podstawie rzeczywistych kosztów poniesionych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze w związku ze świadczeniem usługi (np. paliwo, konserwacja, personel itp.) powiększonych o marżę w celu zabezpieczenia własnego wynagrodzenia. W kalkulacji uwzględniane są również koszty poniesione na modernizację sieci, zmniejszenie wpływu na środowisko itp. Szczegółowy tryb kalkulacji taryfy zawarty jest w Prawie energetycznym (Bacquet, et al., 2022).

Polskie przedsiębiorstwa ciepłownicze przesyłają swoje kalkulacje taryfowe do Urzędu Regulacji Energetyki (URE), który dokonuje przeglądu i zatwierdza proponowane taryfy. Proces ten powtarza się co roku, w związku z czym co roku przeprowadzane są przeglądy cen energii ciepłej dla użytkowników końcowych (Bacquet, et al., 2022).

Dostęp stron trzecich

Dostęp stron trzecich (TPA) to prawo innych operatorów do dostępu do sieci, np. w celu dostarczania ciepła lub sprzedaży detalicznej. Zgodnie z polskim prawem, w Polsce wdrażany jest pełny TPA, a więc operatorzy zewnętrzni są uprawnieni do dostępu do sieci pod warunkiem spełnienia odpowiednich procedur (Bacquet, et al., 2022).

W tym celu operator sieci, przed zaakceptowaniem TPA, musi przeprowadzić ocenę w celu sprawdzenia, czy wszystkie wymagania są spełnione. Jeśli producent wnioskujący o przyłączenie do sieci nie jest zadowolony z oceny, może odwołać się do Urzędu Regulacji Energetyki, który dokładnie sprawdzi kalkulację taryfy (Bacquet, et al., 2022).

Z praktycznego punktu widzenia TPA ma zastosowanie tylko w dużych miastach, gdzie rynek oferuje przestrzeń dla różnych producentów (Bacquet, et al., 2022). Teoretycznie konsumenci mogą wybierać spośród różnych producentów działających w sieci, jednak rynek jest powiązany z większym producentem, który zaopatruje większość użytkowników końcowych i małymi producentami, którzy często są zainteresowani pozyskaniem tylko dużych odbiorców. W związku z tym konkurencja jest ograniczona do dużych konsumentów, którzy mogą wybierać spośród różnych dostawców.

ROZWÓJ CIEPŁOWNICTWA NA SŁOWACJI

WPROWADZENIE

Sieci ciepłownicze odgrywają znaczącą rolę w słowackim sektorze energetycznym. Oferują wydajne i zrównoważone rozwiązania do ogrzewania budynków mieszkalnych, komercyjnych i przemysłowych. Sieci ciepłownicze stanowią istotną infrastrukturę i przyczyniły się one do rozwoju gospodarczego, zrównoważenia środowiskowego i dobrobytu społecznego.

Strona | 35

Początki rozwoju sieci ciepłowniczych na Słowacji sięgają okresu po II wojnie światowej, kiedy to gwałtowna industrializacja i urbanizacja wymagały wydajnych rozwiązań grzewczych. Stworzenie równomiernie rozłożonej sieci ciepłowniczej miało ogromne znaczenie w epoce socjalistycznej, która charakteryzowała się budową infrastruktury na dużą skalę, mającą na celu zaspokojenie potrzeb energetycznych wynikających z szybkiej urbanizacji. Infrastruktura rozwinięta w tym okresie jest nadal wykorzystywana.

Słowacka infrastruktura ciepłownicza składa się z sieci połączonych ze sobą ciepłowni, rurociągów dystrybucyjnych i przyłączy do odbiorców końcowych. Infrastruktura ciepłownicza składa się z połączenie jednostek kogeneracyjnych i ciepłowni zasilanych głównie mieszkanką paliw kopalnych, energii jądrowej i biomasy. Sieć dystrybucyjna składająca się z rurociągów (od dużych magistrali po mniejsze odgałęzienia) dostarcza ciepło do odbiorców mieszkaniowych, komercyjnych i przemysłowych, zapewniając niezawodne i niedrogie usługi grzewcze przez cały rok.

Sektor ciepłowniczy na Słowacji charakteryzuje się różnymi formami własności, w tym przedsiębiorstwami użyteczności publicznej, przedsiębiorstwami prywatnymi i podmiotami komunalnymi. Przedsiębiorstwa użyteczności publicznej tradycyjnie dominują na rynku, obsługując i utrzymując większość infrastruktury ciepłowniczej w różnych miastach i miasteczkach. Jednak w ostatnich latach obserwuje się rosnącą tendencję do prywatyzacji (np. poprzez koncesje) i partnerstwa publiczno-prywatnego, ponieważ Słowacja stara się wykorzystać wiedzę i inwestycje sektora prywatnego w celu modernizacji i optymalizacji swoich systemów ciepłowniczych.

Ramy regulacyjne odpowiadające za sektor ciepłowniczy na Słowacji są kształtowane zarówno przez ustawodawstwo krajowe, jak i dyrektywy Unii Europejskiej mające na celu promowanie efektywności energetycznej, dekarbonizacji i konkurencji.

Pomimo roli, jaką odgrywa słowacka sieć ciepłownicza, sektor ciepłowniczy stoi przed kilkoma wyzwaniami, które wymagają uwagi i strategicznej interwencji. Starzejąca się infrastruktura, nieefektywne technologie wytwarzania ciepła i uzależnienie od paliw kopalnych stwarzają zagrożenia operacyjne i środowiskowe, co wymusza inwestycje w modernizację i dywersyfikację źródeł energii. Ponadto wahania cen energii i niepewność regulacyjna komplikują rentowność projektów ciepłowniczych, co wymaga innowacyjnych mechanizmów finansowania i modeli biznesowych w celu zapewnienia długoterminowej stabilności.

Pomimo wyzwań sektor ten oferuje odpowiednie możliwości w zakresie innowacji, współpracy i transformacji. Przejście na odnawialne źródła energii, w połączeniu z postępem w technologiach efektywności energetycznej, stanowi szansę na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla i zwiększenie zrównoważenia środowiskowego sieci ciepłowniczych. Co więcej, cyfryzacja i technologie inteligentnych

sieci oferują potencjał optymalizacji dystrybucji energii, poprawy odporności systemu i zwiększenia zaangażowania klientów.

HISTORYCZNA EWOLUCJA SIECI CIEPŁOWNICZYCH NA SŁOWACJI

Strona | 36

Początki rozwoju ciepłownictwa na Słowacji sięgają okresu po II wojnie światowej, kiedy to gwałtowna industrializacja i urbanizacja wymagały wydajnych rozwiązań grzewczych. W latach 1928-1945 na terenie Bratysławy starano się wykorzystać ciepło odpadowe z wytwarzania energii elektrycznej w sieciach ciepłowniczych. W 1930 roku firma Škoda opracowała projekt niezależnej ciepłowni dla Bratysławy, ale nie został on zrealizowany. Rok później Západoslovenské elektrárne (Elektrownie Zachodniej Słowacji) wydzierżawiły, a następnie kupiły elektrownię firmy tekstylnej Klinger, która stała się centralnym źródłem ciepłownictwa. Budowa sieci ciepłowniczej została odłożona w czasie ze względu na Wielki Kryzys. Nowo wybudowana ciepłownia rafinerii ropy naftowej Apollo została wykorzystana jako źródło energii cieplnej w kolejnym projekcie zaopatrzenia w ciepło, który został zrealizowany w latach 1938-1944. Zniszczenie rafinerii przez alianckie naloty w czerwcu 1944 r. sprawiło, że i ten projekt nie został zrealizowany. Do 1948 roku sieć ciepłownicza była stosowana jako system ogrzewania budynków na terenie zakładów przemysłowych, szpitali i szkół.

Stworzenie równomiernie rozłożonej sieci ciepłowniczej miało ogromny wpływ w epoce socjalistycznej, która charakteryzowała się budową infrastruktury na dużą skalę, mającą na celu zaspokojenie potrzeb energetycznych wynikających z szybkiej urbanizacji. Infrastruktura rozwinięta w tym okresie jest nadal wykorzystywana. Podobnie jak w krajach sąsiednich, również w latach 50. XX wieku na Słowacji realizowano plany zasilania kilku budynków z ciepłowni. W tym celu w większych miastach stosowano starsze elektrownie cieplne, które były dostosowywane do nowych wymagań i to właśnie mieszkańcy tych miejscowości jako pierwsi skorzystali z dystrybucji energii cieplnej i ciepłej wody z ciepłowni. W Bratysławie po raz pierwszy przystosowano do tego celu zakłady chemiczne Vistra, a w 1953 roku elektrownię ciepłą rafinerii Apollo. Początkowo czynnikiem przenoszącym ciepło w sieci ciepłowniczej była para wodna, jednak ze względu na korzyści eksploatacyjne i ekonomiczne, w 1959 roku dokonano zmiany nośnika na gorącą wodę.

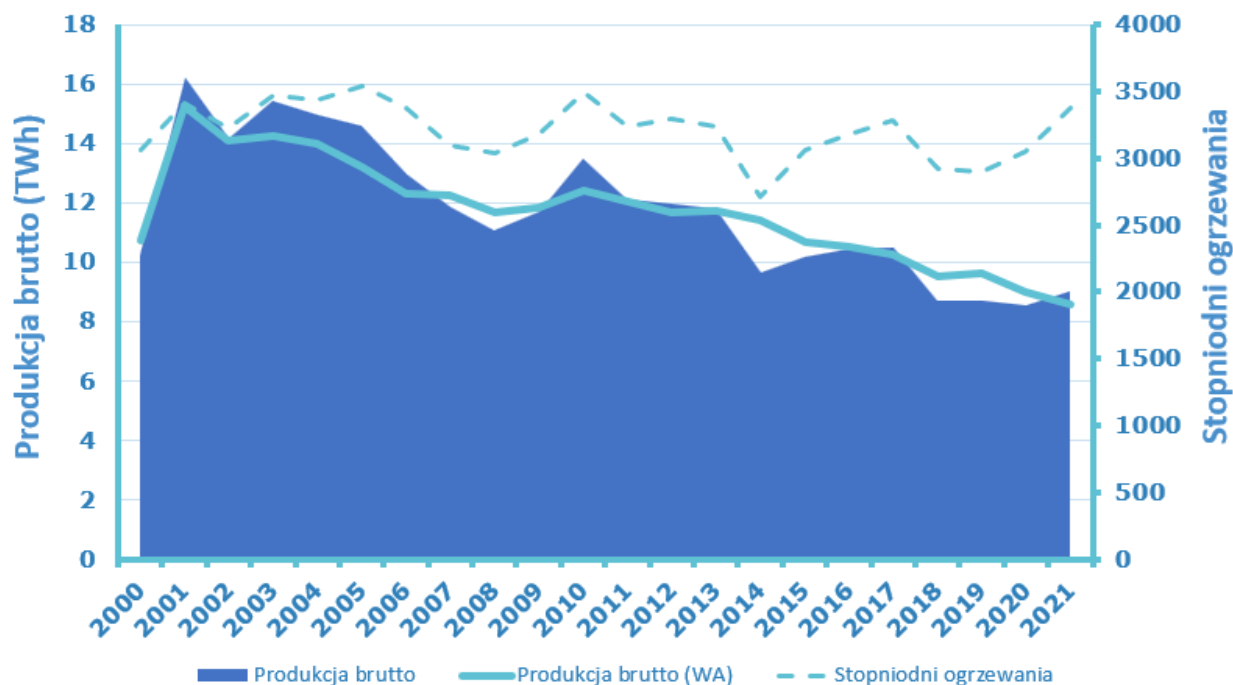
Tabela 2 – rok rozpoczęcia budowy sieci ciepłowniczych w niektórych miastach na Słowacji (CHVALKOVSKÁ, et al., 2011)

Lokalizacja	Rozpoczęcie budowy systemów ciepłowniczych
Bratysława – część południowa	1942
Nováky	1954
Martin	1955
Zvolen	1955
Koszyce	1962
Trnawa	1966
Žylina	1966
Komárno	1966
Bratysława – część zachodnia	1973

Lata 1948-1989 były okresem dynamicznego rozwoju sieci ciepłowniczych, a nowe budynki dobudowywane w strefach z dostępnymi instalacjami ciepłowniczymi były do nich obligatoryjnie podłączane (Slovak Innovation and Energy Agency, 2014). Przykładem jest budowa największego osiedla mieszkaniowego w Europie Środkowej – Petržalki w mieście Bratysława. Jego budowa rozpoczęła się w 1973 roku i po pozytywnych doświadczeniach z praktycznej eksploatacji sieci ciepłowniczych w innych miastach, ten sposób zaopatrzenia w ciepło został wybrany również dla tego osiedla (CIKHART, et al., 1989). Ponieważ Republika Słowacka jest krajem tranzytowym pod względem bazy paliwowej, dominuje tam gaz ziemny oraz spalanie węgla i odpadów komunalnych (CHVALKOVSKÁ, et al., 2011). Tabela 2. pokazuje termin rozpoczęcia budowy sieci ciepłowniczych w miastach, w których wykorzystywane jest ciepło z ciepłowni zarówno w budynkach mieszkalnych, jak i niemieszkalnych.

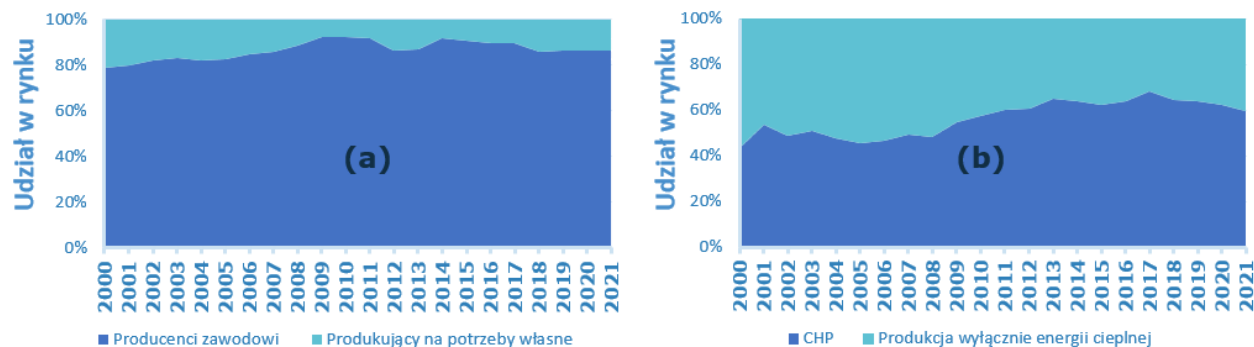
TREND PRODUKCJI I ZUŻYCIA CIEPŁA SIECIOWEGO NA SŁOWACJI

W 2021 r. produkcja energii cieplnej brutto w ciepłownictwie na Słowacji wyniosła 9 TWh, czyli o 44% mniej w stosunku do 2001 r. Wykres 17 pokazuje produkcję brutto w sektorze ciepłownictwa na Słowacji, która charakteryzuje się wyraźną tendencją spadkową. Można zaobserwować również wartości maksymalne i minimalne w profilu produkcji, dobrze skorelowane z warunkami klimatycznymi określanymi przez stopniodni ogrzewania. Po zaimplementowaniu procedury dostosowania wartości do pogody (WA) generacja brutto wykazuje tendencję spadkową w linii prostej. CAGR w okresie 2001–21 wynosi około 3%/rok.



Wykres 17 – produkcja energii cieplnej brutto na Słowacji (dane: Eurostat)

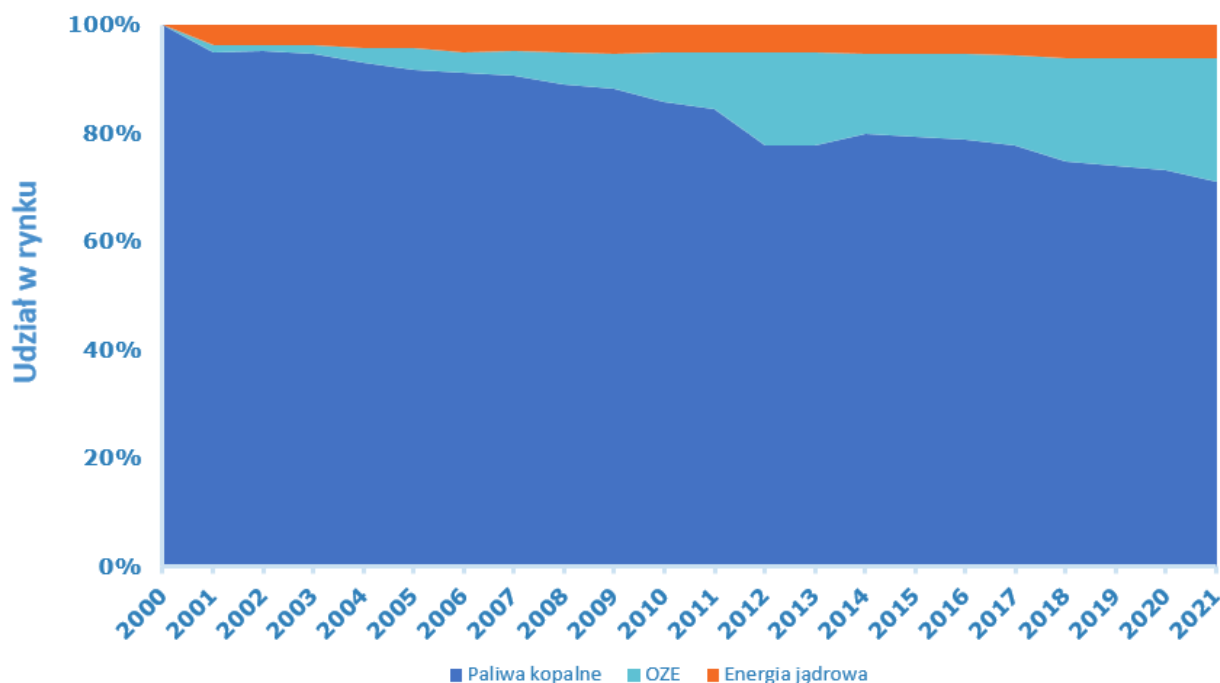
Spadek produkcji brutto można wytłumaczyć głównie dwoma trendami: (i) wzrostem efektywności energetycznej budynków wynikającym ze znacznych programów renowacji; (ii) odłączaniem klientów od sieci (Mataszczyk, 2020). Odłączenie klienta jest zwykle spowodowane niezadowolającą obsługą i chęcią zdobycia większej elastyczności poprzez posiadanie niezależnego systemu grzewczego.



Wykres 18 – struktura rynku wytwarzania energii cieplnej na Słowacji: a) modele biznesowe; b) Technologia (źródło danych: Eurostat)

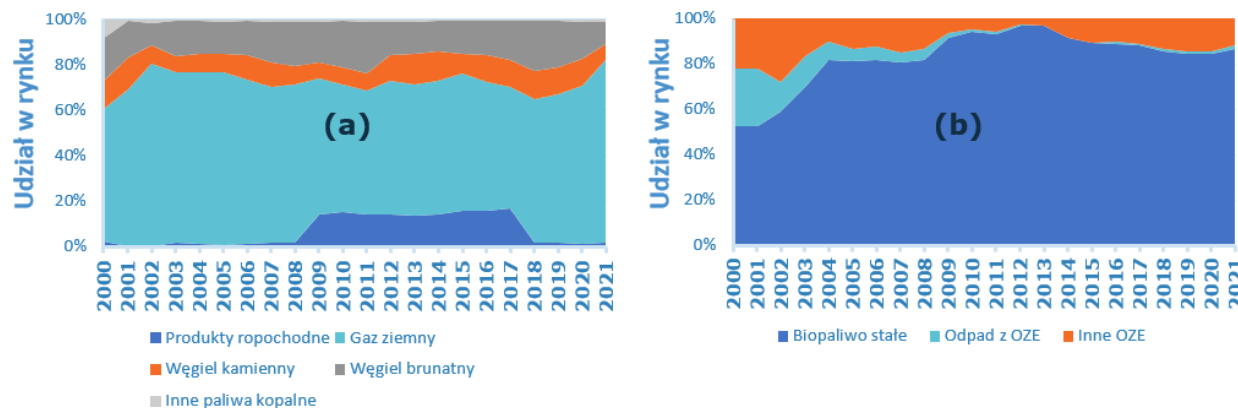
Strukturę rynku ilustruje Wykres 18, na którym przedstawione są struktury własnościowe i technologiczne. Jeśli chodzi o własność, można zauważyć, że producenci zawodowi dominują na rynku, a ich udział wzrósł z 80% w 2000 r. do 86% w 2021 r. Producenci zawodowi są często przedsiębiorstwami zintegrowanymi pionowo o zasięgu gminnym. Celem ich działalności jest dostarczanie ciepła do określonej gminy i zarządzanie siecią ciepłowniczą.

Pod względem technologicznym źródła kogeneracyjne stanowią w przybliżeniu 60% rynku, a pozostałą część reprezentują kotły centralne. W większości przypadków wytwarzanie energii cieplnej jest skojarzone z wytwarzaniem energii elektrycznej.



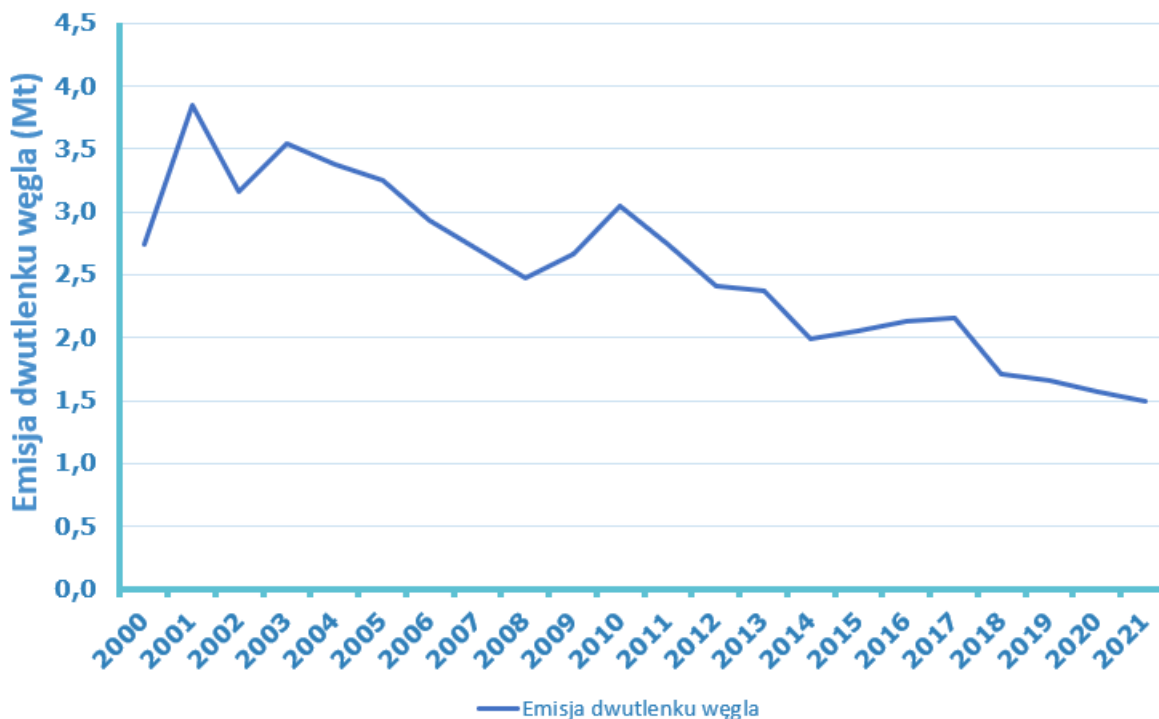
Wykres 19. – udział poszczególnych paliw w wytwarzaniu energii cieplnej na Słowacji

Wykres 19 pokazuje udział paliw w produkcji energii pierwotnej. Można zaobserwować, że większość produkcji jest związana z paliwami kopalnymi, ale udział odnawialnych źródeł energii rośnie. Ponadto jądrowa energia cieplna (np. energia cieplna współwytwarzana w elektrowniach jądrowych) stanowi 6% całości z stałym udziałem począwszy od 2001 r. Ciepło to pochodzi z elektrowni jądrowej Bohunice, która zaopatruje pobliskie miejscowości (Oravcova, 2022).



Wykres 20 – podział udziału w rynku dla: a) paliw kopalnych; b) odnawialnych źródeł energii.

Rysunek 20 przedstawia podział wykorzystywanych źródeł energii pierwotnej. Dominującym źródłem paliw kopalnych jest gaz ziemny, a następnie węgiel brunatny i węgiel kamienny. Źródła te stanowią ponad 90% źródeł paliw kopalnych. Pozostałe udziały przypadają olejowi opałowemu lub innym paliwom. Jeśli chodzi o odnawialne źródła energii, najczęściej wykorzystywanym źródłem jest biomasa stała, która stanowi 80%. Zwiększony udział biomasy w latach 2012–2015 wynikał ze zmian legislacyjnych, które wspierają produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jeśli jest ona powiązana razem z ciepłem użytkowym. W 2016 r. nastąpił pewien spadek zużycia biomasy w związku ze zmianą struktury kosztów ciepła w niektórych przedsiębiorstwach przemysłowych (URSO, 2022).



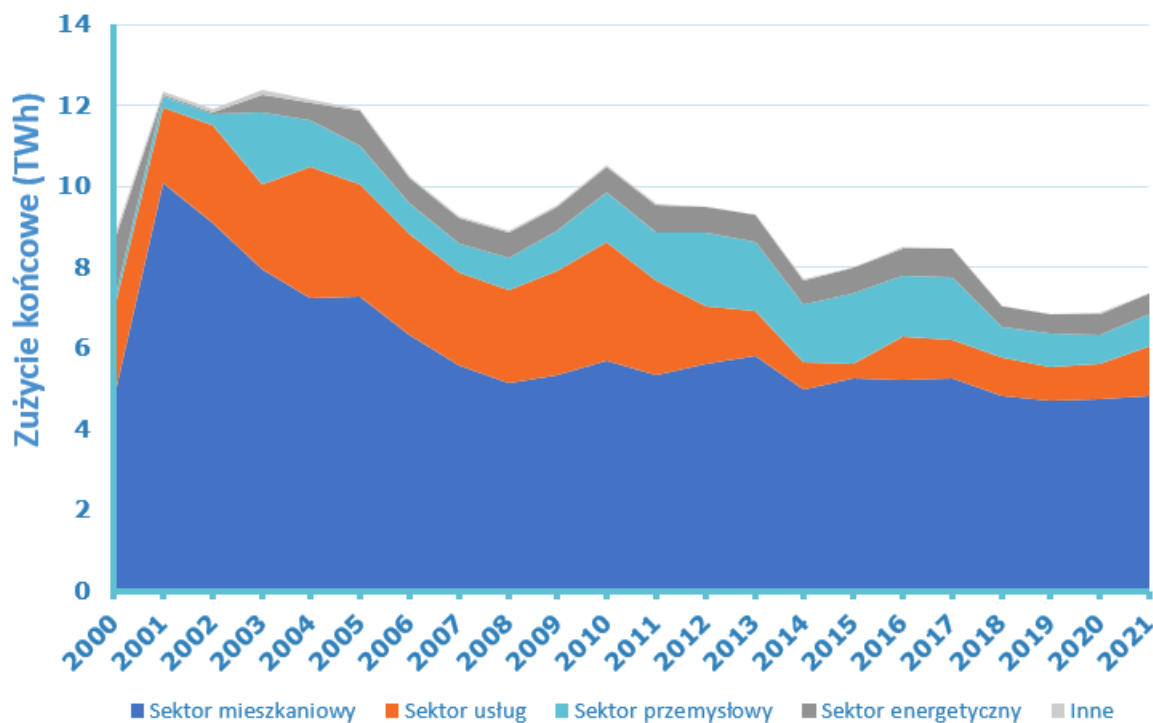
Rys. 21 – tendencje emisji dwutlenku węgla w słowackiej produkcji energii ciepłej (DH).

Tendencja emisji dwutlenku węgla, na którą zwrócono uwagę na Rys. 21. jest proporcjonalna do produkcji brutto. Obserwuje się tendencję spadkową poziomu emisji. Trend ten charakteryzuje się wartościami maksymalnymi i minimalnymi, które są związane ze zmiennością warunków klimatycznych.

Zużycie energii ciepłej w różnych sektorach końcowego wykorzystania przedstawiono na Rysunek 22. Za największą część konsumpcji odpowiada sektor mieszkaniowy, a następnie na sektor komercyjny – w obu tych sektorach obserwowana jest jednak tendencja spadkowa.

Zużycie energii ciepłej z sieci ciepłowniczej w przemyśle i energetyce jest znacznie niższe, ale wykazujące bardziej stabilny trend.

Spadek zużycia energii w sektorze mieszkaniowym i komercyjnym jest związany ze zwiększoną efektywnością energetyczną zasobów budowlanych, ale także z odłączeniem od sieci ciepłowniczej, co jest spowodowane chęcią użytkowników końcowych do korzystania z indywidualnych systemów grzewczych w celu osiągnięcia większej elastyczności oraz niezadowoleniem odbiorców końcowych z cen i jakości dostarczanego ciepła (Slovak Innovation and Energy Agency, 2014). Tendencja ta jest widoczna w wielu krajach.



Rysunek 22 – konsumpcja końcowa w sektorach zastosowań końcowych na SK.

Tabela 3 – główne parametry sieci ciepłowniczych na Słowacji.

Temperatura robocza sieci [°C]	80/60 °C
Ciśnienie robocze sieci [Mpa]	0,6 MPa
Całkowita długość sieci [km]	1000
Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych	333
Liczba miast obsługiwanych przez sieci	42

Główne ramy prawne

Ciepłownictwo na Słowacji jest regulowane przede wszystkim przez ustawę nr 657/2004 Dz. U. o energii cieplnej. Ustawa ta, poza podstawowymi przepisami, reguluje warunki prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze energetyki cieplnej, prawa i obowiązki uczestników rynku energii cieplnej, przejście na efektywne ciepłownictwo oraz warunki obowiązkowego poboru ciepła.

Pozostałe części tej ustawy to środki ograniczające w sektorze energetyki cieplnej; kompetencje organów administracji państwowej i gmin oraz sprawowanie nadzoru państwowego; prawa i obowiązki osób fizycznych i prawnych, na których prawa, interesy lub obowiązki może mieć wpływ egzekwowanie praw i obowiązków uczestników rynku ciepła; wykroczenia administracyjne; strefy ochronne; przepisy standardowe i przejściowe.

Organem regulacyjnym odpowiedzialnym za nadzór nad sektorem ciepłowniczym na Słowacji jest Urząd Regulacji Sektora Sieciowego (ÚRSO - Úrad pre reguláciu sieťových odvetví). ÚRSO ma za zadanie zapewnienie uczciwej konkurencji, ochronę konsumentów i ustalanie taryf za usługi ciepłownicze.

Operatorzy systemów ciepłowniczych na Słowacji są zobowiązani do uzyskania licencji Urzędu Regulacji Sektora Sieciowego w celu legalnej eksploatacji swoich obiektów. Proces licencjonowania zazwyczaj obejmuje złożenie wniosku do ÚRSO, który ocenia możliwości techniczne i finansowe wnioskodawcy, zgodność z wymogami regulacyjnymi oraz inne istotne czynniki. Po pozytywnym rozpatrzeniu, ÚRSO udziela operatorowi licencji na świadczenie usług ciepłowniczych na określonym obszarze geograficznym.

Obecnie w Zintegrowanym Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu (INECP) na lata 2021-2030 Republiki Słowackiej kładzie się istotny nacisk na ciepłownictwo. Istniejące systemy sieci ciepłowniczych, które zasilają kilka budynków jednocześnie, są jednym ze sposobów dekarbonizacji dostaw ciepła do budynków poprzez zastosowanie przyjaznych dla środowiska i wysoce wydajnych urządzeń i technologii, które oszczędzają energię pierwotną. Zdaniem INECP istniejąca infrastruktura ciepłownicza posiada wszelkie przesłanki, aby pełnić rolę integratora indywidualnych rozwiązań OZE w miastach. Według INECP do 2030 roku Słowacja osiągnie 20% produkcji energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ciepłowniczym.

Własność i schematy operacyjne

Na Słowacji rynek ciepłowniczy jest otwarty dla firm prywatnych, a operatorami systemów ciepłowniczych są zarówno podmioty publiczne, jak i prywatne. Przedsiębiorstwa prywatne mogą uczestniczyć w rynku ciepłownictwa poprzez różne modele, w tym koncesje, partnerstwa publiczno-prywatne (PPP) i wyłączna własność infrastruktury.

- **Koncesje.** Koncesje są jednym z modeli, dzięki którym prywatne firmy mogą uczestniczyć w rynku ciepłownictwa na Słowacji. Na mocy umowy koncesyjnej podmiotowi prywatnemu przyznaje się prawo do eksploatacji i utrzymania systemu ciepłowniczego przez określony czas, zazwyczaj na określonych warunkach regulacyjnych, przyjętych przez rząd lub organ regulacyjny. Umowy koncesyjne mogą obejmować inwestycje w infrastrukturę i dzielenie się dochodami z organem publicznym przez przedsiębiorstwo prywatne.

- **Partnerstwo publiczno-prywatne (PPP).** Kolejnym powszechnym modelem zaangażowania sektora prywatnego w projekty ciepłownicze na Słowacji są PPP – zakładają one współpracę między podmiotami publicznymi i prywatnymi w celu rozwoju, finansowania, eksploatacji i utrzymania infrastruktury ciepłowniczej. Partnerstwa publiczno-prywatne mogą mieć różną strukturę, np. wspólne przedsięwzięcia, umowy długoterminowe lub umowy typu "buduj-eksploatuj-przełącz" (BOT), w zależności od konkretnych wymagań projektu i ram regulacyjnych.
- **Własność wyłączna.** Przedsiębiorstwa prywatne mogą również stać się właścicielami infrastruktury ciepłowniczej, zarówno poprzez przejęcia, jak i rozwój od podstaw. W takich przypadkach za inwestycję, eksploatację i utrzymanie systemu ciepłowniczego odpowiedzialni są prywatni właściciele. Własność prywatna pozwala firmom na większą kontrolę nad operacjami i podejmowaniem decyzji, ale nadal muszą spełniać wymogi i standardy regulacyjne.
- **Własność mieszana.** Niektóre systemy ciepłownicze na Słowacji mogą mieć mieszane struktury własnościowe, w których zarówno podmioty publiczne, jak i prywatne mają udziały własnościowe lub uczestniczą w eksploatacji systemu. Porozumienie może łączyć wiedzę fachową i zasoby obu sektorów w celu poprawy wydajności i jakości usług.

Niezależnie od struktury własnościowej, wszyscy operatorzy ciepłownictwa na Słowacji podlegają nadzorowi regulacyjnemu ÚRSO i muszą przestrzegać obowiązujących przepisów ustawowych, wykonawczych oraz norm. Ramy regulacyjne mają na celu zapewnienie uczciwej konkurencji, ochrony konsumentów oraz efektywnego i zrównoważonego świadczenia usług ciepłowniczych.

Na Słowacji nie ma dominującego modelu własności, a różne formy mogą występować również w zależności od rozwoju historycznego w lokalnych regionach/prowincjach/gminach.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze na Słowacji obejmują zarówno małych operatorów działających na rzecz lokalnych społeczności, jak i większe podmioty świadczące usługi grzewcze dla wielu gmin lub regionów. W ostatnich latach obserwuje się jednak trend konsolidacji branży, łączenie się i przejmowaniem mniejszych firm przez większe podmioty.

Pomiary

Przedsiębiorstwa ciepłownicze dostarczają ciepło do odbiorców końcowych, a zgodnie z unijną dyrektywą w sprawie efektywności energetycznej proces fakturowania musi dokładnie odzwierciedlać zużyty energię ciepłą, stąd istotną rolę odgrywa opomiarowanie. Na Słowacji pomiar ciepła w punkcie dostawy (POD) do klienta jest regulowany ustawą 657/2004 Dz.U. Po pierwsze, przepisy stanowią, że wszyscy odbiorcy muszą być opomiarowani, podane są również zalecenia techniczne dotyczące sposobu wykonywania pomiarów (Bacquet, et al., 2022). W przepisach znajdują się szczegółowe wskazówki dotyczące obowiązków związanych z dostawą ciepłej wody użytkowej, zapewnieniem temperatury, pomiarem ilości energii cieplnej itp. (Bacquet, et al., 2022). Jeśli budynki mają powierzchnię użytkową mniejszą niż 500 m², nie mają zastosowania przepisy określone w ustawie 657/2004 Dz.U. i można stosować procedury uproszczone.

Słowackie przepisy nie przewidują obowiązkowych "inteligentnych liczników", które obecnie wykorzystywane są w przypadku 5% dostarczanej energii cieplnej (Bacquet, et al., 2022).

Ceny

Rynek słowacki funkcjonuje w oparciu o regulowaną cenę ciepła zgodnie z ustawą o regulacji branż sieciowych (ustawa 25/212 Dz.U.) i dekretem 248/216 Dz.U. (Bacquet, et al., 2022). ÚRSO opracowuje kontrolę ex-post taryf stosowanych wobec użytkowników końcowych. Taryfy określa się stosując metodę "koszt plus". Taryfa obejmuje koszty produkcji, dystrybucji i administracji ciepła, a także rozsądną stopę zwrotu dla operatorów.

Strona | 44

Operatorzy systemów ciepłowniczych są zobowiązani do przekazywania ÚRSO szczegółowych danych o kosztach, w tym informacji o wydatkach operacyjnych, inwestycjach kapitałowych, kosztach utrzymania i innych istotnych wydatkach. ÚRSO ocenia te propozycje kosztów, zapewniając przejrzystość i dokładność w obliczeniach taryfowych. Na podstawie analizy kosztów i innych istotnych czynników ÚRSO określa wymagania dotyczące przychodów, które są niezbędne dla operatorów systemów ciepłowniczych do pokrycia kosztów i uzyskania rozsądnego zwrotu z inwestycji. Może to obejmować uwzględnienie takich czynników, jak inflacja, stopy procentowe, deprecjacja i zmiany warunków rynkowych. ÚRSO przegląda wszystkie otrzymane informacje i zatwierdza (lub wnioskuję o modyfikację) proponowanej taryfy. Decyzje są wydawane w formie zarządzeń lub decyzji regulacyjnych, które określają zatwierdzone stawki taryfowe, daty wejścia w życie oraz warunki obowiązywania.

Struktura taryf ciepłowniczych na Słowacji może mieć złożoną formę, na którą składają się opłaty stałe (np. za zamówioną moc grzewczą), opłaty zmienne w zależności od zużycia ciepła, korekta sezonowa (np. różne poziomy cen zimą i latem) oraz inne składniki. Struktura i poziomy taryf są różne w zależności od operatora sieci ciepłowniczej, ponieważ mogą obowiązywać różne warunki (np. różne paliwa stosowane w instalacji, różne warunki pracy itp.).

ÚRSO przeprowadza zazwyczaj konsultacje społeczne w celu zebrania informacji od zainteresowanych stron, w tym operatorów systemów ciepłowniczych, konsumentów, stowarzyszeń branżowych i innych. Konsultacje publiczne są dla zainteresowanych stron okazją do wyrażenia swoich poglądów na temat proponowanych korekt taryf i wniesienia wkładu w proces decyzyjny. Jednocześnie dla ÚRSO jest to wyjątkowa okazja do zebrania informacji, które mogą być pomocne w procedurach zatwierdzania taryf dla ciepłowni.

Dostęp stron trzecich

Dostęp stron trzecich (TPA) odnosi się do ram regulacyjnych, które umożliwiają niezależnym operatorom dostęp i korzystanie z infrastruktury ciepłowniczej będącej własnością i zarządzanej przez obecne przedsiębiorstwa ciepłownicze. TPA ma na celu promowanie konkurencji, poprawę efektywności rynku i ułatwienie wejścia nowych graczy na rynek ciepłowniczy. Ponadto może się to okazać istotne dla wspierania wykorzystania OZE w słowackim sektorze ciepłownictwa.

TPA jest uregulowany w słowackiej ustawie o "energii cieplnej", ale ma zastosowanie tylko w przypadku ciepła wytwarzanego ze źródeł odnawialnych lub elektrociepłowni (Bacquet, et al., 2022). W takich przypadkach operatorzy sieci są zobowiązani do odbioru, po zatwierdzonej cenie, ciepła wytworzonego przez OZE lub wysokosprawną kogenerację. Pobór jest uwarunkowany spełnieniem wymagań technicznych (np. w zakresie temperatury i ciśnienia wtrysku). Obowiązek odbioru nie ma zastosowania,

jeżeli powoduje wzrost cen dla odbiorców końcowych lub wytwarzanie wypiera produkcję z wysokosprawnych elektrociepłowni już podłączonych do sieci ciepłowniczej (Bacquet, et al., 2022).

ÚRSO monitoruje przestrzeganie przepisów TPA i może podejmować działania egzekucyjne przeciwko obecnym przedsiębiorstwom ciepłowniczym lub stronom trzecim, które naruszają wymogi regulacyjne.

ROZWÓJ CIEPŁOWNICTWA NA LITWIE

WPROWADZENIE

Na Litwie sieci ciepłownicze służą jako podstawowa infrastruktura energetyczna, zapewniająca wydajne i niezawodne rozwiązania grzewcze dla odbiorców indywidualnych, komercyjnych i przemysłowych. Sektor ciepłowniczy odgrywa kluczową rolę w zaspokajaniu potrzeb grzewczych kraju, promowaniu bezpieczeństwa energetycznego i osiągnięciu celów zrównoważonego rozwoju.

Strona | 46

Ciepłownictwo na Litwie zostało znacznie rozwinięte w okresie sowieckim, gdzie scentralizowana sieć ciepłownicza była standardowym rozwiązaniem – wynikało to z potrzeby szybkiej urbanizacji, która zdeterminowała rosnące zapotrzebowanie na energię. W tym okresie zbudowano duże elektrociepłownie, zasilane głównie gazem ziemnym i węglem, dostarczające ciepło do gęsto zaludnionych miast i miasteczek. Podczas gdy infrastruktura z czasów sowieckich nadal ma wpływ na ten sektor, Litwa przeszła znaczące przemiany od czasu uzyskania niepodległości w 1990 roku, stawiając na modernizację, wydajność i zrównoważony rozwój. Przede wszystkim zastąpiono paliwa kopalne lokalnymi odnawialnymi źródłami energii (np. biomasą) zarówno ze względu na kwestie ochrony środowiska, jak i bezpieczeństwa energetycznego.

Litewska infrastruktura ciepłownicza składa się z sieci połączonych ze sobą ciepłowni, rurociągów dystrybucyjnych i przyłączy odbiorców. Ciepłownie, począwszy od elektrociepłowni, a skończywszy na kotłach opalanych biomasą, stanowią trzon systemu, wytwarzając ciepło do dystrybucji. Sieć podziemnych rurociągów transportuje gorącą wodę lub parę z elektrowni do odbiorców w budynkach mieszkalnych, komercyjnych i przemysłowych, zapewniając niezawodne dostawy ciepła nawet podczas surowych bałtyckich zim.

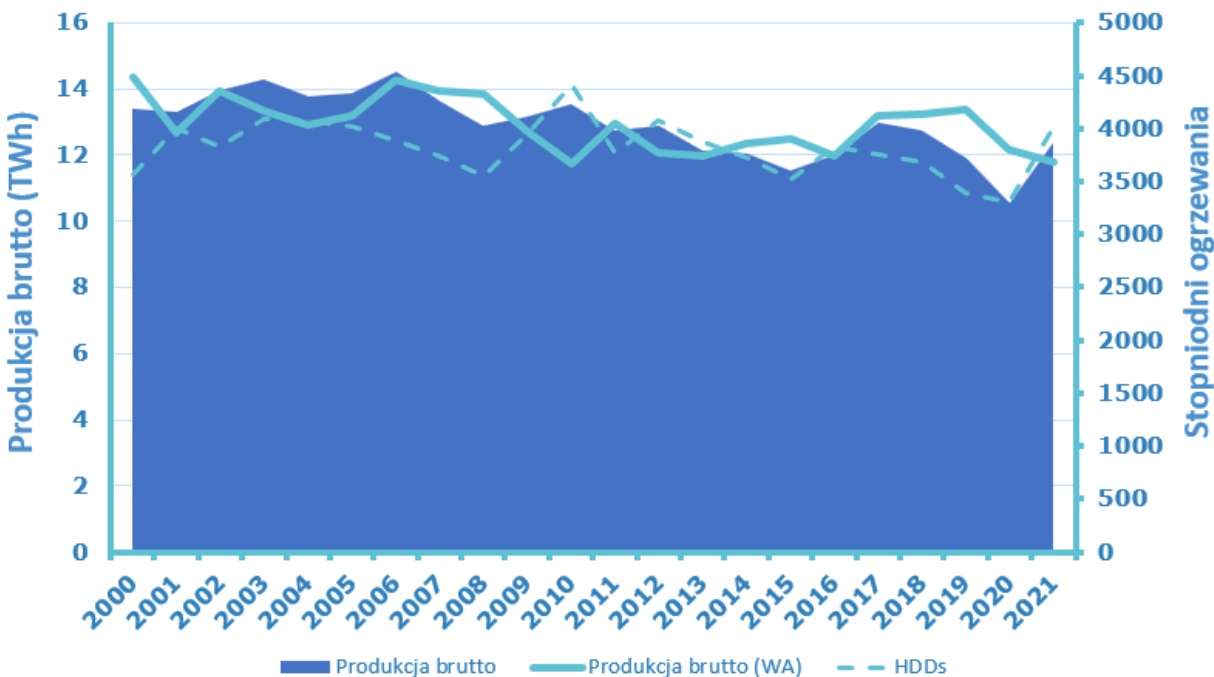
Sektor ciepłowniczy na Litwie jest różnorodny pod względem typów własności, włączając w to przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, przedsiębiorstwa prywatne i władze miejskie. Historycznie rzecz biorąc, przedsiębiorstwa komunalne odgrywały dominującą rolę w eksploatacji i utrzymaniu infrastruktury ciepłowniczej, szczególnie w dużych miastach, takich jak Wilno, Kowno i Kłajpeda. Jednak w ostatnich latach obserwuje się rosnącą tendencję do prywatyzacji i liberalizacji sektora, a na rynek wchodzi inwestorzy prywatni i firmy międzynarodowe, wnoszące nowe technologie i wiedzę specjalistyczną.

Litewski sektor ciepłowniczy działa na podstawie regulacji narzucanych przez ustawodawstwo krajowe i dyrektywy Unii Europejskiej mające na celu promowanie efektywności energetycznej, dekarbonizacji i konkurencji.

Przyszłość sektora ciepłowniczego na Litwie opiera się na jego zdolności do innowacji, podporządkowywania się zmieniającej się dynamice rynku i dostosowywania się do szerszych celów transformacji energetycznej. Strategiczne inwestycje w modernizację infrastruktury, integrację energii odnawialnej i reformy regulacyjne będą miały zasadnicze znaczenie dla uwolnienia pełnego potencjału sektora, w napędzaniu wzrostu gospodarczego, redukcji emisji gazów cieplarnianych i zwiększaniu bezpieczeństwa energetycznego. Współpraca między zainteresowanymi stronami, w tym agencjami rządowymi, przedsiębiorstwami użyteczności publicznej, inwestorami i społeczeństwem obywatelskim, będzie miała kluczowe znaczenie dla radzenia sobie ze złożonością procesu i wykorzystania możliwości, które stoją przed sektorem ciepłowniczym na Litwie.

TENDENCJA W ZAKRESIE WYTWARZANIA I ZUŻYCIA ENERGII CIEPLNEJ NA LT

Produkcja energii cieplnej brutto z sieci ciepłowniczej na Litwie wyniosła w 2021 r. 12 TWh. Wykres 23 pokazuje trend produkcji w latach 2000-2021. W przeciwieństwie do tego, co zaobserwowano w Polsce i na Słowacji, na Litwie nie odnotowano wyraźnego spadku produkcji energii cieplnej. Podkreśla się tylko niewielki trend spadkowy z CAGR na poziomie -0,4%. Wzorec produkcji jest bardzo zmienny, ponieważ jest ściśle związany z warunkami klimatycznymi, na co wskazuje korelacja pomiędzy stopniodniami ogrzewania i produkcją brutto. W rzeczywistości szacuje się, że wskaźnik korelacji wynosi 0,61, co oznacza, że około 61% zmienności zużycia można wytłumaczyć zmiennością warunków klimatycznych.



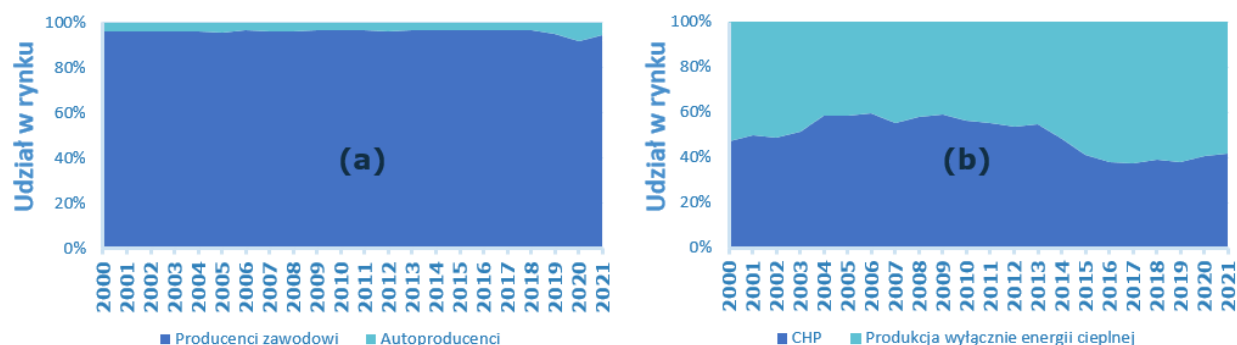
Wykres 23 – produkcja energii cieplnej brutto na Litwie (dane: Eurostat)

Produkcja skorygowana o pogodę jest również ukazana na Wykres 23. Pomimo procedury dostosowania otrzymanych wartości do pogody, wzorec produkcji nadal wykazuje znaczny poziom zmienności. Pomimo tego, wciąż można wyróżnić dwa poziomy zużycia – około 14 TWh/rok w latach 2000-2010 i 12 TWh/rok w okresie 2011-2021.

Struktura rynku jest przedstawiona na Wykres 24. Pod względem własności sektor ciepłowniczy na Litwie jest zdominowany przez producentów zawodowych, którzy mają 95% udziału w rynku. Stanowią go na ogół pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. Przedsiębiorstwa te zazwyczaj posiadają

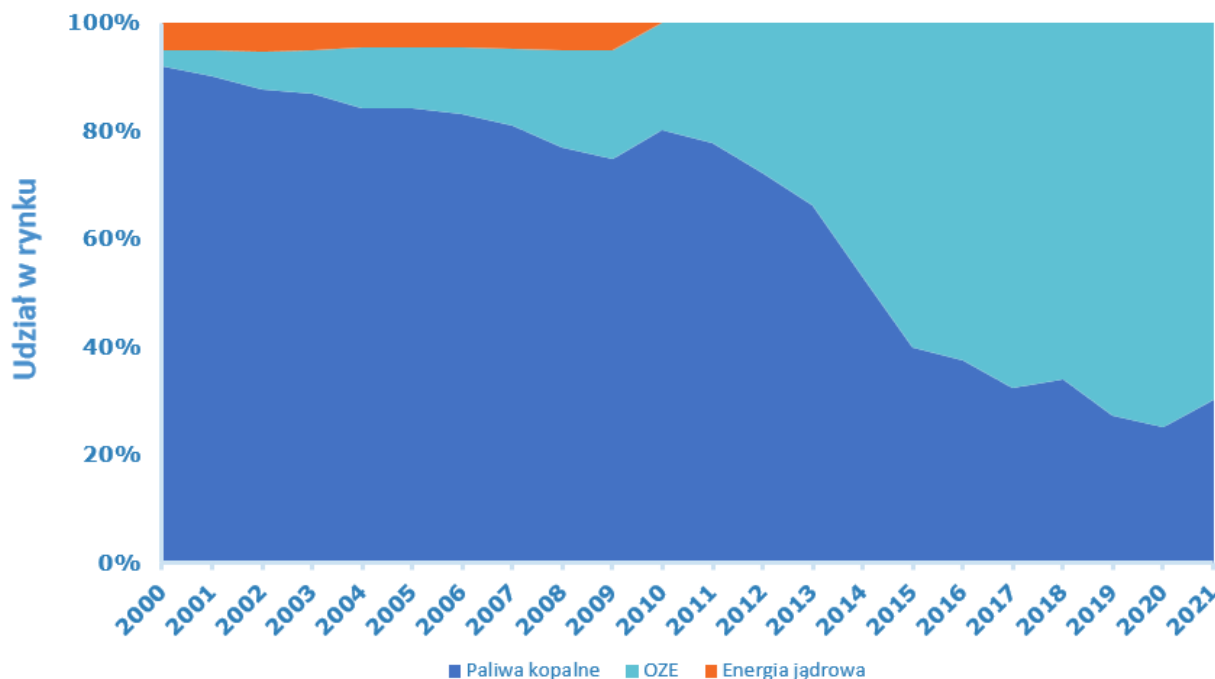
elektrociepłownię podłączoną do miejskiej sieci ciepłowniczej, zarządzają siecią ciepłownictwa i sprzedają energię ciepłą odbiorcom końcowym.

Pod względem technologicznym jednostki kogeneracyjne odpowiadają za 40% produkcji, a pozostała część zapotrzebowania jest pokrywana przez kotły. To zróżnicowanie technologii można wytłumaczyć sezonowością zużycia ciepła i dopasowaniem do wytwarzania energii. Jeżeli większość zapotrzebowania na ciepło jest pokrywana przez elektrociepłownie, mogą pojawić się dwa problemy, a mianowicie nadwyżka produkcji energii elektrycznej i nadwyżka produkcji energii cieplnej w okresie niskiego zapotrzebowania.



Wykres 24 – struktura rynku produkcji energii cieplnej na Litwie: a) modele biznesowe; b) Technologia (źródło danych: Eurostat)

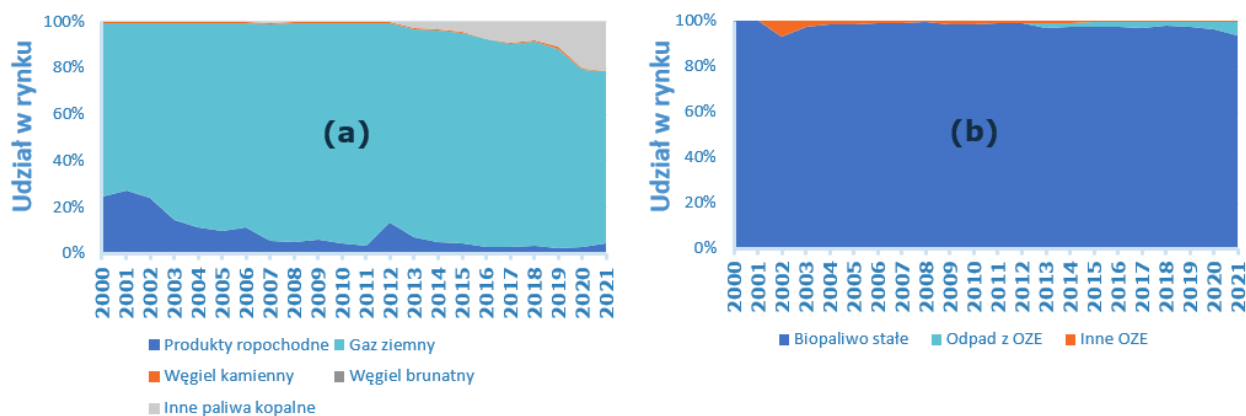
Z danych wynika, że obecna struktura systemu opiera się na wytwarzaniu energii w kogeneracji w celu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i części zapotrzebowania na ciepło. Pozostałą część zapotrzebowania na ciepło pokrywają kotły, które uruchamiane są głównie w sezonie grzewczym.



Rysunek 25 – udział poszczególnych paliw w wytwarzaniu energii cieplnej na Litwie

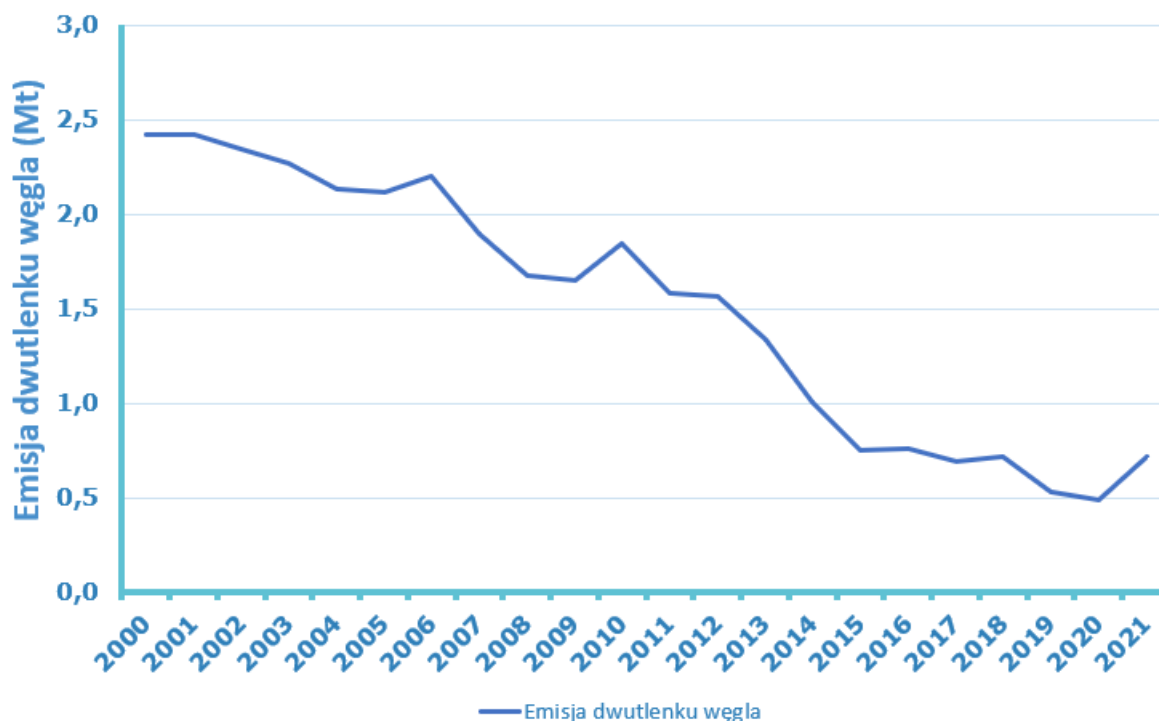
Rysunek 25 pokazuje udział paliw w produkcji energii pierwotnej. Można zaobserwować radykalną zmianę od 2000 r. ze względu na wyraźne odejście od paliw kopalnych na rzecz OZE. W 2021 r. energia wytworzona z OZE miała 70% udziału w rynku. W niektórych sieciach ciepłowniczych, np. w Kownie, wytwarzanie energii cieplnej w ponad 90% opiera się na OZE. Są tam stosowane kotły na biomasę i kogeneracja. Z kolei zużycie gazu ziemnego w ciepłownictwie w Kownie zmniejszyło się radykalnie z 95% do 10%.

Ten radykalny zwrot jest wywołany nie tylko kwestiami środowiskowymi, lecz także tematem bezpieczeństwa energetycznego, gdyż Litwa w ostatnich latach prowadziła politykę niezależności energetycznej, zwłaszcza od importu gazu ziemnego pochodzącego z Federacji Rosyjskiej.



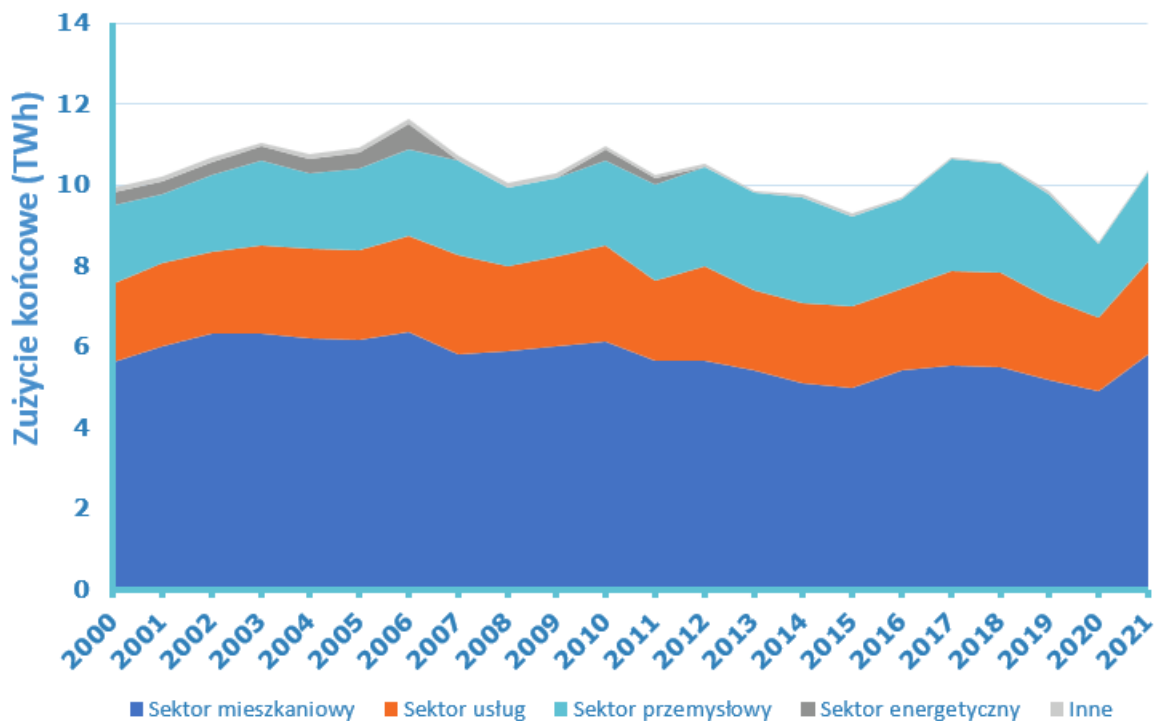
Wykres 26 – podział udziału w rynku dla: a) paliw kopalnych; b) odnawialne źródła energii.

Wykres 26 pokazuje rozkład wykorzystywanych pierwotnych źródeł energii. Dominującym źródłem paliw kopalnych jest gaz naturalny, który pokrywa około 80% rynku, a pozostałe 20% pokrywają inne paliwa (np. odpady nieodnawialne). Bardzo niewielka część przypada na olej opałowy. Jeśli chodzi o produkcję z odnawialnych źródeł energii, 95% pochodzi z biomasy, podczas gdy pozostałe 5% z odpadów odnawialnych. W przyszłości można rozważyć zastosowanie rozwiązań solarnych do dostarczania ciepłej wody w okresie letnim jako uzupełnienie biomasy, aby zmniejszyć jej zużycie w lecie i zapewnić większą dostępność w zimie, kiedy zapotrzebowanie jest większe. Takie rozwiązanie stwarza jednak problemy pod względem poziomu temperatury, ponieważ energia słoneczna może być idealnie wykorzystana w sieci pracującej w temperaturze 60 °C, podczas gdy litewska jest eksploatowana przy wyższych wartościach (tj. około 100 °C). Wykorzystanie pomp ciepła może pomóc w rozwiązaniu tego problemu.



Rysunek 27 – tendencje emisji dwutlenku węgla w produkcji energii cieplnej na Litwie.

Rysunek 27 ilustruje trend emisji dwutlenku węgla przy wytwarzaniu energii cieplnej na Litwie. Można zauważyć gwałtowny spadek emisji wynikający z wprowadzenia do użytku odnawialnych źródeł energii. W przeciwieństwie do Słowacji i Polski, spadek produkcji energii cieplnej jest znacznie bardziej ograniczony, dlatego redukcję emisji dwutlenku węgla można w całości przypisać wysiłkom na rzecz przejścia z paliw kopalnych na energię odnawialną.



Rysunek 28 – konsumpcja końcowa w sektorach zastosowań końcowych na LT.

Zużycie ciepła w różnych sektorach końcowego wykorzystania energii przedstawiono na Rysunek 28. Większość zużycia przypada na sektor mieszkaniowy, a następnie na sektor handlowy i przemysłowy. Nieznaczny spadek konsumpcji obserwuje się w sektorze mieszkaniowym, natomiast nieznaczny wzrost można zaobserwować w sektorze przemysłowym.

Tabela 4 – główne parametry dla sieci ciepłowniczych na Litwie.

Temperatura robocza sieci [°C]	70 - 110 °C
Ciśnienie robocze sieci [MPa]	0,3 - 07 Mpa
Całkowita długość sieci [km]	2840
Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych	55
Liczba miast obsługiwanych przez sieci	103

Główne ramy prawne

Litewski rynek ciepłowniczy jest silnie regulowany. Podstawowym aktem prawnym jest Ustawa o Energii Republiki Litewskiej, która zawiera przepisy ogólne dotyczące sektora energetycznego oraz Ustawa o Sektorze Ciepłowniczym, która zawiera bardziej szczegółowe przepisy sektorowe. Rynek ciepłowniczy jest nadzorowany przez Krajową Radę Regulacji Energetyki (VERT).

Główne działania VERT związane z sektorem ciepłownictwa to: zatwierdzanie taryf za dostawy energii cieplnej, wydawanie koncesji na dostawy energii cieplnej, monitorowanie prawidłowości wniosków taryfowych, rozstrzyganie sporów itp.

Ustawa o ciepłownictwie została zaktualizowana w 2023 roku. Najważniejsze zmiany dotyczą:

- Planowania inwestycji na okres 3-10 lat;
- Aukcji dotyczących możliwości wytwarzania energii cieplnej;
- Pierwszeństwa w wykorzystaniu ciepła odpadowego;
- Uproszczonego i bardziej rozsądnego systemu cenowego.

Własność i schematy operacyjne

Zaopatrzenie w energię ciepłą jest zmonopolizowane w każdej gminie, tzn. w każdej sieci gminnej może dostarczać ciepło tylko jedna firma. Jeśli wolumen dostarczanego ciepła jest większy niż 10 GWh/rok, wymagana jest licencja wydana przez VERT, natomiast jeśli mniejsza niż 10 GWh/rok, wymagana jest lokalna licencja wydana przez gminę (GALINDO FERNÁNDEZ, et al., 2021). 55 licencjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych o rocznej sprzedaży powyżej 10 GWh jest nadzorowanych przez Krajową Radę Regulacji Energetyki. Mniejsze firmy (do 10 GWh/rok) są nadzorowane przez gminy. Podczas gdy zaopatrzenie w energię ciepłą jest zmonopolizowane, wytwarzanie tej energii jest oparte na zasadach rynkowych i organizowane są comiesięczne aukcje, na których konkurują ze sobą zarówno prywatni niezależni producenci, jak i przedsiębiorstwa publiczne.

Struktura własnościowa zaopatrzenia w energię ciepłą wygląda w następujący sposób: zazwyczaj infrastruktura (np. rury) jest publiczna i może być eksploatowana przez same przedsiębiorstwa komunalne lub przekazana na zasadzie koncesji (w drodze procedur publicznych) prywatnym przedsiębiorstwom, które muszą przestrzegać określonych warunków (np. przeprowadzić renowacje itp.). Okres koncesji wynosi zazwyczaj od 10 do 20 lat. Gminy są właścicielami około 93% przedsiębiorstw ciepłowniczych, a 7% jest dzierżawionych (stan na 2022 r.).

Model koncesyjny był popularny na Litwie w na początku XXI wieku, jednak pod koniec okresu koncesyjnego (np. od 2010 roku) wiele gmin zdecydowało się odzyskać uprawnienia operatorskie i utworzyć gminne przedsiębiorstwo ciepłownicze (np. wzorując się na dobrze znanym przykładzie niemieckim) (GALINDO FERNÁNDEZ i in., 2021). Powodem takiego podejścia była nieefektywność prywatnych operatorów zarządzających siecią ciepłowniczą.

Na podstawie tych doświadczeń ustalono bardzo surowe zasady dla operatorów zaopatrzenia w energię ciepłą, ze szczególnym uwzględnieniem efektywności kosztowej (GALINDO FERNÁNDEZ, et al., 2021). W przypadku, gdy IRR dostawców ciepła przekracza regulowany WACC (obecnie ok. 3%), nadwyżka zysku musi zostać zwrócona (GALINDO FERNÁNDEZ, et al., 2021).

W przeciwieństwie do ścisłych regulacji dotyczących przedsiębiorstw ciepłowniczych, które są zasadniczo własnością gmin i są przez nie zarządzane, wytwarzanie energii cieplnej jest działalnością wolnorynkową, a zatem przedsiębiorstwa prywatne i publiczne mogą konkurować na aukcjach na dostawę ciepła do sieci, pod warunkiem przestrzegania ograniczeń technicznych. Aukcja odbywa się na zasadzie przyjmowania ofert w kolejności wzrostu ceny, aż do zaspokojenia przewidywanego (prognozowanego) zapotrzebowania na energię ciepłą w kolejnym miesiącu (Bacquet, et al., 2022). Korekta mająca na celu wyrównanie różnic między prognozowanym a rzeczywistym zapotrzebowaniem jest obowiązkiem operatora zaopatrującego w energię ciepłą (Bacquet, et al., 2022). Ponadto producent ciepła jest odpowiedzialny za niezbędne inwestycje związane z podłączeniem swojego obiektu do sieci ciepłowniczej, w tym za wymiennik ciepła.

Pomiary

Opomiarowanie ciepła w miejscu dostarczenia ciepła do celów rozliczeniowych jest procesem regulowanym. Ustawa o ciepłownictwie IX-1565 z 2003 r. zawiera to rozporządzenie i nakłada obowiązek instalowania liczników ciepła na styku dostaw (Bacquet, et al., 2022). Przeciwnie do opomiarowania na poziomie indywidualnego zużycia, które nie jest regulowane (np. dla budynku podłączonego do sieci ciepłowniczej posiadanie urządzenia pomiarowego jest obowiązkowe i regulowane, podczas gdy dla mieszkań obecnych w budynku opomiarowanie nie jest wymagane) (Bacquet, et al., 2022).

Istnieją jednak pewne szczegółowe zasady dotyczące alokacji mierzonych ilości ciepła na poziomie indywidualnym. W szczególności ustawa o ciepłownictwie z dnia 20 maja 2003 r. odwołuje się do metodologii zalecanych przez Krajową Komisję Kontroli Energii i Cen (Bacquet, et al., 2022).

Inteligentne liczniki ciepła są obowiązkowe na Litwie (Bacquet, et al., 2022). Pozwala to na uzyskanie aktualnych i precyzyjnych informacji o poziomie zużycia, co ma fundamentalne znaczenie również dla zarządzania aukcjami dla producentów energii cieplnej, które opierają się na prognozach miesięcznych.

Ceny

Ceny za dostawę energii cieplnej są ściśle regulowane przez litewską ustawę o ciepłownictwie. Taryfa jest podzielona na dwie części: cenę energii cieplnej i cenę ciepłej wody użytkowej. Cena ciepłej wody użytkowej ma tylko jedną składową, podczas gdy cena energii cieplnej składa się z trzech składowych: stałej, zmiennej i dodatkowej (GALINDO FERNÁNDEZ, et al., 2021). Taryfa jest zwykle ustalana na okres 3-5 lat i wymaga zatwierdzenia ex-ante przez Krajową Radę Regulacji Energetyki. Jednak niektóre komponenty są aktualizowane co miesiąc lub co roku, w zależności od zastosowanej procedury obliczeniowej.

Składnik zmienny, na który składa się koszt paliwa, jest aktualizowany co miesiąc zgodnie ze zmiennością rynku paliw oraz wynikami miesięcznych aukcji na wytwarzanie energii cieplnej.

Składniki stałe, do których zalicza się amortyzację, koszty osobowe przedsiębiorstwa dostarczającego ciepło itp., są aktualizowane co roku. Ponadto od nowych klientów może być wymagane uiszczenie opłaty za podłączenie.

Dostęp osób trzecich

Dostęp osób trzecich (TPA) jest regulowany przez ustawę o ciepłownictwie. Na rynku litewskim istnieje obowiązek wdrożenia TPA przez operatorów sieci, reprezentowanych głównie przez gminy. W związku z tym osoby trzecie (np. niezależni producenci ciepła) muszą mieć dostęp do sieci ciepłowniczej pod warunkiem, że spełniają wymagania techniczne (np. w zakresie temperatury i ciśnienia wtrysku w obrębie sieci ciepłowniczej).

Podłączenie jest gwarantowane w najbliższym technicznie odpowiednim punkcie (lub w innym technicznie wykonalnym i tańszym punkcie przyłączenia), a kosztami przyłączenia obciążany jest niezależny producenta energii cieplnej. Po przyłączeniu do sieci ciepłowniczej niezależny wytwórca ciepła może brać udział w comiesięcznych aukcjach dotyczących sprzedaży energii cieplnej do sieci.

Kotłownie i elektrociepłownie prowadzone przez przedsiębiorstwa ciepłownicze odpowiadały za produkcję około 60% całkowitego ciepła dostarczanego do systemów ciepłowniczych. Kolejne 40% kupowane jest od niezależnych producentów energii cieplnej (IHP). Na rynku produkcji ciepła funkcjonuje 23 nieregulowanych i 20 regulowanych niezależnych producentów energii cieplnej.

Zmiana popytu na ciepło systemowe

W większych miastach rośnie liczba nowych użytkowników. W samym Kownie w 2022 r. do miejskiej sieci ciepłowniczej podłączono sześć dużych przedsiębiorstw, ponadto rozpoczęto realizację ośmiu kolejnych projektów. Łącznie na lata 2021-2022 wpłynęły wnioski o przyłączenie około 300 tys. m² budynków wielorodzinnych i usługowych. Najnowszym projektem, który ma zostać podłączony do miejskiej sieci ciepłowniczej, jest podgrzewany trawnik stadionu piłkarskiego. Jest to pierwszy tego typu projekt na Litwie. Innym przykładem jest Kłajpeda, gdzie w 2022 roku ponad 50 nowych klientów – nowe i stare budynki mieszkalne, centra handlowe, biurowce, firmy portowe – zamówiło usługi grzewcze. Trend ten obejmuje nie tylko dołączanie nowych klientów, ale także tych, którzy wcześniej podjęli decyzję o odłączeniu od sieci.

W ciągu ostatniej dekady całkowita liczba konsumentów wzrosła o prawie 10% – z 658 tys. do 727 tys.

W małym miasteczku Możejki zainteresowanie indywidualnych właścicieli domów przyłączeniem do sieci ciepłowniczej jest wyjątkowe. Dzięki wsparciu z funduszy strukturalnych firma zrealizowała trzy projekty rozbudowy niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej, zbudowała 14,3 km nowych niskotemperaturowych sieci oraz podłączyła 131 nowych klientów. Zanieczyszczenie powietrza w połączonych dzielnicach znacznie się zmniejszyło.

Litewskie systemy ciepłownicze spełniają kryteria efektywności energetycznej określone przez Unię Europejską i dlatego są uważane za efektywne energetycznie. Do podłączania do systemów ciepłowniczych od 2021 r. zachęcają również nowe wymagania budowlane, zgodnie z którymi centralne ogrzewanie na Litwie zostało uznane za odpowiednie dla budynków klasy A++, ponieważ większość ciepła sieciowego jest wytwarzana ze źródeł odnawialnych.

Średnie roczne zużycie ciepła w budynkach mieszkalnych wynosi około 130 kWh/m². Przeciętny właściciel mieszkania wydaje średnio około 1,8 Euro/m² na ogrzewanie w typowych starych, słabo ocieplonych

blokach mieszkalnych, w których mieszka większość populacji, 0,75 Euro/m² w wysokiej jakości blokach mieszkalnych i 2,6 Euro/m² w blokach mieszkalnych w bardzo złym stanie. Oczywiście liczby te różnią się w zależności od średnich temperatur zewnętrznych.

W celu zachęcenia zarządców i mieszkańców budynków wielorodzinnych do podjęcia wszelkich niezbędnych działań w celu zapewnienia efektywnego wykorzystania energii cieplnej, latem 2022 r. weszły w życie nowelizacje ustaw o gospodarce cieplnej i modernizacji domów wielorodzinnych. Prawo wymaga, aby do 1 lipca 2026 r. systemy ogrzewania i zaopatrzenia w ciepłą wodę we wszystkich litewskich budynkach wielomieszkaniowych spełniały nowe obowiązkowe wymagania. Systemy niezgodne z nową normą muszą zostać zmodernizowane. Na wdrożenie nowych wymagań przewidziany jest okres 4 lat.

BARIERY I NAJLEPSZE PRAKTYKI W ZAKRESIE INTEGRACJI NISKOTEMPERATUROWYCH OZE W WYSOKOTEMPERATUROWYCH SIECIACH CIEPŁOWNICZYCH

Integracja "niskotemperaturowych" źródeł energii w wysokotemperaturowych sieciach ciepłowniczych jest trudnym przedsięwzięciem, opisanym przez bariery i najlepsze praktykami, przedstawione poniżej. Proponowana analiza opiera się na różnych źródłach danych – badaniu źródeł wtórnych, ankiecie internetowej przeprowadzonej wśród 109 ekspertów w tej dziedzinie oraz indywidualnym wywiadzie z ekspertami.

Strona | 56

BARIERY

Bariery regulacyjne. Istotną rolę mogą odgrywać bariery regulacyjne utrudniające integrację rozproszonego ciepła z OZE lub ciepła odpadowego w sieciach ciepłowniczych. Konieczne jest prawidłowe i przejrzyste wdrożenie TPA, w przeciwnym razie dostęp do sieci przez wytwórców trzecich będzie niemożliwy. W niektórych krajach proces ten jest dobrze rozwinięty (np. na Litwie), podczas gdy w innych (np. w Polsce) przebiega mniej płynnie. Zgodnie z ankietą internetową przeprowadzoną w ramach projektu Low2HighDH, w przypadku 28% odpowiedzi głównym czynnikiem, który utrudnia integrację niskotemperaturowych OZE z wysokotemperaturową siecią ciepłowniczą, są bariery regulacyjne. Ponadto w przypadku 44% odpowiedzi uznano, że wsparcie polityczne na rzecz opracowania odpowiednich środków regulacyjnych ma duży wpływ na proces integracji.

Bariery techniczne. W przypadku 47% odpowiedzi udzielonych w badaniu Low2HighDH bariery techniczne są najbardziej istotne dla integracji odnawialnych źródeł energii o niskiej jakości. Głównym problemem jest różnica temperatur ciepła w sieci i ciepła wprowadzanego przez rozproszone źródła. W przypadku wystąpienia różnic, dodatkowe koszty związane z bilansowaniem mogą być znaczące. Można zastosować bardziej złożone rozwiązania, takie jak wykorzystanie oddzielnych magazynów energii, które służą jako interfejs do połączenia z siecią. W ten sposób rozproszone źródła energii zasilają magazyn, który jest następnie podłączony do sieci (np. za pomocą pompy ciepła) i zarządzany przez przedsiębiorstwo ciepłownicze. Bardziej złożone rozwiązania wymagają dodatkowego wysiłku i większych inwestycji. Jak wynika z badania L2H, dla 45% respondentów przerywany charakter dostępności odnawialnych źródeł energii może stanowić problem techniczny, ponieważ w każdym przypadku konieczne może być zastosowanie urządzeń rezerwowych.

Bariery finansowe. Bariery finansowe są uważane za najważniejsze bariery w 45% odpowiedzi zebranych w badaniu Low2HighDH. Brak finansowania i inwestycji oraz wysokie koszty początkowe są uważane za główne czynniki hamujące integrację rozproszonej produkcji ciepła z OZE/ciepła odpadowego w wysokotemperaturowej sieci ciepłowniczej. Bariery finansowe mają znaczenie zarówno dla operatorów sieci ciepłowniczych, jak i zewnętrznych wytwórców energii. Operatorzy sieci ciepłowniczych mogą ponosić wyższe koszty eksploatacji sieci ze względu na kwestie związane z bilansowaniem i kontrolowaniem wszystkich rozproszonych źródeł wytwarzania energii. Zewnętrzni wytwórcy energii ponoszą wysokie koszty inwestycyjne związane z budową obiektów do wytwarzania ciepła (nie dotyczy to energii wodnej) oraz podłączeniem do głównej sieci ciepłowniczej. Ponadto ponoszą koszty eksploatacyjne, ponieważ muszą spełniać wymagania techniczne (np. temperatura i ciśnienie wtrysku). Może to prowadzić do wniosku, że tylko operatorzy posiadający odpowiednią wiedzę specjalistyczną (np. kompleksy przemysłowe, przedsiębiorstwa energetyczne itp.) mogą pełnić rolę zewnętrznych wytwórców energii.

Sytuacja ta różni się od sytuacji na rynku energii elektrycznej, gdzie nawet gospodarstwa domowe mogą być producentami podłączonymi do sieci.

NAJLEPSZE PRAKTYKI I CZYNNIKI NAPĘDZAJĄCE

Strona | 57

Integracja niskotemperaturowych odnawialnych źródeł energii w wysokotemperaturowych sieciach ciepłowniczych obejmuje wiele działań opartych na najlepszych praktykach i czynnikach sprzyjających otwarciu sieci na wprowadzanie ciepła pochodzącego z rozproszonego wytwarzania. Na niektóre istotne aspekty zwraca uwagę (Selvakkumaran, et al., 2021), który pokazuje, że zintegrowanie generacji rozproszonej z OZE może dać wiele pozytywnych korzyści, w szczególności:

- **Oszczędność kosztów.** Koszt krańcowy energii cieplnej pochodzącej z generacji rozproszonej może być niższy od kosztu krańcowego ciepła dostarczanego przez ciepłownię główne (Selvakkumaran, et al., 2021). W związku z tym integracja produkcji rozproszonej może decydować o oszczędnościach. Ponadto uzależnienie od produkcji rozproszonej prowadzi do unikania lub opóźniania inwestycji w uzupełniające źródła ciepła dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego, co determinuje dalsze oszczędności kosztów (Selvakkumaran, et al., 2021).
- **Poprawa profilu środowiskowego i handlowego przedsiębiorstw ciepłowniczych.** Włączenie do sieci rozproszonej produkcji ciepła z OZE poprawia profil środowiskowy i status komercyjny przedsiębiorstw ciepłowniczych (Selvakkumaran, et al., 2021). Może to przyciągnąć klientów komercyjnych, ponieważ, korzystanie z ciepła pochodzącego ze źródeł odnawialnych można wykazać w swoim raporcie środowiskowym lub wykorzystać do wypełnienia zobowiązań w zakresie redukcji emisji lub do uzyskania dobrowolnej certyfikacji w zakresie zrównoważonego rozwoju. Ponadto integracja ciepła odpadowego z siecią ciepłowniczą prowadzi do wzrostu obiegu zamkniętego (Selvakkumaran, et al., 2021).
- **Ogólny wzrost efektywności energetycznej sieci ciepłowniczej.** Integracja rozproszonej produkcji ciepła z OZE lub nadmiaru ciepła oznacza globalny wzrost efektywności energetycznej i zmniejszenie zużycia energii pierwotnej. W szczególności integracja nadmiaru ciepła przyczynia się do zwiększenia wydajności, ponieważ zmniejsza się straty energii. Wykorzystanie OZE pozwala na zmniejszenie zużycia energii pierwotnej w eksploatacji sieci ciepłowniczych, eksploatację lokalnych zasobów (np. biomasy na Litwie) oraz redukcję emisji. Uważa się, że ograniczenie i bardziej efektywne wykorzystanie źródeł energii ma wpływ również na kwestie bezpieczeństwa energetycznego. W 28% odpowiedzi udzielonych w naszym badaniu stwierdzono, że integracja OZE/ciepła odpadowego z siecią ciepłowniczą przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego.

WNIOSKI

Niniejszy raport ilustruje ogólny przegląd dynamiki rynku sektorów ciepłowniczych w UE, ze szczególnym uwzględnieniem Polski, Słowacji i Litwy. Analizowany jest kontekst rynkowy w zakresie wytwarzania i konsumpcji, a także główne ramy regulacyjne.

Z analizy wynika, że sytuacja w Polsce i na Słowacji jest podobna, a rynek zdominowany jest przez wytwarzanie energii z paliw kopalnych, np. węgla w Polsce i gazu ziemnego na Słowacji. Sytuacja na Litwie jest inna – rynek jest zdominowany przez wytwarzanie energii z OZE, a konkretnie w 80% z biomasy pochodzącej z lokalnych źródeł,

Model opracowany na Litwie można zastosować na Słowacji, ponieważ oba rynki mają porównywalne wymiary (np. około 10 TWh/rok) i opierają się na podobnych technologiach (np. opracowanych w okresie sowieckim/socjalistycznym). Słowacja mogłaby również pozyskiwać biomasę lokalnie i zastąpić import gazu ziemnego. Byłby to istotny krok w kierunku zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego (niezależność energetyczna jest jednym z wymiarów bezpieczeństwa energetycznego), zwłaszcza w obecnym okresie charakteryzującym się dużą niestabilnością geopolityczną spolaryzowaną wojną rosyjsko-ukraińską. Rosja była głównym dostawcą gazu ziemnego do UE, dlatego zmniejszenie zużycia gazu ziemnego jest celem strategicznym.

Jeśli chodzi o Polskę, sytuacja jest inna, ponieważ rynek jest znacznie większy (80 TWh/rok). Dlatego należy wdrażać inne rozwiązania, w szczególności należy rozważyć zmniejszenie wykorzystania węgla i poprawę śladu węglowego sektora. Polska mogłaby również w dużym stopniu opierać się na wytwarzaniu energii z biomasy, ale samo to rozwiązanie prawdopodobnie nie wystarczy, biorąc pod uwagę zapotrzebowanie rynku. Integracja ciepła przemysłowego, modernizacja elektrociepłowni, poprawa efektywności budynków, wprowadzenie podsięci ciepłowniczych pracujących przy niższej temperaturze itp. to możliwe rozwiązania, które można wykorzystać w celu osiągnięcia wymiernych rezultatów na poziomie krajowym w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla.

Również pod względem zasad rynkowych można stwierdzić, że Litwa posiada bardziej zaawansowane i wyrafinowane ramy, ponieważ wytwarzanie ciepła opiera się całkowicie na zasadach wolnego rynku. Miesięcznie organizowane są aukcje, w których uczestniczą producenci ciepła ze swoimi ofertami, a następnie tworzona jest lista rankingowa. Mechanizm ten jest podobny do mechanizmu funkcjonującego na rynku energii elektrycznej. Oferty są przyjmowane w kolejności rosnącej ceny, aż do całkowitego zaspokojenia popytu.

Ramy rynkowe stosowane na Litwie można by przenieść do innych krajów, przede wszystkim do Słowacji, ze względu na podobieństwa kontekstowe omówione powyżej. Można je jednak wdrożyć również na większych rynkach, ponieważ sieci ciepłownicze są zazwyczaj oparte na gminach, a większy rynek oznacza więcej gmin, więc nie przewiduje się wzrostu złożoności ze względu na skalę rynku. Wdrożenie wolnego rynku po stronie wytwarzania energii sprzyałoby upowszechnieniu odnawialnych źródeł energii lub integracji ciepła odpadowego, ponieważ operatorzy wiedzą, że mogą działać w ramach przejrzystych i sprawiedliwych mechanizmów, tak jak ma to miejsce w przypadku rynku energii elektrycznej.

Analiza polskiego, słowackiego i litewskiego rynku pokazuje, że sektor ciepłowniczy oferuje istotne możliwości zwiększenia udziału systemów opartych o zrównoważony rozwój i modernizacji modeli biznesowych. Przykład litewski pokazuje, że pomimo ograniczeń technicznych możliwe jest zrestrukturyzowanie tego sektora w celu spełnienia wymagań dotyczących dekarbonizacji.

Odwołania

- Bacquet, A. i wsp., 2022. *Przegląd rynków systemów ciepłowniczych i chłodniczych oraz ram regulacyjnych w ramach zmienionej dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii: sprawozdanie główne. Trend DHC (ENER/C1/2018-496)*, Luksemburg: Urząd Publikacji Unii Europejskiej.
- Bianco, V., Tagliafico, L. A. & Scarpa, F., 2014. Analiza i perspektywy na przyszłość zużycia gazu ziemnego we włoskim sektorze mieszkaniowym. *Konwersja i zarządzanie energią*, tom 87, s. 754-764.
- Billerbeck, A. i in., 2023. Ramy polityki dla ciepłownictwa: kompleksowy przegląd i analiza przepisów i środków wsparcia w całej Europie. *Polityka energetyczna*, tom 173, s. 113377.
- Büchele, R., Kranzl, L. & Hummel, M., 2018. Jaki jest wpływ ram polityki na przyszłość ciepłownictwa w krajach Europy Wschodniej? Przypadek Braszowa. *Przeglądy Strategii Energetycznej*, tom 19, s. 72-75.
- CHVALKOVSKÁ, J. i in., 2011. *Badanie stanu ciepłownictwa*, Praga: Uniwersytet Ekonomiczny.
- CIKHART, J. i wsp., 1989. Systemy zaopatrzenia w ciepło miejskie. W: Praga: SNTL - Państwowe Wydawnictwo Literatury Technicznej, s. 560.
- GALINDO FERNÁNDEZ, M. i wsp., 2021. *Integracja odnawialnych źródeł ciepła i chłodu odpadowego z systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi*, s.l.: EU JRC.
- Gjoka, K., Rismanchi, B. i Crawford, R. H., 2023. Systemy ciepłownicze i chłodnicze piątej generacji: przegląd najnowszych osiągnięć i barier wdrożeniowych. *Przeglądy energii odnawialnej i zrównoważonej*, tom 171, s. 112997.
- MAE, 2022 r. *Polska 2022. Przegląd Polityki Energetycznej*, Paryż: Międzynarodowa Agencja Energetyczna.
- IRENA i Uniwersytet w Aalborgu, 2021. *Integracja niskotemperaturowych odnawialnych źródeł energii w systemach ciepłowniczych: Wytyczne dla decydentów*, s.l.: Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej.
- Lipka, M. & Rajewski, A., 2020. Regres w ciepłownictwie jądrowym. Potrzeba nowego spojrzenia na kogenerację. *Postępy w energetyce jądrowej*, tom 130, str. 103518.
- Martinot, E., 1997. *Inwestycja mająca na celu poprawę efektywności energetycznej istniejących budynków mieszkalnych w krajach byłego Związku Radzieckiego*. Waszyngton: Świat Banck.
- Mataszcz, 2020. *Dekarbonizacja sektora ogrzewania i chłodzenia – promocja ekologicznego ogrzewania komunalnego w regionie Dunaju*, Budapeszt: Program Ponadnarodowy Interreg Dunaj.
- Oravcova, V., 2022. *Energia bez Rosji - Raport krajowy Słowacja*, s.l.: Friedrich-Ebert-Stiftung.
- Selvakkumaran, S., Axelsson, L. & Svensson, I.-L., 2021. Czynniki i bariery dla integracji prosumentów w szwedzkim sektorze ciepłowniczym. *Raporty energetyczne*, tom 7, s. 193-202.
- Słowacka Agencja ds. Innowacji i Energii, 2014 r. *Systemy zaopatrzenia w ciepło miejskie - przegląd aktualnego stanu*, Bratysława: s.n.

Talarek, K., KnitterPiątkowska, A. & Garbowski, T., 2023. Wyzwania dla ciepłownictwa w Polsce. *Odkryj energię*.

URSO, 2022 r. *Raporty roczne Urzędu Regulacyjnego dla Branż Sieciowych 2009-2022*, s.l.: s.n.

Bank Światowy, 2018. *Transformacja energetyczna w Polsce. Droga do zrównoważonego rozwoju w sektorze energii elektrycznej i ciepłownictwa*, Waszyngton: Grupa Banku Światowego.

Strona | 60

Zeh, R. i in., 2023. Wielkoskalowe systemy kolektorów geotermalnych dla sieci ciepłowniczych i chłodniczych 5. generacji. *Zrównoważony rozwój*, 13(13), s. 6035.