

# Priorytety likwidacji barier prawnych w energetycznej transformacji ciepłownictwa w ocenie branży ciepłowników i przedstawicieli regulatora

Priorities for eliminating legal barriers in the energy transformation of heating  
in the assessment of the heating industry and representatives of the regulator

MAŁGORZATA NIESTĘPSKA

DOI 10.36119/15.2025.4.1

W lutym 2025r. przedstawiciele branży ciepłowniczej oraz URE spotkali się w Lublinie na XIV Konferencji Rynek Ciepła Systemowego zorganizowanej przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i wspólnie uczestniczyli w warsztatach pn. *Priorytety likwidacji barier prawnych w energetycznej transformacji ciepłownictwa*. Celem warsztatów było ustalenie najpilniejszych, zmian w obowiązującym prawie tworzących bariery dla realizacji inwestycji w transformację systemów ciepłowniczych oraz mających negatywny wpływ na ekonomiczną sytuację branży. W transformacji istotne są efekty gwarantujące przyszłość branży działającej na rynku konkurencji substytucyjnej tj. akceptowalna, stabilna długookresowo cena ciepła, bezpieczeństwo mierzone niezawodnością dostaw co nierozłącznie wiąże się z bezpieczeństwem ekonomicznym przedsiębiorstw. Warsztaty miały na celu odpowiedź na pytanie: *Czy kierunki wytyczane przez prawo unijne oraz trendy wskazywane w przestrzeni medialnej tj. maksymalizacja wytwarzania energii z OZE, neutralność klimatyczna i elektryfikacja, zapewnią branży te efekty?* Podczas warsztatów ciepłownicy dyskutowali i oceniali te ważne kwestie mając świadomość niepewności i ryzyk współczesnego funkcjonowania oraz wagę podejmowanych aktualnie decyzji o kierunku i efektach inwestycji. W ramach trzech części warsztatowych przeprowadzono badania z udziałem reprezentujących branżę 39 uczestników wykorzystując narzędzia badawcze tj. ankietę i burza mózgów. W ramach badania ankietowego mającego na celu wskazanie barier prawnych analizowane były dwa podstawowe aspekty działalności ciepłowniczej: ekonomiczny oraz technologiczny. Z wyników badań wyłania się wizja przyszłości ciepła systemowego w świetle serii kryzysów ostatnich lat, które wstrząsnęły rynkami energetycznymi oraz wymusiły konieczność rewizji polityk i nowe spojrzenie na kwestię bezpieczeństwa energetycznego. Wyniki przeprowadzonych badań stanowią materiał, który porządkuje priorytety likwidacji barier prawnych i może stanowić założenia koncepcji poprawy bezpieczeństwa ekonomicznego przedsiębiorstw. Krytyczne spojrzenie na realia transformacji w aspekcie technologicznym oraz ekonomicznym i zainicjowanie likwidacji barier transformacji w akceptowalnych i uznanych za realne kierunkach dopełniając się, powinny pozwolić na uzyskanie efektu „antykruchości” branży w obliczu kryzysów geopolitycznych i zmian klimatycznych. *Słowa kluczowe: ciepło systemowe, wytwarzanie ciepła, prawo energetyczne*

In February 2025, representatives of the heating industry and URE met in Lublin at the 14th District Heating Market Conference organized by the Polish Heating Chamber of Commerce and jointly participated in workshops entitled "Priorities for eliminating legal barriers in the energy transformation of heating". The aim of the workshops was to determine the most urgent, in the opinion of the industry, changes in the applicable law creating barriers to the implementation of investments in the transformation of heating systems and having a negative impact on the economic situation of the industry. In the transformation, the effects that guarantee the future of the industry operating on the market of substitution competition are important, i.e. an acceptable, long-term stable heat price, security measured by the reliability of supplies, which is inextricably linked to the economic security of enterprises. The aim of the workshops was to address the question: *Do the directions set by EU law and trends indicated in the media, i.e. maximization of energy generation from RES, climate neutrality and electrification provide the industry with these effects?* During the workshops heating representatives discussed and assessed these important issues, being aware of the uncertainty and risks of contemporary functioning and the importance of decisions currently being made about the direction and effects of investments. As part of the three workshop parts, research was conducted with the presence of 39 participants

representing the by heating market using research tools such as a survey and brainstorming. As part of the survey aimed at identifying legal barriers, two basic aspects of heating operations were analyzed: economic and technological. The research results reveal a vision of the future of district heating in the light of a series of crises in recent years, which have shaken energy markets and forced the need to revise policies and take a new look at the issue of energy security. The results of the conducted research constitute material that organizes the priorities for eliminating legal barriers and may constitute the assumptions of the concept of improving the economic security of enterprises. A critical look at the realities of transformation in the technological and economic aspect and initiating the elimination of transformation barriers in acceptable and considered realistic directions, complementing each other, should allow for the effect of "antifragility" of the industry in the face of geopolitical crises and climate change.

Keywords: district heating, heat generation, energy law

## Wstęp

Podczas XIV Konferencji Rynek Ciepła Systemowego zorganizowanej przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie w lutym 2025 r. przedstawiciele branży ciepłowniczej oraz URE spotkali się, aby wspólnie uczestniczyć w warsztatach pn. *Priorytety likwidacji barier prawnych w energetycznej transformacji ciepłownictwa*. Celem warsztatów było ustalenie najpilniejszych, według branży, zmian w obowiązującym prawie mających aktualnie negatywny wpływ zarówno na bieżącą działalność jak i możliwości transformacji na efektywne systemy ciepłownicze. Transformacja ciepłownictwa wymaga nakładów, które PTEC oszacowało w swoim raporcie na ok. 299 mld zł do 466 mld zł<sup>1</sup>. Tymczasem wyniki przedsiębiorstw za ostatnie lata są ujemne. Pomimo sukcesywnych i celowych zmian rozporządzenia taryfowego oraz praktyki regulacyjnej zmierzającej do poprawy sytuacji, zwłaszcza dla kogeneracji.

Ceny wytwarzania ciepła dla jednostek kogeneracji kalkulowane są metodą uproszczoną na podstawie średnich cen wytwarzania ciepła w jednostkach niekogeneracyjnych opalanych tym samym rodzajem paliwa w poprzednim roku kalendarzowym oraz wskaźników referencyjnych dla poszczególnych rodzajów paliw. Cena gazu ziemnego w ostatnich latach w efekcie inwazji Rosji na Ukrainę rosła dynamicznie nawet dziesięciokrotnie w porównaniu z cenami sprzed 2021 r. Problemem, który zauważa Prezes URE stwierdzając, że: *"Brak możliwości dynamicznej zmiany cen ciepła z takich jednostek, po zmianie kosztów paliwa lub uprawnień do emisji dwutlenku węgla, powodował często czasowe wyłączenia takich jednostek – o ile przedsiębiorstwo miało możliwość wykorzystania innych źródeł ciepła (w tym szczytowych) opalanych nieco tańszymi*

*paliwem np. miałem węgla kamiennego"*<sup>2</sup> i dalej zauważa, że *"Należy podkreślić, że pomimo wielu zmian rozporządzenia taryfowego, uproszczony model regulacji mający zastosowanie do kogeneracyjnych jednostek wytwórczych, charakteryzował się dużą statycznością. Tym samym, w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu gospodarczym, gdzie w bardzo szybkim tempie rosną ceny kluczowych dla kosztów uzasadnionych składników taryfy, takich jak ceny paliw i uprawnień do emisji dwutlenku węgla, model uproszczony często nie pozwala na szybkie odzwierciedlenie w pełni aktualnych kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne."*<sup>3</sup> Zdefiniowanym przez regulatora problemem jest więc baza cenowa kalkulacji wskaźników dla taryfy uproszczonej oparta o dane sprzed dwóch lat. Na przestrzeni lat 2022 – 2024 wprowadzono kilka jednorazowych aktów prawa zmieniających poziom wskaźników i tym samym urealnających ceny ciepła z kogeneracji. Sytuacja docelowo uległa zmianie od lipca 2024 r. przez wprowadzenie do ustawy Prawo energetyczne zobowiązania Prezesa URE do ogłaszania w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wysokości wskaźnika referencyjnego dwa razy w roku w terminach do dnia 31 marca i do dnia 30 września.<sup>4</sup>

Branża ma świadomość, że transformacja energetyczna ciepłownictwa ukierunkowana jest na osiągnięcie kilku powiązanych ze sobą celów:

- spełnieniu i utrzymaniu w kolejnych latach definicji efektywnego systemu ciepłowniczego,
- spełnieniu standardów emisyjnych wynikających z dyrektyw IED i MCP,
- sukcesywnej dekarbonizacji systemu, aż do uzyskania neutralności energetycznej,
- trwałej poprawy sytuacji ekonomicznej w formie dodatnich wyników finan-

sowych, pomimo spadku sprzedaży ciepła i jednocześnie utrzymania stabilnych i konkurencyjnych cen ciepła.

Warsztaty miały na celu zdefiniowanie barier uniemożliwiających lub utrudniających osiągnięcie tych celów.

## Wprowadzenie do tematyki warsztatów

Warsztaty podzielono na trzy części badań, które różniły się metodami ich przeprowadzenia oraz perspektywą spojrzenia na problem. Podczas badań w kontekście barier prawnych analizowane były dwa podstawowe aspekty działalności ciepłowniczej: ekonomiczny oraz technologiczny. Na wstępie warsztatów przypomniano o wyzwaniach stawianych ciepłownictwu przez transformację, omówiono definicję efektywnego systemu ciepłowniczego oraz sytuację ekonomiczną branży. Wskazano także na istotne priorytetowe efekty transformacji gwarantujące kontynuację działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych na rynku konkurencji substytucyjnej. Transformacja musi gwarantować akceptowalną, stabilną długookresowo cenę ciepła oraz bezpieczeństwo mierzone niezawodnością dostaw co niezależnie wiąże się z bezpieczeństwem ekonomicznym przedsiębiorstw. Przeprowadzone badania opinii uczestników warsztatów miały na celu także między innymi odpowiedź na pytanie: *Czy zdaniem uczestników kierunki wytyczane przez prawo unijne oraz trendy wskazywane w przestrzeni medialnej tj. maksymalizacja wytwarzania energii z OZE, neutralność klimatyczna i elektryfikacja zapewnią branży te efekty?* Podczas warsztatów weryfikowano między innymi czy ciepłownicy wierzą w realność transformacji według wymagań zapisanych w nowej taksonomii oraz realność osiągnięcia i utrzymania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego według zmieniających się w kolejnych latach kryteriów. Weryfikowano także hipotezę zakładającą pełną elektryfikację ciepłownictwa.

1 [https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2024/10/RAPORT\\_PTEC-Wplyw-regulacji-UE-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-Polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych.pdf](https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2024/10/RAPORT_PTEC-Wplyw-regulacji-UE-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-Polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych.pdf), data dostępu: 10.03.2025

2 Energetyka ciepła w liczbach 2023, Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2025, s.27

3 Ibidem, s.31

4 Art. 47 ust. 2g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U.2024.266 t.j. z dnia 2024.02.28)

Uczestnicy konferencji dyskutowali i oceniali podczas warsztatów ryzyka współczesnego funkcjonowania oraz wagę podejmowanych decyzji o inwestycjach w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu prawnym i rynkowym. W badaniach przeprowadzonych podczas warsztatów uczestniczyło 39 osób.

Na wstępie warsztatów nakreślono realia sytuacji ekonomicznej ciepłownictwa na podstawie danych z raportu pt. *Energetyka ciepła w liczbach 2023*.<sup>5</sup> Tabela pierwsza przedstawia wyniki wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, świadczących usługi przesyłu i dystrybucji oraz obrotu. W tym elektrownie i elektrociepłownie zawodowe oraz przemysł. Obraz jaki się wyłania z tego zestawienia nie napawa optymizmem, zwłaszcza mając na uwadze kluczową rolę kogeneracji w transformacji energetycznej. Warto zauważyć, że przedsiębiorstwa bez kogeneracji, w tym przesył i dystrybucja, stosują taryfę kosztową, a tylko przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji stosują taryfę uproszczoną.

Powyższy obraz uzupełnia zestawienie wyników na sprzedaży w zależności od wielkości przedsiębiorstwa. Ma to istotne znaczenie dla diagnozy istoty problemu ujemnej rentowności, jakim jest wysoka ekspozycja dużych przedsiębiorstw obje-

tych systemem EU ETS na wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i pokrycie kosztów ich umorzenia przychodami zatwierdzanymi taryfą na ciepło. Udział tych dużych przedsiębiorstw w całkowitej sprzedaży branży jest dominująca, co wpływa na obraz całej branży.

**Tabela 3 Wskaźniki ekonomiczne dla działalności – Wynik na sprzedaży z działalności – PCC W0509 2023r. [tys.PLN]**

–		
Sprzedaż	Liczba	Średnia
Do 100 tys.	19,00	-134,35
Od 100 tys. do 250 tys.	23,00	1 248,30
Od 250 tys. do 500 tys.	26,00	-18,87
Od 500 tys. do 1500 tys.	23,00	-5 507,11
Ponad 1500 tys.	15,00	-17 361,30
<b>Razem</b>	<b>106,00</b>	<b>-3 409,57</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie www.dhbenchmarking.pl opracowanie IGCP

Analizy finansowe uzupełniło zestawienie istotnych z punktu widzenia zdolności do realizacji inwestycji wskaźników ekonomicznych płynności oraz zadłużenia i odniesienie ich do wartości referencyjnych, których opracowanie URE nie zawiera. Analiza wskaźnikowa dotyczy wybranych grup PKD reprezentujących ciepło systemowe. Co warto podkreślić, wszystkie wskaźniki w roku 2023 uległy pogorszeniu w stosunku do 2016 roku,

**Tabela 1 Rentowność (%) przedsiębiorstw ciepłowniczych w latach 2010-2023**

ROK	Rentowność		
	ogółem	przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło	
		bez kogeneracji	w kogeneracji
2010	0,35	3,41	-3,30
2011	-1,56	1,69	-5,33
2012	-1,64	2,60	-5,64
2013	1,81	4,47	-0,27
2014	3,63	2,54	4,43
2015	1,46	3,44	0,06
2016	9,68	4,57	13,09
2017	6,71	4,62	8,26
2018	1,88	1,60	2,08
2019	-2,92	1,68	-6,26
2020	-2,36	3,49	-6,25
2021	-5,78	0,08	-11,20
2022	-22,00	0,25	-38,11
2023	-9,51	2,62	-17,49

Źródło: Energetyka ciepła w liczbach 2023, tab.8 s. 21

**Tabela 2 Wskaźniki ekonomiczne dla działalności. Wynik na sprzedaży z działalności – WCC W0508 2023 r. [tys.PLN];**

Sprzedaż	Liczba	Średnia
Do 100 tys.	20,00	334,83
Od 100 tys. do 250 tys.	24,00	476,25
Od 250 tys. do 500 tys.	24,00	1 665,17
Od 500 tys. do 1500 tys.	25,00	-5 668,44
Ponad 1500 tys.	14,00	-24 335,10
<b>Razem</b>	<b>107,00</b>	<b>-3 965,54</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie www.dhbenchmarking.pl opracowanie IGCP Ujemne wyniki na sprzedaży w działalności ciepłowniczej polegającej na świadczeniu usług przesyłu i dystrybucji pojawiają się niezależnie od wielkości tych przedsiębiorstw, co może wskazywać na systemowy problem regulacji cen.

5 Ibidem, s.21

jednak nadal w większości grup PKD wykazują poziomy mieszczące się w wartościach referencyjnych. Wyjątkiem jest współczynnik tzw. złotej reguły finansowej tj. pokrycia majątku kapitałem własnym. Jest to jednak oczywiste z uwagi na wysokie wartości majątku niezbędnego do wykonywania działalności co stanowi barierę wejścia na rynek ciepła systemowego przy sukcesywnym uszczuplaniu kapitału własnego ujemnymi wynikami. Uwagę zwraca grupa PKD „Inne” reprezentująca spalarnie odpadów, ponieważ w tym przypadku widać znaczącą poprawę wyników na przestrzeni ostatnich 7 lat. Podsumowując, wskaźniki płynności i zadłużenia branży

należy ocenić pozytywnie. Jednak z uwagi na zagrożenia trendem spadkowym konieczne jest zatrzymanie negatywnego efektu ujemnych wyników finansowych.

Kolejnym aspektem warunków funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych jest zmiana warunków technologicznych spełniania definicji efektywnego systemu ciepłowniczego w latach 2027 – 2050 zmierzająca do całkowitej dekarbonizacji branży<sup>6</sup>.

W kolejnych latach, definicja efektywnego systemu ciepłowniczego wymaga następujących konfiguracji źródeł wytwarzających ciepło dla potrzeb systemu ciepłowniczego:

- # 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;
- # 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 i ciepła 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 %;
- # 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 %;
- # od dnia 1 stycznia 2040 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych,

6 Art. 26 ust. 1, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona)

Tabela 4 Prezentacja zmian wartości wskaźników ekonomicznych branży w latach 2016 – 2023 według PKD reprezentujących ciepło systemowe

PKD	Wskaźniki ekonomiczne			
	wskaźnik płynności [Aktywa bieżące/ Zobowiązania bieżące, ref. 1,2 – 2]	kapitał obrotowy [Kapitał stały/ Aktywa trwale, ref. > 0]	współczynnik zadłużenia [Zobowiązania ogółem/ Aktywa ogółem, ref. max 0,68]	współczynnik pokrycia majątku kapitałem własnym [ref. 1]
<b>2016</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>
35.1	1,47	1,87	0,38	0,79
35.3	1,60	1,92	0,36	0,81
Inne	0,36	1,16	0,63	0,42
<b>2023</b>	<b>2023</b>	<b>2023</b>	<b>2023</b>	<b>2023</b>
35.1	1,11	1,82	0,49	0,77
35.3	1,06	1,56	0,63	0,53
Inne	1,74	3,13	0,49	1,39

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z Energetyka ciepła w liczbach edycja z roku 2016 oraz 2023.

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, udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %;

# 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;

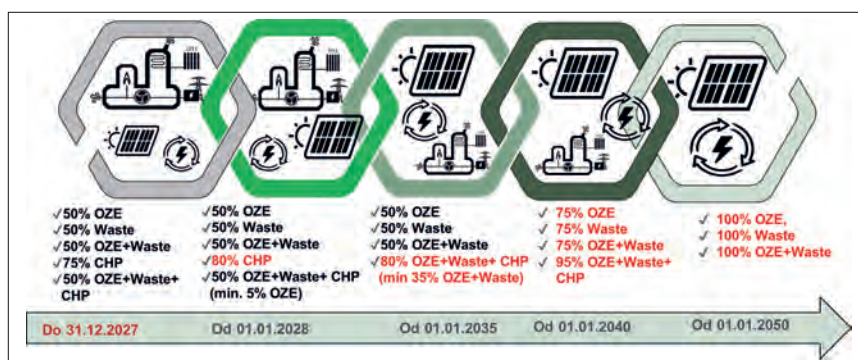
# od dnia 1 stycznia 2050 r. – system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.

Zmiany uwarunkowań w formie kamieni milowych wskazanych dyrektywą RED III prezentuje rysunek 1. Spełnienie tych rosnących wymagań będzie w szczególności trudne dla elektrowni i elektrociepłowni wykorzystujących węgiel oraz gaz. Krytyczny będzie dla tych wytwórców rok 2035. Sytuacja w wielu przypadkach poprawiłaby się gdyby ciepło ze spalarni odpadów było traktowane jako ciepło odpadowe. Podobnie jak ciepło z kondensacji. Rok 2050 ma być startem w neutralność klimatyczną.

## Podsumowanie wyników warsztatów

Jak realność spełnienia tych kamieni milowych ocenili uczestnicy warsztatów? Na jakie niezbędne obszary zmian prawa w celu poprawy sytuacji ekonomicznej uczestnicy warsztatów wskazali. Pokażą prezentowane niżej wyniki.

W pierwszej części warsztatów uczestnicy wypełniali indywidualnie ankietę udostępnioną online. Mogli oczywiście oma-



Rysunek 1

Zmiany kryteriów dla efektywnych systemów ciepłowniczych wyrażone udziałami paliw i technologii CHP w latach 2027-2050. Źródło: T. Surma prezentacja pt. Kilkadziesiąt razy mniejsza emisja. Czy ciepłownictwo systemowe to najbardziej ekologiczny sposób na ogrzewanie polskich gospodarstw domowych?

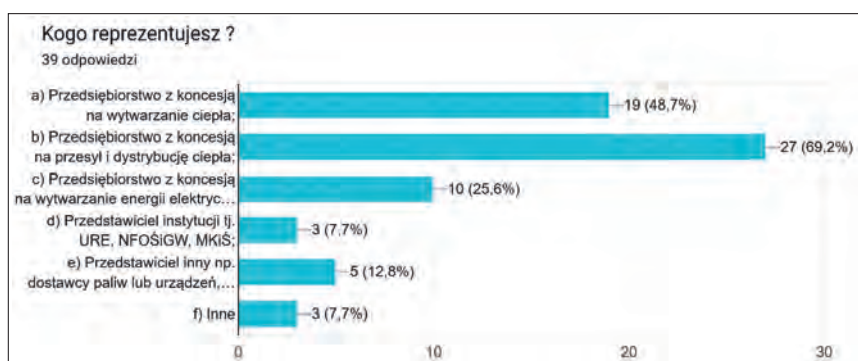
wiać i dyskutować w trakcie wypełniania ankiety. Pierwsze pytanie miało wskazać kluczową cechę respondentów, czyli kogo reprezentują. Jak pokazuje wynik badania dominującą grupą byli przedstawiciele przedsiębiorstw z koncesją na przesył i dystrybucję ciepła (69,2 %) oraz wytworzenie ciepła (48,7%). Przedstawiciele regulatora URE stanowili jedną z najmniejszych grup uczestniczących w badaniu – 7,7 %. Dominację respondentów reprezentujących operatorów sieci ciepłowniczych należy uwzględnić przy formułowaniu wniosków z wyników ankiety.

Drugie pytanie ankiety dotyczyło kierunków modernizacji sieci ciepłowniczych. Respondent mógł zaznaczyć od 1 do 3

odpowiedzi. W sumie 38 respondentów zaznaczyło 100 odpowiedzi. Z uwagi na strukturę respondentów odpowiedź jest reprezentatywna dla przedsiębiorstw realizujących usługi przesyłu i dystrybucji. Dominujący udział odpowiedzi wskazuje na rozwój sieci niskotemperaturowych (76,3%) oraz elektryfikację ciepłownictwa (44,7%). Co koreluje ze sobą. Odpowiedzi wskazujące na rozproszone źródła i miks paliw i technologii stanowiły udział po ok. 30 %. Taki kierunek wymaga zmiany tabeli regulacyjnej i wydzielenia obszarów nowej sieci z całości sieci lub realizacji fali renowacji istniejących starych

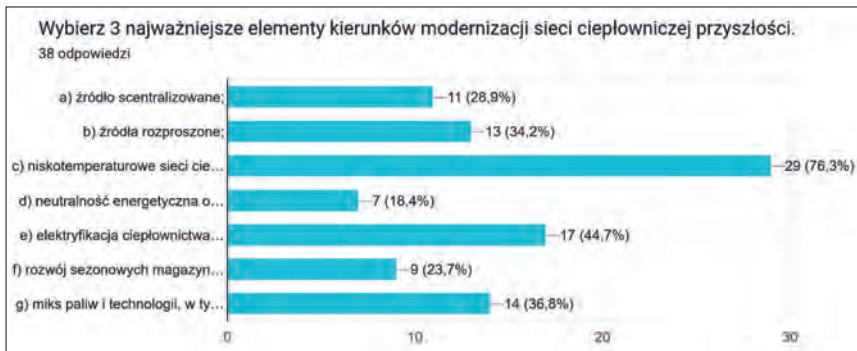
budynków. Natomiast jest to kierunek, od którego silnie zależy trend elektryfikacji realizowany przez zastosowanie pomp ciepła i rozwój magazynów sezonowych w ciepłownictwie systemowym.

Bardzo zróżnicowane odpowiedzi otrzymano przy pytaniu dotyczącym wyboru technologii przyszłości. W tym przypadku respondenci mogli wybrać od 1 do 3 odpowiedzi. Niemal równe udziały w wyborach mają technologie tj. kogeneracja oparta o silniki gazowe, elektrociepłownia na biomasę, które już dziś są dość powszechne, ale również wielu uczestników warsztatów wskazało na wielkoskalowe pompy ciepła oraz sezonowe magazyny ciepła i kotły elektrodowe. Co można



Wykres 1

Pierwsze pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne

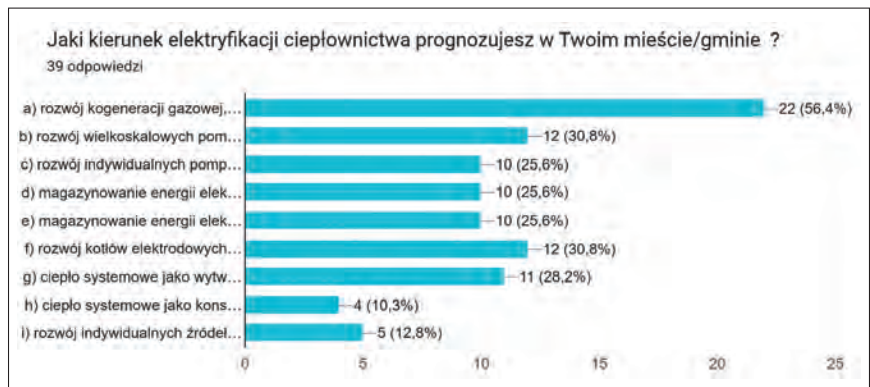


Wykres 2

Drugie pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne

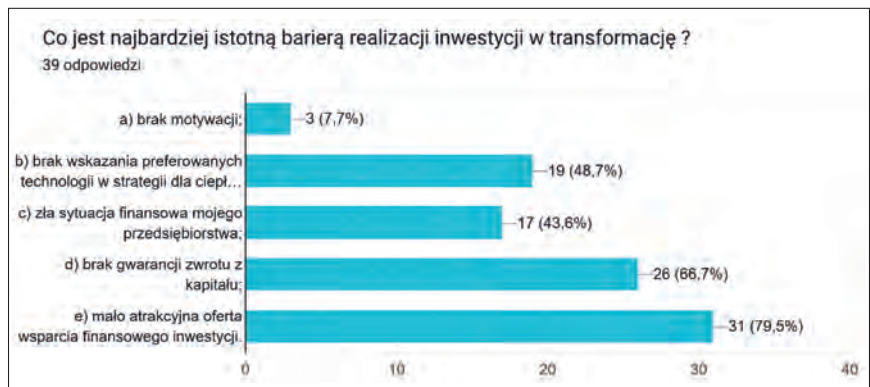
potraktować jako utrwalanie się wizji rozwoju ciepłownictwa w kierunku elektryfikacji jako realnej, a nawet niezbędnej opcji transformacji w ocenie branży. Z drugiej strony branża nie koncentruje się na preferencjach co do kilku ścieżek dochodzenia do neutralności klimatycznej, ale stawia na dopuszczalność różnorodności rozwiązań dopasowanych do uwarunkowań lokalnych.

Kolejne pytanie, nawiązując do poprzedniego, dotyczyło kierunku rozwoju elektryfikacji z lokalnego punktu widzenia. W tym wypadku można było wybrać tylko jedną odpowiedź. Wynik jest nieco zaskakujący, mając na uwadze wybory uczestników badania w przypadku pytania 3. Ankietowani wskazywali bowiem w dominującej (56,4%) większości na rozwój wytwarzania skojarzonego ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji gazowej, w tym na biogaz i wodór. Pozostałe opcje tj. magazyny ciepła, pompy ciepła miały wyrównany udział w wyborze respondentów tj. ok. 25%. Na tym tle wyróżniają się jeszcze kotły elektrodowe z udziałem 30,8%. Wśród ankietowanych w odniesieniu do ich lokalnej perspektywy „u siebie” dominuje jednak wizja synergii ciepła systemowego jako wytwórcy energii elektrycznej i dostawcy dla systemu elektroenergetycznego, a nie wizja rozwoju ciepłownictwa jako



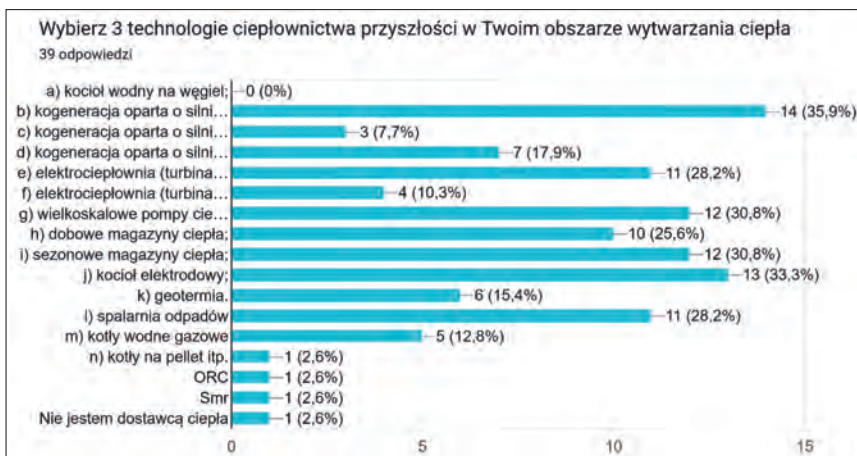
Wykres 4

Czwarte pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne



Wykres 5

Piąte pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne



Wykres 3

Trzecie pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne

konsumenta energii elektrycznej z systemu elektroenergetycznego w kontekście promowanego kierunku „power to heat”.

W ocenie ankietowanych najbardziej istotną barierą realizacji inwestycji w transformację jest mało atrakcyjna oferta wsparcia finansowego oraz brak gwarancji zwrotu z kapitału. Odpowiedzi w ankiecie online korelują z priorytetami zmian prawa wskazanymi w ankiecie wypełnianej indywidualnie w drugiej części warsztatów. Na szóstym miejscu wskazano wykreślenie opcji w stosowaniu wzoru 4a lub 4b w kal-

kulacji zwrotu z kapitału i pozostawienie tylko wzoru 4a.

Kolejne pytanie dotyczyło sfery ekonomicznej. Znakomita większość (87,2%) respondentów wskazała na preferencje wykorzystania z programów krajowych lub unijnych z maksymalnym udziałem dotacji. Mając na uwadze sytuację finansową w kontekście skali nakładów inwestycyjnych wybór nie jest niespodzianką. Pokazuje to duże wyzwanie dla instytucji finansujących transformację tj. NFOŚiGW lub BGK. Z drugiej strony branża wykazuje tym samym poczucie dużej odpowiedzialności za stabilność poziomu cen dla odbiorcy oraz ma świadomość konieczności posiadania konkurencyjnej rynkowo oferty.

Pytanie w kontekście wymienionej wyżej skali nakładów na inwestycje w transformację dotyczyło oczekiwanego poziomu zwrotu z kapitału jaki powinien być uwzględniony w taryfie. Respondenci w ponad 66,7 % wskazali na potrzebę

sieci elektroenergetycznych. Branża słusznie zwraca uwagę na rolę czasu w inwestycjach. Czas ma bowiem wpływ na wzrost poziomu nakładów na inwestycje i zmniejszenie puli środków pomocy publicznej na kolejne inwestycje w efekcie

„pęcznienia” budżetów podczas długotrwałego rozpatrywania wniosków. Czas przekłada się zawsze na pieniądź i spadek jego wartości w czasie. Jest to jednak odwieczny problem biurokratyzacji procesu inwestycyjnego, zwłaszcza realizowanego w sferze finansów publicznych.

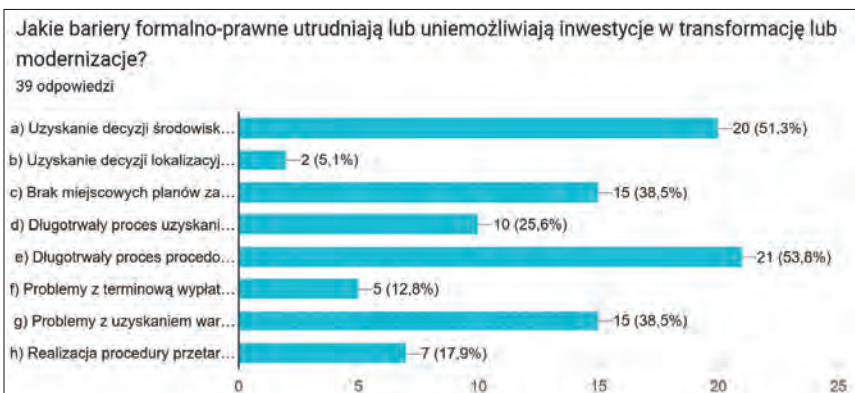
Uczestnicy warsztatów w większości 56,4 % wskazali, że preferują kosztową formę kalkulacji taryfy, co wskazuje na dobry kierunek ostatnich zmian rozporządzenia taryfowego, dopuszczający zmianę taryfy uproszczonej na kosztową dla kogeneracji. Ponadto należy w tym miejscu przypomnieć, że uczestnicy badania to w większości operatorzy systemów ciepłowniczych stosujący tylko taryfę kosztową i nie mający doświadczeń z taryfą uproszczoną, co wpływa na postrzeganie i wybór odpowiedzi.



**Wykres 6**  
Szóste pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne

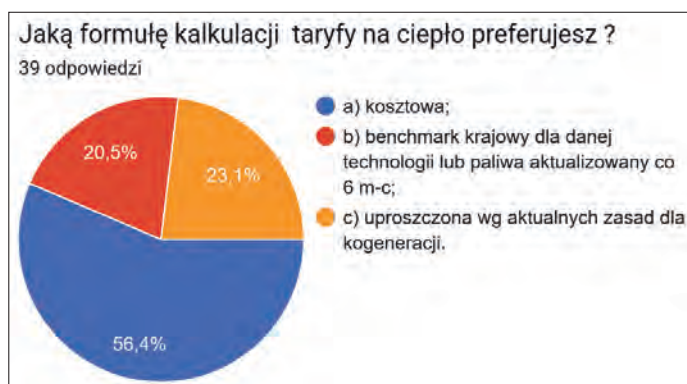
zmian i uwzględnienie rzeczywistego średnioważonego kosztu kapitału WACC z uwzględnieniem ryzyka inflacji w koszcie kapitału. Anketowani wskazują ten kierunek zmian praktyki regulacyjnej jako element poprawy sytuacji ekonomicznej. Jednak należy podkreślić, że podstawą prowadzenia działalności jest pokrycie kosztów tej działalności przychodami co powinna zapewnić taryfa, natomiast zwrot z kapitału, rozumiany jako zysk, powinien zapewnić środki własne na realizację inwestycji oraz równoważyć relację kapitału stałego do wzrastającej w wyniku inwestycji wartości majątku. Dążąc do złotej reguły finansowej. Zwrot z kapitału nie powinien być rozumiany jako wypełnienie luki między przychodami i kosztami z podstawowej działalności.

Najważniejsze bariery formalno-prawne transformacji wskazane przez ankietowanych to długotrwały proces procedowania wniosków w konkursach o dofinansowanie inwestycji np. w NFOŚiGW oraz uzyskanie decyzji środowiskowej. Kolejne miejsce zajęły – brak miejscowych planów zagospodarowania terenu oraz problemy z uzyskaniem warunków przyłączenia do



**Wykres 8**  
Ósme pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne

**Wykres 9**  
Dziewiąte pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne

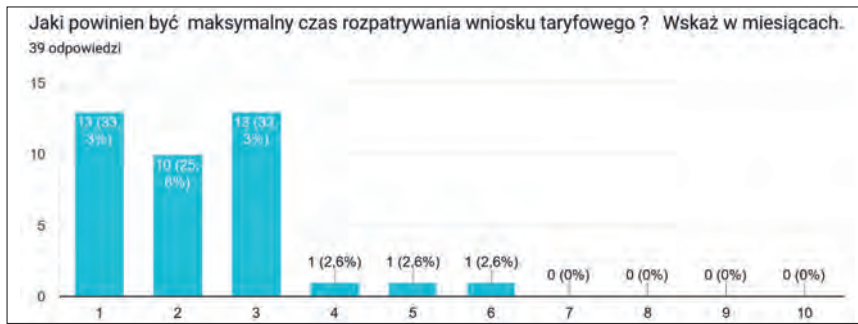


**Wykres 7**  
Siódme pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne



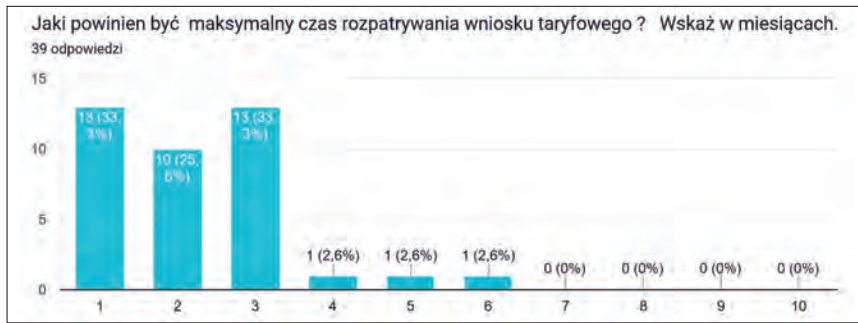
Ostatnie dwa pytania ankiety dotyczyły czasu rozpatrywania wniosków taryfowych oraz wniosków o finansowanie inwestycji. W tym przypadku większość respondentów marzy o maksymalnie 3 miesiącach procedowania, co w praktyce niestety nie występuje. Odpowiedzi korelują z wyborami uczestników ankiety w pkt. 8.

W drugiej części warsztatów uczestnicy mieli za zadanie nadać 18 działaniom polegającym na zmianie aktualnie obowiązujących przepisów prawa oraz zasad lub procedur priorytetów jako pilne



Wykres 10

Dziesiąte pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne



Wykres 11

Jedenaste pytanie ankiety online stanowiącej I część warsztatów. Źródło: opracowanie własne

Tabela 5 Ranking priorytetowych do wprowadzenia zmian obowiązującego prawa

Opis działania polegającego na zmianie aktualnie obowiązujących zapisów prawa lub obowiązujących zasad / procedur	ranking wag
Poszerzenie katalogu inwestycji premiowanych wyższą stopą zwrotu z kapitału o inwestycje w systemy efektywne energetycznie;	1
Uwzględnienie w kosztach uzasadnionych zakupu uprawnień do emisji o 30% dodatkowego przydziału dla posiadających Plan neutralności energetycznej do 2050r.	2
Pozostawienie przedsiębiorstw energetycznym swobody wyboru metody taryfowania ciepła z jednostek kogeneracji.	3
Zmiana zapisów rozporządzenia GBER*** zwiększająca poziom pomocy publicznej dla transformacji ciepłownictwa z 30% do 60% niezależnie od wielkości przedsiębiorstwa, a w zakresie inwestycji w modernizację sieci ciepłowniczych, w tym magazynów ciepła do 75%.	4
Wykreślenie przesłanki nieprzewidywalności jako warunku zmiany taryfy.	5
Wykreślenie algorytmu 4a/4b z wytycznych kalkulacji taryf URE.	6
Zmiana tabeli regulacyjnej na niższe temperatury w strefach.	7
Uwzględnienie elementu przypisania i rozliczania strat dla magazynów oraz zasady współpracy dla magazynów ciepła z siecią;	8
Przywrócenie zapisów o braku ryzyka wzrostu ceny ciepła przy przyłączeniu OZE do efektywnych systemów ciepłowniczych.	9
Likwidacja § 35 w rozporządzeniu taryfowym o rozliczaniu odbiorcy wg ceny średniej ciepła.	10
Uwzględnienie sfinansowanej dotacją wartości WRA w przypadku inwestycji zmierzających do neutralności klimatycznej.	11
Doprecyzowanie zasad ustalania przychodów dla źródeł złożonych z jednostek kogeneracji i jednostek niebędących kogeneracją, niezmnieszenie podstawy wyliczenia kosztów obowiązku oszczędności energii.	12
Wydłużenie okresu uwzględniania premii efektywnościowej.	13
Przywrócenie przepisów o minimalnym przychodzie taryfowym w okresie przejściowym.	14
Wprowadzenia zapisów o eliminacji „kanibalizmu” środków wsparcia rozwoju OZE na te same moce w systemie i indywidualnie oraz poprzez uwzględnienie stosowanych zapisów w regulaminach programowych.	15
Ustalenie minimalnych wartości wskaźników przyjmowanych do wyliczenia ZZK.	16
Umożliwienie realnego wsparcia rozwoju OZE wykorzystujących paliwa w ramach aukcji poprzez eliminację zapisów o dodatnim saldzie dla instalacji na paliwo z ustawy OZE.*	17
Regulacje uwzględniające nieprzewidywalność dostępności odpadowego ciepła przemysłowego z procesów technologicznych, w tym pogodozależnych lub kontraktozależnych na produkcję dóbr.**	18

Źródło: opracowanie własne

lub najmniej pilne poprzez nadanie numerów od 1 do 10. Wynik badania prezentuje tabela 5. Wagi skalkulowano z uwzględnieniem wartości wskazanych punktów rosnąco oraz liczby respondentów, którzy wybrali pozycję i nadali jej punkty. Z pierwszych trzech pozycji wszystkie dotyczą poprawy uwarunko-

wań ekonomicznych poprzez zmiany w modelu taryfowym. Pierwsze miejsce zajęło działanie mające na celu premiowanie i motywowanie do osiągnięcia statusu efektywnej sieci ciepłowniczej. Drugi wybór padł na potrzebę uwzględnienia w taryfach kwestii przyznania dodatkowych 30% uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla

przedsiębiorstw ciepłowniczych, które opracowały i wdrażają plan neutralności klimatycznej, aby miał on faktyczny efekt w postaci wygenerowania środków na inwestycje. Trzecie miejsce dotyczy zwiększenia elastyczności wyboru taryfy kosztowej i uproszczonej dla kogeneracji, co aktualnie jest niemożliwe. Przepisy dopuszczają zmianę taryfy uproszczonej na kosztową bez prawa do ponownego powrotu do taryfy uproszczonej co powinno być zdaniem branży zmienione i uelastycznione. Nie chodzi bowiem o formę kalkulacji, która jest wygodna i bardziej rynkowa, tylko o częstotliwość aktualizacji bazy dla wskaźników do tej formy taryfy. W ostatnim czasie została ona zmieniona z jednej do dwóch aktualizacji publikacji wskaźników przez URE w roku, co jest oczekiwanym i dobrym kierunkiem zmian do weryfikacji co do efektu. Cztery wybór ankietowanych wskazuje na potrzebę poprawy przepisów uniijnych w zakresie aktualnie zbyt skromnej oferty wsparcia w formie dotacji dla realizowanych inwestycji. Co wpłynie na ryzyko wzrostu cen ciepła w efekcie wyższej amortyzacji i ryzyko wyższych kosztów finansowych. W kontekście wyników finansowych dziwić może niska (14) pozycja propozycji przywrócenia przepisów o minimalnym przychodzie taryfowym w okresie przejściowym przed 2028 r. Za najmniej istotne ankietowani wskazali zmiany w zakresie racjonalizacji ryzyka wykorzystania ciepła odpadowego oraz zmiany zapisów o dodatnim saldzie związanych z system wsparcia rozwoju OZE. Może to wynikać z braku doświadczenia i wiedzy ankietowanych w tych dwóch obszarach. Przewidując to ankieta była uzupełniona o następujące wyjaśnienia:

– saldo dodatnie należy roznieć jako wynikające z ustawy o odnawialnych źródłach energii (ustawy OZE) zobowiązanie beneficjenta do wsparcia, polegającego na gwarantowanej przez 15 lat cenie sprzedaży energii elektrycznej, oferowanej przez beneficjenta w ramach wygranej aukcji, pomniejszonej o wartość innej pomocy publicznej np. inwestycyjnej. W przypadku źródeł OZE o przewidywalnych kosztach stałych dla OZE tj. fotowoltaika lub siłownie wiatrowe i minimalnych zmiennych, ta forma kontraktu długoterminowego jest dopuszczalna. Jednak dla OZE zużywających paliwa (biomasa, wodór, biometan itp.) ryzyko wzrostu kosztów zmiennych zakupu paliwa nie jest uwzględnione w tym modelu ceny stałej sprzedaży energii elektrycznej przez 15 lat i w tym przypadku zapisy o saldzie stałym, jak pokazały lata 2022-2023 dyskwalifikują system aukcji z uwagi na realne ryzyko

konieczności sprzedaży energii elektrycznej po stałej cenie z aukcji, niższej niż koszt zakupu paliwa i stałej straty na tej działalności.

- ryzyko związane z ciepłem odpadowym może polegać na przykład na braku możliwości zobowiązania się do dostarczania mocy zamówionej przez dostawcę ciepła odpadowego (brak opłaty stałej), taryfa powinna być ustalona dla szacowanego wolumenu ciepła odpadowego na poziomie  $Q=Q_r-1$  włączonego (zsumowanego) do wolumenu z najtańszego dostępnego źródła ciepła w systemie.

Jednak te wyjaśnienia podane ad hoc mogły być niewystarczające i zbyt zawile dla osób, które nie zetknęły się z tymi problemami w praktyce.

W trzeciej części warsztatów zadaniem uczestników w ramach pracy w zespole była weryfikacja przygotowanych 8 tez reprezentujących dwa aspekty działalności ciepłowniczej: aspekt ekonomiczny oraz aspekt prawno-technologiczny.

Tematyka tez sformułowanych w aspekcie formalno-prawnym i technologicznym, obejmowała kwestie oceny przez uczestników warsztatów realności całkowitej dekarbonizacji i elektryfikacji ciepłownictwa lub oceny skrajnego, alternatywnego rozwiązania tj. pozostania w ciepłownictwie z aktualnie dominującym paliwem kopalnym – węglem. Takie zestawienie skrajnych scenariuszy miało na celu pobudzenie dyskusji i wymianę wiedzy i doświadczeń o barierach prawnych dla ich realizacji w praktyce. Przeciwnostawne tezy miały także na celu uświadomienie problemu jakie konsekwencje spowodowałaby realizacja danego z perspektywy lokalnych systemów przedstawiciele branży w danym zespole, a jakie z perspektywy regulatora.

Pierwsza teza brzmiała: „Elektrociepłownie wykorzystujące obecnie węgiel powinny pozostać z tym paliwem bo nie ma dla nich motywacji, aby starać się o uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.” Zespół odrzucił ją jako nieprawdziwą uzasadniając, że pozostanie z paliwem węglowym oznaczałoby rosnące koszty operacyjne związane z EU ETS, brak dostępu do środków na inwestycje oraz docelowo problem z kontynuacją działalności spowodowaną utratą odbiorców mających do wyboru inne, alternatywne technologie wytwarzania ciepła lokalnie.

Druga teza brzmiała: „Wszystkie aktualnie działające ciepłownie powinny być zastąpione do 2035 r. elektrociepłowniami, a system ciepłowniczy włączony w 100 % do systemu elektroenergetycznego”. Tę tezę także uznano za nieprawdziwą uza-

sadniając, że całkowita elektryfikacja ciepłownictwa poprzez budowanie jednostek CHP byłaby zbyt kapitałochłonna. Stwierdzono, że przyszłość to dywersyfikacja technologii. Natomiast ciepłownie szczytowe powinny pozostać jako konwencjonalne ciepłownie wytwarzające tylko ciepło. Należy mieć też na uwadze oczekiwania maksymalizacji wykorzystania jednostek CHP w podstawie w celu zapewnienia zwrotu z kapitału. Tymczasem przyszłość CHP może oznaczać pracę przy wysokich pikach ceny energii elektrycznej, a nie maksymalnej liczby godzin jej pracy.

Teza trzecia z grupy reprezentujących aspekt prawno-technologiczny brzmiała: „Wszystkie polskie systemy ciepłownicze do wytwarzania lub na potrzeby dostaw ciepła będą za 15 lat wykorzystywać tylko źródła OZE i ciepło odpadowe.” Zakładała więc, że do roku 2040 spełnione byłoby założenia neutralności klimatycznej ciepłownictwa. Została ona także uznana za tezę nieprawdziwą. Według zespołu weryfikującego tezę, takie rozwiązanie możliwe jest tylko lokalnie z uwagi na kapitałochłonność rozwiązań (skala nakładów na 1 MW w tak krótkim czasie) oraz uwarunkowania lokalne w zakresie ewentualnego dostępu do ciepła odpadowego. Zespół wskazał na ryzyko wysokiej, nieakceptowalnej społecznie ceny wdrożenia takiego kierunku zmian ciepłownictwa w tak krótkim czasie oraz problem ograniczenia skalowalności rozwiązań opartych w 100 % na OZE lub/i ciepła odpadowym w aktualnym jego rozumieniu. Wskazano także na problem niestabilności prawa w obszarze definiowania OZE oraz ciepła odpadowego.

Czwarta teza brzmiała: “Wszystkie ciepłownie i elektrociepłownie powinny być włączone w system elektroenergetyczny poprzez źródła odbiorcze typu kocioł elektrodowy lub pompy ciepła i posiadać sezonowe magazyny ciepła.” Teza została przez zespół uznana za nieprawdziwą. Podobnie jak w przypadku tezy trzeciej wskazano w uzasadnieniu na lokalny charakter tego typu rozwiązań, a nie globalny kierunek dla ciepłownictwa w Polsce. Zespół zauważył w uzasadnieniu, że system elektroenergetyczny nie byłby w stanie zapewnić odpowiedniej mocy dla ciepłownictwa. Zdaniem zespołu oceniającego, w wyniku takiego kierunku zmian rynku, elektrociepłownie zostaną włączone w system elektroenergetyczny jako źródła wytwórcze.

Aspekt ekonomiczny był reprezentowany przez nieco bardziej zróżnicowaną tematykę.

Pierwsza teza dotyczyła problemu tzw. „kanibalizmu mocy”, który aktualnie stano-

wi zakłócenie na rynku i może w konsekwencji generować marnotrawstwo nakładów i być przyczyną wzrostu cen ciepła systemowego. Teza brzmiała następująco: *Pomimo realizacji inwestycji w nowe moce OZE w danym systemie ciepłowniczym dofinansowane dotacją oraz preferencyjną pożyczką – nadal ekonomicznie uzasadnione jest finansowanie dotacją lub preferencyjną pożyczką inwestycji w indywidualne źródło odbiorcy ciepła sieciowego wytwarzające tą samą moc cieplną (np. cwu), która została uwzględniona w prognozach sprzedaży projektu realizowanego w systemie ciepłowniczym.”* Zespół uznał tezę za nieprawdziwą. Członkowie zespołu uznali „kanibalizm systemowy” na tym samym rynku ciepła za szkodliwe zjawisko, które powinno zostać pilnie wyeliminowane z uwzględnieniem priorytetu nadanego ciepłu systemowemu.

Drugi problem dotyczył ciepła odpadowego i warunków współpracy w kontekście ryzyka braku pokrycia kosztów wytwarzania ciepła odpadowego ujętego wolumenowo w taryfie, a nie dostarczonego do sieci. Tezę sformułowano następująco: *„System ciepłowniczy może odbierać ciepło odpadowe poniżej kosztów produkcji w najtańszym źródle podłączonym do systemu lub oferowane za darmo. (Dostawca ciepła odpadowego nie może zapewnić ciągłości dostaw i mocy.)”* Tezę zespół weryfikujący uznał za nieprawdziwą, uzasadniając, że odbiór ciepła odpadowego na takich warunkach byłby możliwy pod warunkiem posiadania źródła rezerwowego/alternatywnego i dyspozycyjnego jako rezerwowo w każdej chwili. Cena ciepła odpadowego zdaniem zespołu powinna być niższa niż koszt wytwarzania ciepła ze źródła rezerwowego (brak ryzyka negatywnego efektu wzrostu cen ciepła w systemie).

Jako moderator warsztatów zwróciłam w tym przypadku grupie uwagę na jeden aspekt ryzyka takiego stanowiska zespołu. Otóż jeżeli kupujący ciepło odpadowe z przemysłu ma je ujęte w taryfie po cenie niższej niż koszt wytwarzania w źródle rezerwowym, które je zastępuje to w przypadku ustania dostaw ciepła odpadowego i nie zrealizowania przez dostawcę zakładanego w taryfie wolumenu, kupujący to ciepło naraża się na stratę wynikającą z niższej ceny ciepła odpadowego uwzględnionej w taryfie adekwatnie do planowanego jego udziału i wyższych kosztów dostawy do sieci brakującego ciepła. Konieczne bowiem w tej sytuacji będzie wytworzenie ciepła ze źródła rezerwowego o wyższych kosztach niż cena ciepła odpadowego lub po prostu zakup droższego ciepła od wytwórcy

„rezerwowego” w przypadku operatora sieci ciepłowniczej. Oczywiście umowa z dostawcą ciepła odpadowego może zawierać zapisy o pokryciu tej różnicy. Trzeba mieć jednak na uwadze to, że ciepło odpadowe z przemysłu przedsiębiorstwa chętnie oddadzą tanio w przypadku gdy nie jest im ono potrzebne, ale pod warunkiem, że nie będzie to generować dla nich ryzyka dodatkowych kosztów działalności lub ograniczać ich elastyczności planowania produkcji nie związanej z energetyką czy ciepłownictwem.

Trzecia teza w aspekcie ekonomicznym, miała na celu uświadomienie efektu stosowania aktualnej regulacji w kontekście inwestycji w poprawę efektywności, która oznacza obecnie dla inwestora spadek przychodów nie generując wzrostu zysku. Teza brzmiała następująco: „*Inwestycja w ograniczenie kosztów produkcji, która powoduje obniżenie ceny produktu dokładnie o oszczędności z tej inwestycji ma sens ekonomiczny.*” Zespół ocenił tę tezę jako nieprawdziwą ze względu na nie uzyskanie efektu ekonomicznego, który wpływa na brak motywacji do realizacji przedsięwzięcia. Jednak z drugiej strony zespół zauważył, że wpływ takich przedsięwzięć na obniżenie ceny ciepła może stanowić motywację pozaekonomiczną, związaną z poprawą konkurencyjności. I z tą drugą konkluzją, jako moderatorowi warsztatów, trudno jest się zgodzić jako z racjonalnym podejściem do zarządzania kapitałem spółki z punktu widzenia zarządzających przedsiębiorstwem w kontekście zapisów ksh o działaniu na szkodę spółki, zwłaszcza mając na uwadze wyniki finansowe branży.

Ostatnie zagadnienie sformułowane tezą miało na celu uwypuklenie problemu aktualnego, rzeczywistego zwrotu kapitału w ciepłownictwie wyrażonego ROE oraz kosztu kapitału obcego, który przedsiębiorstwa muszą ponieść w związku z inwestycjami, nawet przy zerowym koszcie kapitału własnego. „*Zwrot z kapitału w perspektywie 10 lat na poziomie niższym niż 1 % uzasadnia inwestowanie z udziałem 50 % kredytu inwestycyjnego oprocentowanego WIBOR3M+50 p.b.*” Tę tezę uznano za nieprawdziwą. Zespół uzasadnił swoje stanowisko stwierdzając, że rynkowo taki biznes nie miałby szans przetrwania jako uzasadniona inwestycja kapitału. Ciepłownictwu jednak, patrząc na wskaźniki rentowności, paradoksalnie się to udawało. Wcześniej nie było jednak tylu innych możliwości do lokowania kapitału na tym rynku.

## Wnioski

Wyniki przeprowadzonych badań są wartościowym materiałem, który wskazuje na priorytety likwidacji barier prawnych i może stanowić koncepcję poprawy bez-

pieczeństwa ekonomicznego przedsiębiorstw dostarczających ciepło systemowe. Odpowiedzi ankietowe oraz efekty pracy w zespołach prezentują krytyczne spojrzenie branży na realia transformacji w aspekcie technologicznym oraz ekonomicznym i wskazują na potrzebę zainicjowania likwidacji biurokratycznych oraz ekonomicznych barier transformacji. Zapewnienie wskazanych przez ankietowanych kierunków transformacji w politykach na poziomie krajowym oraz w miejscowych planach zagospodarowania na poziomie lokalnym. Te dwa obszary zmian dopełniając się powinny pozwolić uzyskać „antykruchocść” ciepłownictwu przyszłości w obliczu zmian geopolitycznych i klimatycznych oraz potrzeb transformacji. Oceniając wybory uczestników warsztatów biorących udział w obu ankietach należy mieć na uwadze, że reprezentowali oni w dominującej większości przedsiębiorstwa mające koncesje na przesył i dystrybucję ciepła. Mniejszość stanowili wytwórcy oraz przedstawiciele regulatora URE.

Wskazanie na kogenerację gazową jako nadal priorytetowy kierunek transformacji powinno skłonić do rewizji podejścia przez instytucje finansujące co do stosowania rygorystycznie i literalnie zapisów taksonomii, hamujących rozwój tego segmentu. Powinno też zwrócić uwagę operatorów sieci energetycznych na ten potencjał synergii i skłonić do pozytywnego rozpatrywania wniosków o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w krótszym czasie. Środowisko ciepłownicze mówi bowiem z perspektywy doświadczenia i odpowiedzialności za utrzymanie niezawodności dostaw z jednej strony, ale także jako antidotum na spadek sprzedaży ciepła, który generuje ryzyko hamowania efektu skali oraz spadku rentowności. Kogeneracja uzupełnia ten spadek sprzedażą energii elektrycznej. Uzupełnia także deficyty mocy systemu elektroenergetycznego.

W aspekcie ekonomicznym, branża wskazuje przede wszystkim na potrzebę poszerzenia dostępnej na rynku oferty taniego finansowania inwestycji, w tym poprzez zmiany aktualnego rozporządzenia GBER, oraz zapewnienie zwrotu z kapitału na poziomie jego rzeczywistego kosztu przy zapewnieniu pokrycia kosztów działalności. Wskazuje też na potrzebę zwiększenia motywacji do inwestowania w efektywne systemy ciepłownicze. Ma to istotne znaczenie dla dzisiejszych planów inwestycyjnych przedsiębiorstw przygotowywanych pod kątem ich możliwości oraz przyszej ceny ciepła dla odbiorcy.

Tezy w czwartej części warsztatów oceniono na nieprawdziwe, czasem w kontrze do kierunków transformacji wskazywanych w przestrzeni publicznej jako priorytetowy kierunek „power to heat”. Istotne, jak oceni-

li przedstawiciele branży, czy rozpatrujemy elektryfikację i neutralność klimatyczną jako 100 % OZE i ciepła odpadowego jako kierunek ogólny dla ciepłownictwa, czy tylko dla zdefiniowanej wielkością mocy lub sprzedaży określonej grupy przedsiębiorstw lub dla danej lokalizacji. Branża dostrzega jako realny ok. 30 % udział elektryfikacji w formie „power to heat” przy jednoczesnym rozwoju sieci niskoparametrowych, ale odrzuca ideę pełnej elektryfikacji lub pełnego przejścia na OZE i ciepło odpadowe w ciepłownictwie. Równocześnie branża zauważa także przyszłość magazynów ciepła we współpracy z rozwiązaniami „power to heat”. Zwłaszcza z perspektywy operatora sieci ciepłowniczej dążącego do tego, aby być efektywnym – te rozwiązania są trafne i realne do realizacji wyborem. Generalnie branża wskazuje na potrzebę zniesienia barier transformacji poprzez zwiększenie elastyczności regulacji i ograniczenie czasu trwania procedur administracyjnych w trakcie fazy formalno-prawnej przygotowania inwestycji. Wskazuje też na konieczność elastycznego podejścia co do wspieranych i promowanych rozwiązań technologicznych i stawianie na różnorodność rozwiązań z priorytetem stabilnej ceny ciepła.

Dla decydentów kształtu polityki energetycznej z wyników tych warsztatów płyną wnioski, że kierunków transformacji ciepłownictwa nie powinno się ograniczać do konkretnych rozwiązań, tylko pozwolić na elastyczne stosowanie lokalnych konfiguracji. Niezbędne jest wprowadzenie zmian w przepisach poprawiających kondycję finansową przedsiębiorstw branży ciepłowniczej przy świadomości trendu spadku sprzedaży ciepła i przy zachowaniu elastyczności cen, adekwatnie do sytuacji na rynku. Wszelkie usztywnienia będą bowiem, przy ewentualnych kryzysach, ponownie dawać efekt utraty rentowności przedsiębiorstw.

## BIBLIOGRAFIA:

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona)
- [2] Energetyka ciepłownicza w liczbach 2023, Wydawca Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2025,
- [3] Energetyka ciepłownicza w liczbach 2016, Wydawca Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2017,
- [4] [https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2024/10/RAPORT\\_PTEC-Wplyw-regulacji-UE-na-transformacje-sektora-ciepłownictwa-systemowego-w-Polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych.pdf](https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2024/10/RAPORT_PTEC-Wplyw-regulacji-UE-na-transformacje-sektora-ciepłownictwa-systemowego-w-Polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych.pdf)
- [5] Surma T., prezentacja pt. Kilkadziesiąt razy mniejsza emisja. Czy ciepłownictwo systemowe to najbardziej ekologiczny sposób na ogrzewanie polskich gospodarstw domowych
- [6] Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U.2024.266 t.j. z dnia 2024.02.28)
- [7] [www.dhbenchmarking.pl](http://www.dhbenchmarking.pl)