



Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości

Nowy model biznesowy

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

AUTORZY

Janusz Mazur

Jan Rączka

Christian Schnell

Marcin Żuk

Solivan Pontes dla Forum Energii

REDAKCJA MERYTORYCZNA

Andrzej Rubczyński – Forum Energii

Piotr Kleinschmidt – Forum Energii

WSPÓŁPRACA

Joanna Maćkowiak-Pandera – Forum Energii

REDAKCJA

Julia Zaleska

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

ZDJĘCIA

Unsplash.com

DATA PUBLIKACJI

wrzesień 2021

Raport został opracowany w ramach projektu Forum Energii „Czyste ciepło – Międzynarodowe Forum Współpracy” wspieranego przez EUKI – Europejską Inicjatywę na rzecz Ochrony Klimatu. Nadrzędnym celem EUKI jest sprzyjanie współpracy wewnątrz Unii Europejskiej w zakresie klimatu i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. EUKI jest instrumentem finansowania projektów przez BMUB (Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody, Budownictwa i Bezpieczeństwa Jądrowego Niemieckiej Republiki Federalnej). Wdrażanie instrumentu EUKI odbywa się przy wsparciu GIZ (Niemieckie Towarzystwo Współpracy Międzynarodowej). Opinie zamieszczone w tej publikacji należą wyłącznie do autorów.

PARTNER PROJEKTU



European
Climate Initiative
EUKI

SPIS TREŚCI

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)

1. Najważniejsze wnioski	3
2. Tło analizy	4
3. Cel i zakres raportu	5
4. Diagnoza ciepłownictwa	6
5. Modele biznesowe w ciepłownictwie	7
6. Nowy model biznesowy w polskim ciepłownictwie	9
7. Analiza ryzyk transformacji systemu ciepłowniczego	19
8. Opłacalność produkcji ciepła w nowym modelu biznesowym	20
9. Przeszkody na drodze rozwoju nowego modelu biznesowego	28
10. Plan działań	29
11. Rekomendacje prawne	34
12. Literatura	39

Wstęp

Polska ma jeden z najbardziej rozbudowanych systemów ciepłowniczych w Unii Europejskiej, który rozwijał się intensywnie do połowy lat 80. XX w. Od tego czasu ciepłownictwo znajduje się w stagnacji. Przedsiębiorstwa ciepłownicze koncentrują się na utrzymaniu majątku wytwórczego w gotowości do pracy i spełnianiu stopniowo zaostrzanych norm emisji zanieczyszczeń, korzystając często z możliwości derogacji w zakresie realizacji unijnych standardów środowiskowych.

Ponad 70% ciepła produkuje się z węgla, co jest ogromnym wyzwaniem ze względu na rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz spadającą podaż krajowego surowca. Polski sposób taryfowania ciepła spowodował, że niewiele inwestowano w modernizację technologiczną i rozwój systemu. Teraz Unia Europejska i społeczeństwo stawiają na znaczną poprawę efektywności energetycznej w budynkach, na co w kolejnych latach przeznaczone zostaną znaczne środki finansowe. Będzie to jednak dodatkowo zmniejszać rynek ciepła.

Ciepłownictwo pogrąża się w coraz większym kryzysie, ceny rosną, a przedsiębiorstwom, zwłaszcza w małych miastach, grozi upadek. Tymczasem ciepłownictwo systemowe jest przecież potrzebne. Biorąc pod uwagę jego specyfikę – istniejący majątek przedsiębiorstw, duży udział budynków wielorodzinnych, zgromadzoną przez dziesięciolecia wiedzę i doświadczenia – może to być cenne aktywo w walce o osiągnięcie neutralności klimatycznej. Dlatego nie można dopuścić do „pegeeryzacji” ciepłowni i trzeba o nie zaważyć.

Obecny model biznesowy się wyczerpał – nie staje naprzeciw wyzwaniom, blokuje poprawę efektywności energetycznej i nie daje bodźców do transformacji. Działania decydentów polegają na doklejaniu kolejnych plastrów legislacyjnych, aby dać przedsiębiorstwom szansę na przeżycie kolejnego roku w dobie rosnących wymagań środowiskowych i klimatycznych. Potrzebna jest zmiana paradygmatu funkcjonowania sektora – **nowy model biznesowy**.

2 Przedsiębiorstwa powinny być nagradzane za zapewnienie komfortu cieplnego, a nie za maksymalizację produkcji. Szansą jest budowanie kompetencji w zakresie poprawy efektywności energetycznej w budynkach wielorodzinnych i zarządzaniu energią. Potrzebne do tego są jednak odważne decyzje i wsparcie państwa w zakresie regulacji prawnych oraz finansowych.

W nowej perspektywie finansowej UE na cele czystego ciepła zarezerwowano dużą ilość środków finansowych. Ich efektywne wykorzystanie wymaga jednak odważnych, strategicznych decyzji. To może być dla Polski ostatni dzwonek.

Zachęcamy do lektury naszego raportu i dyskusji.

dr Joanna Maćkowiak-Pandera
Forum Energii

1. Najważniejsze wnioski

Nowy model biznesowy i technologiczny dla ciepłownictwa w Polsce zwiększa szanse na przetrwanie małych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Wspiera również rozwój ciepłownictwa systemowego, które jest obecnie przestarzałe, uzależnione od węgla i obciążone wysokimi kosztami emisji CO₂. Proponowana koncepcja wpisuje się w cele osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. oraz cele redukcji emisji CO₂ w 2030 r. Zwiększa także szanse na skuteczne pozyskanie dofinansowania w nowej perspektywie budżetowej Unii Europejskiej.

- Przedstawione w analizie rozwiązania ograniczają koszty transformacji ciepłownictwa przez stosowanie mechanizmów rynkowych. Model może być wdrażany przy stosunkowo niewielkim poziomie dotacji inwestycyjnych i umiarkowanym wzroście cen usług ciepłowniczych. Połączenie dedykowanych poręczeń i wykupu wierzytelności umożliwi przedsiębiorstwu ciepłowniczemu pokrycie większości nakładów inwestycyjnych kredytami udzielonymi na warunkach komercyjnych.
- Aktywne zarządzanie energią przez przedsiębiorstwo ciepłownicze oraz termomodernizacja budynków pozwolą na utrzymanie udziału wydatków na ogrzewanie w budżecie gospodarstw domowych na racjonalnym poziomie. W prezentowanym nowym modelu koszt tych usług początkowo wzrośnie ze względu na potrzebę poniesienia nakładów inwestycyjnych, ale w dalszej perspektywie czasowej spadnie poniżej obecnego poziomu. Nie ma natomiast ryzyka wzrostu cen ciepła powodowanych zaostrzonymi wymaganiami środowiskowymi dla kotłowni na paliwa kopalne lub wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂.
- Mimo zmniejszenia wolumenu dostarczanego ciepła, rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych w nowym modelu nie pogorszy się. Strumień przychodów przedsiębiorstwa będzie złożony z:
 - opłaty stałej za usługę komfortu cieplnego,
 - wynagrodzenia uzyskiwanego od Funduszu Wykupu Wierzytelności za windykację i rozliczanie opłaty modernizacyjnej,
 - zysku z usługi redukcji mocy pobieranej z Krajowego Systemu Energetycznego (np. w ramach rynku mocy).
- Termomodernizacja budynków, będąca fundamentem dla nowego modelu biznesowego, oprócz efektu energetycznego i środowiskowego, zwiększy również ład przestrzenny miast. W konsekwencji podniesie wartość rynkową nieruchomości, co nie jest bez znaczenia z perspektywy budżetu gospodarstw domowych.
- Dla osiągnięcia zamierzonych efektów ważne jest zsynchronizowanie procesu głębokiej termomodernizacji budynków z modernizacją lokalnych sieci ciepłowniczych i budową źródeł ogrzewania. Równoległe prowadzenie tych działań pozwoli na optymalizację wydatków inwestycyjnych i kosztów operacyjnych.

Kluczowe liczby

67% energii cieplnej małych systemów ciepłowniczych może pochodzić z OZE w wyniku modernizacji nieefektywnych systemów ciepłowniczych i zastępowania kotłów węglowych pompami ciepła zasilającymi wydzielone niskotemperaturowe systemy ciepłownicze¹.

73% łącznych oszczędności energii cieplnej uzyskają dobrze ocieplone budynki (65%) oraz sieci ciepłownicze przekształcone na niskotemperaturowe mikrosieci (8%).

1 mld zł – o tyle spadnie roczny koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂ od roku 2030 (70%) dzięki przekształceniu wszystkich krajowych nieefektywnych systemów ciepłowniczych w systemy niskotemperaturowe zasilane pompami ciepła².

60% (2 tys. zł rocznie) mniej zapłaci za ciepło gospodarstwo domowe funkcjonujące w zmodernizowanym budynku zasilanym zeroemisyjnym źródłem ciepła w stosunku do gospodarstw funkcjonujących w nieocieplonych budynkach zasilanych z nieefektywnych systemów ciepłowniczych (po zakończeniu spłaty opłaty modernizacyjnej)³.

3 GWe średniej mocy dostępnej w ramach usługi w systemie DSR (ang. *Demand Side Response* – czasowa redukcja poboru mocy) w sezonie grzewczym można uzyskać dzięki inteligentnemu zarządzaniu pompami ciepła, które zastąpią kotły węglowe w nieefektywnych systemach ciepłowniczych, co zwiększy roczny przychód przedsiębiorstw ciepłowniczych o ok. **112 mln zł**.

2. Tło analizy

4

Obecny sposób funkcjonowania ciepłownictwa systemowego stoi w sprzeczności z celami poprawy efektywności energetycznej i zmniejszania wpływu sektora na klimat i środowisko. Przedsiębiorstwa ciepłownicze maksymalizują zyski poprzez zwiększanie sprzedaży energii cieplnej i mocy zamówionej. Im większa sprzedaż, tym wyższa emisja zanieczyszczeń oraz gazów cieplarnianych. Odbiorcy natomiast chcą zużywać jak najmniej energii i jak najmniej za nią płacić, są więc zainteresowani inwestycjami w efektywność energetyczną. Pomiedzy celami biznesowymi przedsiębiorstw a celami społecznymi i środowiskowymi występuje zatem konflikt interesów.

Rentowność i zasoby wolnej gotówki przedsiębiorstw ciepłowniczych spadają z roku na rok. To efekt uboczny przyjętego przed laty modelu taryfowania, który jest bardziej skoncentrowany na ograniczaniu cen ciepła niż na unowocześnianiu majątku trwałego. Systemy ciepłownicze w małych i średnich miastach nie są efektywne w rozumieniu ustawy o efektywności energetycznej⁴, co uniemożliwia im uzyskanie dotacji i preferencyjnych pożyczek.

Brak własnych rezerw finansowych oraz dostępu do pomocy publicznej utrudnia przedsiębiorstwom realizację dużych inwestycji. W konsekwencji jest im trudno dokonać transformacji technologicznej, czyli np. odejść od węgla. Ich działalność sprowadza się więc do utrzymania w dobrym stanie istniejących urządzeń i obiektów, żeby zapewnić ciągłość świadczenia usług w zgodzie z bieżącymi przepisami prawa. Oznacza to, że tak naprawdę przedsiębiorstwa te znajdują się w błędnym kole, gdyż niemożność unowocześniania majątku i dywersyfikacji źródeł wytwórczych prowadzi do wzrostu ceny ciepła i stopniowej utraty klientów.

Aby ciepłownictwo przetrwało, potrzebne jest nowe podejście. Konieczny jest nowy model technologiczno-biznesowy przedsiębiorstwa, który będzie wynagradzać nie ilość sprzedanej energii, ale zapewnienie komfortu cieplnego u odbiorców. Dzięki temu przedsiębiorstwa ciepłownicze mają szansę nie tylko przetrwać, ale i dalej się rozwijać.

Niniejszy raport pokazuje, że zastąpienie zasady działania „im więcej energii, tym lepiej dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego” na „im mniej energii, tym lepiej dla przedsiębiorstwa i społeczeństwa” jest możliwe.

1 Przy założeniu obecnego udziału OZE w Krajowym Systemie Energetycznym i przy średniorocznym wskaźniku wydajności pomp ciepła COP na poziomie 2,6.

2 Emisja CO₂ tych systemów wynosi 5,8 mln t CO₂/r. Założono cenę EUA – 40 euro/t CO₂ w 2030 r.

3 Założono 20% dotacji do termomodernizacji budynków. Koszt ogrzewania wyliczono dla gospodarstwa domowego o wielkości 50 m².

4 Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 868).

3. Cel i zakres raportu

Ciepłownictwo systemowe w Polsce ma ważną rolę do odegrania, ale najpierw musi przejść duże zmiany – technologiczne, regulacyjne i biznesowe. Konieczne są przełamanie niechęci do inwestowania w efektywność energetyczną, a jednocześnie zdolność do podejmowania działań. Sektor znalazł się w trudnej sytuacji. Z jednej strony rośnie presja na poprawę jakości powietrza, z drugiej – silne upolitycznienie strategii i uzależnienie od węgla blokują procesy decyzyjne. W tym samym czasie polityka klimatyczna coraz mocniej oddziałuje na rynek, a ceny uprawnień do emisji sięgają już 55 euro/t (maj 2021). Ciepłownictwo w Polsce, szczególnie w małych miastach, nie przetrwa, jeżeli nie zaczniemy działać.

Celem naszego raportu jest wskazanie progresywnego modelu działania, który pozwoliłby na ucieczkę do przodu. W naszych propozycjach łączymy różne perspektywy – konsumenta, który chce zużywać jak najmniej energii oraz przedsiębiorstwa ciepłowniczego, które skupia się na utrzymaniu rentowności. Mamy także na uwadze społeczeństwo chcące oddychać czystym powietrzem i ograniczyć wpływ emisji CO₂ na klimat.

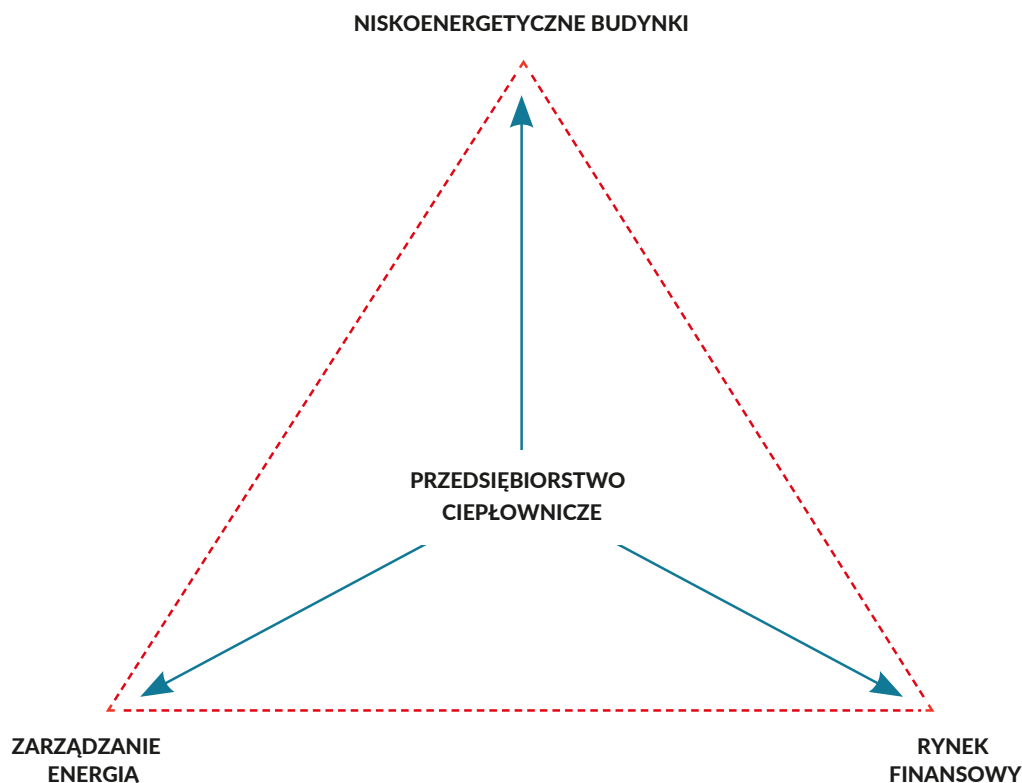
Na pewno nasze propozycje wymagają wizji i odwagi w podejmowaniu decyzji przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Urząd Regulacji Energetyki, Rząd oraz same przedsiębiorstwa ciepłownicze. Konieczna jest także dobra współpraca pomiędzy uczestnikami rynku i skuteczna komunikacja niezbędnych zmian.

Nowy model biznesowy (rysunek 1) może zaistnieć, gdy przedsiębiorstwo ciepłownicze będzie w stanie pozyskać i połączyć ze sobą trzy fundamentalne kompetencje:

1. Umiejętność zarządzania procesem poprawy efektywności energetycznej budynków.
2. Współpracę z instytucjami finansowymi zapewniającą dostęp do środków inwestycyjnych.
3. Zarządzanie energią u odbiorcy końcowego.

5

Rysunek 1. Filary nowego modelu biznesowego



Zakres niniejszego raportu obejmuje systemy ciepłownicze w małych i średnich miastach, które są obecnie zasilane z ciepłowni na węgiel kamienny. Koncentruje się w większym stopniu na problemach operacyjnych, finansowych oraz prawnych niż na technologicznych. Analiza finansowa i szacunkowe wyniki ilościowe odnoszą się do jednego układu technologicznego: pompy ciepła – niskotemperaturowa mikrosieć – budynki po termomodernizacji. Zaprezentowany w raporcie nowy model biznesowy może być z powodzeniem zastosowany również w przypadku innych zeroemisyjnych źródeł ciepła. Każdorazowo wybór źródła ciepła będzie uwarunkowany wynikiem przeprowadzonej analizy opłacalności inwestycji, na którą duży wpływ mają czynniki lokalne.

4. Diagnoza ciepłownictwa

Krajowe ciepłownictwo jest w złej kondycji. Poziom dekapitalizacji majątku wytwórczego wyniósł 48,87% w 2019 r.⁵ Sektor generuje skromny wynik finansowy, ma ograniczoną zdolność kredytową i co za tym idzie, niewielką aktywność inwestycyjną. W ciepłownictwie dominuje węgiel, a wysokie ceny CO₂ (w maju 2021 r. ponad 50 euro/t) oraz problemy z podażą krajowego surowca powodują, że szybkie odchodzenie od czarnego paliwa jest nieuchronne. W polskich warunkach klimatycznych systemy ciepłownicze odgrywają kluczową rolę w dekarbonizacji ciepła. Muszą się one jednak zmierzyć nie tylko z rewolucją technologiczną, ale także z dążeniem do poprawy efektywności energetycznej budynków.

- **Wytwarzanie ciepła**

W grupie małych i średnich systemów ciepłowniczych (tzn. wyposażonych w źródła o mocy od 1 do 100 MW_e) stosowane są niemal wyłącznie najprostsze kotły na węgiel. W odosobnionych przypadkach używane są kotły lub układy kogeneracyjne na biomasę. Niektóre systemy dysponują gazowymi jednostkami kogeneracyjnymi małej mocy (dostosowanej do zapotrzebowania na podgrzew ciepłej wody użytkowej). Biorąc pod uwagę aktualne trendy w budownictwie, zmierzające do radykalnej poprawy efektywności energetycznej budynków, należy rozważyć planować modernizację systemów ciepłowniczych, tak aby malejące zapotrzebowanie na ciepło nie doprowadziło do przeinwestowania w moce wytwórcze i obciążenia przyszłych odbiorców ciepła tzw. kosztami utopionymi (całkiem realnymi).

- **Sieci ciepłownicze**

Typowe parametry miejskiej sieci ciepłowniczej charakteryzują się wysokimi temperaturami (zasilanie sieci – temperatura maks. 135°C, powrót z sieci do ciepłowni – temperatura maks. 65°C). Tak wysokie temperatury wody krążącej w systemach ciepłowniczych uniemożliwiają pełne wykorzystanie ciepła z OZE (np. z kolektorów słonecznych, geotermii i ciepła odpadowego oraz pomp ciepła), które powinno mieć dominujący udział w strumieniu energii. Wykorzystanie szerokiej gamy bezemisyjnych źródeł ciepła w przyszłości jest uwarunkowane obniżeniem parametrów sieci do poziomu 40–60°C, a w dłuższej perspektywie nawet niższego (20–40°C).

- **Budynki**

Od 2021 r. obowiązują restrykcyjne warunki techniczne dla nowobudowanych domów (standard WT 2021), które obniżają konkurencyjność ciepła sieciowego pochodzącego głównie ze spalania węgla. Nieodpowiednia struktura paliwowa i technologiczna ciepłowni utrudni osiągnięcie zaostrożonych norm energetycznych nowym budynkom, co zmusi inwestorów do poszukiwania alternatywnych źródeł ciepła. Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze będą użyteczne wtedy, kiedy przyłączone do sieci budynki zostaną poddane głębokiej termomodernizacji oraz ich instalacje wewnętrzne zostaną dostosowane do pracy przy niższych parametrach.

Problem stanowią istniejące budynki. Raport Forum Energii⁶ wskazuje, że jakość wykonanych termomodernizacji w analizowanym mieście jest bardzo niska. Kwestia ta ma niestety szerszy zasięg i dotyczy całej Polski. Wyniki audytów uzyskane na próbie 200 budynków wykazały, że zapotrzebowanie na energię końcową po termomodernizacji mieści się w przedziale od 100 do 600 kWh/m²/rok (dla porównania według WT 2021 nowy budynek wielorodzinny musi spełnić normę 65 kWh/m²/rok).

Osiągnięcie celu neutralności klimatycznej w ciepłownictwie będzie więc wymagało ocieplania istniejących budynków, tak aby ich zużycie energii grzewczej odpowiadało standardowi budynku zeroenergetycznego lub niskoenergetycznego (ok. 15 kWh/m²/rok). Można się spodziewać, iż w tym kierunku będzie zmierzała opracowywana Krajowa Strategia Renowacji.

5. Modele biznesowe w ciepłownictwie

Obecnie model biznesowy typowego przedsiębiorstwa ciepłowniczego w Polsce opiera się na pobieraniu opłat za dostarczone ciepło i moc zamówioną (z ang. *pay-as-you-go*). Jego największą słabością jest konflikt z celami środowiskowymi (emisje) i społecznymi (wysokie koszty ogrzewania). Przedsiębiorstwo osiąga większy zysk, kiedy dostarcza więcej ciepła. Wymaga to spalania większej ilości paliw kopalnych, skutkującego wzrostem emisji zanieczyszczeń atmosferycznych i gazów cieplarnianych.

Dojście do neutralności klimatycznej wymaga gruntownej restrukturyzacji całego systemu ciepłowniczego – zarówno źródeł i sieci, jak też obiektów odbiorców. Trzeba przejść na bezemisyjne źródła ciepła, które będzie rozprowadzane sieciami niskotemperaturowymi. Budynki muszą być mniej energochłonne, a ich wewnętrzne instalacje dostosowane do sieci niskotemperaturowych.

7

5.1. Kierunki zmian modeli biznesowych w ciepłownictwie

W tabeli 1 przedstawiono progresywne modele biznesowe spotykane w krajach europejskich. Większość z nich jest bezpośrednio powiązana ze sprzedażą poszczególnych urządzeń grzewczych. Pozwalają one na zastąpienie jednorazowej należności innym mechanizmem płatności, co ułatwia rozłożenie kosztów w czasie. Modele te nawiązują do dzierżawy majątku lub leasingu urządzeń, a dodatkowo często obejmują także usługi konserwacyjne lub pomoc w poprawie efektywności energetycznej.

Modele od 1 do 4 są zbyt proste w odniesieniu do kompleksowej transformacji polskiego systemu ciepłowniczego. Ujęto je w zestawieniu, aby lepiej przedstawić kierunki zmian.

Druga grupa modeli koncentruje się na komforcie cieplnym, który jest definiowany w uproszczony sposób – zwykle jako gwarancja utrzymania temperatury w sezonie grzewczym na uzgodnionym poziomie np. nie niższym niż 20°C (model 5) lub jako pewien zbiór charakterystyk technicznych lub operacyjnych (modele 6 i 7). Jest to też grupa rozwiązań, które są adekwatne do problemu polskiego ciepłownictwa.

6

A. Rubczyński, *Antysmogowa mapa drogowa dla Żywca. Czyste ciepło do 2030 roku*, Forum Energii, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/antysmogowa-mapa-drogowa>.

Tabela 1. Progresywne modele biznesowe w usługach ciepłowniczych

Lp.	Model biznesowy	Sposób działania i przykłady	Komentarz
1	Plan płatności za energię	<p>Alternatywny sposób płacenia za energię, który nie obejmuje urządzenia grzewczego.</p> <ul style="list-style-type: none"> Wielka Brytania – firma Energy Systems Catapult, która stosuje model płatności za uzgodnioną liczbę godzin ogrzewania lub płatność za kontrolowane przez klienta zużycie energii. Hiszpania – firma Naturgy łączy dostawy energii i usługi konserwacyjne ze stałą miesięczną opłatą 	<p>W Polsce usługi konserwacyjne są dodawane przez wiele firm obrotu energią elektryczną, np. PGE Obrót. Są też dostępne dedykowane taryfy wielostrefowe (G12, G12w, G13). Model jest jednak nieadekwatny, ponieważ nie obejmuje ceny urządzeń i poprawy efektywności energetycznej</p>
2	Dzierżawa majątku	<p>Stać opłata za dzierżawę urządzenia grzewczego, rutynową konserwację i naprawy.</p> <ul style="list-style-type: none"> Holandia – firma Feenstra oferuje wynajem kotłów. Dania – firma OK oferuje leasing pomp ciepła 	<p>W Polsce problemem jest poprawa charakterystyki energetycznej budynków, która jest warunkiem koniecznym przejścia na sieci niskotemperaturowe oraz bezemisyjne źródła ciepła. Samo wydzierżawienie urządzeń grzewczych nie jest rozwiązaniem problemu</p>
3	Dzierżawa majątku z oszczędnością	<p>Dzierżawa majątku z gwarancją efektywności energetycznej.</p> <ul style="list-style-type: none"> Dania – firma Best Green zwraca klientom koszt energii elektrycznej zużywanej przez pompy ciepła 	
4	Produkcja ciepła jako usługa	<p>Dzierżawa urządzenia grzewczego i dostawa paliwa. Klienci są obciążani kosztami ciepła.</p> <ul style="list-style-type: none"> Niemcy – firmy Thermondo i Viessmann (kotły gazowe) 	
5	Komfort cieplny jako usługa	<p>Dzierżawa urządzeń grzewczych rozliczana opłatami za komfort cieplny, a nie za generowane ciepło.</p> <ul style="list-style-type: none"> Holandia – firma Eneco przy pomocy pomp ciepła oferuje temperaturę 20°C za stałą miesięczną opłatą 	<p>Jest to model biznesowy, który wprowadza pojęcie komfortu cieplnego. Dzięki temu przedsiębiorca może zwiększać swoje przychody bez konieczności zwiększania zużycia paliw kopalnych</p>
6	ESCO (z ang. Energy Saving Company)	<p>Inwestycja w majątek odbiorcy w celu zmniejszenia zużycia energii w zamian za część oszczędności. Umowa jest podpisywana na wiele lat, żeby zapewnić zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych. Usługa jest zwykle powiązana z bieżącym monitoringiem i usługami konserwacyjnymi. Często opłata jest dzielona na komponent stały (abonamentowy) oraz komponent ruchomy (za uzyskany efekt)</p>	<p>Modele ESCO i EPC pozwalają na ulepszenie komfortu cieplnego poprzez poprawę charakterystyki energetycznej budynków, co jest konieczne w przypadku zastosowania sieci niskotemperaturowych zasilanych z bezemisyjnych źródeł ciepła</p>
7	EPC (z ang. Energy Performance Contracting)	<p>Jest to wariant struktury ESCO, w którym strony umawiają się na efekt, czyli określają kryteria stanu oczekiwanego, np. temperaturę wewnątrz budynku, poziom wilgotności i inne parametry. Usługobiorca po prostu wnosi opłatę za ich zapewnienie, a w przypadku odchyłań wynagrodzenie usługodawcy jest redukowane</p>	

Nowoczesne przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny stać się lokalnym centrum kompetencji w zakresie energooszczędności. W następstwie transformacji modelu biznesowego przedsiębiorstwo będzie koncentrować się w pierwszej kolejności na poprawie charakterystyki energetycznej budynków, a w drugiej na dostarczaniu medium, które służy do ich ogrzewania. Istotne jest, aby to przedsiębiorstwa ciepłownicze wyznaczały standardy. Poszukiwany model biznesowy czerpie też z modeli 2, 3 i 4 tyle tylko, że chodzi w nim o sprzedaż usług budowlanych, które służą poprawie charakterystyki energetycznej budynków. W wyniku transformacji biznesowej przedsiębiorstwu ciepłowniczemu będzie bliżej do przedsiębiorstwa technologicznego efektywności energetycznej niż do przedsiębiorstwa energetycznego.

6. Nowy model biznesowy w polskim ciepłownictwie

Nowy model biznesowy opisany w niniejszym raporcie został opracowany z myślą o osiągnięciu neutralności klimatycznej w ciepłownictwie w 2050 r. i celach śródkresowych na 2030 r. Na jego kształt wpłynęło także poszukiwanie innego sposobu działania w nowej rzeczywistości wykreowanej przez postęp techniczny i zmiany legislacyjne. Motywuje on przedsiębiorstwa ciepłownicze do powiązania celów korporacyjnych ze społecznymi i środowiskowymi. Nowe rozwiązania muszą też wysyłać poprawne sygnały cenowe.

6.1. Koncepcja ogólna

Prezentowana tutaj propozycja nowego modelu biznesowego odnosi się do specyficznego rozwiązania technologicznego, które opiera się na pompach ciepła oraz programie głębokiej termomodernizacji budynków, kierując się następującymi przyczynami:

- Energia elektryczna staje się przyszłościowym i strategicznym rozwiązaniem, szczególnie wobec ograniczeń wykorzystania węgla oraz gazu. Przyspiesza także dążenie do zeroemisyjnego systemu energetycznego i ciepłownictwa.
- Technologia pomp ciepła jest dojrzała technicznie i komercyjnie, co pozwala na stworzenie dobrze działającego modelu finansowego.
- Rozwiązanie jest zgodne z trendem integracji sektorów, może być neutralne klimatycznie.
- Nowoczesne mikrosieci niskotemperaturowe pozwalają na lepsze wykorzystanie dostępnych źródeł ciepła odpadowego i pochodzącego z OZE, a także umożliwiają eliminację strat ciepła charakteryzujących duże systemy ciepłownicze.

Model biznesowy przedstawiony w dalszej części rozdziału wykorzystuje elementy klasycznego modelu EPC, który umożliwia inwestowanie w poprawę charakterystyki energetycznej budynków przyłączonych do sieci. Dodatkowo model został rozszerzony i dostosowany do procesu integracji sektorów ciepłownictwa i energetyki.

Umowa poprawy efektywności energetycznej EPC jest formą kontraktu na usługę „pod klucz”, w ramach której wykonawca dostarcza klientowi kompleksowy zbiór rozwiązań z zakresu efektywności energetycznej, zarządzania energią i pozyskiwania jej z lokalnych zasobów energetycznych (w szczególności OZE). Wykonawca gwarantuje klientowi określony standard energetyczny, poziom zużycia energii lub spełnienie innych parametrów jakościowych. W niektórych przypadkach gwarancja może dotyczyć możliwości spłaty inwestycji z uzyskanych oszczędności w określonym horyzoncie czasowym. Może też wiązać się z pokryciem nakładów inwestycyjnych przez wykonawcę.

W proponowanym rozwiązaniu przychody przedsiębiorstwa pochodzą z:

- opłaty za zapewnienie komfortu cieplnego,
- rozliczenia i windykowania opłaty modernizacyjnej,
- sprzedaży na rynku mocy usługi redukcji mocy pobieranej z Krajowego Systemu Energetycznego.

Kluczowym czynnikiem, pozwalającym na funkcjonowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych w nowym modelu biznesowym, jest istnienie instytucji finansowych poręczających spłatę zaciąganych pożyczek oraz zajmujących się wykupem kredytów od przedsiębiorstw ciepłowniczych.

6.2. Kolejne kroki i zasady transformacji systemu ciepłowniczego

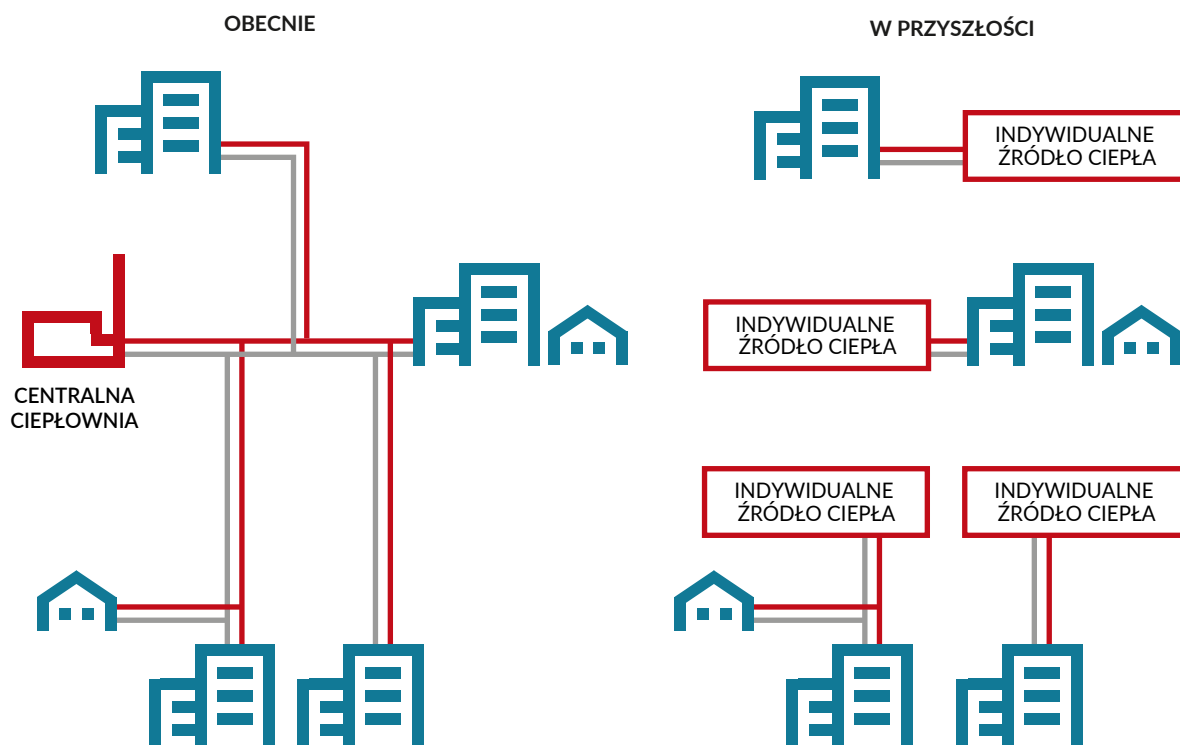
Skuteczna przebudowa i zmiana zasad działania przedsiębiorstwa ciepłowniczego musi być dobrze zaplanowana, skoordynowana z planami ocieplenia budynków i rozłożona w czasie. Rysunek 2 przedstawia koncepcję transformacji przykładowego małego i nieefektywnego systemu ciepłowniczego, wykorzystanego w niniejszym opracowaniu jako podstawa do obliczeń ekonomicznych.

Przebieg inwestycji

Budynki objęte systemem ciepłowniczym zostaną poddane głębokiej termomodernizacji, co będzie wymuszało zmianę parametrów źródła ciepła (zmniejszenie mocy i obniżenie temperatury czynnika grzewczego). W ramach kolejnych zadań inwestycyjnych, zsynchronizowanych z procesem termomodernizacji budynków, zostaną wydzielone obszary zabudowy miejskiej obsługiwane przez niezależne sieci niskotemperaturowe zasilane indywidualnymi źródłami ciepła (np. pompami ciepła, czerpiącymi energię z otoczenia, płytkiej geotermii, procesów technicznych i innych dostępnych lokalnie źródeł energii pierwotnej). Po realizacji całego programu inwestycyjnego system ciepłowniczy będzie składał się z kilkunastu niezależnych systemów, a centralna ciepłownia zostanie zlikwidowana.

10

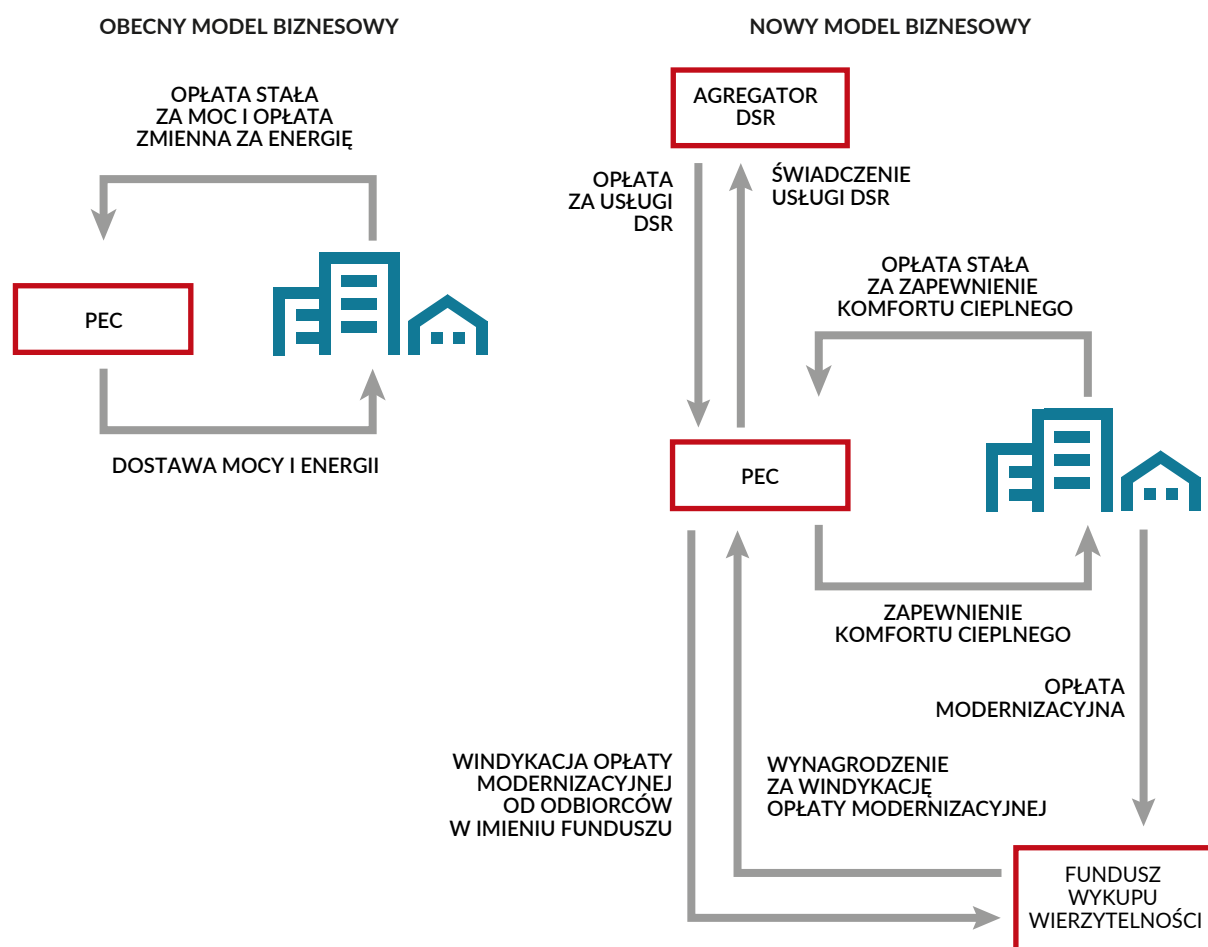
Rysunek 2. Koncepcja transformacji przykładowego nieefektywnego systemu ciepłowniczego



Źródło: opracowanie własne.

Rysunek 3 obrazuje relacje przedsiębiorstwa energetyki ciepłej (PEC) z partnerami biznesowymi w obecnym i nowym modelu biznesowym. W nowym modelu występują dwaj nowi partnerzy – Fundusz Wykupu Wierzytelności oraz Agregator Usług DSR. Rolą Funduszu jest oddłużenie PEC-u, który (ze względu na brak wystarczającej ilości kapitałów własnych) sfinansował kredytem modernizację budynków należących do odbiorców oraz rozliczenie tej inwestycji w okresie 20 lat. Rolą Agregatora DSR jest umożliwienie przedsiębiorstwu uzyskania dodatkowego przychodu ze świadczenia usług DSR, które są oparte na elastycznej pracy pomp ciepła (wykorzystanie możliwości redukcji mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej).

Rysunek 3. Relacje biznesowe przedsiębiorstwa energetyki ciepłej w obecnym i nowym modelu biznesowym



11

Źródło: opracowanie własne.

Jedną z cech, która odróżnia nowy model od obecnego, jest struktura opłat stałych i zmiennych. W obecnym modelu opłaty stałe za moc w źródle oraz za przesył stanowią ok. 40%. W nowym modelu biznesowym opłaty stałe za komfort cieplny wynoszą 100%. Czyli w łącznym rachunku za ciepło cała jego wartość jest stała. Jest to cecha charakterystyczna dla rozliczeń abonamentowych⁷. Po rozliczeniu inwestycji modernizacyjnej (w tym modelu po 20 latach) odbiorcy płacą tylko za komfort cieplny.

7

W nowym modelu biznesowym w ogóle nie ma opłat zmiennych w takim rozumieniu jak w modelu tradycyjnym – żaden komponent opłat nie jest uzależniony od liczby zużytych gigadżuli. Opłata za komfort cieplny może się zmieniać w zależności od cen energii elektrycznej wykorzystywanej do zasilania pomp ciepła (ale nie od wolumenu energii elektrycznej). Opłata modernizacyjna może się zmieniać w zależności od zmiany wartości indeksu WIBOR.

6.3. Przychody przedsiębiorstwa ciepłowniczego

Nowe przedsiębiorstwo ciepłownicze będzie inaczej niż do tej pory realizować przychody:

- **opłata za komfort cieplny**
 - jest pobierana za utrzymanie średniej temperatury w budynkach w ustalonym przedziale temperatur,
 - podstawą jej naliczania jest umowa komfortu cieplnego, która jest zawarta pomiędzy PEC-em a gestorem zasobów mieszkaniowych⁸, powinna ona być zgodna z dobrymi praktykami opracowanymi przez URE (bądź opracowanymi przez izbę ciepłowniczą i zaakceptowanymi przez URE)⁹,
 - powinna pokrywać koszty zużytej przez pompy ciepła energii elektrycznej, amortyzacji pomp ciepła i sieci niskotemperaturowych, konserwacji urządzeń, koszty licencyjne zdalnego systemu monitorowania i zarządzania temperaturą w mieszkaniach, a także koszty ogólne PEC-u,
 - jest stała w tym sensie, że nie zależy od zużytych gigadzuli, ale może z roku na rok zmieniać się, jeśli zmieniają się ceny energii elektrycznej¹⁰,
 - w przypadku odstępstw od określonego standardu komfortu cieplnego odbiorcom przysługują bonifikaty;
- **opłata modernizacyjna**
 - jest pobierana za doprowadzenie budynku do standardu zgodnego z wytycznymi technicznymi WT 2021 lub innego standardu ustalonego przez strony oraz za dostosowanie budynków i instalacji wewnętrznych do zasilania ciepłem z sieci niskotemperaturowej,
 - podstawą pobierania opłaty jest umowa modernizacyjna zawarta pomiędzy PEC-em a gestorem zasobów mieszkaniowych, umowa ta określa zakres inwestycji modernizacyjnych, wysokość nakładów i sposób ich rozliczenia, a także możliwość dokonania cesji praw z tej umowy z PEC-u na Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC,
 - jeśli dojdzie do cesji, to PEC nadal windykuje opłaty modernizacyjne i rozlicza inwestycję, ale robi to w imieniu Funduszu, płatności od gestorów zasobów mieszkaniowych wpływają na konto Funduszu, a ten wypłaca wynagrodzenie PEC-owi za świadczone usługi windykacyjne i rozliczeniowe,
 - opłata jest kalkulowana odrębnie dla każdego budynku (ponieważ nakłady na poszczególne budynki mogą się między sobą różnić) i jest pobierana w okresie 20 lat od daty zakończenia modernizacji budynku,
 - opłata modernizacyjna nie jest objęta systemem regulacji taryfowych, ponieważ jest to umowa na wykonanie i rozliczenie inwestycji,

⁸ Przez gestorów zasobów mieszkaniowych należy rozumieć spółdzielnie mieszkaniowe, towarzystwa budownictwa społecznego, zarządy wspólnot mieszkaniowych, zarządy (administracje) budynków komunalnych, osoby fizyczne będące właścicielami domów wielomieszkaniowych, zarządców budynków zakładowych itp., a także innych dostawców ciepła (producentów lub dystrybutorów) w przypadku, gdy rozliczają się oni bezpośrednio z indywidualnymi odbiorcami w lokalach mieszkalnych.

⁹ Rola URE w tym modelu biznesowym jest przedmiotem otwartej dyskusji. Autorzy tego raportu rekomendują, żeby nie obejmować świadczenia usługi komfortu cieplnego systemem regulacji taryfowej. Ten model musi być dopuszczony przez system regulacyjny, ale nie musi być nadzorowany przez URE. Rolą URE byłoby promowanie dobrych praktyk w tym obszarze oraz rejestrowanie/monitorowanie poszczególnych umów, ewentualnie rozpatrywanie skarg i zażaleń. Odbiorca otrzymuje ofertę od PEC-u i może ją przyjąć lub odrzucić. Jeśli gestor zasobów mieszkaniowych przyjmuje ofertę, to podpisuje umowę na modernizację budynku oraz umowę na zapewnienie komfortu cieplnego. Płaci wówczas PEC-owi zgodnie z opisanym w umowach modelem rozliczeń.

¹⁰ Istota usługi komfortu cieplnego polega na tym, że płatności odbiorcy nie zmieniają się w zależności od wolumenu zużywanego paliwa. PEC nie ma jednak możliwości przewidzenia cen energii elektrycznej i opłat dystrybucyjnych. Przyrost tych kosztów jest przenoszony na odbiorcę w proporcji do wolumenu energii założonego w pierwotnej kalkulacji PEC-u (i zawartej w umowie komfortu cieplnego).

- opłata modernizacyjna jest kalkulowana jako suma kosztów finansowych wynikających z obsługi kredytu inwestycyjnego (rata kapitałowa i odsetkowa), opłaty za poręczenie, prowizji dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego za windykowanie opłat i rozliczanie inwestycji oraz jest rozdzielona na komponent stały i zmienny (ten drugi komponent zawiera ratę odsetkową, która może się zmieniać w zależności od wysokości indeksu WIBOR – analogicznie jak zmienia się rata kredytu w przypadku spłaty kredytu hipotecznego),
- przedsiębiorstwo ciepłownicze musi prowadzić odrębny rachunek inwestycyjny dla każdego budynku, a w przypadku zerwania umowy przed upływem 20 lat, właściciel budynku będzie musiał uregulować saldo na rachunku inwestycyjnym;
- **Opłata za usługę DSR**
 - jest pobierana przez PEC za udostępnienie pomp ciepła w celu umożliwienia Agregatorowi Usług DSR realizacji usługi redukcji mocy na rzecz PSE (a w przyszłości również operatora systemu dystrybucyjnego),
 - Agregator Usług DSR płaci PEC-owi za pozostawanie w gotowości do redukcji mocy pobieranej z systemu elektroenergetycznego przez pompy ciepła,
 - cena za usługę DSR jest ustalana na odpowiedniej aukcji organizowanej przez TGE lub PSE operatora systemu przesyłowego (w zależności od rozwoju rynku energii), jest to wynagrodzenie za zmniejszenie obciążenia systemu elektroenergetycznego w okresie wskazanym przez operatora systemu przesyłowego (zwykle czterogodzinnym),
 - cena płacona PEC-owi jest pomniejszana o marżę Agregatora Usług DSR,
 - PEC będzie mógł oferować usługę DSR tylko w sezonie grzewczym, kiedy pompy ciepła rzeczywiście pobierają duże ilości mocy z sieci elektroenergetycznej, kontrakty będą mogły być zawierane na pół roku (dwa kontrakty kwartalne w roku),
 - zapotrzebowanie na usługi DSR rośnie ze względu na coraz większy udział zmiennych OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej i jest to perspektywiczne źródło dodatkowych przychodów PEC-u.

6.4. Mechanizm finansowania

Przedsiębiorstwo ciepłownicze będzie realizować zadania inwestycyjne, których wartość jest znacznie wyższa niż jego roczne przychody. W skali kraju, na przestrzeni najbliższej dekady, będzie to na pewno duży program liczony w dziesiątkach miliardów złotych¹¹. Jego realizacja będzie możliwa do przeprowadzenia tylko z zaangażowaniem prywatnego kapitału, międzynarodowych instytucji finansowych oraz wsparcia ze strony państwa. Potrzebne są dotacje, poręczenia i mechanizm oddłużania przedsiębiorstw ciepłowniczych, co zobrazowano w tabeli 2.

Tabela 2. Narzędzia finansowe potrzebne do wdrożenia progresywnego modelu biznesowego

Problem	Remedium	Podmiot odpowiedzialny	Źródło i cel finansowania
Brak środków na finansowanie inwestycji	Długoterminowe kredyty inwestycyjne	Banki komercyjne – banki partnerskie w programie priorytetowym Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW)	Kredyty komercyjne – pokrycie części nakładów inwestycyjnych (modernizacja budynków i wymiana instalacji wewnętrznych)
Ryzyko utraty zainwestowanego kapitału	Gwarancje na część kwoty	Ekologiczny Fundusz Poręczeń i Gwarancji w strukturach BGK*	Środki unijne – pokrycie kapitału własnego Funduszu Poręczeniowego na poziomie 10% wolumenu udzielonych kredytów (wskaźnik 10% został wskazany w Ocenie Skutków Regulacji projektu przepisów ustanawiających EFPIG)
Akumulacja zadłużenia PEC uniemożliwiająca dalsze zaciąganie kredytów	Wykup wierzytelności	Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC utworzony przez kapitał prywatny we współpracy z NFOŚiGW, PFR-em, EBOiR-em, EBI lub innymi międzynarodowymi instytucjami finansowymi**	Kapitał założycielski może pochodzić od krajowych i międzynarodowych instytucji finansowych, ale głównym źródłem finansowania powinna być emisja obligacji 20-letnich o zmiennym oprocentowaniu opartym o indeks WIBOR
Wzrost kosztów ogrzewania	Dotacje inwestycyjne w formie spłaty części kapitału kredytu inwestycyjnego***	NFOŚiGW	Środki krajowe i unijne na pokrycie części nakładów inwestycyjnych (źródła ciepła, sieć niskotemperaturowa, automatyka i sterowanie)

*Od 1 stycznia 2021 r. w strukturach Banku Gospodarstwa Krajowego (BGK) został uruchomiony Ekologiczny Fundusz Poręczeń i Gwarancji (EFPIG), który może wspierać inwestycje z zakresu ochrony środowiska. Prawo umożliwia NFOŚiGW wpłacanie pieniędzy do BGK, żeby ten mógł udzielać poręczeń i gwarancji na programy realizowane przez banki komercyjne we współpracy z NFOŚiGW. Powodem utworzenia EFPIG była potrzeba zwiększenia dostępności Programu „Czyste Powietrze”. Konstrukcja prawna i finansowa tego mechanizmu jest jednak uniwersalna i umożliwia NFOŚiGW wspieranie w ten sposób kolejnych programów na rzecz środowiska realizowanych z bankami komercyjnymi.

**18 grudnia 2020 r. NFOŚiGW oraz Polski Fundusz Rozwoju S.A. (PFR) podpisały umowę o współpracy przy wspieraniu renowacji budynków z gwarancją oszczędności energii. Obecnie uruchamiany jest pilotażowy projekt o budżecie 10 mln zł, którego celem jest opracowanie i wypróbowanie mechanizmu wykupu wierzytelności od przedsiębiorstw ESCO. W przyszłości na ten cel ma być przeznaczony większy budżet. EBOiR – Europejski Bank Odbudowy i Rekonstrukcji; EBI – Europejski Bank Inwestycyjny.

*** Banki komercyjne udzielają PEC-om kredytów, które w części mogą być umorzone dzięki dotacji z NFOŚiGW. Zalety rozwiązania: PEC składa wniosek tylko do jednej instytucji (do banku komercyjnego), rządowy program realizowany przez banki komercyjne we współpracy z NFOŚiGW kwalifikuje się do EFPIG, finansowanie jest oferowane na terenie całego kraju w oddziałach bankowych.

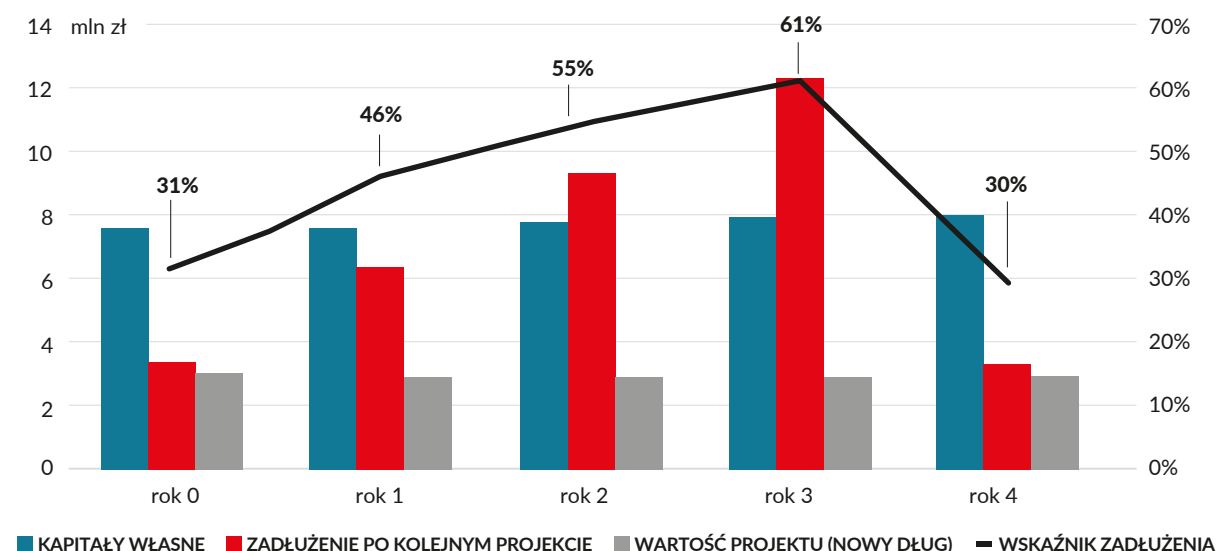
Źródło: opracowanie własne.

PEC będzie realizował program inwestycyjny przez wiele lat ze względu na jego zakres i złożoność. Na pierwsze zadania inwestycyjne przedsiębiorstwo może zaciągnąć długoterminowy kredyt z banku komercyjnego (banku partnerskiego w programie priorytetowym NFOŚiGW). Zabezpieczeniem spłaty zadłużenia jest poręczenie z Ekologicznego Funduszu Poręczeń i Gwarancji.

Po wykonaniu kilku zadań inwestycyjnych dług narodzi się do poziomu, w którym przedsiębiorstwu będzie trudno zaciągnąć kolejny kredyt. Wówczas należności zostaną sprzedane do Funduszu Wykupu Wierzytelności EPC (FWW EPC). PEC dokona cesji praw z umowy modernizacyjnej na FWW EPC w zamian za spłatę kredytu (pomniejszonego o wysokość dotacji z NFOŚiGW).

Przedsiębiorstwo ciepłownicze cały czas odpowiada za rozliczenia z gestorami zasobów mieszkaniowych. Wolne od zadłużenia, może inicjować kolejny cykl inwestycyjno-finansowy. Na rysunku 4 zilustrowano zmianę poziomu zadłużenia przedsiębiorstwa (opisanego w dalszej części raportu) w trakcie realizacji inwestycji i z chwilą wykupu przez FWW EPC. Początkowo PEC posiada zadłużenie z innego tytułu w roku początkowym (rok 0), przez kolejne trzy lata zadłużenie rośnie na skutek realizowanych inwestycji w ramach nowego modelu biznesowego, a w roku 4 następuje cesja praw z umowy modernizacyjnej i zadłużenie wraca do poziomu z roku 0.

Rysunek 4. Wpływ inwestowania na zadłużenie przedsiębiorstwa ciepłowniczego



15

Źródło: opracowanie własne.

Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC jest kluczowym elementem proponowanego systemu finansowania transformacji ciepłownictwa z wykorzystaniem nowego modelu biznesowego. Polski Fundusz Rozwoju S.A. (PFR) jest natomiast najlepiej przygotowaną i wyposażoną (w kompetencje i finanse) organizacją publiczną, która może go utworzyć. W tej kwestii ważne jest jednak porozumienie NFOŚiGW z PFR-em.

Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC może być zorganizowany w formie spółki kapitałowej. Jej kapitał założycielski może być objęty nie tylko przez PFR, ale też przez międzynarodowe instytucje finansowe (Bank Światowy, EBI, EBOiR). Kiedy FWW EPC okrzepnie na rynku i będzie mógł wykazać się działaniami potwierdzającymi skuteczność w windykowaniu opłat modernizacyjnych, będzie mógł także wyemitować obligacje na rynku kapitałowym, mające na celu zwiększenie kapitału i poszerzenie skali działalności.

Inaczej niż w funduszach sekurytyzacyjnych lub faktoringowych, PEC dokona cesji praw z umowy modernizacyjnej na FWW EPC. Jest to zwykła czynność handlowa, która nie wymaga specjalnego uregulowania prawnego. Nie jest to ani obrót przeterminowanym zadłużeniem (sekurytyzacja), ani kredytowanie kapitału obrotowego (faktoring). FWW EPC będzie wykonywał umowę modernizacyjną w fazie rozliczania inwestycji, a opłaty modernizacyjne naliczane i pobierane będą zgodnie z zapisami umowy modernizacyjnej.

Struktura finansowania transformacji ciepłownictwa jest złożona, ponieważ musi odpowiadać na zmienny poziom ryzyka (zostało to omówione w dalszej części tego rozdziału). Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC oferuje kapitał, który można przeznaczyć na inwestycje o niskim ryzyku. Wchodzi do projektu wtedy, kiedy inwestycja jest skończona, system techniczny działa, parametry komfortu cieplnego są dotrzymywane, a gestorzy zasobów mieszkaniowych nie zalegają z opłatą termomodernizacyjną.

6.5. Przygotowanie inwestycji

Przygotowanie inwestycji w ramach nowego modelu biznesowego jest wyzwaniem dla PEC-u ze względu na ich wielkość, złożoność techniczną, a także powiązanie zmian technologicznych ze zmianą modelu biznesowego. Równolegle PEC musi porozumieć się z gestorami zasobów mieszkaniowych, których zgoda i zaangażowanie warunkują możliwość wykonania inwestycji i przeprowadzenia transformacji biznesowej oraz energetycznej. Kluczowe działania w fazie przygotowawczej są następujące:

1. **Zainicjowanie procesu zmian.** Zarząd PEC uzyskuje zgodę właścicieli spółki ciepłowniczej na zmianę modelu biznesowego.
2. **Plan strategiczny.** PEC opracowuje plan restrukturyzacji biznesowej i technologicznej oraz uzyskuje wszystkie zgody korporacyjne na jego wdrożenie.
3. **Konsultacje.** PEC przeprowadza konsultacje i uzgodnienia z gestorami zasobów mieszkaniowych, samorządem lokalnym, podwykonawcami z branży usług budowlano-montażowych, potencjalnymi dostawcami urządzeń i zakładem energetycznym.
4. **Dokumentacja projektu inwestycyjnego.** PEC wykonuje audyty energetyczne, sporządza projekty budowlane, kosztorysy i pełną dokumentację do wykonania inwestycji w majątek własny i gestorów zasobów mieszkaniowych.

16

Ze względu na charakter i skalę zmian, taki proces musi być wspierany przez zewnętrznych doradców. W przypadku dużych i silnych podmiotów nie stanowi to problemu, ponieważ z jednej strony dysponują oni liczną i doświadczaną kadrą, a z drugiej – mogą zatrudnić wyspecjalizowane firmy konsultingowe. W przypadku mniejszych firm nie jest to już takie proste. Dobrym rozwiązaniem byłoby powołanie **Krajowego Centrum Transformacji Ciepłownictwa**, które mogłoby doradzać mniejszym PEC-om. Na etapie przygotowania inwestycji Centrum mogłoby szkolić kadry menedżerskie i inżynierskie, opracowywać i upowszechniać dobre praktyki, wytworzyć wzory dokumentów, analizować i prezentować rozwiązania typowych problemów, a także zamawiać oraz publikować opinie prawne.

6.6. Finansowanie inwestycji

Mechanizm finansowania transformacji ciepłownictwa opiera się na konstrukcji wypracowanej przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) z Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK) i bankami partnerskimi w ramach Programu „Czyste Powietrze”.

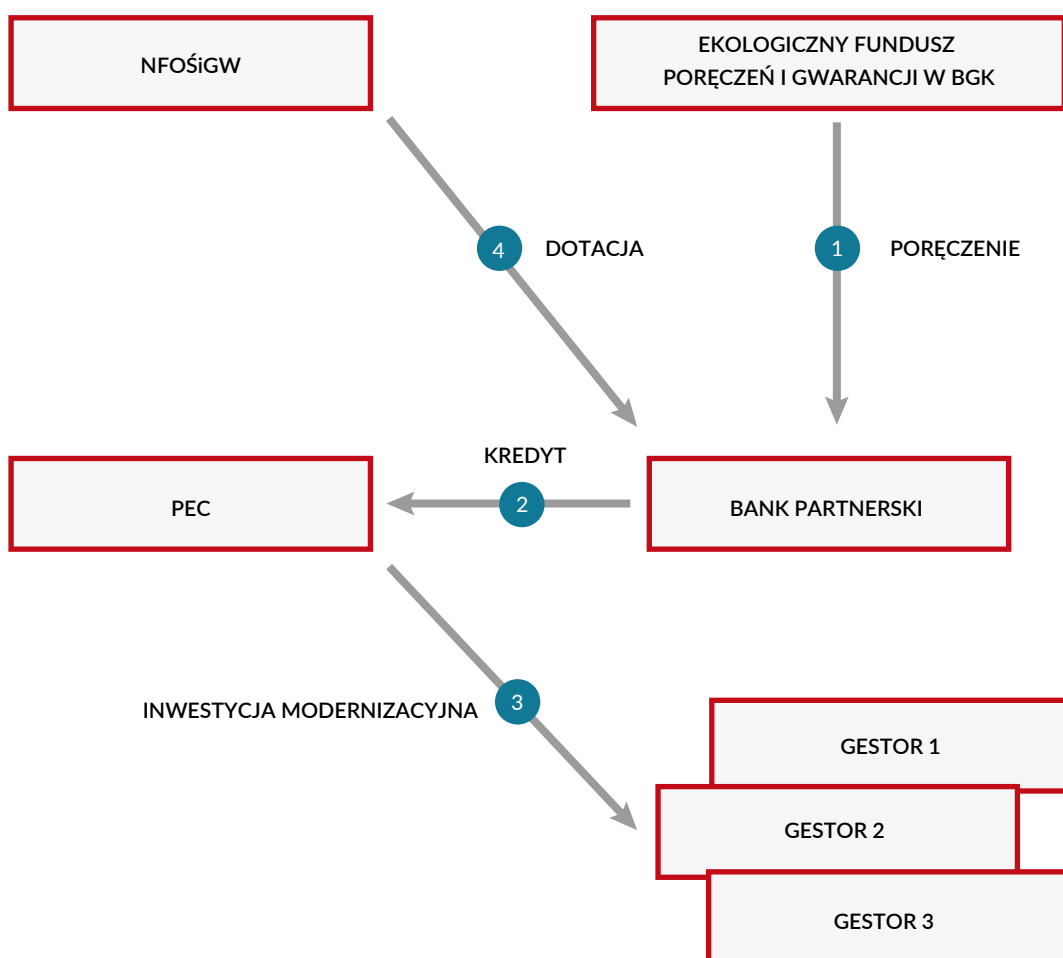
W proponowanym tutaj rozwiązaniu NFOŚiGW jest wiodącym podmiotem i źródłem dotacji. W programie priorytetowym instytucja ta określa cele, zakres, kryteria wyboru, zasady finansowania, dostępny budżet itd. Następnie zawiera umowy z BGK i bankami partnerskimi. Rolą BGK jest poręczanie kredytów poprzez Ekologiczny Fundusz Poręczeń i Gwarancji (EFPiG). Rolą banków partnerskich jest natomiast udostępnienie kapitału prywatnego do realizacji celów postawionych przez NFOŚiGW oraz dystrybucja kredytów (ogólnopolska sieć placówek bankowych zwiększa dostępność tego instrumentu finansowego).

Proponowany instrument finansowy to zatem komercyjny kredyt bankowy z poręczeniem z BGK oraz możliwością umorzenia części kapitału dzięki dotacji z NFOŚiGW. Dodatkowym, niezbędnym elementem mechanizmu finansowania, jest Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC, który już został wcześniej scharakteryzowany.

Role i działania interesariuszy na etapie finansowania inwestycji (rysunek 5):

1. **Poręczenie.** Na wniosek banku partnerskiego, w którym PEC ubiega się o kredyt, EFPiG poręcza kredyt zaciągany przez PEC w banku partnerskim.
2. **Kredyt.** PEC zaciąga kredyt w banku partnerskim w ramach programu NFOŚiGW. Cechy kredytu: oprocentowanie na warunkach rynkowych, poręczenie z EFPiG (np. do 80% kwoty kapitału kredytu), część kwoty kredytu jest umarzana po zakończeniu inwestycji przez PEC (np. do 30% kwoty kapitału kredytu).
3. **Inwestycja modernizacyjna.** PEC zawiera dwie umowy z gestorem zasobów mieszkaniowych: pierwszą na wykonanie i rozliczenie inwestycji modernizacyjnej (umowa modernizacyjna) oraz drugą na zapewnienie komfortu cieplnego. Następnie PEC realizuje inwestycję modernizacyjną, która jest finansowana z kredytu bankowego.
4. **Dotacja.** Po zakończeniu inwestycji PEC wnioskuje do banku partnerskiego o umorzenie części kapitału kredytu. NFOŚiGW przekazuje dotację do banku partnerskiego, a ten umarza część kapitału kredytu.

Rysunek 5. Finansowanie inwestycji modernizacyjnych realizowanych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze



6.7. Oddłużanie przedsiębiorstwa ciepłowniczego i docelowy model rozliczeń

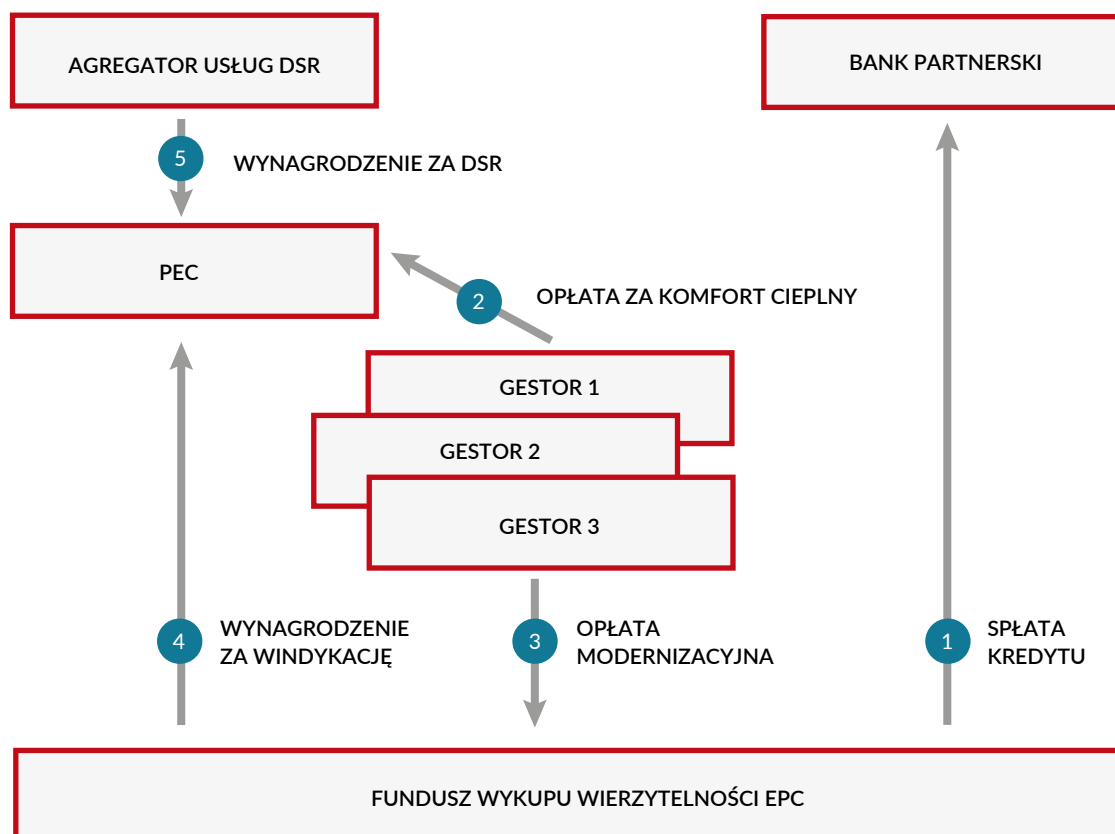
Po realizacji kilku zadań w ramach programu inwestycyjnego dług PEC narasta i dlatego konieczne jest jego oddłużenie. Dokonuje tego prywatny Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC (jeżeli rynek będzie się rozwijał, to może powstać wiele takich podmiotów). Fundusz spłaca zadłużenie PEC-u w banku w zamian za cesję praw z umowy modernizacyjnej, w tym cesję wierzytelności z tytułu opłaty modernizacyjnej od gestorów zasobów mieszkaniowych, które były objęte przedmiotowymi zadaniami (ilustruje to rysunek 6).

Role i płatności interesariuszy w procesie oddłużania PEC-u i eksploatacji inwestycji:

1. **Spłata kredytu.** PEC dokonuje cesji umowy modernizacyjnej oraz wierzytelności z tytułu opłaty modernizacyjnej na Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC w zamian za spłatę kredytu w banku partnerskim. Fundusz spłaca kredyt jednorazowo, angażując w to kapitał własny.
2. **Opłata za komfort cieplny.** Gestorzy nieruchomości płacą PEC-owi za zapewnienie komfortu cieplnego w zamian za świadczenie tej usługi.
3. **Opłata modernizacyjna.** Gestorzy zasobów mieszkaniowych płacą Funduszowi Wykupu Wierzytelności EPC opłatę modernizacyjną zgodnie z zapisami umowy modernizacyjnej.
4. **Wynagrodzenie za windykację.** W imieniu Funduszu Wykupu Wierzytelności EPC opłatę modernizacyjną windykuje i rozlicza PEC. Pieniądze wpływają na konto Funduszu, a ten wypłaca wynagrodzenie PEC-owi za usługę windykacji.
5. **Wynagrodzenie za świadczenie usług DSR.** Agregator Usług DSR płaci PEC-owi za świadczenie tych usług, które polegają na czasowym (zwykle czterogodzinnym) obniżaniu mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez pompy ciepła.

18

Rysunek 6. Oddłużenie przedsiębiorstwa ciepłowniczego i docelowy model rozliczeń



Źródło: opracowanie własne.

7. Analiza ryzyk transformacji systemu ciepłowniczego

7.1. Perspektywa odbiorców

Z punktu widzenia odbiorcy usługi komfortu cieplnego występują 2 czynniki implikujące ryzyko wzrostu cen:

Wzrost cen nośników energii

PEC może obliczyć średnią ilość energii, którą będzie dostarczał z sieci lub indywidualnego źródła ciepła w kolejnych latach. Na tej podstawie może wykalkulować wysokość opłat za komfort cieplny. Nie ma natomiast wpływu na cenę nośników energii (tzn. na ceny energii elektrycznej w przypadku zasilania systemu pompami ciepła). W tym modelu ryzyko wzrostu ceny nośników energii bierze na siebie odbiorca usług. Jest to ryzyko porównywalne do możliwości wzrostu cen dostaw ciepła w tradycyjnym modelu biznesowym (ryzyko wzrostu cen węgla i uprawnień do emisji CO₂).

Wzrost wartości indeksu WIBOR

Fundusz Wykupu Wierzytelności EPC może przejąć umowę modernizacyjną wtedy, kiedy znajdzie źródło finansowania w czasie równym okresowi, w którym płacone są opłaty modernizacyjne. W horyzoncie 20-letnim instrumenty finansowe, podobnie jak w przypadku kredytów hipotecznych, są zawsze konstruowane w oparciu o zmienne stopy procentowe¹². Wzór na obliczenie opłaty modernizacyjnej musi więc opierać się na indeksie WIBOR, a ryzyko jego wzrostu ponosi odbiorca końcowy (użytkownik lokalu).

7.2. Perspektywa przedsiębiorstwa ciepłowniczego

Największym ryzykiem dla PEC-u jest brak działania, gdyż z dużym prawdopodobieństwem większość małych systemów ciepłowniczych nie przetrwa, jeżeli radykalnie się nie zmieni. Wraz ze zmianą modelu działania przedsiębiorstwa ciepłowniczego, w sposób naturalny zmieniają się również kategorie ryzyk. Zanikną dotychczasowe ryzyka awarii technicznych oraz coraz większe problemy ekonomiczne, wynikające z braku przewidywalności kosztów paliwowych i środowiskowych. Pojawiają się za to nowe wyzwania związane z realizacją inwestycji na rzecz podmiotów zewnętrznych, zmieni się również model rozliczeń. Rolą właściwych władz państwowych jest zdiagnozowanie tych wyzwań i zaadresowanie nowych ryzyk w krajowej legislacji.

W fazie przygotowania i realizacji inwestycji nowym wyzwaniem (patrząc z perspektywy dzisiejszych doświadczeń i umiejętności PEC-u) jest poprawne zaprojektowanie modernizacji budynków i źródeł ciepła, zakontraktowanie wykonawców i odebranie robót budowlano-montażowych. W rozważanym modelu to PEC bierze na siebie odpowiedzialność za to, że rozwiązanie będzie niezawodne i efektywne. Równie ważnym aspektem jest poprawna kalkulacja cen za usługę komfortu cieplnego. Należy pamiętać, że struktura kosztów i przychodów ulega całkowitej zmianie. Wraz z pozyskiwaniem nowych kompetencji i doświadczeń eksploatacyjnych problem ten zostanie z czasem zminimalizowany.

Dodatkowym wyzwaniem, które będzie musiało być zaadresowane w legislacji, jest proces likwidacji starego majątku i oszacowanie kosztu dostaw ciepła grupie odbiorców, których obiekty będą poddawane renowacji na ostatnim etapie procesu modernizacji (piszemy o tym w rozdziale poświęconym analizie ekonomicznej).

Ponadto dla PEC-ów problemem może być pozyskanie akceptacji ze strony odbiorców końcowych. Dla gestorów zasobów mieszkaniowych dość trudne może być uzyskanie zgody właścicieli lokali, podjęcie decyzji o zmianie sposobu świadczenia usług ciepłowniczych i zawarcie umów. Rozważana przez Komisję Europejską zmiana dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków¹³ zapewne zmieni ten stan rzeczy, wprowadzając standardy zużycia energii dla budynków istniejących, co wymusi działania inwestycyjne i ułatwi proces pozyskiwania stosownych zgód. Warto jednak wspomnieć, że zachętą dla właścicieli lokali może być wzrost wartości rynkowej zmodernizowanego budynku.

Problemy z windykacją należności od lokatorów występują w jednym i drugim modelu biznesowym. W tym zakresie ryzyko pozostaje bez zmian. Dla gestorów zasobów mieszkaniowych ogólny poziom ryzyka spada.

¹² Banki oferują kredyty i pożyczki hipoteczne ze stałym oprocentowaniem na okres nie dłuższy niż 5 lat. Są to: Millennium, Pekao, ING, PKO BP i Santander (źródło: M. Kisiel, *Kredyty ze stałą stopą już w 5 bankach. Sprawdzamy oferty*, Bankier.pl, 2021, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Kredyty-ze-stala-stopa-juz-w-5-bankach-Sprawdzamy-oferty-8077439.html>). Nie ma natomiast żadnego banku, który ma tak skonstruowaną ofertę na dłuższy okres. Wynika to z braku instrumentów do zabezpieczenia ryzyka zmiany indeksu WIBOR przez bank na okres powyżej 5 lat.

¹³ *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej* (Dz. Urz. UE L 156/75).

7.3. Perspektywa Funduszu Wykupu Wierzytelności EPC

Fundusz angażuje się dopiero po skutecznym wdrożeniu projektu. Oparcie opłaty modernizacyjnej o zmienny indeks WIBOR chroni marżę naliczaną od kwoty zaangażowanego kapitału. Ryzyko windykacyjne jest rozproszone pomiędzy dużą liczbę odbiorców, którzy rozliczają się za pośrednictwem gestorów zasobów mieszkaniowych. Działa to – przynajmniej krótkookresowo – jak fundusz ubezpieczeń wzajemnych. Jeśli kilka procent odbiorców nie płaci w danym miesiącu, to należność za nich jest pokrywana ze środków rezerwowych gestora zasobów mieszkaniowych (tak to działa obecnie i w tym względzie nic się nie zmienia). Największym ryzykiem dla Funduszu byłoby bankructwo PEC-u. Z jednej strony nie jest świadczona usługa komfortu cieplnego i gestorzy zasobów mieszkaniowych mają prawo wstrzymać płatności, z drugiej zaś wejście nowego podmiotu w rolę PEC-u może się wiązać z wyższymi kosztami operacyjnymi.

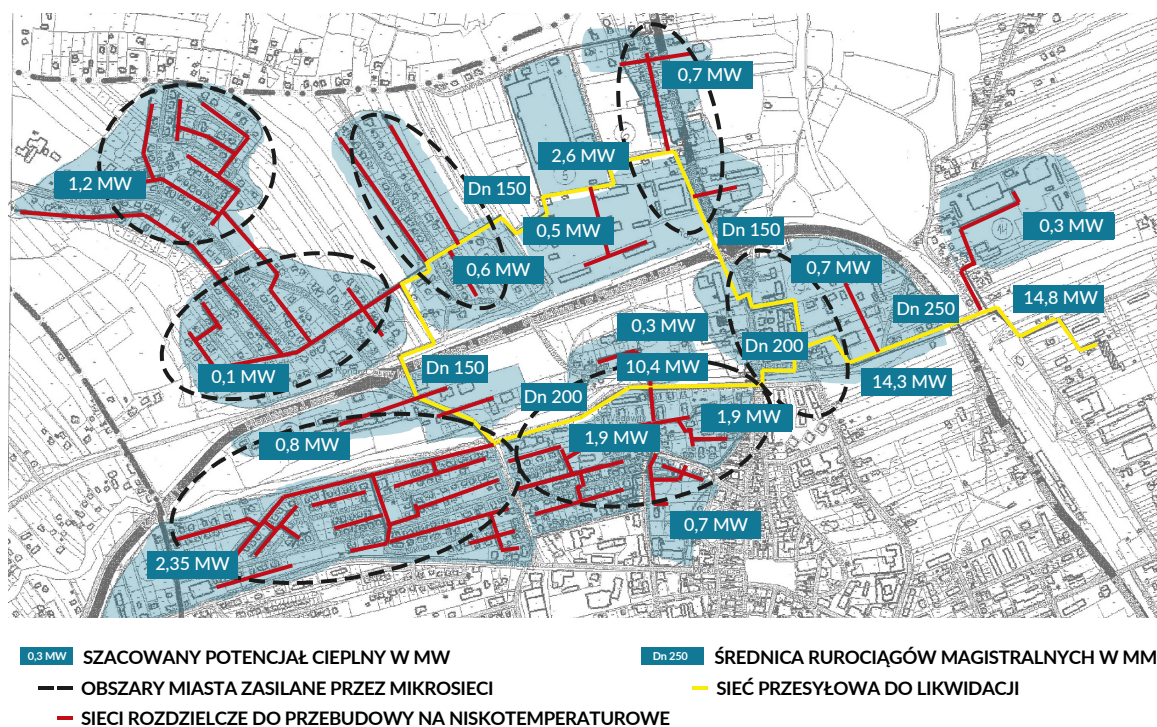
7.4. Perspektywa Agregatora Usług DSR

W przypadku awarii pomp ciepła, zaniku zasilania w sieci elektroenergetycznej lub wyjątkowo niesprzyjających warunków pogodowych, może się okazać, że PEC nie jest w stanie świadczyć usługi DSR. Zaletą proponowanej formuły kontraktowej (tzn. świadczenia usług DSR przez Agregatora, a nie bezpośrednio) jest możliwość zapisania takich warunków kontraktu, żeby PEC nie ponosił konsekwencji każdego odstępstwa od uzgodnionych parametrów. Agregator ma szerokie portfolio zasobów DSR i rozlicza się z operatorem systemu przesyłowego (OSP) z wyników uzyskiwanych w całym tym zbiorze. To Agregator Usług DSR jest więc przede wszystkim zagrożony ryzykiem technicznym.

8. Opłacalność produkcji ciepła w nowym modelu biznesowym

Przedstawione w tej części wyliczenia bazują na rzeczywistych danych małego systemu ciepłowniczego, dla którego zbadano skutki przejścia na nowy model biznesowy. Wyniki obrazują zarówno perspektywę przedsiębiorstwa ciepłowniczego, jak i odbiorcy ciepła. Koncepcja modernizacji opiera się na podzieleniu sieci na 17 części (mikrosieci niskotemperaturowych) zasilanych z lokalnych pomp ciepła (rysunek 7). Równolegle wykonywana jest termomodernizacja budynków zasilanych z nowych sieci. W końcowym etapie przewiduje się likwidację centralnej ciepłowni z kotłami węglowymi służącymi do podgrzewu wody sieciowej.

Rysunek 7. Koncepcja transformacji energetycznej systemu ciepłowniczego polegająca na wydzieleniu mikrosieci zasilanych ze źródeł lokalnych



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych dostępnych na Geoportalu (www.geoportal.gov.pl).

Tabela 3 przedstawia etapy procesu inwestycyjnego i efekty energetyczne ocieplenia budynków. Poszczególne kolumny odzwierciedlają zakres prac i uzyskane efekty dla danego roku. Należy zwrócić uwagę, że w końcowych latach projektu (lata 5–7) działania przyspieszają, aby PEC i odbiorcy nie byli obciążani wysokimi kosztami starego systemu ciepłowniczego, który dostarcza coraz mniejszy wolumen ciepła. W celu redukcji tych obciążeń w ostatnich dwóch sezonach grzewczych PEC dzierżawi kontenerowe kotłownie olejowe (o mocy 3 MW), które zastępują kotły węglowe.

Tabela 3. Roczne efekty wdrożenia progresywnego modelu biznesowego

	Rok	1	2	3	4	5	6	7
Liczba zmodernizowanych budynków narastająco	szt.	5	10	20	30	45	65	85
Roczne zapotrzebowanie na ciepło we wszystkich budynkach – przed projektem	GJ	72 517						
Roczne zapotrzebowanie na ciepło we wszystkich budynkach – po zakończeniu kolejnego etapu modernizacji	GJ	69 744	66 972	61 426	55 881	47 563	36 472	25 381

Źródło: opracowanie własne.

Dla lepszego zobrazowania skutków zmiany modelu biznesowego porównano 2 scenariusze, które zostały opisane w tabeli 4:

- **zachowawczy W0** – zasilanie ze zmodernizowanej kotłowni węglowej systemu wysokotemperaturowego, która dostarcza ciepło do budynków o takiej charakterystyce energetycznej, jaką mają obecnie,
- **progresywny W1** – zasilanie pompami ciepła 17 mikrosieci, które dostarczają ciepło do zmodernizowanych budynków.

21

Tabela 4. Technologia oraz inwestycje – scenariusz W0 i W1

	Scenariusz zachowawczy W0	Scenariusz progresywny W1
Warunki techniczne	<ul style="list-style-type: none"> • Ciepłownia węglowa z kotłami typu WR o mocy 20 MW (moc zamówiona 15 MW), • wysokotemperaturowe sieci ciepłownicze, częściowo zmodernizowane, • budynki wielorodzinne, częściowo zmodernizowane, • zapotrzebowanie na energię cieplną: 135 kWh/m²/rok 	<ul style="list-style-type: none"> • 34 pompy ciepła o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej 6,8 MW (z typowym obciążeniem 3,4 MW), • 17 niskotemperaturowych mikrosieci zasilających po 5 budynków wielorodzinnych, • budynki po głębokiej termomodernizacji, • zapotrzebowanie na energię cieplną: 45 kWh/m²/rok
Inwestycje	<ul style="list-style-type: none"> • Dostosowanie ciepłowni do przyszłych norm emisji gazów i pyłów w 2027 r., koszt: ok. 8 mln zł, • inwestycje dostosowujące do nowych norm emisyjnych – po 1,5 mln zł w latach 2036 i 2045 – w drugiej dekadzie średniorocznie 0,75 mln zł, a w trzeciej 0,85 mln zł rocznie 	<ul style="list-style-type: none"> • Program inwestycyjny w latach 2021–2027, składający się z 17 zadań inwestycyjnych, koszt łączny: 133 mln zł, • na pojedyncze zadanie (7,8 mln zł) składają się: 2 pompy ciepła, sieci, instalacje (koszt: 1,7 mln zł) oraz termomodernizacja 5 budynków o łącznej powierzchni ogrzewanej 9216 m², koszt: 6,2 mln zł, • średnie nakłady odtworzeniowe w drugiej dekadzie – 1,8 mln zł rocznie, a w trzeciej – 2,1 mln zł rocznie

Źródło: opracowanie własne.

W scenariuszu W1 łączne nakłady na pakiet 5 budynków wynoszą ok. 7,8 mln zł, z czego 70% tej kwoty jest przeznaczane na inwestycje w majątek obcy (poprawa charakterystyki energetycznej budynków, wymiana instalacji wewnętrznych, zdalne odczyty parametrów i sterowanie) i 30% na infrastrukturę ciepłowniczą (niskotemperaturowe mikrosieci, pompy ciepła oraz przyłącza do sieci elektroenergetycznej).

Inwestycja jest finansowana w prawie 84% z kredytu i w 16% z dotacji. PEC nie angażuje środków własnych, ponieważ nie ma własnych zasobów gotówki na tak dużą inwestycję.

Sprawozdania finansowe, na których jest oparty przykład obliczeniowy, wskazują na niewielki poziom wolnej gotówki, którą dysponuje PEC. Jest to typowa sytuacja PEC-ów z małych i średnich miast, które charakteryzują się niską wartością netto majątku, niewielkim strumieniem amortyzacji oraz niską marżą zysku. W praktyce pokrywają one tylko pieniężne koszty operacyjne i amortyzację. Ta ostatnia pozycja jest wykorzystywana do konserwacji i niewielkich modernizacji istniejącego systemu ciepłowniczego.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, których majątek netto jest niski, będą wymagały dokapitalizowania przez właścicieli, żeby dysponować odpowiednio wysokim wkładem własnym na poczet wydatków inwestycyjnych. Zwiększanie poziomu dotacji nie jest rozwiązaniem, ponieważ z perspektywy banku liczy się własny wkład pieniężny, jako swoisty bufor finansowy.

8.1. Przychody przedsiębiorstwa ciepłowniczego

22

W scenariuszu W1 przychody przedsiębiorstwa ciepłowniczego ze sprzedaży usług (rysunek 9) spadają o ok. 50% po zrealizowaniu programu inwestycyjnego. Jest to spowodowane zmniejszeniem zapotrzebowania na ciepło w wyniku głębokiej termomodernizacji budynków wielorodzinnych. Przychody stabilizują się po zakończeniu inwestycji od 9 roku i są kształtowane przez 3 strumienie pieniężne:

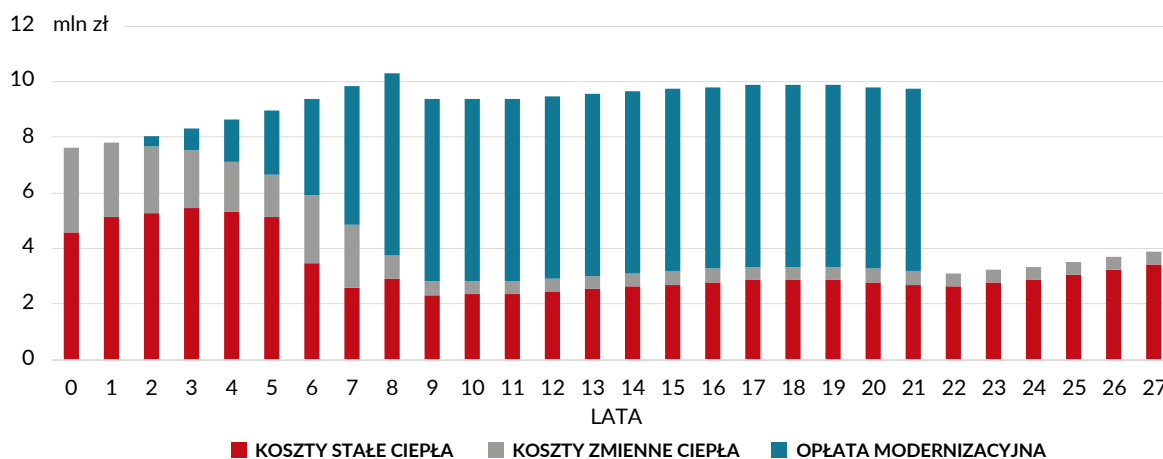
- świadczenie usługi komfortu cieplnego (79%),
- wynagrodzenie od Funduszu Wykupu Wierzytelności EPC za rozliczanie i windykowanie opłaty modernizacyjnej (18%),
- sprzedaż usługi redukcji mocy agregatorowi DSR (3%).

W scenariuszu W1 istnieje możliwość wygenerowania dodatkowego przychodu dzięki świadczeniu usługi DSR dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Zakładając, że do tego celu wykorzysta się wszystkie zainstalowane pompy ciepła, roczny przychód (od roku 8) wynosi ok. 100 tys. zł. Odnosząc ten wynik do wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce, które eksploatują nieefektywne systemy ciepłownicze, dodatkowy przychód z usługi DSR wyniesie ok. 112,5 mln zł¹⁴.

W wariantcie progresywnym W1 bardzo dużej zmianie podlega struktura obciążeń mieszkańców. Po zamianie systemu wytwarzania ciepła obserwujemy wzrost opłat stałych za zapewnienie komfortu cieplnego do poziomu rzędu 88%. Po spłacie nakładów na termomodernizację wydatki mieszkańców ulegają znaczącemu obniżeniu (rysunek 8).

14 Założenia: średnia produkcja ciepła w latach 2018–2019 poza kogeneracją wynosiła ok. 132,8 TJ, zamówiona moc cieplna (przy 5,5 tys. GJ/MW/rok) – 24 GW_e, a po redukcji spowodowanej termomodernizacją – ok. 12 GW_e, moc elektryczna pomp ciepła po uwzględnieniu współczynnika COP 2,6 – ok. 4,6 GW_e. Po przyjęciu rezerwy mocy na poziomie 30% otrzymujemy moc maksymalną zamówioną w systemie energetycznym ok. 6 GW_e; przy średnim obciążeniu pomp ciepła na poziomie do 50% otrzymujemy ok. 3 GW_e mocy dostępnej dla DSR. Przyjmując czas wykorzystania mocy pomp ciepła 50% roku (IV i I kwartał), zainteresowanie odbiorców również 50%, cenę usługi DSR – 200 tys. zł/MW/rok, marżę agregatora – 25%, uzyskujemy efekt łączny równy 112,5 mln zł (3 tys. MW x 50% x 50% x 200 tys. zł/MW x 75% – 112,5 mln zł). Założenia, że 50% właścicieli pomp ciepła będzie zainteresowanych świadczeniem w przyszłości usługi DSR jeszcze nie potwierdzają obecne doświadczenia rynkowe. Jednakże postęp technologii ICT oraz zwiększenie dynamiki zmian cen na hurtowym rynku energii spowodują upowszechnienie modelu elastycznej pracy odbiorców energii.

Rysunek 8. Struktura obciążenia mieszkańców kosztami usług ciepłowniczych w scenariuszu W1

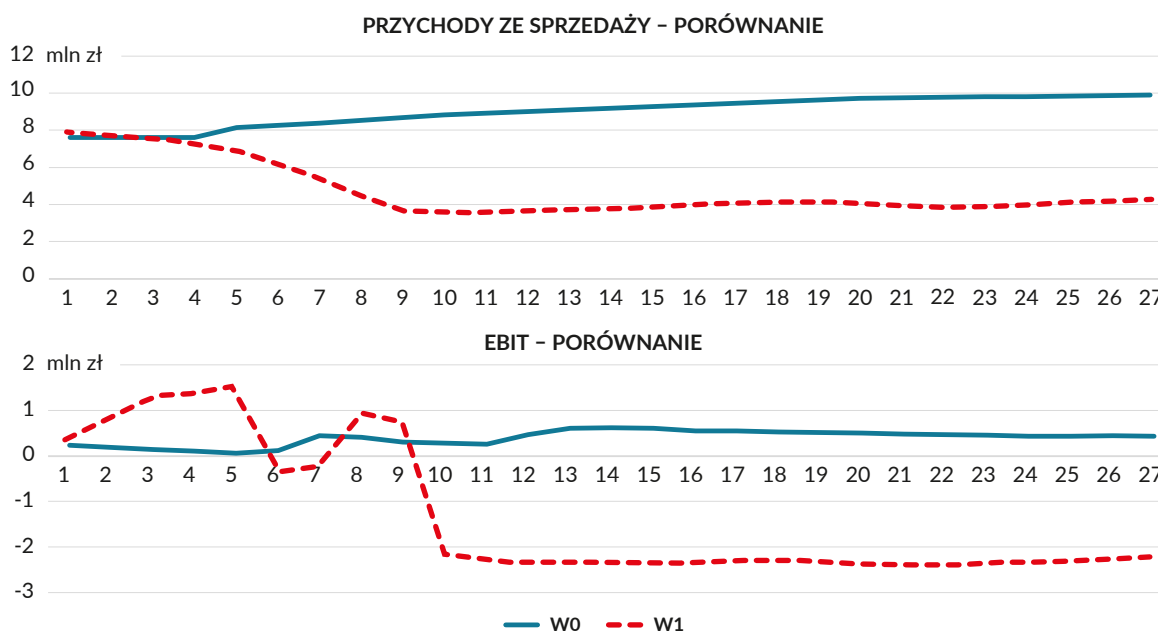


Źródło: opracowanie własne.

W scenariuszu W0 przedsiębiorstwo ciepłownicze ponosi rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂. Z tego względu musi zwiększyć ceny usług ciepłowniczych. Przy utrzymaniu rentowności na średnim poziomie 3–4% przychody rosną pomimo stałego wolumenu ilościowego sprzedaży. Scenariusz W1 jest neutralny wobec wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (pod warunkiem uniezależnienia się od paliw kopalnych krajowej energetyki).

23

Rysunek 9. Przychody ze sprzedaży usług i wyniki operacyjne – scenariusze W0 i W1



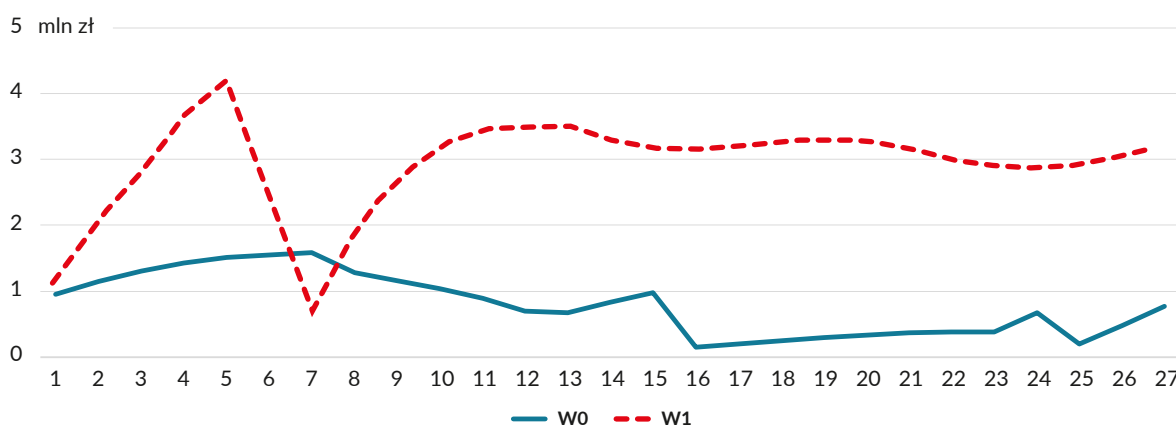
Źródło: opracowanie własne.

W scenariuszu W0 wskaźnik EBIT (ang. *earnings before deducting interest and taxes* – zysk operacyjny przed odliczeniem odsetek i podatków) rośnie znacząco od 5 do 13 roku. Jest to wynik zmian wartości netto istniejących aktywów (zakończenie okresu amortyzacji dużych pozycji majątkowych) oraz nowych aktywów (wzrost wartości urządzeń w związku z modernizacją ciepłowni). Równocześnie wzrastają wydatki operacyjne na zakup węgla i uprawnienia do emisji CO₂. W tym scenariuszu wynik EBIT stabilizuje się w 13 roku.

Wydaje się, że powinno być odwrotnie. Skoro rosną koszty PEC-u (koszty węgla i CO₂), to powinien spadać zysk. Jednak w ramach obecnie obowiązującego systemu taryfowania, wyższe koszty świadczenia usług przekładają się na wyższą kwotę zysku brutto (de facto URE akceptuje marżę zysku jako ułamek prognozowanej wartości kosztów uzasadnionych w kolejnym roku).

W scenariuszu W1 obserwujemy gwałtowne pogorszenie wyniku finansowego działalności podstawowej w roku 6 i 7. Wynika to ze wzrostu kosztów końcowego okresu transformacji, gdzie stara kotłownia węglowa jest już wyłączona, a ciepło do ostatnich odbiorców jest dostarczane z wdzierżawionych, drogich w eksploatacji kotłowni zasilanych olejem opałowym. Dopiero w 8 roku wynik ponownie jest dodatni. W kolejnych latach wynik jest zmienny i uzależniony od poziomu cen, które po okresie wzrostu w czasie inwestycji, są obniżane.

Rysunek 10. Zasoby wolnej gotówki – scenariusz W0 i W1



24

Źródło: opracowanie własne.

W scenariuszu W1, w roku 6 i 7 następuje gwałtowny spadek poziomu gotówki, co wynika z opisanej wcześniej konieczności zasilenia pozostałej części systemu z kotłowni olejowych. W kolejnych latach poziom gotówki rośnie i stabilizuje się na wysokim poziomie umożliwiając finansowanie inwestycji odtworzeniowych i rozwojowych. W scenariuszu W0 poziom gotówki spada po kolejnych inwestycjach dostosowujących opalaną węglem ciepłownię do rosnących wymagań emisyjnych i środowiskowych.

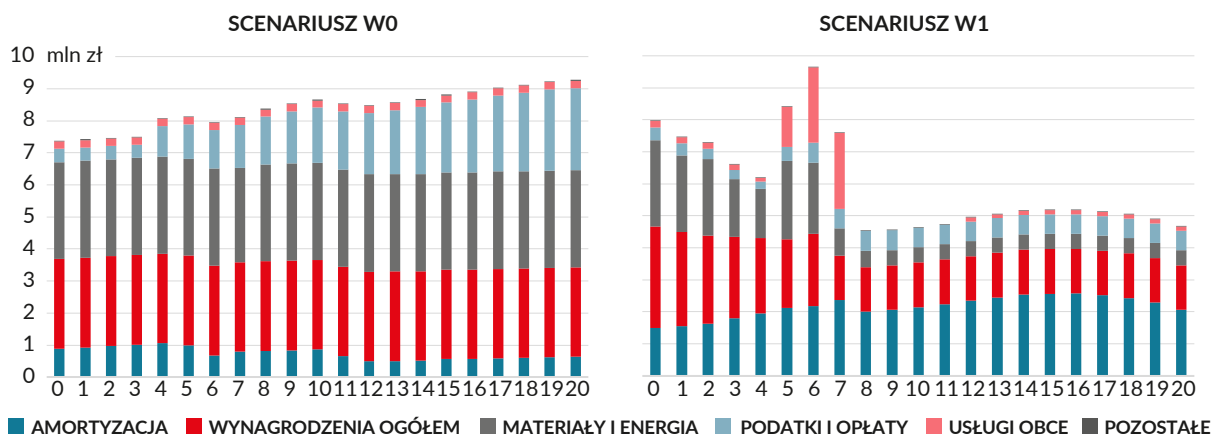
8.2. Koszt produkcji ciepła

Rysunek 11 obrazuje zmianę struktury kosztów wytworzenia ciepła. W scenariuszu W1 nakłady na materiały i energię maleją wraz z odchodzeniem od spalania węgla na rzecz wykorzystywania energii elektrycznej do napędu pomp ciepła. Skokowy wzrost tej wartości w roku 5 i 6 wynika z kosztów wytwarzania ciepła w dzierżawionych kotłowniach olejowych po wyłączeniu z eksploatacji ciepłowni węglowej (która w końcowym etapie modernizacji jest już za duża dla niewielkiej grupy odbiorców energii).

Scenariusz W0 utrzymuje wysoką wartość nakładów na materiały i energię, praktycznie w całości składającą się z kosztów zakupu węgla. Podatki i opłaty w tym przypadku składają się głównie z kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz podatków od nieruchomości. Jak widać w scenariuszu W0, w wyniku rosnącego kosztu uprawnień do emisji CO₂, wartość ta jest ponad 4 razy większa niż w scenariuszu W1. W scenariuszu W1 istotnie wzrasta jedynie koszt amortyzacji, co jest zrozumiałe, przy realizacji tak intensywnego programu inwestycyjnego.

Inna wartość, na którą warto zwrócić uwagę, to wynagrodzenia. W tradycyjnym modelu zatrudnienie jest relatywnie wysokie. Wynika to zarówno z pracochłonnej obsługi ciepłowni węglowej, jak i ze spadającej dyspozycyjności wystużonej infrastruktury. Tradycyjne przedsiębiorstwo zatrudnia ponad 20 osób – po modernizacji liczba wyniesie ok. 12 osób. Różnica w funduszu płac wynosi zatem aż 1,4 mln zł rocznie. Wyzwaniem w nowym modelu będzie więc restrukturyzacja personalna związana z właściwym zarządzaniem liczbą etatów oraz planowaniem ścieżek kariery i rozwoju nowych kompetencji pracowników, których zadania ulegną zmianie.

Rysunek 11. Struktura kosztów świadczenia usług ciepłowniczych – scenariusz W0 i W1



Źródło: opracowanie własne.

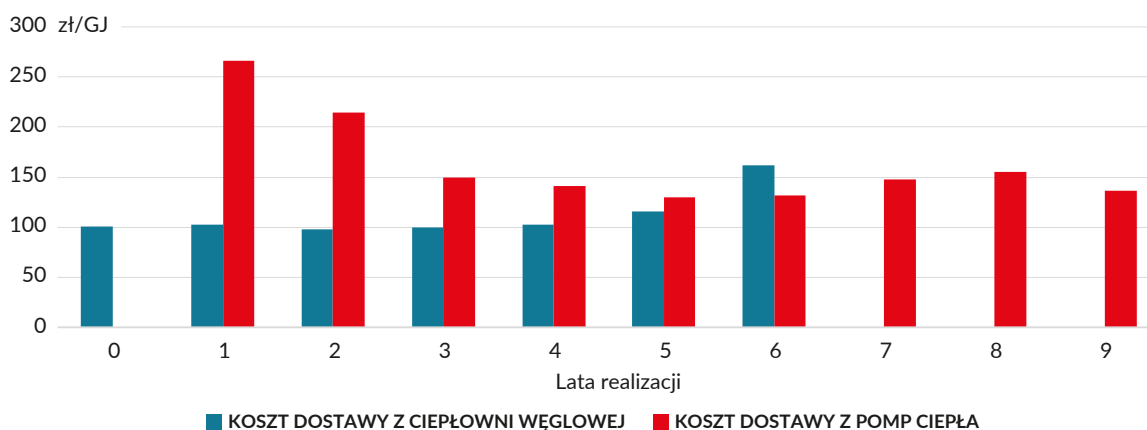
Niższe koszty świadczenia usług ciepłowniczych w scenariuszu W1 nie oznaczają niższych kosztów przenoszonych na odbiorców ciepła, którzy płacą nie tylko za komfort cieplny, ale też wnoszą opłatę modernizacyjną na rzecz Funduszu Wykupu Wierzytelności EPC. Dopiero porównanie kosztu ogrzewania przykładowego gospodarstwa domowego w obu scenariuszach pozwala na wyciągnięcie wniosków co do wad i zalet przedstawianych modeli biznesowych w ciepłownictwie.

8.3. Koszt jednostki energii

Logika nowego modelu biznesowego polega na odejściu od rozliczania się z odbiorcami według zużytej energii na rzecz opłaty stałej. Po zakończonej transformacji PEC-u jednostkowy koszt energii cieplnej jest wyższy, ale nie przekłada się to na znaczący wzrost kosztu ogrzewania, ponieważ zmodernizowany budynek zużywa zdecydowanie mniej energii.

Warto jednak przeanalizować problem kosztu ogrzewania w okresie inwestycji (lata 1–7) z podziałem na 2 grupy odbiorców: tych zamieszkujących budynki nieocieplone i zasilane jeszcze z istniejącej kotłowni węglowej oraz tych mieszkających w budynkach ocieplonych i ogrzewanych przez nowe źródło ciepła. W tym przejściowym okresie PEC obsługuje więc 2 systemy – tradycyjny i mikrosieci. Pojawia się zatem pytanie, jak kształtować cenę ciepła dla obu grup odbiorców? Brać pod uwagę cenę indywidualną (ustaloną w oparciu o koszt wytworzenia) czy uśrednioną, jednakową dla wszystkich odbiorców? Rysunek 12 pokazuje oszacowanie jednostkowego kosztu ciepła dla klientów jeszcze zaopatrywanych z ciepłowni węglowej i już obsługiwanych przez pompy ciepła.

Rysunek 12. Jednostkowy koszt ciepła dla odbiorców zasilanych z kotłowni węglowej i pomp ciepła w trakcie transformacji



Źródło: opracowanie własne.

Opracowując symulację finansową, autorzy tego raportu stanęli przed ważnym pytaniem, czy koszty stałe coraz mniej wykorzystywanej ciepłowni węglowej powinny obciążać tylko tych, którzy nadal z niej korzystają czy również tych, którzy są zaopatrywani w ciepło z mikrosieci? W świetle obowiązującego rozporządzenia taryfowego¹⁵ oraz podziału na grupy taryfowe koszty te powinny być przypisane tylko tym odbiorcom, którzy nadal korzystają z tej technologii zaopatrzenia w ciepło. Oznacza to także, że ci odbiorcy, którzy będą w późniejszym czasie objęci modernizacją systemu ciepłowniczego, będą podwójnie karani. Nie dość, że jakość świadczonych im usług nie poprawi się, to musieliby oni także płacić więcej za dotychczas świadczone. Autorzy raportu uważają, że takie podejście nie jest zgodne z pojęciem sprawiedliwości społecznej i postulują socjalizację kosztów stałych likwidowanego systemu, czyli obciążenie nimi wszystkich odbiorców ciepła, kierując się priorytetem utrzymania niezmiennego kosztu ogrzewania.

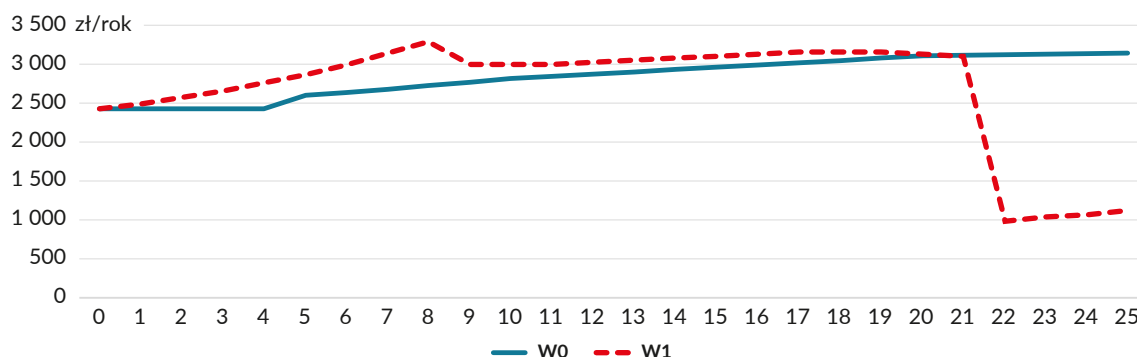
W początkowym i końcowym okresie realizacji programu transformacji jednostkowy koszt dostawy 1 GJ ciepła dla odbiorców zasilanych z dotychczasowego systemu ciepłowniczego i mikrosieci z pompami ciepła, przy zastosowaniu obecnej metody kalkulacji taryf, byłby bardzo zróżnicowany. Wynika to z odwrotnie proporcjonalnych wielkości kosztów i wolumenów sprzedaży. W pierwszych latach mikrosieć zasilająca pojedyncze budynki i udział kosztów stałych ma bardzo duży wpływ na jednoczesną cenę GJ. Podobnie dzieje się pod koniec okresu transformacji w grupie zasilanej ze zmniejszającego się systemu tradycyjnego. W roku 6 i 7 powstają ponadto dodatkowe koszty likwidacji węglowych aktywów, które są już nieprodukcyjne. W dalszym okresie koszty stabilizują się. Sytuacja ta wymusza zatem inny sposób kalkulacji taryf dla okresu przejściowego poprzez integrację obydwu grup taryfowych i kalkulowanie kosztu średniego, który charakteryzuje się zdecydowanie mniejszą dynamiką. Propozycja jednakowego dla obydwu grup kosztu uśrednionego ogrzewania gospodarstwa domowego wydaje się zatem być rozwiązaniem koniecznym.

8.4. Koszt dla gospodarstw domowych

26

Koszty usług ciepłowniczych rosną w obu scenariuszach. Rysunek 13 pokazuje koszty liczone oddzielnie dla każdego scenariusza. W scenariuszu W1 obciążenie gospodarstw domowych, które obejmuje opłatę za komfort cieplny i opłatę modernizacyjną, rośnie dynamicznie w okresie intensywnego inwestowania w latach od 1 do 8. W roku 9, z chwilą zaprzestania zasilania części mieszkańców kontenerowymi kotłami olejowymi, następuje skokowy spadek kosztu ogrzewania. W kolejnych latach, aż do zakończenia okresu rozliczania opłaty modernizacyjnej w roku 21, koszt dla gospodarstw domowych utrzymuje się na stałym poziomie, ale wciąż większym niż w scenariuszu W0¹⁶. Kiedy inwestycja modernizacyjna jest w pełni rozliczona (w roku 22), koszt ogrzewania gospodarstw domowych spada o ok. 60%. Od tego momentu płacą one tylko za usługę komfortu cieplnego. W scenariuszu W0 obciążenia gospodarstw domowych rosną w całym okresie analizy, głównie z powodu wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂. Co istotne dla właścicieli budynków i mieszkań – wykonanie głębokiej termomodernizacji powoduje wzrost wartości rynkowej mieszkań o ok. 10–15%.

Rysunek 13. Koszty ogrzewania mieszkania o powierzchni 50 m² w scenariuszach W0 i W1



Źródło: opracowanie własne.

15 Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 stycznia 2021 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz.U. z 2021 r. poz. 158).

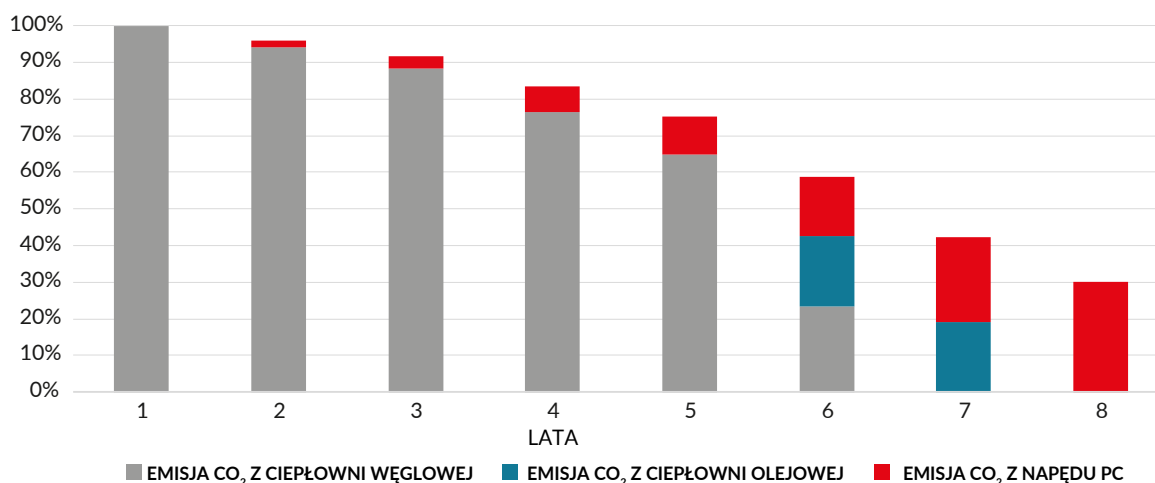
16 Należy zwrócić uwagę, iż do obliczeń przyjęto jedynie 16% poziom dotacji do inwestycji. W przypadku zwiększenia tego poziomu wsparcie kosztów ogrzewania w scenariuszu W1 będzie niższe niż w scenariuszu W0. Dodatkowo warto podkreślić, że w analizie kosztów w scenariuszu W0 przyjęto umiarkowany wzrost ceny CO₂ do poziomu 70 euro/t CO₂ w latach 2045–2050. W wyniku przyjętych założeń wzrost kosztu ogrzewania w scenariuszu W0 wynosi 26% w ciągu 20 lat, co należy uznać za szacunek bardzo ostrożny.

8.5. Wpływ na środowisko

W wyniku przeprowadzonego procesu inwestycyjnego nastąpi zmniejszenie wolumenu dostarczonego ciepła o 73%. Składają się na to spadek zużycia energii przez ocieplone budynki o 65% i spadek strat w zmodernizowanych sieciach ciepłych o 8%. Tak duże obniżenie zapotrzebowania nie przekłada się na proporcjonalny spadek emisji gazów cieplarnianych. Wynika to z ciągle wysokiej emisyjności energii elektrycznej pobieranej przez pompy ciepła z krajowego systemu elektroenergetycznego. Rysunek 14 obrazuje emisję CO₂ w analizowanym tutaj przykładzie. Można jednak zakładać, że dekarbonizacja systemu elektroenergetycznego będzie coraz bardziej przyspieszać, a emisje będą coraz mniejsze.

Gdyby wszystkie przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło bez kogeneracji¹⁷ przeprowadziły podobne programy transformacji energetycznej połączonej z termomodernizacją budynków, uniknięto by emisji CO₂ na poziomie 5,845 mln ton rocznie¹⁸, co pozwoliłoby na obniżenie kosztu produkcji ciepła o ok. 1,044 mld zł rocznie (dla ceny 40 euro/t CO₂).

Rysunek 14. Zmiana emisji CO₂ w wyniku transformacji biznesowej i technologicznej przedsiębiorstwa ciepłowniczego przy obecnym miksie wytwarzania energii w Krajowym Systemie Energetycznym



27

Źródło: opracowanie własne. Emisje obliczono dla następujących wskaźników: węgiel – 95,07 kg CO₂/GJ, olej opałowy – 77,4 kg CO₂/GJ, energia elektryczna – 765 kg CO₂/MWh.

Wraz z wygaszaniem tradycyjnego systemu ciepłowniczego bardzo dynamicznie spada emisja CO₂ z ciepłowni. Natomiast z drugiej strony, rośnie emisja pośrednia CO₂ związana z poborem energii elektrycznej przez pompy ciepła. Wraz ze zwiększaniem udziału OZE w strukturze wytwarzania energii w KSE, pośrednie emisje indukowane przez nowy model biznesowy będą spadać do zera. Efekt ten można uzyskać szybciej po zastosowaniu do zasilania pomp ciepła energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

Pompy ciepła pozwalają również na uzyskanie statusu systemu efektywnego dla poszczególnych mikrosieci w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej. Jak pokazują nasze wyliczenia, udział ciepła z OZE w analizowanych mikrosieciach wynosi 67%¹⁹, czyli jest wyższy od progu 50% wymaganego przez dyrektywę dla efektywnych systemów ciepłowniczych.

¹⁷ Według Raportu rocznego URE 87 957 tys. GJ (ok. 29,5%) energii ciepłej produkowane jest bez kogeneracji z węgla kamiennego. Źródło: Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka Ciepła w liczbach – 2019, op. cit.*

¹⁸ W analizowanym przykładzie zamiana 4266 GJ energii wytwarzanej w ciepłowni węglowej dla zasilania 5 budynków mieszkalnych (po ich termomodernizacji i zamianie źródła ciepła na pompę ciepła) zmniejsza emisję o 283,5 t CO₂. Można zatem wyznaczyć szacunkowy wskaźnik efektu na poziomie 66,45 kg/GJ.

¹⁹ Przy założeniu 15% energii z OZE w KSE i SCOP równym 2,6.

9. Przeszkody na drodze rozwoju nowego modelu biznesowego

- **Obecny model biznesowy przedsiębiorstw ciepłowniczych**
Przedsiębiorstwa czerpią zyski maksymalizując sprzedaż energii cieplnej i mocy zamówionej, wobec czego inwestowanie w poprawę efektywności energetycznej po stronie odbiorców obniża przychody. Co prawda art. 45.1 prawa energetycznego²⁰ umożliwia finansowanie inwestycji po stronie odbiorców, jeżeli prowadzi to do uniknięcia rozbudowy źródła ciepła, niestety w przypadku inwestycji zmierzających wyłącznie do poprawy efektywności energetycznej u odbiorców, nie są one kosztem uzasadnionym do taryf, wobec czego przedsiębiorstwo nie może odzyskać zainwestowanych środków.
- **Inercja decyzyjna przedsiębiorstw ciepłowniczych**
Brak wystarczających funduszy oraz przywiązanie do dotychczasowych technologii spowodowały zahamowanie tempa zmian w sektorze. Łatwiej bowiem jest modernizować ciepłownię sprawdzoną i dotychczasową technologię niż całkowicie zmienić sposób wytwarzania i dystrybuowania ciepła.
- **Relacje PEC-ów z klientami narzucone przez prawo**
Odbiorcy korzystający z ciepła sieciowego są trwale związani z dostawcą usług, co jest typowe dla sieciowych usług infrastrukturalnych. Wiążą ich umowa przyłączeniowa, umowa o świadczenie usług, fizyczne przyłącze i węzeł cieplny. Przedsiębiorstwo ciepłownicze nie musi więc aktywnie zabiegać o swoich klientów, nie śledzi zmian postaw i ich potrzeb. Jest quasi-monopolistą, który koncentruje się na technicznym i operacyjnym działaniu, a nie na marketingu i handlu. Zmiany cen i opłat nie są przedmiotem negocjacji z klientami, ale są automatycznie aplikowane po zatwierdzeniu przez Prezesa URE.
- **Prawa własności**
Transformacja ciepłownictwa wychodzi poza obręb własności przedsiębiorstw ciepłowniczych. Przekraczanie granic własności obniża skuteczność działań oraz wydłuża czas wdrożenia kompleksowego programu inwestycyjnego. Kiedy własność budynku jest niedookreślona lub występuje konflikt pomiędzy współwłaścicielami, to podjęcie decyzji inwestycyjnej nie jest często w ogóle możliwe.
- **Koszty transakcyjne**
Zaangażowanie kilkuset lub kilku tysięcy gestorów nieruchomości wymaga poniesienia dodatkowych kosztów. Zarządcy budynków muszą być poinformowani o planowanych zmianach, trzeba zawrzeć z nimi nowe umowy, a oni sami muszą udostępnić budynki i lokale. Jest to żmudne i kosztowne przedsięwzięcie.
- **Akceptacja społeczna**
Ogrzewanie pomieszczeń i wody to bardzo wrażliwy społecznie obszar. Konieczne jest utrzymanie udziału wydatków na ciepło w wydatkach gospodarstw domowych na stałym poziomie, a nawet zamrożenie ich w ujęciu realnym. Jest to szczególnie trudne wyzwanie w okresie przejściowym od starego do nowego modelu biznesowego.
- **Konieczność jednoczesnego działania w źródle ciepła, dystrybucji i odbiorze**
Zmiana parametrów pracy źródła i sieci musi być skorelowana ze zmianą parametrów pracy węzłów i charakterystyką energetyczną budynków (termomodernizacją). Przy przejściu z sieci wysokotemperaturowych na niskotemperaturowe zmiany w całym łańcuchu wartości muszą się dokonywać symultanicznie. Wymaga to równoległych uzgodnień z gestorami budynków, lokalnymi władzami administracyjnymi i przedsiębiorstwami ciepłowniczymi (jeżeli wytwarzanie i dystrybucja należą do różnych podmiotów).

10. Plan działań

10.1. Warunki osiągnięcia neutralności klimatycznej w ciepłownictwie

Osiągnięcie neutralności klimatycznej przez ciepłownictwo wymaga podjęcia działań zarówno w sferze technicznej, jak i społeczno-politycznej, co zobrazowano na rysunku 15.

Rysunek 15. Warunki osiągnięcia neutralności klimatycznej w ciepłownictwie



29

Źródło: opracowanie własne.

Warunki konieczne do wejścia na drogę prowadzącą do neutralności klimatycznej:

- 1. Wytwarzanie ciepła bez emisji CO₂**
Docelowa technologia powinna być całkowicie neutralna środowiskowo. W ramach omawianego modelu jest to uzyskiwane poprzez produkcję ciepła z energii elektrycznej. Ciepłownictwo będzie neutralne klimatycznie, kiedy energia elektryczna wprowadzana do Krajowego Systemu Energetycznego będzie w 100% bezemisyjna.
- 2. Poprawa charakterystyki energetycznej budynków**
Ciepło, którego wytworzenie nie wpływa negatywnie na środowisko, jest trudniejsze do pozyskania i droższe niż ciepło ze spalania paliw kopalnych. Zmniejszenie zużycia ciepła chroni gospodarstwa domowe przed wzrostem kosztów ogrzewania. Termomodernizacja budynków i dostosowanie ich instalacji wewnętrznych do odbioru ciepła z sieci niskotemperaturowych to warunki konieczne transformacji technologicznej w sektorze ciepłowniczym, a także zachowania społecznie akceptowalnych cen usług.
- 3. Osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego**
PEC-e nie mogą korzystać z pomocy publicznej, dopóki nie osiągną statusu systemu efektywnego w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej. Kluczowe jest znalezienie technologii, która w co najmniej 50% będzie dostarczała ciepło z OZE lub jako kombinacja OZE i kogeneracji. Takim rozwiązaniem są pompy ciepła, które produkują energię z OZE, korzystając z ciepła znajdującego się w otoczeniu lub z ciepła odpadowego z procesów technologicznych.

4. **Przekształcenie sieci ciepłowniczych w systemy niskotemperaturowe**
Obniżenie temperatury pracy sieci redukuje straty ciepła w przesyłce, a także pozwala na czerpanie z bogatych zasobów energii odpadowej, słonecznej oraz geotermii. Dodatkowo niskotemperaturowe systemy grzewcze umożliwiają korzystanie z tych zasobów wprost (bez konieczności podgrzewania nośnika ciepła). Sezonowe i dobowe magazyny ciepła powinny towarzyszyć sieciom ciepłowniczym w celu optymalizacji warunków ekonomicznych ich pracy i lepszego wykorzystania energii z OZE.
5. **Synchronizacja działań w czasie i przestrzeni**
Nie ma możliwości przekształcenia sieci miejskiej w niskotemperaturową, zachowując jej integralność. Niezwykle ważnym zagadnieniem jest konieczność dostosowywania i modernizowania wszystkich komponentów systemu jednocześnie. W danej lokalizacji muszą być jednocześnie przebudowane źródło, sieć oraz przeprowadzona termomodernizacja budynków wraz z wymianą instalacji wewnętrznych. Jest to możliwe poprzez sukcesywne wydzielanie mikrosieci, które zasilają w pełni zmodernizowane budynki.
6. **Strategia krajowa i polityka taryfowa**
Dokumenty strategiczne, regulacje prawne oraz praktyka regulacyjna muszą wspierać i zachęcać przedsiębiorstwa ciepłownicze do transformacji energetycznej. Sektor będzie postępował ostrożnie i zachowawczo, o ile rząd nie wyznaczy celów, nie określi harmonogramu ich realizacji i nie zaproponuje zachęt taryfowych oraz instrumentów finansowych.
7. **Holistyczne planowanie zaopatrzenia w energię**
Samorządy powinny spojrzeć szerzej na aspekty energetyczne funkcjonowania miast, w szczególności na efektywność energetyczną. Powinna ona wychodzić poza proste ocieplenie budynków, obejmując racjonalne wykorzystanie zróżnicowanych lokalnie zasobów energii pochodzącej z OZE, energii odpadowej, odpadów komunalnych, biogazu itp. Gminy przygotowują 2 rodzaje dokumentów, które w dużej mierze dotyczą tego samego zagadnienia: założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe²¹ oraz plany gospodarki niskoemisyjnej. Ten pierwszy dokument weryfikuje dostępność nośników energii i infrastruktury energetycznej. Drugi wskazuje sposoby zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Pożądanym rozwiązaniem byłoby zintegrowanie tych dokumentów oraz dodanie wymogu określenia ścieżki dojścia do neutralności klimatycznej przez gminę.
8. **Partycypacyjny model planowania**
Transformacja energetyczna ciepłownictwa ściśle wiąże się z rewitalizacją tkanki miejskiej. Stosowanie partycypacyjnego modelu planowania²² jest konieczne, jeśli gmina chce osiągnąć takie cele jak: wzięcie pod uwagę głosu mieszkańców przy określaniu kierunku i formy planowanych działań, zwiększenie poziomu akceptacji społeczności lokalnej dla inicjowanego procesu, objaśnienie właścicielom i użytkownikom nieruchomości przyczyn i efektów transformacji energetycznej. Partycypacyjny model planowania wychodzi poza same konsultacje społeczne. Jest to sposób na zaangażowanie mieszkańców i lokalnych przedsiębiorstw na rzecz realizacji wspólnego celu. Daje to też możliwość zwiększenia skuteczności podejmowanych przez gminę działań.

21 Artykuł 19 prawa energetycznego mówi o „założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”, natomiast art. 20 o „planach zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”. Pierwszy dokument jest obligatoryjny, aktualizowany co trzy lata i zawiera opis źródeł energii oraz sieci energetycznych, a także historyczne i prognozowane zużycie poszczególnych nośników. W zasadzie trudno wskazać praktyczne zastosowanie tego dokumentu z wyjątkiem przypadku omawianego w art. 20. Mówi on o tym, że w przypadku niedoboru energii czy infrastruktury jest konieczne sporządzenie dokumentu wyższej rangi, tzn. planu, który ma zapewnić dostęp do nośników energii odbiorcom. Rada gminy może nałożyć na gminę obowiązek wykonania określonych działań, w tym zawarcia umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. W praktyce są opracowywane tylko założenia do planu, które nic nie wnoszą do działań któregośkolwiek z interesariuszy.

22 Krajowy Instytut Polityki Przestrzennej i Mieszkalnictwa, *Przestrzeń do dialogu. Praktyczny podręcznik o tym, jak prowadzić partycypację społeczną w planowaniu przestrzennym*, 2018, http://obserwatorium.miasta.pl/wp-content/uploads/2018/07/Przestrze%C5%84-do-dialogu_partycypacja-w-planowaniu.pdf.

9. Podniesienie świadomości społecznej

W zakresie zaopatrzenia w ciepło gospodarstwa domowe są bardzo silnie motywowane aspektami ekonomicznymi (bezpośrednim kosztem pieniężnym), w drugiej kolejności komfortem i funkcjonalnością, a na końcu systemem wartości. Edukacja jest kluczem do tego, żeby mieszkańcy byli gotowi zrezygnować z części swojego dochodu pieniężnego lub komfortu na rzecz technologii i działań służących środowisku i klimatowi.

10. Zmiana nastawienia przedsiębiorstw ciepłowniczych

Można powiedzieć, że sektor ciepłowniczy od lat dryfuje. Modernizacja przynosi poprawę względem obecnej sytuacji i stanu technicznego, ale jest nieadekwatna względem dystansu dzielącego ciepłownictwo od neutralności klimatycznej. Bez zmiany postawy kadry kierowniczej sektor nigdy nie pokona tego dystansu.

11. Przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu

Dążąc do osiągnięcia neutralności klimatycznej w sektorze ciepłownictwa, nie można stracić z oczu najuboższych. Państwo i samorządy powinny wziąć odpowiedzialność za gospodarstwa domowe, które nie uczestniczą w procesie zmian ze względu na ograniczony budżet domowy. Jest to ważne ze względów etycznych, a także wpływa na skuteczność i kompletność podejmowanych zmian.

Bez działań rządu i samorządu przedsiębiorstwo nie będzie w stanie dokonać transformacji biznesowej i technologicznej. Sektor nie może być pozostawiony sam sobie. Ciepłownicy są w stanie podjąć się trudnych zadań, ale muszą otrzymać jasny komunikat, czego się od nich oczekuje. Najważniejsze pytania to: jaki jest cel? W jakim horyzoncie czasowym ma być zrealizowany? Jakie technologie są dopuszczalne? Dodatkowym wyzwaniem jest sposób finansowania i taryfowania przedsiębiorstw realizujących inwestycje i aplikujących nowoczesne modele biznesowe.

31

10.2. Konieczne działania**Deklaracja polityczna**

Na przełomie 2020 i 2021 r. polski rząd przedstawił dokumenty strategiczne, które formułują cele dla sektora ciepłownictwa i mieszkalnictwa w dziedzinie wykorzystania energii, ochrony klimatu oraz środowiska.

1. **Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku**²³ – w dokumencie tym rząd dostrzega znaczenie ciepłownictwa w systemie energetycznym i wzmacnia jego rolę, stawiając mu do 2030 r. m.in. następujące cele:
 - wzrost udziału OZE w wytwarzaniu ciepła o 11%,
 - przyłączenie do sieci ciepłowniczych 1,5 mln gospodarstw domowych,
 - osiągnięcie statusu systemów efektywnych w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej przez 85% systemów ciepłowniczych w segmencie powyżej 5 MW_c.
2. **Długoterminowa Strategia Renowacji**²⁴ rekomenduje scenariusz, w którym wszystkie budynki zostaną objęte termomodernizacją do 2050 r. W okresie przejściowym – do roku 2030 – będzie wykonywana płytką termomodernizacja. Zgodnie z zawartymi w projekcie wytycznymi w kolejnych dekadach podstawową formą poprawy charakterystyki energetycznej budynków ma być już głęboka termomodernizacja. Celem rządu jest wyeliminowanie węgla jako źródła ogrzewania w budynkach na terenie miast do 2030 r., a na pozostałym obszarze kraju do 2040 r. Ten cel jest też ujęty w Polityce Energetycznej.

²³ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

²⁴ Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii, *Długoterminowa Strategia Renowacji. Wspieranie Renowacji Krajowego Zasobu Budowlanego (projekt)*, 2021, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/dlugoterminowa-strategia-renowacji>.

Ciepłownictwo i mieszkalnictwo powinny być rozpatrywane łącznie. Głęboka termomodernizacja budynków warunkuje bowiem transformację energetyczną i technologiczną ciepłownictwa. Promowanie płytkiej termomodernizacji do roku 2030 spowoduje jednak odsunięcie w czasie transformacji ciepłownictwa.

Dodatkowym problemem jest to, że modernizowanie tylko niektórych budynków przyłączonych do sieci uniemożliwi przejście na sieci niskotemperaturowe. A ta właśnie technologia jest niezbędna do efektywnego wykorzystania ciepła odpadowego, energii słonecznej i geotermalnej, jak również energii pozyskiwanej z otoczenia przez pompy ciepła.

Cele wskazane w wymienionych dokumentach strategicznych są ambitne jak na warunki polskie, gdzie udział wysokoemisyjnych paliw w centralnych i rozproszonych źródłach ciepła jest bardzo wysoki. Nie są jednak one ambitne w odniesieniu do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. Po pierwsze potrzebna jest jasna deklaracja, że osiągnięcie neutralności klimatycznej to nadrzędny i wiążący cel. Po drugie, jeżeli akceptujemy to, że neutralność klimatyczna jest w ogóle do osiągnięcia przez ciepłownictwo i mieszkalnictwo na terenie całego kraju w 2050 r., to w niektórych miejscowościach można ją osiągnąć wcześniej.

Autorzy niniejszego raportu rekomendują wyznaczenie kamieni milowych na lata 2030, 2040, 2050. Te cele pośrednie określałyby, jaka część kubatury budynków jest w danym roku zasilana z systemów neutralnych klimatycznie, np. 20% kubatury w 2030 r., 60% w 2040 r., 80% w 2050 r. Wyznaczenie takiej ścieżki pozwala na weryfikację technologii i modeli biznesowych do roku 2030 w praktyce, a następnie upowszechnianie sprawdzonych rozwiązań w kolejnych dwóch dekadach. W 2030 r. mielibyśmy odpowiedź na kluczowe pytania: w jaki sposób i za jaką cenę można osiągnąć neutralność klimatyczną w systemach ciepłowniczych.

Strategia dojścia ciepłownictwa do neutralności klimatycznej

Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii powinny wypracować z branżą sposób dojścia do neutralności klimatycznej. Dokument ten powinien dotyczyć zarówno warstwy regulacyjnej (cele i regulacje prawne), jak też organizacyjnej i technicznej. Strategia powinna być „mapą drogową” dla branży, praktycznym dokumentem, który będzie podstawą do indywidualnych planów transformacji energetycznej i biznesowej.

Instrumenty finansowe

Transformacja energetyczna będzie w dużej mierze bazować na kredytach komercyjnych. Indykatorywna struktura finansowania to:

- kredyt (70–75%),
- dotacje (20%),
- środki własne (5–10%).

W celu zapewnienia dostępności kredytów komercyjnych należy utworzyć fundusz gwarancyjny (poręczeniowy) przy BGK oraz utworzyć fundusze wykupu wierzytelności ESCO. Natomiast dotacje powinny być udostępnione w ramach Krajowego Planu Odbudowy, Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz z Funduszu Odbudowy i Odporności.

Z punktu widzenia planowania procesu transformacji energetycznej korzystne jest to, że właśnie w tym roku rozpoczyna się nowa perspektywa finansowa UE i możliwe jest alokowanie odpowiedniego budżetu.

Planowanie na poziomie gmin

Plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe powinny być zintegrowane z planami gospodarki niskoemisyjnej. Nowy, holistyczny dokument powinien kłaść nacisk na jak najlepsze wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych oraz szeroko rozumianą poprawę efektywności energetycznej. Ponadto musi wskazywać ścieżkę dojścia przez gminę do neutralności klimatycznej w roku 2050.

Krajowe Centrum Transformacji Ciepłownictwa

Przeprowadzenie transformacji energetycznej i biznesowej ciepłownictwa wymaga wiedzy technicznej, prawnej, finansowej i menedżerskiej. Dla małego (a często także średniego) przedsiębiorstwa ciepłowniczego jest to wyzwanie. Dlatego należy rozważyć powołanie podmiotu, który wsparłby cały sektor. Za utworzeniem nowej instytucji przemawiają:

1. Konieczność rozszerzenia kompetencji kadry kierowniczej i inżynierskiej.
2. Zapotrzebowanie na usługi doradcze w przystępnej cenie.
3. Możliwość uzyskania efektu skali ze względu na stosowanie zbliżonych rozwiązań w poszczególnych przedsiębiorstwach.
4. Konieczność upowszechniania dobrych praktyk poprzez opracowywanie i publikowanie wzorcowych rozwiązań.
5. Zapotrzebowanie urzędów centralnych i rządu na wyspecjalizowane doradztwo w zakresie kształtowania polityki, regulacji i instrumentów finansowych na rzecz transformacji energetycznej i biznesowej ciepłownictwa.

Plany transformacji energetycznej i biznesowej

Przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny być zobowiązane do opracowania planu dojścia do neutralności klimatycznej w 2050 r. Potrzebne jest przejście na model biznesowy zapewnienia komfortu cieplnego. Oznacza to przesunięcie aktywności inwestycyjnej przedsiębiorstw ze źródeł wytwarzania i sieci dystrybucyjnych na charakterystykę energetyczną budynków przyłączonych do sieci oraz na zaawansowane techniki zarządzania komfortem cieplnym. Zdając sobie sprawę z tego, że nie wszystkie przedsiębiorstwa mają odpowiednie zasoby finansowe i ludzkie, żeby przygotować takie opracowania, powinno być możliwe zamówienie takiego dokumentu w Krajowym Centrum Transformacji Ciepłownictwa w ramach linii dotacyjnej oferowanej przez NFOŚiGW.

33

Taryfowanie

Świadczenie usługi komfortu cieplnego oraz usługi modernizacyjnej nie powinno być przedmiotem taryfowania. Opłaty powinny być wynikiem negocjacji pomiędzy gestorami zasobów mieszkaniowych a PEC-ami. Stan techniczny budynków jest bardzo zróżnicowany, co wymaga zindywidualizowanego podejścia do określenia zakresu inwestycji modernizacyjnych. Rozwiązaniem byłoby opublikowanie przez URE wytycznych w sprawie kalkulacji opłat za komfort cieplny i modernizację.

Uruchomienie programów inwestycyjnych

W procesie transformacji kluczowa jest kompleksowość działań – zarówno z perspektywy przedsiębiorstwa ciepłowniczego, jak i samego miasta. W ostatnich trzech dekadach przedsiębiorstwa ciepłownicze dokonywały jedynie fragmentarycznych inwestycji. Były to głównie działania proekologiczne w źródłach ciepła lub modernizacje i rozbudowy części systemów ciepłowniczych lub poszczególnych jego składników (np. przebudowa grupowych węzłów ciepła na indywidualne, dodanie automatyki pogodowej, wymiana fragmentów sieci na preizolowane). Tymczasem transformacja energetyczna musi być zaplanowana całościowo, tzn. przewidywać działania inwestycyjne dla całego przedsiębiorstwa i zasobów mieszkaniowych oraz przewidzieć realistyczny harmonogram wykonania inwestycji i źródła ich finansowania. Również ze względów na interpretację zasad pomocy publicznej ważne jest przeprowadzenie inwestycji w ramach programów (tzn. na koniec realizacji programu inwestycyjnego system będzie efektywny w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej). Z punktu widzenia miasta udział w przygotowaniu programu inwestycyjnego jest równie ważny. Tak duży wolumen inwestycji jest naturalnym elementem rewitalizacji miasta, zmiany jego estetyki oraz poprawy jakości życia mieszkańców.

Uzyskanie statusu systemu efektywnego przez 85% systemów ciepłowniczych do 2030 r.

Jest to kluczowy, pośredni kamień milowy. Uzyskanie statusu systemu efektywnego jest dużo łatwiejsze niż spełnienie kryterium neutralności klimatycznej. Osiągnięcie celu pośredniego jest też ważne ze względu na monitorowanie przebiegu procesu oraz ocenę szansy na realizację długofalowego celu. W opinii autorów tego raportu kwestia definicji systemu efektywnego wymaga doprecyzowania w konsultacjach z Komisją Europejską. Zaproponowany w raporcie model biznesowy, oparty o zapewnienie komfortu cieplnego, pozwala na spełnienie kryterium systemu efektywnego, ale w odniesieniu do poszczególnych mikrosieci, a nie do całego systemu. Z punktu widzenia celów środowiskowych jest to satysfakcjonujące, ale wymaga potwierdzenia prawnego.

Wzrost udziału OZE w ciepłownictwie

Jest to cel powiązany z efektywnością systemów. Przejście na odnawialne źródła energii jest rekomendowane zarówno z uwagi na cele pośrednie (wywiązanie się ze zobowiązań redukcji emisji w tym sektorze), jak i długofalowe (krok w kierunku neutralności klimatycznej). W zaproponowanym modelu biznesowym pompy ciepła są traktowane jako źródła OZE, zgodnie z metodą obliczeniową przedstawioną w nowej dyrektywie OZE²⁵ (należy wziąć pod uwagę tę część energii elektrycznej z sieci, która pochodzi z OZE oraz tę część energii cieplnej dostarczanej przez pompy ciepła, która jest pozyskiwana z otoczenia).

Ocena dotychczasowych postępów

Ze względu na to, że proces transformacji jest bardzo złożony, angażuje wiele podmiotów i oddziałuje na różne aspekty życia społecznego, ważne jest bieżące i okresowe monitorowanie. Dobrym rozwiązaniem byłoby powołanie i ukonstytuowanie komisji monitorującej, w skład której powinni wejść przedstawiciele przedsiębiorstw ciepłowniczych, samorządów, gestorów zasobów mieszkaniowych, instytucji finansowych, instytucji centralnych i rządu. Komisja powinna być powołana już teraz, a jej zadaniem byłoby publikowanie corocznych raportów monitoringowych oraz przygotowanie obszernego raportu podsumowującego pierwszą dekadę transformacji ciepłownictwa. Praca takiej komisji umożliwiłaby identyfikowanie barier i zagrożeń, a także rekomendowanie praktycznych rozwiązań technicznych, organizacyjnych, finansowych i prawnych.

11. Rekomendacje prawne

Wdrożenie nowego modelu biznesowego jest uwarunkowane dostosowaniem wielu regulacji prawnych. Rozpatrzone zostały one w 4 grupach tematycznych:

34

1. Zmiana systemu taryfowania.
2. Poprawa charakterystyki energetycznej budynków.
3. Wzrost udziału „zielonego” ciepła.
4. Finansowanie transformacji energetycznej ciepłownictwa systemowego.

Zmiana system taryfowania

Kluczowym postulatem jest stworzenie podstawy prawnej świadczenia usługi komfortu cieplnego oraz usługi modernizacyjnej przez PEC-e, a także określenie zasad kalkulowania opłat za komfort cieplny i modernizację budynków. Należy umożliwić rozliczanie się z odbiorcami na podstawie opłaty za świadczenie komfortu cieplnego oraz opłaty modernizacyjnej za poprawę efektywności energetycznej budynków w przypadku realizacji zdefiniowanej prawnie „istotnej modernizacji”.

Ponadto ważne jest umożliwienie przedsiębiorstwom ciepłowniczym inwestowania w poprawę efektywności energetycznej budynków przyłączonych do sieci ciepłowniczej (bez prawa własności do tych budynków) i uwzględnienie kosztów inwestycji jako kosztu uzasadnionego w rozliczeniach z odbiorcami.

25 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328/82).

Tabela 5. Zalecenia prawne – taryfy

Problem	Rozwiązanie
Prawo energetyczne nie dopuszcza modelu biznesowego opartego na świadczeniu usługi komfortu cieplnego	<ul style="list-style-type: none"> Należy znówelizować prawo energetyczne oraz rozporządzenie taryfowe* w celu dopuszczenia świadczenia i rozliczania usługi komfortu cieplnego oraz usługi modernizacyjnej
Nowy model biznesowy nie mieści się w ramach obecnego systemu taryfowania	<ul style="list-style-type: none"> Należy stworzyć ramy prawne rzetelnego kształtowania opłat, tak aby uniknąć konieczności objęcia nowego modelu biznesowego obecnym systemem taryfowym. Usługa komfortu cieplnego oraz usługa modernizacyjna powinny być świadczone i rozliczane na podstawie umów cywilnoprawnych. URE powinien opublikować szczegółowe wytyczne dotyczące zasad kalkulacji opłaty za komfort cieplny i opłaty modernizacyjnej. Inne zadania URE: prowadzenie rejestru mikrosieci ciepłowniczych, przechowywanie i udostępnianie niezbędnych dokumentów dotyczących mikrosieci i ich operatorów na platformie elektronicznej, rozstrzyganie sporów pomiędzy PEC-ami a odbiorcami
Przedsiębiorstwa ciepłownicze mają ograniczoną możliwość inwestowania w majątek obcy, co ogranicza możliwość poprawy charakterystyki energetycznej budynków przyłączonych do sieci	<ul style="list-style-type: none"> Należy zmienić treść art. 45.2 Prawa energetycznego w taki sposób, żeby PEC-e mogły finansować inwestycje w majątek obcy należący do odbiorców ciepła w celu poprawy charakterystyki energetycznej budynków i dostosowania ich do zaopatrzenia z sieci niskotemperaturowych. Takie inwestycje powinny być dopuszczalne bez dodatkowych uwarunkowań dotyczących uniknięcia rozbudowy źródła ciepła. Nowy art. 15a ustawy o efektywności energetycznej rozszerza katalog działań PEC-ów, ale wyłącznie w granicach określonych w ust. 6. Konieczne jest zniesienie tego ograniczenia
Transformacja energetyczna i biznesowa przedsiębiorstwa ciepłowniczego powoduje nieproporcjonalne i nagłe zmiany w wielkości i strukturze kosztów przypisanych do danej grupy taryfowej	<ul style="list-style-type: none"> Ze względu na trudności w przypisaniu i odzwierciedleniu kosztów w poszczególnych grupach taryfowych, należy potraktować transformację systemu ciepłowniczego jako zdarzenie nadzwyczajne. Pojawiające się zaburzenia kosztowe powinny być rozłożone na całą zbiorowość odbiorców ciepła. Prezes URE powinien opublikować wytyczne dotyczące zasad wynagrodzenia w okresie transformacji energetycznej i biznesowej PEC-ów
Czas i stawka amortyzacji pomp ciepła nie są określone	<ul style="list-style-type: none"> Pompy ciepła są technologią pierwszego wyboru w procesie elektryfikacji i transformacji niskoemisyjnej ciepłownictwa. Ustawa o podatku dochodowym od osób prawnych** powinna wskazać czas i stawkę amortyzacyjną dla pomp ciepła

* Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 stycznia 2021 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz.U. z 2021 r. poz. 158).

** Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 1406).

Źródło: opracowanie własne.

Poprawa charakterystyki energetycznej budynków

Najważniejszym zagadnieniem jest motywowanie właścicieli istniejących budynków do poprawy ich charakterystyki energetycznej. Jeśli właściciele budynków będą musieli inwestować w modernizację, staną się bardziej otwarci na ofertę PEC-ów w tym zakresie. Należy więc opracować warunki techniczne w zakresie charakterystyki energetycznej istniejących budynków. Ważne kwestie to także wyznaczenie etapów wdrażania zaostrożonych standardów zużycia energii przez istniejące budynki, tak aby docelowo każdy z nich spełniał wysoki standard efektywności energetycznej oraz ustawowe zobowiązanie do realizacji „istotnych renowacji” istniejących budynków. W konsekwencji należy jednoznacznie zdefiniować pojęcie „istotna renowacja” (np. modernizacja budynku, której wartość przekracza 15% wartości odtworzeniowej, obliczonej na podstawie średniej ceny m² w roku poprzedzającym).

Tabela 6. Zalecenia prawne – efektywność energetyczna i standardy techniczne

Problem	Rozwiązanie
Nie ma ustalonych standardów charakterystyki energetycznej, jakie mają uzyskać istniejące budynki w określonym przedziale czasu lub w wyniku przeprowadzenia termomodernizacji	<ul style="list-style-type: none"> Warunki techniczne powinny być uzupełnione o standardy dla budynków poddawanych termomodernizacji – należy dostosować obwieszczenie w sprawie warunków technicznych*. Przeprowadzenie termomodernizacji i wyniki audytu powykonawczego powinny być odnotowywane w Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynków. Jeśli pojawią się standardy unijne, polski rząd powinien wdrożyć je do prawa krajowego w celu uniknięcia błędnej alokacji środków publicznych
Termomodernizacja prowadzi do zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło, ale nie zachęca do korzystania ze źródeł ciepła neutralnych klimatycznie	<ul style="list-style-type: none"> Warunki techniczne dla istniejących budynków poddawanych termomodernizacji powinny przede wszystkim koncentrować się na zmniejszeniu zużycia energii pierwotnej zawartej w paliwach kopalnych, która jest wykorzystywana bezpośrednio lub pośrednio do ogrzewania budynków i podgrzewania ciepłej wody użytkowej. Należy odpowiednio dostosować obwieszczenie w sprawie warunków technicznych
Właściciele istniejących budynków nie są motywowani do zmniejszenia zużycia ciepła	<ul style="list-style-type: none"> Należy wprowadzić przymus prawny poprawy charakterystyki energetycznej istniejących budynków. W kolejnych latach powinny być obejmowane tym obowiązkiem największe grupy budynków (np. wielorodzinne budynki z wielkiej płyty do 2035 r., wielorodzinne budynki z cegły do 2040 r., pozostałe do 2050 r.). Powinna być przygotowana nowelizacja odpowiednich ustaw obejmująca powyższe zagadnienie, a także odzwierciedlająca cele i strategiczne kierunki zmian przyjęte w polskim prawie na poziomie rządowym
Wymagana temperatura ciepłej wody użytkowej (55°C) blokuje rozwój sieci niskotemperaturowych	<ul style="list-style-type: none"> Należy wyraźnie wskazać temperaturę 45°C na wylewce (w kranie) jako normatywną dla dostawy ciepłej wody użytkowej ze wskazaniem higienizacji chemicznej

* *Obwieszczenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 8 kwietnia 2019 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2019 r. poz. 1065).*

Źródło: opracowanie własne.

Wzrost udziału zielonego ciepła

Pompy ciepła są tą technologią, która może być kluczem do transformacji energetycznej ciepłownictwa. Prawo powinno jasno określić, że pompy ciepła, przynajmniej w części, dostarczają energię z OZE. Postulujemy też wprowadzenie obowiązkowych dynamicznych (a przynajmniej sezonowych) opłat dystrybucyjnych²⁶, co poprawi ekonomię pracy tych źródeł ciepła. Obecnie u większości dystrybutorów w Polsce opłaty są niezmiennie w okresie rocznym, co utrudnia optymalizację kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną pomp ciepła. Potrzebna jest zmiana struktur taryf dystrybucji energii elektrycznej w celu zmiany proporcji pomiędzy komponentami stałymi (zbyt wysokimi) a zmiennymi. Powinna być realna możliwość zamawiania różnej mocy w ciągu poszczególnych miesięcy roku, adekwatnie do poziomu wykorzystania urządzeń grzewczych zasilanych energią elektryczną.

Rozwój pomp ciepła poprawi uregulowanie kwestii linii bezpośredniej przy równoległym połączeniu odbiorcy do krajowego systemu elektroenergetycznego. Takie podejście poprawi bankowość projektu i zwiększy wykorzystanie źródeł odnawialnych. Ponadto ważna jest promocja długoterminowych korporacyjnych umów na dostawy energii z OZE (Corporate PPA²⁷). Ten rodzaj kontraktów na wieloletnią dostawę energii może być alternatywą do systemu aukcyjnego OZE. Byłby to długoterminowy i stabilny mechanizm finansowania nowej mocy z OZE, głównie bezemisyjnej.

26 Zgodnie z *Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE* (Dz. Urz. UE z 2019 r. L 158/125).

27 Fizyczny Corporate PPA – przy rozwiązaniu fizycznego PPA (ang. *Power Purchase Agreement*) energia trafia ze źródła odnawialnego do polskiej lub europejskiej sieci, a dostawca dostarcza ustalony wolumen energii do klienta po ustalonej cenie PPA. Finansowy PPA (znany również jako wirtualny) polega na ustaleniu ceny energii wynikającej z PPA z dostawcą. Dodatkowo, klient otrzymuje ofertę umowy w jednym z modeli zakupu energii oferowanych przez dostawcę. Na koniec każdego miesiąca wspólnie z klientem jest rozliczana finansowo różnica pomiędzy ustaloną ceną PPA a ceną rynkową. Źródło: Axpo Polska, Corporate PPA, <https://www.axpo.com/pl/pl/duze-firmy/duze-przedsiębiorstwa/corporate-ppa.html>.

Tabela 7. Zalecenia prawne – OZE w ciepłownictwie

Problem	Rozwiązanie
Pompy ciepła nie są traktowane jako pełnowartościowe źródła OZE	<ul style="list-style-type: none"> Wskazać w Prawie energetycznym i ustawie o odnawialnych źródłach energii, że energia aerotermalna, geotermalna i hydrotermalna wychwycona przez pompy ciepła jest uznawana za energię ze źródeł odnawialnych zgodnie z załącznikiem nr VII dla celów Dyrektywy RED2* – nawet w wysokości 100%, jeżeli energia elektryczna pochodzi wyłącznie z OZE (bezpośrednia dostawa lub bilansowanie)
Utrzymywanie wysokiej mocy zamówionej na energię elektryczną poza sezonem grzewczym nakłada na PEC-e wysokie koszty stałe, kiedy zasila system pompami ciepła**	<ul style="list-style-type: none"> Rozporządzenie taryfowe dla przedsiębiorstw dystrybucji energii elektrycznej powinno umożliwić zamawianie mocy ze zróżnicowaniem sezonowym lub wprowadzić mechanizmy osłonowe, jak to miało miejsce w przypadku elektromobilności***
Systemy ciepłownicze mają ograniczony dostęp do OZE na terenie miast	<ul style="list-style-type: none"> Uznanie długoterminowych korporacyjnych umów na dostawy energii z OZE (Corporate PPA) jako sposobu na zapewnienie bezemisyjnych dostaw energii do zasilania pomp ciepła. Warunkiem takiego podejścia powinno być podpisanie PPA na budowę nowego źródła OZE podłączonego do systemu elektroenergetycznego, które wytwarzałoby ilość energii równą lub większą od ilości energii zużywanej przez PEC

* Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328/82).

** Praktyka pokazuje, że tylko Energa-Operator i PGE Dystrybucja rzeczywiście dopuszczają sezonową zmienność zamówionych mocy. W przypadku Tauron Dystrybucja wymaga to nadzwyczajnej woli OSD. Pozostałe OSD w zasadzie nie umożliwiają odbiorcom profilowania mocy zamówionej według zapotrzebowania miesięcznego.

*** Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 września 2019 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2019 r. poz. 1904).

Źródło: opracowanie własne.

Finansowanie transformacji energetycznej ciepłownictwa

Rekomendujemy, żeby NFOŚiGW inicjował i koordynował tworzenie mechanizmów finansowych, które są konieczne do wdrożenia progresywnego modelu biznesowego ciepłownictwa. Organ ten ma odpowiednią wiedzę sektorową i od wielu lat oferuje finansowanie w tym obszarze. W większości mechanizmów jest przewidziane zaangażowanie finansowe samego NFOŚiGW. Jednak w ujęciu wartościowym większość ciężaru finansowego wezmą na siebie sektor bankowy i rynek kapitałowy.

Postulujemy wprowadzenie dedykowanych instrumentów finansowych:

- Finansowanie inwestycji** – uruchomienie programu priorytetowego przez NFOŚiGW, w ramach którego banki partnerskie będą oferować kredyty z możliwością częściowego umorzenia kwoty kapitału. Pieniądze na ten cel mogą pochodzić z budżetu NFOŚiGW oraz funduszy unijnych.
- Zwiększenie dostępności kredytów** – rozszerzenie działalności Ekologicznego Funduszu Poręczeń i Gwarancji w ramach struktur BGK, który powinien zabezpieczać kredyty udzielane przez banki partnerskie w programie priorytetowym NFOŚiGW. Fundusz zasilany byłby dotacją z nowej perspektywy finansowej UE. Pozwoli to przedsiębiorstwom ciepłowniczym na zaciąganie kredytów w celu sfinansowania działań związanych z poprawą energetyczną budynków oraz modernizacją technologiczną.
- Oddłużanie PEC-ów** – utworzenie Funduszu Wykupu Wierzytelności EPC (np. przez Polski Fundusz Rozwoju we współpracy z międzynarodowymi instytucjami finansowymi – EBOiR, EBI, Bank Światowy) w celu przyciągnięcia prywatnego kapitału poprzez emisję obligacji. Utworzenie Funduszu Wykupu Wierzytelności pozwoli na stworzenie skutecznego, efektywnego kosztowo oraz skalowalnego mechanizmu oddłużania przedsiębiorstw ciepłowniczych. Cykliczne oddłużanie przedsiębiorstw umożliwi im przeprowadzenie termomodernizacji kolejnych obiektów przyłączonych do ich sieci ciepłowniczej.

Tabela 8. Zalecenia prawne – instrumenty finansowe

Problem	Rozwiązanie
Nieefektywne systemy ciepłownicze (w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej) nie mogą uzyskiwać pomocy publicznej	<ul style="list-style-type: none"> Ministerstwo Klimatu i Środowiska powinno z wraz Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów wyjaśnić wątpliwość, czy można udzielić pomocy publicznej PEC-owi na wydzielenie efektywnej mikrosieci z systemu ciepłowniczego, który jest nieefektywny
Ekologiczny Fundusz Poręczeń i Gwarancji w BGK powinien objąć kredyty zaciągane przez PEC-e	<ul style="list-style-type: none"> Ministerstwo Klimatu i Środowiska wraz z NFOŚiGW powinny zawrzeć umowę z BGK w sprawie wykorzystania EFPiG do udostępnienia kredytów PEC-om. NFOŚiGW powinien opracować dedykowany program priorytetowy (jako program rządowy) nakierowany na elektryfikację ciepłownictwa, modernizację budynków przyłączonych do sieci ciepłowniczych oraz świadczenie usługi komfortu cieplnego
NFOŚiGW ma za mało środków własnych na zasilenie EFPiG oraz udzielanie dotacji na umorzenie części kapitału kredytów udzielanych PEC-om przez banki partnerskie	<ul style="list-style-type: none"> Ministerstwo Klimatu i Środowiska powinno pozyskać pieniądze w ramach Krajowego Planu Odbudowy oraz Umowy Partnerstwa na zasilenie programu priorytetowego NFOŚiGW. Szczegółowe dokumenty wykonawcze (programy operacyjne) powinny dopuszczać możliwość finansowania transformacji energetycznej poprzez wdrożenie nowego modelu biznesowego w ciepłownictwie
Podstawa prawna do utworzenia Funduszu Wykupu Wierzytelności EPC przez Polski Fundusz Rozwoju S.A. (PFR)	<ul style="list-style-type: none"> Utworzenie Funduszu mieści się w ogólnych kompetencjach PFR-u. NFOŚiGW powinien zawrzeć porozumienie z PFR-em o utworzeniu Funduszu, który byłby komplementarny do programu priorytetowego. PFR powinien utworzyć Fundusz w formie spółki kapitałowej i porozumieć się z międzynarodowymi instytucjami finansowymi (BŚ, EBI, EBOiR) w sprawie objęcia udziałów w kapitale spółki. W kolejnym etapie, kiedy Fundusz będzie dysponował pełną charakterystyką ryzyka związanego z cesją praw do umów modernizacyjnych, będzie mógł pozyskiwać dodatkowy kapitał poprzez emisje długoterminowych obligacji na rynku kapitałowym w Polsce

Źródło: opracowanie własne.

12. Literatura

1. Axpo Polska, Corporate PPA, <https://www.axpo.com/pl/pl/duze-firmy/duze-przedsiębiorstwa/corporate-ppa.html>.
2. Chojnacka A., Sudał-Szopińska I., *Komfort termiczny w pomieszczeniach biurowych w aspekcie norm*, „Bezpieczeństwo Pracy” nr 6/2007, Centralny Instytut Ochrony Pracy, <http://archiwum.ciop.pl/24151>.
3. Delta Energy & Environment, *Heat as a Service*, 2019, https://www.delta-ee.com/images/Infographics/HaaS_Infographic_Final.pdf.
4. European Commission, *A Renovation Wave for Europe – greening our buildings, creating jobs, improving lives*, 2020, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_renovation_wave_strategy.pdf.
5. European Commission, *Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people*, 2020, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/com_2030_ctp_en.pdf.
6. Filippidou F., Jimenez Navarro J.P., *Achieving the cost-effective energy transformation of Europe’s buildings. Combinations of insulation and heating & cooling technologies renovations*, European Commission – Joint Research Centre, 2019, https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC117739/cost_optimal_energy_renovations_online.pdf.
7. Forum Energii, *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, 2019, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/czyste-cieplo-2030>.
8. Forum Energii, *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie. Technologie, które zmienią rzeczywistość*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/oze-w-cieplownictwie>.
9. Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/analiza%20-%20Polska%202050%20neutralna%20klimatycznie.pdf>.
10. Instytut Jagielloński, *Łączenie sektorów zielonej energii. Co to oznacza dla Polski? Elektryfikacja, decentralizacja, digitalizacja*, 2020, <http://jagiellonski.pl/news/722/laczenie-sektorow-zielonej-energii-co-to-oznacza-dla-polski-raport>.
11. Instytut Jagielloński, *Perspektywy rozwoju Corporate PPA w Polsce. Możliwości kontraktowania dostaw zielonej energii dla przemysłu*, 2020, <http://jagiellonski.pl/news/696/perspektywy-rozwoju-corporate-ppa-w-polsce-raport>.
12. Kisiel M., *Kredyty ze stałą stopą już w 5 bankach. Sprawdzamy oferty*, Bankier.pl, 2021, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Kredyty-ze-stala-stopa-juz-w-5-bankach-Sprawdzamy-oferty-8077439.html>.
13. Krajowy Instytut Polityki Przestrzennej i Mieszkalnictwa, *Przestrzeń do dialogu. Praktyczny podręcznik o tym, jak prowadzić partycypację społeczną w planowaniu przestrzennym*, 2018, http://obserwatorium.miasta.pl/wp-content/uploads/2018/07/Przestrze%C5%84-do-dialogu_partycypacja-w-planowaniu.pdf.
14. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji na 2019 rok*, 2018, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/Wskazniki_emisyjnosci_grudzien_2019.pdf.
15. Macuk R., *Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019*, Forum Energii, 2019, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/cieplownictwo-2019>.
16. Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, *Projekt umowy partnerstwa dla realizacji polityki spójności 2021–2027 w Polsce*, 2021, <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/umowa-partnerstwa>.
17. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.
18. Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii, *Długoterminowa Strategia Renowacji. Wspieranie Renowacji Krajowego Zasobu Budowlanego*, 2021, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-praca-technologie/dlugoterminowa-strategia-renowacji>.
19. Najwyższa Izba Kontroli, *Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018*, 2018, <https://www.nik.gov.pl/kontrole/P/18/018/KGP/>.
20. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, *Metodologia wyliczenia wskaźnika redukcji emisji dwutlenku węgla w działaniu 1.6.1 POIiŚ*, 2016, https://poiis.nfosigw.gov.pl/download/gfx/poiis/pl/nfoaktualnosc/425/17/4/7_metodologia_wyliczenia_wskaznika_redukcji_emisji_dwutlenku_wegla_dz.1.6.1.pdf.

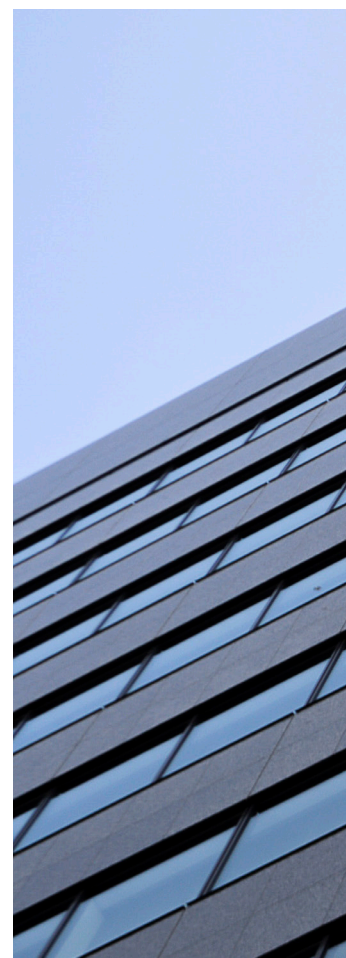
21. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, *NFOŚiGW i PFR S.A. będą wdrażać model ESCO. Pilotaż z budżetem 10 mln zł*, 2020, <http://www.nfosigw.gov.pl/o-nfosigw/aktualnosci/art,1695,nfosigw-i-pfr-s-a-beda-wdrazac-model-esco-pilotaz-z-budzetem-10-mln-zl.html>.
22. Parliamentary Office of Science & Technology, *Carbon Footprint of Heat Generation*, Postnote number 523/2016, <https://post.parliament.uk/research-briefings/post-pn-0523/>.
23. Rubczyński A., *Antysmogowa mapa drogowa dla Żywca. Czyste ciepło do 2030 roku*, Forum Energii, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/antysmogowa-mapa-drogowa>.
24. Rubczyński A., *Dobre praktyki ciepłownicze z Danii i Niemiec. Wnioski dla Polski*, Forum Energii, 2018, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/cieplownictwo-dk-de>.
25. Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz niektórych innych ustaw*, 2020, <https://orka.sejm.gov.pl/Druki9ka.nsf/0/465F877DB5A979F9C12585D1002DA106/%24File/574.pdf>.
26. Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka ciepła w liczbach – 2009, 2010*, <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/3677,2009.html>.
27. Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka ciepła w liczbach – 2019, 2020*, <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/9009,2019.html>.
28. Urząd Regulacji Energetyki, *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 34/2018 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2018–2020*, 2018, <https://ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7508,Informacja-nr-342018.html>.
29. U.S. Environmental Protection Agency, *Introduction to Energy Performance Contracting*, 2007, https://www.energystar.gov/ia/partners/spp_res/Introduction_to_Performance_Contracting.pdf.

40

Akty prawne:

1. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej* (Dz. Urz. UE L 156/75).
2. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz. Urz. UE L 328/82).
3. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE* (Dz. Urz. UE z 2019 r. L 158/125).
4. *Obwieszczenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 8 kwietnia 2019 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie* (Dz.U. z 2019 r. poz. 1065).
5. *Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 września 2019 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi* (Dz.U. z 2019 r. poz. 1904).
6. *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 stycznia 2021 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło* (Dz.U. z 2021 r. poz. 158).
7. *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne* (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 833).
8. *Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych* (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 1406).
9. *Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej* (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 868).
10. *Ustawa z dnia 28 października 2020 r. o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz niektórych innych ustaw* (Dz.U. z 2020 r. poz. 2127).

Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości
Nowy model biznesowy



FORUM ENERGII

ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

www.forum-energii.eu