

# Model kształtowania cen ciepła systemowego w Polsce w ocenie branży i regulatora

A model for system heat pricing in Poland from the perspective of district heating companies and the regulator

MAŁGORZATA NIESTĘPSKA

DOI 10.36119/15.2024.4.1

Aktualizacja założeń pakietu „Fit for 55” wprowadzona nowelą dyrektyw ETS, EE, OZE i IED w 2023 r. stawia przed sektorem energetycznym, a w szczególności ciepłownictwem ogromne wyzwania w zakresie dekarbonizacji. Nowa odsłona „Zielonego Ładu” oraz koncepcji „REPowerEU” stawia na radykalną poprawę efektywności energetycznej, a w szczególności poprawienie charakterystyki energetycznej budynków, co oznacza sukcesywne kurczenie się rynku ciepła. Mniejsza sprzedaż oznacza mniejsze przychody dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dostawcy ciepła muszą zmierzyć się z wyzwaniem zachowania konkurencyjnej ceny przy niższym wolumenie sprzedaży, a jednocześnie realizować kapitałochłonne inwestycje w zazielenienie i efektywność systemów ciepłowniczych. Nowela dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej ustanowiła nową definicję „efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych” wyznaczając termin zdekarbonizowania systemów ciepłowniczych do 2050 roku. Zaledwie 20 % polskich systemów ciepłowniczych spełnia aktualną definicję, a więc nadal w znakomitej większości polskie systemy ciepłownicze nie są efektywne. Jednocześnie analiza sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw wykazuje, że nie dysponują one wystarczającymi środkami na inwestycje. Ceny ciepła w Polsce w przypadku przedsiębiorstw koncesjonowanych są w pełni regulowane. Sytuacja ekonomiczna sektora od kilku lat ulega pogorszeniu. W szczególności problemy z rentownością i płynnością finansową wykazują przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji, czyli najbardziej preferowane w efektywnym systemie ciepłowniczym. Co jest przyczyną niezadawalającej dynamiki transformacji sektora ciepła systemowego? Jak można naprawić tę sytuację? Czy kluczowa jest rewizja zasad regulacji cen ciepła czy wystarczy intensyfikacja wsparcia finansowego? Czy model regulacji cen ciepła w Polsce powinien ulec liberalizacji wzorem Niemiec czy pozostać tylko nieznacznie skorygowany? Na te pytania odpowiadali uczestnicy warsztatów zorganizowanych przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie podczas XIII Konferencji Rynku Ciepła Systemowego w dniach 27-29 lutego 2024 r. w Lublinie.

*Słowa kluczowe: ciepłownictwo, ceny ciepła, polityka klimatyczna, REPower, Zielony Ład, energia*

The update of the 'Fit for 55' package introduced by the amendment of the ETS, EE, RES and IED directives in 2023 poses enormous challenges for the energy sector and in particular the heating sector in terms of decarbonisation. The new iteration of the "Green Deal" and the "REPowerEU" concept puts the focus on a radical improvement of energy efficiency which means a successive shrinking of the heat market. With declining revenues, district heating companies are challenged on the one hand to maintain a competitive price in relation to the substitute offer of electricity heating, and on the other hand they have to make capital-intensive investments in greening and efficiency. The amendment to the Energy Efficiency Directive established a new definition of 'efficient heating and cooling systems' setting a deadline of 2050 for decarbonising district heating systems. Only 20% of Polish district heating systems meet the current definition, so the vast majority of Polish district heating systems are still not efficient. At the same time, an analysis of the economic situation of companies shows that they do not have sufficient funds for investment. Heat prices in Poland for licensed companies are fully regulated. The economic situation of the sector has been deteriorating for several years. In particular, companies producing heat in cogeneration, i.e. the most preferred in an efficient district heating system, are showing problems with profitability and liquidity. What is the reason for the unsatisfactory transformation dynamics of the district heating sector? How can this situation be rectified? Is a revision of heat price regulation principles crucial or is intensification of financial support sufficient? Should the heat price regulation model in Poland be liberalised following the German model or remain only slightly adjusted? These questions were answered by participants in a workshop organised by the Polish Heating Industry Chamber of Commerce during the 13th System Heat Market Conference on 27-29 February 2024 in Lublin.

*Keywords: district heating, heat prices, climate policy, REPower, Green Deal, energy*

Przed sektorem ciepłownictwa oraz odbiorcami ciepła Unia Europejska stawia na kolejne lata ogromne wyzwania w zakresie transformacji w całym łańcuchu ży-

cia ciepła i energii jako zasobu o określonej użyteczności. W kontekście ostatniej aktualizacji polityk „Zielonego Ładu” oraz koncepcji „REPowerEU” nowego znacze-

nia nabiera stwierdzenie: „najtańsza energia to energia nie zużyta”. W klasycznym podejściu początkiem cyklu życia energii zawartej w paliwach kopalnych jest ich

wydobycie oraz przetworzenie w instalacjach do postaci energii elektrycznej, ciepła, chłodu, lub energii kinetycznej. W nowej perspektywie, początkiem łańcucha życia energii jako zasobu niezbędnego dla funkcjonowania dzisiejszego świata jest końcowe zapotrzebowanie odbiorcy danej formy energii. Dlatego kluczowym podejściem polityki „Zielonego Ładu” jest ograniczenie zużycia energii na końcu jej cyklu życia, aby poprzez zmniejszanie zapotrzebowania na moc w poszczególnych etapach jej przekształcania ostatecznie wrócić do początku cyklu i zminimalizować zapotrzebowanie na energię pierwotną.

Pakiet „Fit for 55” wytycza między innymi kierunek przebudowy, modernizacji oraz dekarbonizacji sektora ciepłowniczego i chłodniczego. Zmieniona w końcu 2023 r. dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej zmienia definicję „efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych” wyznaczając ścieżkę do całkowicie zdekarbonizowanych systemów ciepłowniczych do 2050 roku. Definicja określa harmonogram wdrażania kamieni milowych dla wymiany mocy w systemach ciepłowniczych na odnawialne źródła ciepła oraz ciepło odpadowe docelowo do 100% w 2050 roku. Alternatywnie, realizacja pakietu wymaga sukcesywnej redukcji emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła: do 200 g/kWh do końca 2025 r., 150 g/kWh od 2026 r., 100 g/kWh od 2035 r., 50 g/kWh od 2045 r. oraz osiągnięcie całkowitej neutralności klimatycznej do 2050 r. Według nowej definicji efektywnego systemu ciepłowniczego obowiązki w poszczególnych latach do 2050 r. zostały sformułowane szczegółowo w Art. 26 ust. 1 i 2 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmienione rozporządzeniem (UE) 2023/955 (wersja przekształcona) i brzmią następująco:

„a) do dnia 31 grudnia 2027 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50 % połączenie takiej energii i ciepła;

b) od dnia 1 stycznia 2028 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, w co najmniej 80 % ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub co najmniej połączenie takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział energii ze

źródeł odnawialnych wynosi co najmniej 5 %, a całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50 %;

c) od dnia 1 stycznia 2035 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 80 % i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %;

d) od dnia 1 stycznia 2040 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 95 % energię ze źródeł odnawialnych, ciepło odpadowe i ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %;

e) od dnia 1 stycznia 2045 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe;

f) od dnia 1 stycznia 2050 r. – system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.

2. Jako alternatywę dla kryteriów określonych w ust. 1 niniejszego artykułu państwa członkowskie mogą również wybrać kryteria w zakresie zrównoważonego rozwoju oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom, z uwzględnieniem środków wdrożonych w celu wypełnienia obowiązku na podstawie art. 24 ust. 4 dyrektywy (UE) 2018/2001. W przypadku wyboru tych kryteriów efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy to system, który ma następujące maksymalne wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom:

a) do dnia 31 grudnia 2025 r.: 200 g/kWh;

b) od dnia 1 stycznia 2026 r.: 150 g/kWh;

c) od dnia 1 stycznia 2035 r.: 100 g/kWh;

d) od dnia 1 stycznia 2045 r.: 50 g/kWh; e) od dnia 1 stycznia 2050 r.: 0 g/kWh.”<sup>1</sup>

Jest to scenariusz, który przy dzisiejszej strukturze rynku ciepła systemowego i progresji zmian w Polsce wydaje się dość utopijny. Tymczasem twórcy pakietu „Fit for 55” przyjęli również, że instrumentem mającym kluczowe znaczenie w osiąganiu opisanych wyżej kamieni milowych przekształcania systemów ciepłowniczych i chłodniczych na efektywne, będzie obowiązkowe tworzenie lokalnych planów ogrzewania i chłodzenia dla gmin powyżej 45 000 mieszkańców. Domknięciem realizacji tych bardzo ambitnych celów jest rewizja dyrektywy ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych (ETS)<sup>2</sup>. Najważniejsze zmiany dotyczą zasady przydziału bezpłatnych uprawnień na lata 2026-2030, wprowadzenia obowiązku sporządzenia planów neutralności klimatycznej oraz zmiany zasady sumowania mocy, z której wyłącza się jednostki o mocy nominalnej niższej niż 3 MW. Plan neutralności klimatycznej jest bowiem silnie skorelowany z założeniami osiągnięcia całkowitej neutralności klimatycznej systemów ciepłowniczych po 2050 r. Jak podają autorzy publikacji pt. „Fit for 2050. Uwolnienie potencjału efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w celu dekarbonizacji Europy” przygotowanej przez Euroheat & Power szacuje się, że aby zrealizować założenia REPower trzeba zainwestować w sieci ciepłownicze w UE ok. 144 mld euro tylko do 2030 roku<sup>3</sup>. I to właśnie aspekt finansowy jest słabą stroną tego planu i istotną barierą realizacji kamieni milowych. Istotny problem może stanowić finansowanie – przy zapewnieniu zadowalającego zwrotu z inwestycji – nawet dla przedsiębiorstw użyteczności publicznej. Według raportu przygotowanego przez Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych pt. „Dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego w Polsce w świetle pakietu „Fit for 55” z kwietnia 2022 r. „dostosowanie polskiego sektora ciepłownictwa systemowego do wymogów zaproponowanych w projekcie regulacji pakietu „Fit for 55” będzie kosztowało:

1 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie.

2 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

3 Heat Matters: the missing link in the REPower EU, Aalborg University 2023.

– od 95 mld zł do 170 mld zł – nakłady inwestycyjne na infrastrukturę wytwórczą,  
– od 76 mld zł do 100 mld zł – nakłady inwestycyjne na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,  
– od 106 mld zł do 140 mld zł – nakłady inwestycyjne na modernizację instalacji odbiorczych.

Sumarycznie oznacza to co najmniej 277 mld zł do 410 mld zł nakładów inwestycyjnych do poniesienia w perspektywie do 2045 roku na transformację sektora ciepłownictwa systemowego, przy czym znaczna część nakładów inwestycyjnych jest konieczna do wydatkowania już do roku 2026 – nakłady inwestycyjne na poziomie od 145 do 250 mld zł.<sup>4</sup>

Czy sektor ciepła jest na to gotowy? Jak wygląda sytuacja finansowa ciepłownictwa w Polsce i czy może stanowić barierę dla transformacji w tempie wskazanym w wymienionych wyżej, znowelizowanych dyrektywach.

Otóż ostatni raport Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2022” pokazuje brak przygotowania w zakresie wymaganych środków pieniężnych i kapitału polskich przedsiębiorstw koncesjonowanych objętych pełną regulacją cen ciepła, usług przesyłu, dystrybucji oraz opłat za przyłączenie. Nakłady na inwestycje w roku 2022, jak podaje URE były rekordowe i wyniosły 4,73 mld zł do średnio ok. 3 mld w latach poprzednich. Co jest wynikiem imponującym, mając na uwadze prezentowane poniżej wyniki finansowe

Tabela 1 Wskaźniki ekonomiczne przedsiębiorstw ciepłowniczych w latach 2002, 2021-2022  
Table 2 Economic indicators of district heating companies 2002, 2021-2022

Wskaźniki	2022	2021	2002	2022/2021	2022/2002
Całkowite zadłużenie	0,59	0,52	0,37	1,13	1,59
Płynność <sup>1</sup>	0,55	0,62	0,71	0,89	0,77
Stopień pokrycia inwestycji przez środki własne	76,18%	62,32%	78,70%	1,22	0,97

<sup>1</sup>Płynność jako iloraz należności bieżących do zobowiązań krótkoterminowych

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Z ekonomicznego punktu widzenia przedsiębiorstwa ciepłownicze, w szczególności produkujące ciepło z priorytetowej w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego kogeneracji, nie tylko nie zapewniają zadowalającego zwrotu z inwestycji, ale od czterech lat generują stratę.

W powyższym zestawieniu istotnych wskaźników ekonomicznych zwraca uwagę spadającą płynność oraz wzrastające zadłużenie przedsiębiorstw. Natomiast dość wysoki stopień pokrycia inwestycji środkami własnymi tj. wkładem własnym, zyskiem netto, amortyzacją oraz wpływami ze sprzedaży aktywów może świadczyć o problemie z dostępem do kapitału obcego w formie kredytów lub dotacji. Należy przy tym zauważyć, że zgodnie z zapisami art. 46 ust. 7 rozporządzenia GBER<sup>6</sup> w kolejnych latach poziom pomocy publicznej nie może przekraczać 30 %. Wyjątkiem jest przypadek pomocy publicznej udzielanej w ramach wykazanej luki w finansowaniu, a więc na przykład inwestycji czysto odtworzeniowych. W takich przypadkach intensywność pomocy publicznej może wynieść nawet 100 % luki finansowej.

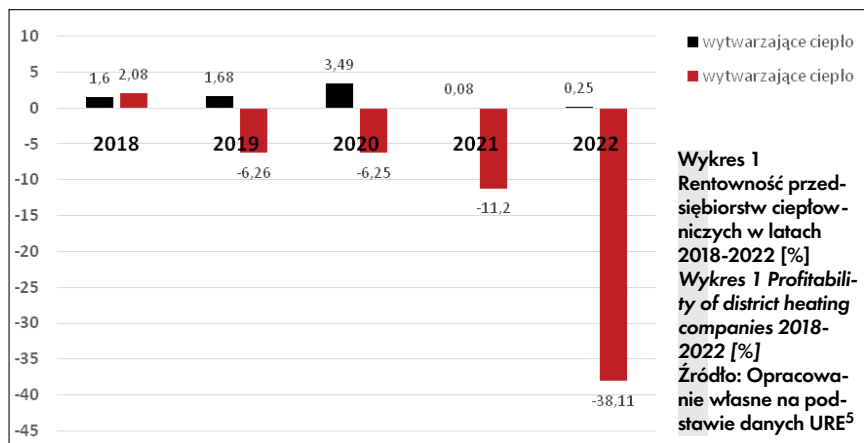
Rozporządzenie przewiduje również możliwości zwiększenia intensywności pomocy publicznej dla małych i średnich przedsiębiorstw. W przypadku dużych przedsiębiorstw, elektrociepłowni opartych na węglu sytuacja nie wygląda dobrze z perspektywy ekonomicznej zdolności do realizacji kamieni milowych pakietu „Fit for 55” w tym „REPowerEU”.

Obecną kondycję finansową przedsiębiorstw należy zderzyć z prognozą istotnego spadku sprzedaży ciepła w perspektywie realizacji pakietu. Spadek mocy zamówionej oraz sprzedaży ciepła będzie wynikiem z realizacji działań w zakresie renowacji, termomodernizacji, nowych wymagań efektywności budynków oraz zmian pogody w naszej strefie klimatycznej i systematycznego ocieplania się klimatu.

Branża ciepłownicza nie może więc liczyć na rentę od rozwoju, nowych przyłączy i wzrostu sprzedaży. W dużych aglomeracjach być może wolumen sprzedaży ciepła będzie stabilny, ale w większości średnich i małych miejscowości wolumen sprzedaży będzie spadał. Będzie to wymuszało efektywność kosztową w obszarze ograniczania kosztów stałych w pozycjach innych niż rosnąca w efekcie realizowanych inwestycji amortyzacja. Co stanowi kolejne wyzwanie dla przedsiębiorstw dostarczających ciepło systemowe.

Opisana wyżej bardzo trudna sytuacja polskiego sektora ciepła systemowego wymaga działań naprawczych, jeśli ma podołać przyjętym kamieniom milowym w zakresie dekarbonizacji. Ciepło bowiem jest usługą powszechną, a zapewnienie jego dostaw zadaniem państwa realizowanym na szczeblu gminy.

Logiczne podejście do ochrony ograniczonych zasobów oraz cel minimalizacji kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych tylko pozornie kłóci się z dążeniem do rozwoju rynku sektora energetycznego i celu maksymalizacji zysku przez przedsiębiorstwa sektora energetycznego. Jest to jednak tylko kwestia perspektywy. Tradycyjne ciepłownictwo jest postrzegane przez pryzmat lokalnych przedsiębiorstw i lokalnych sieci jako lokalny rynek. Pomimo konkurencji substytucyjnej nadal traktowane jest jako monopol naturalny co ma uzasadniać regulację cen



przedsiębiorstw. W szczególności o słabej kondycji ekonomicznej sektora świadczą: wskaźniki rentowności i całkowitego zadłużenia, płynności czy stopnia pokrycia inwestycji przez środki własne. Tymczasem z wymienionego wyżej raportu PTEZ wynika, że skala nakładów inwestycyjnych powinna być czterokrotnie zwiększona.

4 <https://ptez.pl/raporty/dekarbonizacja-cieplownictwa-systemowego-w-polsce-w-swietle-pakietu-fit-for-55/>; [data dostępu: 06.03.2024r.]

5 Energetyka ciepła w liczbach – 2022, [red.] Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE/Oddział Terenowe URE/ szczegółowe dane opracował Robert Kościelowski; Urząd Regulacji Energetyki, 2023

6 Rozporządzenie Komisji (UE) 2023/1315 z dnia 23 czerwca 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu oraz rozporządzenie (UE) 2022/2473 uznające niektóre kategorie pomocy udzielanej przedsiębiorstwom prowadzącym działalność w zakresie produkcji, przetwórstwa i wprowadzania do obrotu produktów rybołówstwa i akwakultury za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.

w celu ochrony odbiorców ciepła przed praktykami monopolistycznymi. Mało kto zauważa, że ten paradygmat jest już w dobie powszechnego dostępu do informacji o cenach ciepła, energii, paliw w dowolnym miejscu kraju i poza jego granicami, po prostu nieaktualny. Co prawda zapisy prawa dają chwilową przewagę rynkową efektywnym systemom ciepłowniczym jako rozwiązanie pierwszego wyboru zaopatrzenia w ciepło, jednak dynamika zmian rozwiązań technologicznych na rynku oraz redefiniowanie pojęcia efektywnego systemu ciepłowniczego zniwelują i tą pozorną przewagę. Czas więc przyjrzeć się dzisiejszemu modelowi kształtowania cen ciepła w kontekście potrzeb generowania środków na inwestycje w dekarbonizację sektora ciepła oraz efektów zmian rynku ciepła wyrażonych ceną usługi dla odbiorcy.

Obecnie funkcjonujący w Polsce model kształtowania cen ciepła systemowego pochodzącego z sieci ciepłowniczej jest regulowany przez Urząd Regulacji Energetyki na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne<sup>7</sup> oraz rozporządzenia o szczegółowych zasadach kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.<sup>8</sup> Zatwierdzone są zarówno ceny dystrybucji i przesyłu energii dla wszystkich odbiorców jak i ceny ciepła kupowanego do sieci ciepłowniczej. Wyłączone z tych regulacji są jedynie źródła lokalne lub mikrosystemy ciepłownicze o mocy mniejszej niż 5 MW termicznych. W przypadku rynków gazu oraz energii elektrycznej ceny regulowane energii i paliwa obejmują tylko odbiorców w gospodarstwach domowych o ile nie zdecydują się na umowę komercyjną oraz regulowane są taryfą ceny usług sieciowych dystrybucji i przesyłu. Gaz oraz energia elektryczna sprzedawane są na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), czyli rynku nieograniczonej konkurencji. Należy przy tym wspomnieć, że w roku 2023 ograniczono niestety efekt konkurencyjnego, transparentnego mechanizmu kreowania cen energii elektrycznej w ramach równowagi popytu i sprzedaży na rynku, znosząc obbligo giełdowe dla sprzedaży. Na szczęście punktem odniesienia pozostał rynek bilansujący.

Wracając jednak do zasad ustalania cen ciepła jest to ostatni rynek w pełni regulowany w Polsce i Unii. Ceny ciepła ze źródeł konwencjonalnych regulowane są

taryfą kosztową, która jest oparta o kalkulację progno rentowności z opcją ściśle określonej sztywnym modelem wartości zwrotu z kapitału. Źródła kogeneracyjne niezależnie od stosowanego paliwa i stosunku mocy cieplnej do elektrycznej regulowane są na zasadzie taryfy uproszczonej, bazującej na benchmarku taryf kosztowych dla danego paliwa uzupełnionych o współczynnik ustalany i publikowany wraz z benchmarkami przez Prezesa URE do końca miesiąca marca każdego roku. Benchmarki stanowiące bazę kalkulacji taryfy uproszczonej odzwierciedlają poziom cen taryf źródeł konwencjonalnych sprzed ponad 12 miesięcy. Oba modele taryfowe bazują na danych *ex post*. Tymczasem dynamika zmian otoczenia rynkowego przedsiębiorstw wzrasta, a wolumeny sprzedaży ciepła maleją z roku na rok, co przy pierwotnym założeniu kalkulacji na progno rentowności taryf kosztowych, a więc i benchmarku taryf uproszczonych zwiększa ryzyko braku pokrycia kosztów całkowitych, a nawet długoterminowo kosztów przeciętnych. Efekty tej dysfunkcji statycznej regulacji *ex post* były bardzo dotkliwe i odbiły się na i tak słabej kondycji przedsiębiorstw ciepłowniczych w latach 2021-2023. Niezależnie od stosowanej w nich technologii wytwarzania ciepła.

W Unii Europejskiej rynki ciepłownicze funkcjonują w różnych wariantach regulacyjnych zaczynając od całkowitej liberalizacji w Niemczech po regulację cen na rynku duńskim, estońskim czy czeskim. Zasady regulacji cen ciepła różnią się istotnie w poszczególnych krajach w zakresie poziomu ingerencji Regulatora w kalkulację i obowiązku zatwierdzenia. W Niemczech ceny ciepła systemowego są kształtowane na zasadach rynkowych, aczkolwiek ich struktura jest analogiczna jak w Polsce co do podziału na poszczególne komponenty odpowiednio zawarte w opłacie stałej i zmiennej. Model kalkulacji cen przedsiębiorca udostępnia odbiorcom ciepła. Niemieckie przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą skorygować ceny, adekwatnie do zmian na europejskich rynkach paliw. Cenniki przedsiębiorstw podlegają kontroli *ex post on request* przez Federalny Urząd Antymonopolowy, który może wszczynać kontrole w przypadku uzasadnionego podejrzenia naruszania praw konsumentów. Federalny Urząd Antymonopolowy posiada kompetencje do weryfikacji stosowanych taryf, współczynników przyjętych do obliczeń oraz przyjętej metodyki obliczeniowej. Czeski sektor ciepłowniczy podlega regulacji realizowanej poprzez regulatora ERU (*ang. Energy Regulatory Office*). Producenci lub dystrybutorzy ciepła w za-

twierdzanej taryfie mogą uwzględnić: ekonomicznie uzasadnione koszty działalności, rozsądny/godziwy zysk, podatek VAT. Wolumen jest szacowany na podstawie średnich ilości wyprodukowanego i dostarczonego do odbiorców ciepła z okresu od minimum 3 do maksimum 5 poprzednich lat kalendarzowych. Regulator corocznie publikuje ceny graniczne, poniżej których przedsiębiorstwa ciepłownicze nie podlegają regulacji w zakresie zatwierdzania taryf. Przedsiębiorstwa ciepłownicze kalkulują wstępne (na podstawie wartości oczekiwanych) i końcowe taryfy na ciepło (na podstawie rzeczywistych danych) dla lokalnych systemów ciepłowniczych, przedstawiają je urzędowi regulacji i mają prawo do bilansowania ewentualnych różnic. Urząd Regulacji co do zasady nie zatwierdza taryf i nie weryfikuje wszystkich wykonanych kalkulacji dostarczonych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Może jednak, w uzasadnionych przypadkach, kontrolować poprawność wyznaczenia cen ciepła.

Na tle tych przykładów Polska wyróżnia się wysokim stopniem ingerencji Regulatora w cenę ciepła systemowego, a tym samym jego odpowiedzialnością za stan finansów sektora objętego tą regulacją. W obliczu rosnących wyzwań, wynikających z wdrażania w życie polityki pakietu „Fit for 55” zapisami w unijnym prawie, należy rozważyć czy nie przyszedł czas na rewizję dotychczasowego modelu kształtowania cen ciepła systemowego w Polsce. Dotychczasowa skala inwestycji w transformację sektora ciepłownictwa, zgodna z założeniami „Zielonego Ładu” oraz „RE-PowerEU” oraz aktualny udział systemów ciepłowniczych spełniających dziś obowiązującą definicję systemu efektywnego jest bardzo daleka od celu wyznaczonego na rok 2030, nie wspominając o pełnej neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Mając na względzie opisane wyżej problemy środowiska ciepłowników Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie podjęła się wykonania badania mającego na celu poznanie stanowiska przedstawicieli sektora ciepłownictwa oraz przedstawicieli Regulatora co do diagnozy sytuacji oraz kierunku ewentualnych zmian modelu kształtowania ceny ciepła systemowego. Badania takie zostały przeprowadzone w trakcie warsztatów realizowanych podczas XIII Konferencji Rynku Ciepła Systemowego w dniach 27-29 lutego 2024 r. w Lublinie.

Celem warsztatów było zdiagnozowanie przez przedstawicieli przedsiębiorstw oraz dyrektorów oddziałów URE przyczyn słabej kondycji ekonomicznej

7 Ustawa Prawo energetyczne. (Dz.U.2024.266 t.j. z dnia 2024.02.28)

8 Ustawa o szczegółowych zasadach kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. (Dz.U.2020.718 z dnia 2020.04.23)

przedsiębiorstw koncesjonowanych w sektorze ciepłownictwa oraz wskazanie preferowanych kierunków zmian, w tym zmian modelu kształtowania cen ciepła. Uczestnicy warsztatów wspólnie, w trzynastu dziesięcioosobowych grupach, analizowali 8 studiów przypadku reprezentujących dwie kategorie zagadnień:

- problem słabej kondycji finansowej przedsiębiorstwa i deficyt środków na inwestycje niezbędne z punktu widzenia przepisów prawa oraz możliwości kontynuowania działalności przy realizacji polityki „Zielonego Ładu”;
- problem współpracy przedsiębiorstw ciepłowniczych z przemysłem w zakresie sprzedaży i dostaw ciepła technologicznego oraz odbioru ciepła odpadowego.

Każda z dziesięcioosobowych grup otrzymała pakiet złożony ze studium przypadku i z zestawu 16 propozycji diagnozy przyczyn opisanych w danym studium problemów oraz z zestawu 19 propozycji kierunku zmian na rynku ciepła oraz zmian modelu kształtowania cen ciepła. Grupy miały za zadanie wypracować w ramach dyskusji ranking pięciu najlepszych propozycji określających diagnozę przyczyn problemów sektora oraz ranking pięciu kierunków zmian modelu kształtowania cen ciepła systemowego.

Wyniki warsztatów przedstawia zestawienie w Tabeli 3 uwzględniające ilość głosów na daną propozycję we wszystkich grupach oraz wagi nadane w rankingu każdej z pięciu wybranych pozycji w obu obszarach badania.

W pierwszym etapie grupa wybierała propozycje diagnozy przyczyn słabej kondycji ekonomicznej przedsiębiorstw i niedostatecznego zaawansowania inwestycji w transformację przedsiębiorstw z 16 propozycji, wśród których wskazane były zarówno przyczyny wewnętrzne w przedsiębiorstwie związane z niewłaściwym zarządzaniem jak i przyczyny zewnętrzne związane z regulacją w zakresie prawa, modelu i praktyki kształtowania cen ciepła. Dominujący udział odpowiedzi wybranych przez poszczególne grupy koncentrował się na przyczynach zewnętrznych związanych z zatwierdzaniem taryf. Na pierwszym miejscu wskazano problem braku pokrycia kosztów całkowitych i mechanizmu kompensaty strat z tego wynikających. Wskazano także problem braku motywacji do poprawy efektywności z uwagi na konstrukcję kalkulacji taryfy, która konsumuje finansowy efekt oszczędności dla inwestora. Oszczędności są w 100 % konsumowane spadkiem ceny w kolejnej taryfie zatwierdzanej po realizacji inwestycji generu-

**Tabela 3 Wyniki wyboru pięciu grup (grupy nr 1,4,5,6,7) odnośnie do diagnozy przyczyn słabej kondycji ekonomicznej przedsiębiorstw i niedostatecznego zaawansowania inwestycji w transformację przedsiębiorstw**

**Table 3 Results of the selection of the five groups nr 1,4,5,6,7, regarding the proposal to diagnose the causes of the weak economic condition of enterprises and the under-investment in business transformation**

Kategoria przypadków: problemy ekonomiczne przedsiębiorstw utrudniające lub uniemożliwiające transformację, dochowanie standardów, statusu systemu efektywnego		
Co jest przyczyną problemów przedsiębiorstwa?	waga	udział w wybieranych
	jako suma nadanych wag od 1=5= max do 5=1=min	max 9 grup
4. Brak uwzględnienia kosztów finansowych w taryfie.	23	67%
5. Praktyka w zakresie czasu zatwierdzenia taryf, który średnio mieści się między 3 do 6 m-c. W sytuacji wzrostu kosztów działalności (np. cen paliw, wzrostu inflacji, uprawnień CO <sub>2</sub> ) powoduje brak pokrycia kosztów podstawowej działalności. Szczególnie jest to niebezpieczne dla płynności przedsiębiorstwa jeśli trwa w sezonie grzewczym. Braku bowiem w systemie taryf mechanizmu kompensaty utraconych w trakcie procedowania taryfy przychodów w kolejnym okresie.	22	78%
14. Przyczyną sytuacji jest brak motywacji do podjęcia ryzyka inwestowania, systemowe konsumowanie efektów oszczędności wynikających z każdej inwestycji przez taryfę co uniemożliwia obronę ekonomicznej zasadności inwestycji w modernizację źródła na poziomie rynkowym. W przypadku bezzwrotnego wsparcia dotacją z uwzględnieniem obecnego modelu taryfowego, w tym zasad zwrotu z kapitału z zaniżonymi w stosunku do rynkowych współczynnikami NPV wychodzi luka finansowa nie pokryta w okresie użytkowania instalacji (20-25 lat). Aktualnie wzór na "I" dodatkowo zaniża premię za inwestowanie w miarę zwiększania się efektu oszczędności.	16	56%
8. Aktualny model taryfowy promuje wysokie koszty wytwarzania w źródle konwencjonalnym, jako koszt uzasadniony w przedsiębiorstwach nie podejmujących ryzyka inwestowania w wymianę i modernizację źródeł w tym poprawę efektywności co powoduje wzrost cen dla odbiorcy, a jednocześnie brak motywacji do inwestycji zwiększając ryzyko strat w konsekwencji realizacji polityki klimatycznej lub wzrostu cen paliw.	15	67%
12. Dotacje, w tym formie przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> , w intencji prawodawstwa UE miały umożliwić generowanie środków pieniężnych na inwestycje przy utrzymaniu akceptowalnej rentowności energii i . Jednak w aktualnej praktyce taryfowej są w pełni konsumowane przez taryfę generując niższą cenę dla odbiorcy i brak środków pieniężnych dla przedsiębiorstwa. Aktualne przepisy i praktyka kalkulacji i zatwierdzania taryfy na ciepło nie przewiduje możliwości wygenerowania wolnych środków pieniężnych na inwestycje pomimo przyjętego w UE przydziału 30 % bezpłatnych uprawnień ciepłownictwu z przeznaczeniem na inwestycje w transformację od 2026r. co niweczy szansę na przeprowadzenie transformacji i modernizacji przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce.	14	56%
Studium 1,4,5,6,7		

Źródło: opracowanie własne, na podstawie materiałów XIII Konferencji Rynku Ciepła Systemowego.

jących oszczędność. Niezależnie od ceny średniej na rynku ciepła. Wskazano również na bardzo aktualny problem uwzględnienia przydziału darmowych uprawnień do emisji w cenie ciepła w celu wygenerowania środków na inwestycje. W obecnym modelu kształtowania cen ciepła bezpłatne alokacje uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> są odejmowane od kosztu obowiązku zakupu uprawnień do emisji niezbędnych do pokrycia generowanych emisji. Nie są też ujmowane w modelu zwrotu z kapitału. Interesujące jest, że pomimo wyboru przez większość uczestników warsztatów jako istotnego problemu braku pokrycia kosztów operacyjnych przychodami wynikającymi z poziomu zatwierdzanych cen ciepła środowisko nie oczekuje liberalizacji zasad kształtowania cen ciepła, wzorem rynku czeskiego czy niemieckiego lub litewskiego. Tymczasem ten ciągniony efekt niedoszacowanych w taryfach przychodów wy-

nika z konstrukcji opartej na modelu prognozy rentowności.

Aby rozwiązać problemy rynku ciepła systemowego uczestnicy warsztatów w ramach prac w grupach zaproponowali rozwiązania dalekie od radykalnych zmian, na przykład w kierunku modelu czeskiego czy całkowicie liberalnego – niemieckiego. Sugestie takich zmian były również wymienione wśród 19 propozycji kierunków zmian. Ciepłownicy jednak nie wskazywali na potrzebę takiej zmiany lecz wybrali rozwiązania korygujące dzisiejszy model regulacji cen. Nie uznali za pożądany kierunek liberalizacji cen ciepła poza przypadkiem współpracy B2B. Przedstawiciele sektora wskazali natomiast na potrzebę modyfikacji obecnego modelu w zakresie kalkulacji i zatwierdzania poziomu zwrotu z kapitału, uwzględnienia kosztów odsetek wprost w kosztach finansowych (poza uwzględnieniem ich w modelu zwrotu

z kapitału). Postulowano również wdrożenie rozwiązań uwzględniających przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w koszty pozostałe lub zwrot z kapitału. Jeśli bowiem alokację uprawnień nie znajdą odbicia jako składnik ceny ciepła to nie spełnią funkcji mechanizmu generowania środków pieniężnych na realizację inwestycji w transformację ciepłownictwa. Będą natomiast służyły jako mechanizm istotnego obniżenia cen ciepła przy zachowaniu dzisiejszych możliwości inwestycyjnych przedsiębiorstw. A takie podejście nie jest zgodne z intencją wdrożenia przez UE mechanizmu wsparcia ciepłownictwa w drodze do dekarbonizacji. Podczas warsztatów podniesiono także problem odtworzenia majątku, który obecnie powstaje przy istotnym udziale dotacji, a tym samym koszt odtworzenia nie jest ujęty w amortyzacji środków trwałych. Może to być problemem dla wygenerowania dostatecznych środków pieniężnych na odtworzenie majątku sieciowego i wytwórczego w przyszłości.

Dwie grupy analizowały studium przypadku warunków współpracy B2B i ograniczeń w tym zakresie, które uniemożliwiają wykorzystanie wolnych mocy ciepłowniczych na potrzeby przemysłu lub zakup ciepła odpadowego w ramach elastycznej współpracy nie generującej dodatkowych ryzyk dla obu stron. Wybór grup wskazuje na brak elastyczności obecnego modelu i praktyk Prezesa URE w zakresie wprowadzenia elastycznych zasad współpracy B2B w szczególności przy sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródła na cele technologiczne. Mechanizm powinien umożliwić maksymalizację wykorzystania mocy zainstalowanej, a nie wykorzystywanej na potrzeby sieci ciepłowniczej. W rozwiązaniach prawnych i taryfowych brakuje również elastycznych zasad współpracy B2B, które zachęcałyby do zakupu ciepła odpadowego.

Przedstawiciele sektora i Regulatora w przypadku zmian modelu regulacji w zakresie rozwoju współpracy B2B dopuścili całkowitą liberalizację kształtowania ceny ciepła poprzez uwolnienie od taryfowania lub regulację benchmarkową. Wskazuje to na kierunek liberalizacji regulacji rynku ciepła w obszarze odbiorców przemysłowych i podmiotów gospodarczych, ale pod warunkiem, że nie są to odbiorcy podłączeni do sieci ciepłowniczej. Byłby to jednak pierwszy krok w kierunku liberalizacji modelu kształtowania cen ciepła w Polsce.

Warsztaty stały się okazją do zasygnalizowania oczekiwanych przez środowisko kierunków zmian oraz uświadomieniu

**Tabela 4 Wyniki wyboru pięciu grup (grupy nr 1,4,5,6,7) odnośnie do propozycji zmian w modelu kształtowania cen ciepła**

**Table 4 Results of the selection of the five groups nr 1,2,5,,6,7, regarding the proposed changes to the heat pricing model**

Kategoria przypadków: problemy ekonomiczne przedsiębiorstw utrudniających lub uniemożliwiających transformację, dochowanie standardów, statusu systemu efektywnego		
Jakie są rozwiązania w zakresie kształtowania cen ciepła?	waga	udział w wybieranych
	jako suma nadanych wag od 1=5= max do 5=1=min	max 9 grup
12. Uwzględnienie bezpłatnie przyznanych uprawnień w modelu zwrotu kapitału jako wartości kapitału obcego (WNIP +WRA) pod warunkiem potwierdzenia wydatkowania środków odpowiadających ich wartości w nakładach inwestycyjnych na transformację lub remonty kogeneracji.	25	89%
1. Modyfikacja aktualnego modelu kalkulacji poprzez ujęcie kosztów finansowych (odsetek) od kapitału obcego bez względu na jego charakter w pozycji „koszty finansowe” a nie w zwrocie z kapitału (z pominięciem kosztów finansowych związanych z działalnością operacyjną).	25	78%
3. Modyfikacja aktualnego modelu kalkulacji poprzez zmianę wskaźników w zwrocie z kapitału i poprawa wzoru na „I”, aby premia za efektywność powodowała wzrost zwrotu z kapitału.	12	33%
5. Modyfikacja aktualnego modelu kalkulacji poprzez gwarantowany zwrot z kapitału uwzględniający bezpłatnie przyznane CO <sub>2</sub> jako „nakłady” i aktualizację taryfy do warunków otoczenia rynkowego raz w roku na podstawie wskaźników rynkowych publikowanych co 6 m-c lub co kwartał przez URE.	9	33%
18. Wprowadzenie gwarantowanego zwrotu z zaangażowanego kapitału na poziomie obligacji 10 letnich indeksowanych inflacją w formule “koszt plus”.	8	44%
Studium 1,4,5,6,7		

Źródło: opracowanie własne, na podstawie materiałów XIII Konferencji Rynku Ciepła Systemowego.

**Tabela 5 Wyniki wyboru dwóch grup (grupy nr 2,3) odnośnie do propozycji diagnozy przyczyn barier współpracy ciepłownictwa w obszarze B2B**

**Table 5 Results of the selection of the two groups nr 2,3 regarding choice the proposed diagnosis of the causes of barriers to B2B district heating cooperation**

Kategoria przypadków: problemy współpracy z odbiorcami przemysłowymi lub dostawcami przemysłowymi ciepła odpadowego na zasadach B2B		
Co jest przyczyną problemów przedsiębiorstwa?	waga	udział w wybieranych
	jako suma nadanych wag od 1=5= max do 5=1=min	max 9 grup
11. Brak rozwiązań taryfy dla B2B, gdzie mamy zupełnie inne wolumeny i często źródła technologiczne parowe, które są dyspozycji ciepłowni jako źródła szczytowe lub alternatywne, których moc nie jest wykorzystana w pełni całorocznie.	8	100%
6. Brak wykorzystania przez PURE możliwości zwolnienia z taryfowania relacji B2B, w przypadku gry odbiorca ma własne alternatywne do oferowanego przez przedsiębiorstwo ciepłownicze źródło ciepła, pomimo delegacji do takiego zwolnienia przy stwierdzeniu konkurencyjnego runku w rozporządzeniu. Brak bowiem doprecyzowanie definicji “konkurencyjnego” rynku ciepła, która uwzględniała by jego specyfikę i konkurencję substytucyjną.	10	100%
3. Szybyne zasady taryfowania w zakresie mocy zamówionej i wolumenu rocznego dostosowane dla odbiorców sieciowych a nie dla odbiorcy przemysłowego kupującego ciepło technologiczne bezpośrednio ze źródła.	8	100%
15. Przyczyną jest brak w obecnym modelu taryfowym narzędzi promujących wykorzystanie mocy dyspozycyjnej zainstalowanej w systemie ciepłowniczym na warunkach ograniczonej konkurencji (duopol) w sytuacji sprzedaży ciepła do odbiorcy bezpośredniego lub sieciowego w ramach krótkoterminowej, niezobowiązującej stron do zapewnienia mocy w relacji B2B.	6	100%
14. Przyczyną sytuacji jest brak motywacji do podjęcia ryzyka inwestowania, systemowe konsumowanie efektów oszczędności wynikających z każdej inwestycji przez taryfę co uniemożliwia obronę ekonomicznej zasadności inwestycji w modernizację źródła na poziomie rynkowym. W przypadku bezzwrotnego wsparcia dotacją z uwzględnieniem obecnego modelu taryfowego, w tym zasad zwrotu z kapitału z zaniżonymi w stosunku do rynkowych współczynnikami NPV wychodzi luka finansowa nie pokryta w okresie użytkowania instalacji (20-25 lat). Aktualnie wzór na „I” dodatkowo zaniża premię za inwestowanie w miarę zwiększania się efektu oszczędności.	1	50%
Studium 2,3		

Źródło: opracowanie własne, na podstawie materiałów XIII Konferencji Rynku Ciepła Systemowego.

**Tabela 6 Wyniki wyboru dwóch grup ((grupy nr 2,3) odnośnie do propozycji poprawy warunków i możliwości współpracy B2B przedsiębiorstw ciepłowniczych z przemysłem**  
**Table 6 Results of the selection of two groups (nr 2,3) regarding the proposals to improve the conditions and opportunities for B2B cooperation between district heating companies and industry**

Kategoria przypadków: problemy współpracy z odbiorcami przemysłowymi lub dostawcami przemysłowymi ciepła odpadowego na zasadach B2B		
Jakie są rozwiązania w zakresie kształtowania cen ciepła?	waga	udział w wybieranych
	jako suma nadanych wag od 1=5= max do 5=1=min	max 9 grup
15. Uwolnienie z taryfy relacji B2B dla zakupu bezpośrednio ze źródła, o ile odbiorca ma własne alternatywne źródło pokrywające jego potrzeby w 100 %.	9	100%
6. Uwolnienie z taryfowania realizacji sprzedaży ciepła zarówno bezpośrednio ze źródła w każdym przypadku oraz w każdym przypadku sprzedaży i dostaw w relacjach B2B.	9	100%
11. Wprowadzenie benchmarków w formie cen minimalnych i maksymalnych dla danych paliw i technologii lub średniej ceny ciepła ogółem i wprowadzenie zwolnienia z zatwierdzenia taryf w przypadku, jeśli mieszczą się w granicach tolerancji między ceną maksymalną i minimalną. (konieczna publikacja założeń do benchmarku i metody kalkulacji co 6 m-c przez URE)	3	50%
7. Wyłączenie z taryfowania odbiorców bezpośrednich kupujących ciepło bezpośrednio ze źródła oraz ograniczenie taryfowania ciepła do odbiorców sieciowych wrażliwych, w szczególności gospodarstw domowych i instytucji użytku publicznego (objętych teraz rekompensatą). Wyłączenie z taryfowania na ciepło odbiorców biznesowych. Taryfa na przesył i dystrybucję ciepła pozostaje bez zmian dla wszystkich.	3	50%
13. Rezygnacja z taryfowania na rzecz zliberalizowanego rynku, w tym konkurencji substytucyjnej. W zamian rezygnacja z obowiązku przyłączenia się do sieci ciepłowniczej. Ceny ciepła systemowego kształtowane na zasadach rynkowych złożone z opłaty stałej i zmiennej lub w formie zaliczki ryczałtowej do wyboru odbiorcy.	2	50%
Studium 2,3		

Źródło: opracowanie własne, na podstawie materiałów XIII Konferencji Rynku Ciepła Systemowego.

przedstawicielom branży, Regulatorowi oraz ministerstwu dysfunkcji procesu modelowania cen ciepła. Stanowiskiem uzupełniającym głos przedstawicieli sektora ciepłowniczego wyrażonym podczas warsztatów jest opinia Ministerstwa Klimatu i Środowiska zawarta w publikacji, która pojawiła się chwilę po nich – 6 marca 2024 r. Publikacja MKiŚ odnosi się do założeń pakietu „Fit for 55”. W nowelizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. założono, że do 2030 r. polskie systemy ciepłownicze i chłodnicze bez problemu powinny osiągnąć udział OZE na poziomie 32,1% (10,3 Mtoe)” przy udziale OZE w 2020 r. odnotowanym na poziomie 22,1%. W tym celu podejmowane mają być działania ukierunkowane na popularyzację wykorzystania biomasy w instalacjach kogeneracyjnych, ciepła odpadowego, kotłów elektrodowych zasilanych energią elektryczną z OZE, geotermii, wielkoskalowych pomp ciepła, a także instalacji termicznego przekształcania odpadów (również z wychwytem CO<sub>2</sub>). Zauważono potrzebę zmiany w przepisach określających zasady kształtowania taryf dla ciepła oraz stworzenie warunków umożliwiających wykorzystanie środków finansowych wygenerowanych wskutek przydziału bezpłatnych uprawnień na finansowanie inwestycji prowadzących do neutralności klimatycznej. Dokument nie przewiduje innych istotnych zmian modelowania i taryfowania cen ciepła.

## Wnioski

Sektor ciepłownictwa jest jednym z najważniejszych elementów infrastruktury zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne oraz zdrowie i życie obywateli. Taryfowy model kształtowania cen ciepła w Polsce jest oparty o parytet tanioci dla odbiorcy. Lata 2021-2022 istotnie pogorszyły kondycję ekonomiczną przedsiębiorstw dostarczających ciepło systemowe. Kondycja ta zawsze była daleka od sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw energetycznych funkcjonujących na rynku konkurencyjnym. Jednocześnie ciepłownictwo jest sektorem gospodarki będącym pod silną presją polityki pakietu „Fit for 55”, który wymaga od przedsiębiorstw inwestycji, na ogromną skalę, w transformację technologiczną i organizacyjną we wszystkich obszarach ich działalności. Dodatkowo system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> skutecznie drenuje skromne środki na inwestycje.

Badania zrealizowane podczas warsztatów zorganizowanych przez IGCP podczas konferencji w Lublinie w lutym 2024 r. miały na celu zdiagnozowanie przyczyn problemów z realizacją dekarbonizacji i inwestycji w modernizację sieci ciepłowniczych zgodnie z polityką „Zielonego Ładu”, w tym pakietu „Fit for 55”, oraz wskazanie kierunku zmian modelu taryfowego, jak też decyzji zarządczych w przedsiębiorstwach. Wyniki badania reprezentatywnej próbki przedstawicieli sek-

tora pozwoliły wyłonić podstawowe bariery realizacji transformacji związane z obecnym obowiązującym modelem kształtowania cen ciepła. Sektor nie jest jednak gotowy na radykalne zmiany w obszarze taryfowania wzorem liberalnego modelu rynku niemieckiego czy taryfowania w stylu czeskim. Liberalizacja rynku i przyjęcie odpowiedzialności za autonomiczne kreowanie poziomu cen przez przedsiębiorstwa sektora jest w ich ocenie nadal zbyt ryzykownym krokiem. Pomimo świadomości dysfunkcji obecnego modelu w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu.

Jedyną przestrzenią do pełnej liberalizacji, według wyników badania realizowanego podczas warsztatów jest sprzedaż ciepła bezpośrednio ze źródła w przypadku współpracy B2B oraz zagospodarowanie ciepła odpadowego. W szczególności istotne jest zniesienie barier i wprowadzenie mechanizmu zachęty do wykorzystania w systemach ciepłowniczych ciepła odpadowego. Jest to bardzo ważny aspekt w realizacji celów pakietu „Fit for 55” w sektorze ciepłownictwa i spełnienia przez systemy krajowego warunków zawartych w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

## BIBLIOGRAFIA:

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- [3] Energetyka ciepła w liczbach – 2022, [red.] Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE/Oddziały Terenowe URE/ szczególnie dane opracował Robert Kościelowski; Urząd Regulacji Energetyki, 2023
- [4] Heat Matters: the missing link in the REPower EU, Aalborg University 2023.
- [5] <https://ptez.pl/raporty/dekarbonizacja-cieplownictwa-systemowego-w-polsce-w-swietle-pakietu-fit-for-55/> [data dostępu: 06.03.2024r.].
- [6] Rozporządzenie Komisji (UE) 2023/1315 z dnia 23 czerwca 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu oraz rozporządzenie (UE) 2022/2473 uznające niektóre kategorie pomocy udzielanej przedsiębiorstwom prowadzącym działalność w zakresie produkcji, przetwórstwa i wprowadzania do obrotu produktów rybołówstwa i akwakultury za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.
- [7] Ustawa prawo energetyczne (Dz.U.2024.266 t.j. z dnia 2024.02.28).
- [8] Ustawa o szczegółowych zasadach kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. (Dz.U.2020.718 z dnia 2020.04.23).