

*Zamówienie jest współfinansowane ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach poddziałania 4.1.3 Innowacyjne metody zarządzania badaniami Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020, w ramach projektu pn. Podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez wdrożenie nowego modelu finansowania przełomowych projektów badawczych zgodnie z umową z dnia 12 kwietnia 2017 r. numer POIR.04.01.03-00-0001/16*

# *Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku OZE*

*Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 72/21/PU - Ciepłownia  
Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE*

*GHI Green Heat and Storage Integrator*

*Wykonawcy projektu: RAFAKO INNOVATION Sp. z o.o. i EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z  
o.o. / 03.03.2022*

*Ewaluacja projektu / 01.09.2022*

*Wykonawca ewaluacji projektu: RAFAKO INNOVATION Sp. z o.o.*

*Informacje i poglądy wyrażone w niniejszym raporcie są wynikiem prac jego autorów i nie muszą odpowiadać poglądom Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w żadnym stopniu nie gwarantuje prawdziwości ani aktualności danych zawartych w raporcie. Raport ma charakter naukowo-popularyzatorski i wszystkie osoby korzystające z jego treści robią to na własną odpowiedzialność. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, ani żadna osoba działająca w jego imieniu nie mogą być pociągnięte do odpowiedzialności za wykorzystanie przez osobę trzecią jakichkolwiek informacji zawartych w tym raporcie. Podmiotem uprawnionym do wyrażania zgody na korzystanie z części lub całości raportu jest Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.*

## Spis treści

1.	Streszczenie .....	3
2.	Wstęp.....	3
2.1.	Opis problemu badawczego .....	3
1.2.	Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przeszłości.....	5
3.	Lokalizacja Demonstratora Technologii .....	18
4.	Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości.....	27
4.1.	Wnioski dot. modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS ...	27
4.2.	Wnioski dot. osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych.....	28
5.	Analiza kosztów ciepła - LCOH.....	29
6.	Analiza wrażliwości .....	32
7.	Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości.....	33
7.1.	Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora .....	33
7.2.	Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Ciepłowni Przyszłości .....	34
8.	Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii .....	42
9.	Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłowni Przyszłości .....	42
9.1.	Skalowalność .....	42
9.2.	Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła... 51	
9.3.	Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła... 60	
10.	Obliczenia .....	63
11.	Potencjał rozwojowy technologii.....	67
12.	Dane Wykonawcy.....	68
13.	Załączniki .....	68

## 1. Streszczenie

Niniejszy dokument przedstawia wyniki pierwszej ewaluacji wcześniej przeprowadzonej analizy możliwości wdrożenia min 80% udziału energii cieplnej z OZE w miejskim systemie ciepłowniczym, dotychczas opartym na spalaniu paliw kopalnych. Zaproponowane rozwiązanie zapewnia 86,75% udział energii z OZE, z czego 2/3 całkowitej energii dostarczonej do demonstratora pochodzi z wielkoskalowego pola kolektorów słonecznych połączonego podziemnym, sezonowym magazynem ciepła, zaś pozostałe 12,8% energii z OZE dostarczane będzie z wykorzystaniem elektrycznego kotła oporowego zasilanego z tanich, niebilansowanych pasm energii z farm wiatrowych. Jako źródło szczytowe pozostawiono dotychczas wykorzystywany kocioł węglowy. W ramach niniejszej ewaluacji skupiliśmy się na poprawie błędów symulacyjnych i optymalizacji rozmieszczenia kolektorów słonecznych i magazynu typu PTES na działce udostępnionej przez inwestora. Uważamy, że w dalszym stopniu należy dopracować symulacje w systemie poprzez kalibrowanie odpowiednich parametrów aby wyniki były bardziej zbieżne z obiektami rzeczywistymi.

## 2. Wstęp

Niniejsza ewaluacja została wykonana przez RAFAKO Innovation Sp. z o.o. i bazowała na opracowaniu wspólnym RAFAKO Innovation Sp. z o.o. i EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o. powstałym w ramach Przedsięwzięcia nr 72/21/PU - Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE. Celem wykonanej ewaluacji jest urealnienie otrzymanych rezultatów prac wykonanych w ramach projektu Ciepłownia Przyszłości do obecnej sytuacji na rynku.

### 2.1. Opis problemu badawczego

Polskie przedsiębiorstwa ciepłownicze, w tym PEC Końskie planują odchodzenie od węgla poprzez wykorzystanie coraz mniejszej liczby istniejących źródeł (jednostek) węglowych, które z czasem będą przejmowały rolę źródeł szczytowych. W system ciepłowniczy zabezpieczony dostawami ciepła z istniejących źródeł można śmiało wprowadzać, na wzór ciepłowni w Europie Zachodniej UE (Dania, Austria, Szwecja, Niemcy, Francja), źródła zeroemisyjne: kolektory słoneczne i tanie pasmo energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych. Po 2030 roku w PEC Końskie można odejść w ogóle od procesów spalania paliw. Jest to możliwe tylko i wyłącznie pod warunkiem budowy sezonowych i krótkoterminowych magazynów ciepła.

Do 2020 roku panowało przekonanie, że problemem z przeniesieniem sprawdzonych już rozwiązań z Europy Zachodniej do Polski są znacząco niższe ceny ciepła w Polsce. Tymczasem już raport Komisji Europejskiej z końca 2019 roku (JRC, Ares(2019)6698473 - RE: Integration of the power and heating sector – Study) wykazał, że koszty produkcji ciepła systemowego w Polsce (w 2019 roku jeszcze nie ceny, zniekształcone regulacjami system taryfowania) należały już wówczas do najwyższych w UE i już w 2019 roku nie odbiegały od kosztów w ww. krajach. Lata 2020/2021 tylko tę tezę (wzrostowy trend) potwierdziły z uwagi na wzrost i internalizację kosztów środowiskowych i klimatycznych w polskich ciepłowniach oraz zapowiedzi (Informacja Prezesa URE (nr 71/2020) zmiany modelu regulacyjnego dla ciepłownictwa, który ma wspierać inwestycje i transformację sektora).

Największym wyzwaniem w rozwoju ciepła ze źródeł zeroemisyjnych są wielkowirowe systemy kolektorów słonecznych z sezonowymi magazynami ciepła, które zademonstrowane zostały już w latach 90-tych (Szwecja) ale ponad dekadę czekały na komercjalizację (Dania). Pierwszy komercyjny system został zbudowany w Danii w Bredstrup w 2007 roku (demonstracja wsparta grantem 0,4 mln Euro) i rozbudowany 2012 roku (całkowi koszt- 5 mln Euro). System ciepłowniczy jest zasilany z paneli kolektorów słonecznych o powierzchni 12.600 m<sup>2</sup> wraz z systemem magazynów ciepła i różnymi technologiami wykorzystania energii elektrycznej (power-to-heat).

Pełnowymiarowy system o podobnej konfiguracji jak planowany Demonstrator PEC Końskie powstał w 2014 roku w Dronninglund. W jego skład wchodzi kolektory słoneczne o powierzchni 37.573 m<sup>2</sup> oraz magazyn sezonowy ciepła typu PTES i pojemności 62.000 m<sup>3</sup>. Energia słoneczna zapewnia (tzw. „solar fraction”) ponad 52% zapotrzebowania na ciepło.

Najnowszy projekt zrealizowany w 2020 roku wg podobnej technologii w Tybecie zapewnia 100% energii słonecznej i składa się z kolektorów słonecznych o powierzchni 22.275 m<sup>2</sup> oraz magazynu ciepła typu PTES o objętości 15.000 m<sup>3</sup> (źródło: Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria, Applied Energy, Volume 270, 15 July 2020, 114997).

W krajach UE, wg raportów IEA/SHC, dopiero ok 2010 roku pojawiły się programy wsparcia oraz takie programy demonstracyjne realizowane na szczeblu UE, takie jak EINSTEIN, PITAGORAS lub SUNSTORE4 zachęcające do rozwoju technologii długoterminowego magazynowania ciepła z kolektorów słonecznych i innych źródeł o niestabilnej lub nieodpasowanej do profilu odbioru charakterystyce pracy. W Polsce do tej pory został zbudowany tylko jeden magazyn sezonowy w ramach programu EINSTEIN o małej pojemności 800 m<sup>3</sup> szpitalu w Drewnicy, zasilany w ciepło przez instalację kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 150 m<sup>2</sup>.

*W związku z przyspieszeniem tempa transformacji energetycznej w obszarze ciepłownictwa w całej UE, w tym obowiązującego wymogu wzrostu udziału energii odnawialnej w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,3 pp. rocznie począwszy od 2021 roku oraz planowanych dodatkowych wymagań związanych z pakietem regulacji klimatycznych FIT for 55 (podwyższenie celów OZE w ciepłownictwie i elektroenergetyce), polskie ciepłownictwo potrzebuje wielkoskalowych systemów kolektorów słonecznych z sezonowymi magazynami ciepła i możliwością odbioru niezbilansowanej energii elektrycznej z OZE. Wymaga to zademonstrowania najnowszych rozwiązań technologicznych oraz dostawania prawa w obszarze energetyki i planowania przestrzennego do wymagań Zielonego Ładu.*

*Niniejszy raport wskazuje na wysiłki podjęte w kierunku rozwiązania ww. problemu i urzeczywistnienia idei szybkiego przechodzenia z gospodarki węglowej do zeroemisyjnej, z pominięciem konieczności i trudności okresu przejściowego i ryzyk związanych z inwestycjami w gaz (obciążenia ciepłownictwa kosztami osieroconymi). Wymogi konkursowe zamówienia przedkomercyjnego NCBiR stworzyły unikalną okazję do pełnego wdrożenia ww. rozwiązań. Ale z uwagi na niemożliwość pełnego uwzględnienia specyfiki ww. nowych rozwiązań, nie wszystkie założone ambitne cele zostały zrealizowane. Niniejszy raport skierowany jest do branży energetycznej zainteresowanej innowacyjnymi systemami ciepłowniczymi chcącymi wykorzystywać w znacznie większym niż dotychczas stopniu instalacje odnawialnych źródeł energii, które mogą realizować cele już bez ograniczeń konkursowych.*

## *1.2. Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przyszłości*

*Celem projektu jest opracowanie Technologii „Ciepłowni Przyszłości”, czyli system ciepłowniczy z maksymalnym możliwym, ale uzasadnionym warunkami konkursu, udziałem ciepła z OZE oraz jej wdrożenie, które umożliwią przekształcanie systemów ciepłowniczych opartych na paliwach kopalnych w efektywne energetycznie i kosztowo przedsiębiorstwa.*

*Podstawowym celem projektu jest uzyskanie minimum 80% produkowanej energii pochodzącej z odnawialnych źródeł. Realizacja tego celu, oprócz inwestycji w sieć ciepłowniczą oraz węzły ciepłownicze wymagać będzie zadań inwestycyjnych w OZE i budowy magazynu ciepła oraz systemu zarządzania produkcją i wykorzystaniem ciepła. Poniżej przedstawiono informacje o miejscach i parametrach technicznych obiektów wchodzących w skład planowanego „Demonstratora”.*

### **Charakterystyka lokalizacji Systemu Demonstracyjnego**

System Demonstracyjny będzie zasilat osiedle mieszkaniowe „Warszawska” w ciepło na cele grzewcze oraz ciepło na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. System Demonstracyjny składa się z następujących lokalizacji:

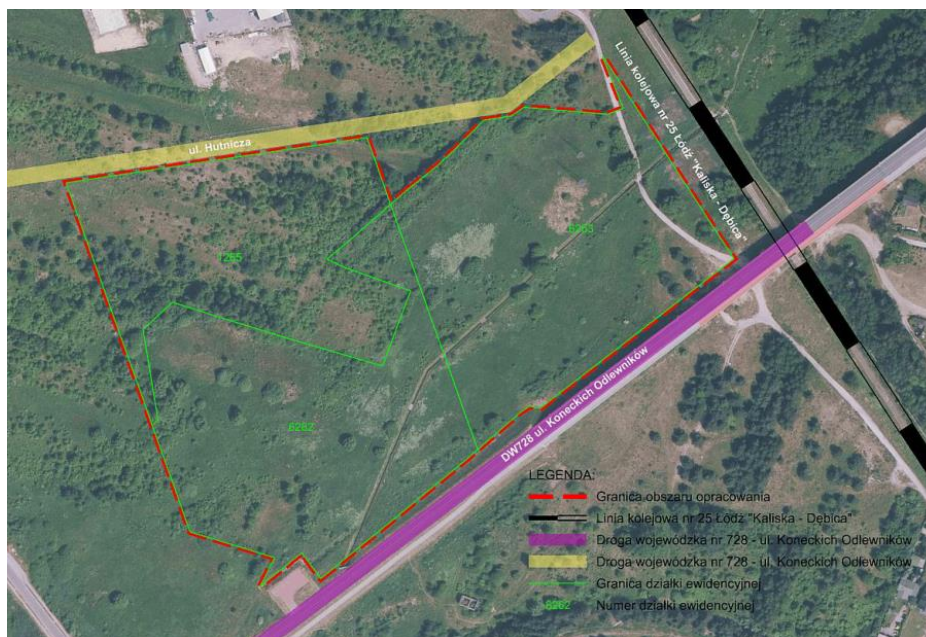
- **Lokalizacja 1** w skład której wchodzi: zbiornik sezonowy ciepła, kolektory słoneczne, kocioł oporowy, budynek wymienników oraz niewielka część sieci ciepłowniczej;

- **Lokalizacja 2** w skład której wchodzi sieć ciepłownicza wraz z niezbędnym wyposażeniem;

- **Lokalizacja 3** w skład której wchodzi budynki Demonstratora, istniejąca wymiennikownia oraz sieć ciepłownicza wraz przyłączami oraz indywidualnymi węzłami cieplnymi.

### Lokalizacja 1

Zbiornik sezonowy ciepła, kolektory słoneczne, kocioł oporowy oraz budynek wymienników zostaną zlokalizowane łącznie na trzech działkach ewidencyjnych. Dwie działki o numerach ewidencyjnych 6262 i 6263 położone są w obrębie geodezyjnym nr 1, natomiast trzecia z działek o numerze 1265 zlokalizowana jest w obrębie geodezyjnym o nazwie Kornica. Łączny obszar zajmuje powierzchnie ok. 7,2 ha. Pod względem komunikacyjnym przedmiotowe działki zawierają się w obszarze zlokalizowanym pomiędzy pasem drogowym drogi wojewódzkiej nr. 728, terenem linii kolejowej nr 25 Łódź „Kaliska – Dębica” oraz pasem drogowym drogi wewnętrznej ul. Hutnicza. Cały obszar jest dobrze skomunikowany i posiada zapewniony dostęp do dróg publicznych.



*Rysunek 1. Działki na których mają znajdować się kolektory słoneczne, sezonowy zbiornik ciepła, kocioł oporowy oraz budynek wymienników.*

### Lokalizacja 2

Lokalizacja obejmuje swoim zakresem sieć ciepłowniczą łączącą budynek wymienników znajdujący się w Lokalizacji 1 z poszczególnymi budynkami Demonstratora. Sieć ciepłownicza od strony północnej miasta przebiega wzdłuż linii kolejowej nr. 25 następnie prowadzona jest wzdłuż ul. Warszawskiej, aż do ronda przy ul. Staszica. W części południowej sieć przebiega ulicą Armii Krajowej aż do istniejącej wymiennikowni przy ul. Armii Krajowej 2. Następnie sieć jest rozprowadzona przyłączami do poszczególnych budynków Demonstratora. Poniżej przedstawiono rys. Lokalizacji 2:



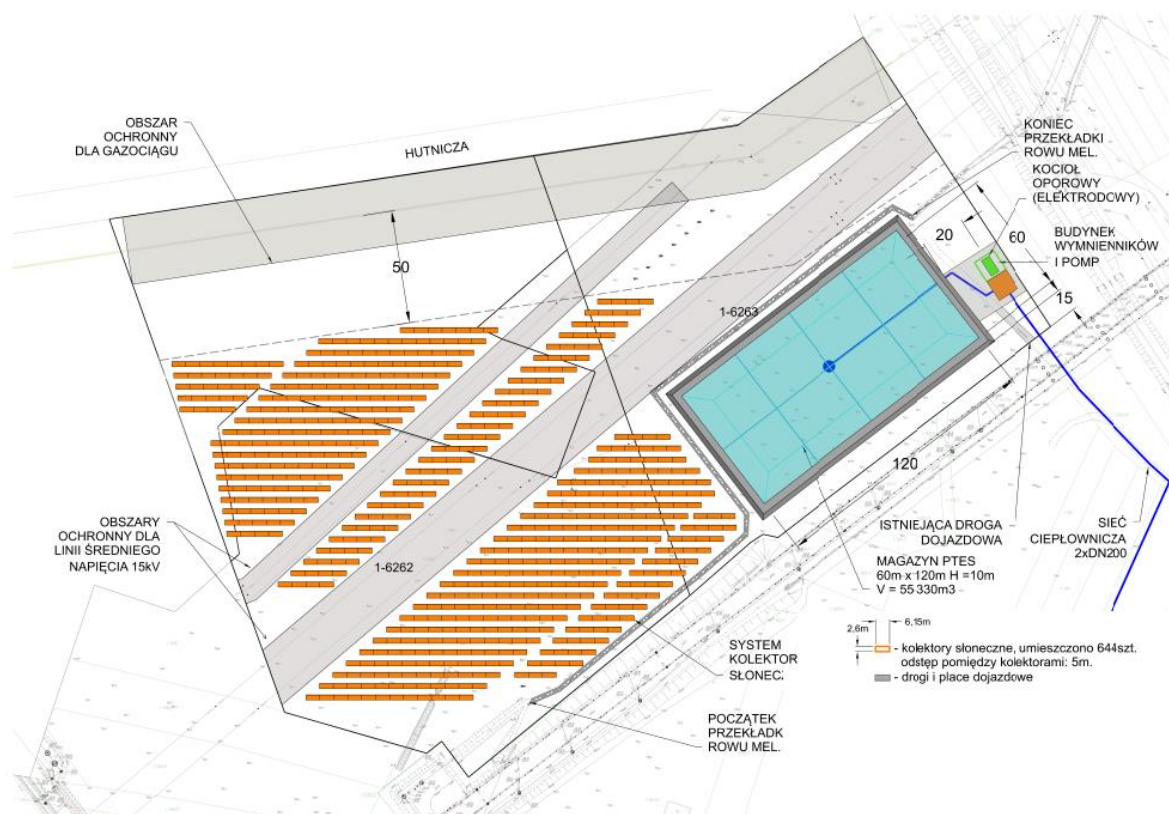
*Rysunek 2 Lokalizacja sieci ciepłowniczej wraz z niezbędnym wyposażeniem.*

### Lokalizacja 3

Lokalizacja obejmuje swoim zakresem sieć ciepłowniczą wraz z przyłączami i węzłami cieplnymi w poszczególnych budynkach Demonstratora. Sieć ciepłownicza oraz budynki Demonstratora znajdują się w południowej części miasta przy ulicach Armii Krajowej oraz Wojska Polskiego.

### Opis Systemu Demonstracyjnego

W skład Demonstratora Technologii wchodzi pole wielkowymiarowych kolektorów o łącznej powierzchni 10278,2 m<sup>2</sup>, to jest 644 szt. Instalacja pracować będzie przez cały rok. Kolektory będą połączone z sezonowym magazynem ciepła, z którego to w zależności od zapotrzebowania oraz dostępności innych źródeł ciepła energia będzie pobierana do sieci ciepłowniczej.



Rysunek 3. Lokalizacja głównych elementów układu - magazyn PTES, pole kolektorów słonecznych, kocioł elektryczny.

Pole wielkoskalowych kolektorów słonecznych znajdować się będzie na działkach 1-6262, 1-6263, a sezonowy magazyn ciepła na sąsiedniej działce o nr 18-1265. Wymienione trzy działki należą do gminy Końskie. Ciepło będzie prowadzone od instalacji kolektorów i magazynu prowadzące do



budynków demonstratora rurociągiem o łącznej długości 2,4 km. Bezpośrednio przy polu kolektorów słonecznych zostanie zbudowany magazyn sezonowy typu PTES (tzw. Pit Thermal Energy Storage, często nazywany nazwą własną - PIT) w postaci zaizolowanego cieplnie wykopu o pojemności 55330 m<sup>3</sup> przykrytego również zaizolowaną pokrywą.

Drugim istotnym elementem Demonstratora Technologii będzie instalacja kotła elektrycznego oporowego o mocy elektrycznej nominalnej 1 MW<sub>el</sub>, którego celem jest przetwarzanie niezbilansowanej, taniej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (stwierdzonych gwarancją pochodzenia) na zeroemisyjne ciepło (tzw. technologia „green power-to-heat”). Kocioł elektryczny będzie zlokalizowany w pobliżu magazynu sezonowego na działce nr 18-1265, gdzie jest planowane przyłącze elektryczne. Instalacja pracować będzie zasadniczo w okresie wrzesień – maj, w okresie największej wydajności farm wiatrowych i najniższych cen energii elektrycznej. W przypadku wystąpienia atrakcyjnych do zakupu ujemnych cen energii elektrycznej kocioł elektryczny będzie dogrzewał wodę na wyjściu z magazynu ciepła.

Czynnikiem przenoszącym i magazynującym ciepło będzie czysta woda. W czasie szczytowego zapotrzebowania w ciepło włączany będzie do pracy także na obszarze Demonstratora istniejący system ciepłowniczy oparty o kocioł wodny WR-15 o mocy 15 MW. Kocioł znajduje się w głównym budynku ciepłowni miejskiej przy ulicy Odlewniczej 5 w Końskich (działka nr 957/122), należącej Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Końskich Sp. z o.o.

Całość instalacji będzie pod kontrolą jednolitego systemu DCS/SCADA, którego zadaniem będzie optymalizacja pracy ciepłowni w sposób hierarchiczny (priorytet dla źródeł zeroemisyjnych) oraz umożliwianie odpowiedniej elastyczności pracy systemu wieloźródłowego i efektywne zarządzanie pracą całego systemu ciepłowniczego.

Parametry systemu po przeprowadzeniu inwestycji i modernizacji sieci przedstawiono w poniższych tabelach. Pokrycie zapotrzebowani na ciepło zapewnia następujące dwa źródła OZE i istniejący kocioł węglowy - tabela poniżej.

**Tabela 1. Parametry systemu po przeprowadzeniu inwestycji.**

<b>Źródło</b>	<b>Moc cieplna [MW]</b>	<b>Capacity Factor</b>	<b>Produkcja energii cieplnej [MWh]</b>	<b>Udział energii cieplnej</b>
Kocioł elektryczny	1	7,71%	675,2	12,80%
Kolektory słoneczne	6,6	6,74%	3899,4	73,95%

Kocioł węglowy WR-15	15	0,46%	604,6	11,46%
Dogrzewanie CWU i CO	-	-	94,2	1,79%
<b>SUMA</b>	<b>20,6</b>	-		<b>100,00%</b>

### **Charakterystyka poszczególnych elementów Systemu Demonstracyjnego**

#### **Pole kolektorów słonecznych**

Pole kolektorów słonecznych składać się będzie z wielkowymiarowych, płaskich kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 10 278,2 m<sup>2</sup>, zdolnych wytworzyć 4540,2 MWh ciepła w ciągu roku, co oznacza, że jednostkowa wydajność kolektora wynosi 442 kWh/m<sup>2</sup> w stosunku do powierzchni absorbera. Do symulacji przyjęto nowoczesny i dedykowany dla instalacji wielkowymiarowych kolektor słoneczny firmy Savo 15 SG. Sprawność optyczna kolektora wynosi 87,4%, zaś współczynniki strat ciepła: liniowy  $a_1 = 3,16 \text{ W}/(\text{m}^2 \times \text{K})$  oraz kwadratowy  $a_2 = 0,0098 \text{ W}/(\text{m}^2 \times \text{K})$ , co zostało potwierdzone certyfikatem SolarKeymark..

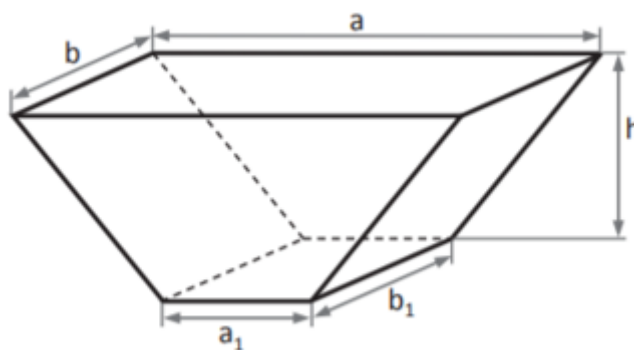
Wyjątkowo wysokie parametry cieplne kolektora są zapewnione przez zastosowanie specjalnego trójwarstwowego pokrycia absorbera oraz zastosowaniu specjalnych profili minimalizujących odległość między absorberem a cieczą przewodzącą ciepło, a także pokrycia szklanego o wysokim stopniu przepuszczalności. Powierzchnia pojedynczego panelu brutto wynosi 15,95 m<sup>2</sup>, zaś powierzchnia apertury 14,83 m<sup>2</sup> co oznacza, że w projekcie zostaną wykorzystane 644 szt. panele umieszczone w rzędach o odstępach 5m. Cieczą przewodzącą ciepło będzie glikol propylenowy 35%. Udział energii słonecznej w ogólnej produkcji ciepła wynosić będzie 66,59<sup>1</sup>%. Trwałość paneli przedstawionych kolektorów słonecznych wynosi co najmniej 25 lat.

#### **Sezonowy magazyn ciepła i kocioł elektryczny oporowy**

---

<sup>1</sup> Wartość ta uwzględnia energię pozyskaną z magazynu sezonowego, tj. została pomniejszona o straty powstałe podczas magazynowania ciepła.

Sezonowy magazyn ciepła typu PTES w kształcie odwróconego ściętego ostrosłupa, o podstawie prostokąta został zwymiarowany w optymalnej relacji do powierzchni kolektorów słonecznych zgodnie z wytycznymi raportu technicznego z projektu badawczego SDH Distric Heating Guideline - collections of facts sheet.



Rysunek 4. Geometria magazynu ciepła o kształcie odwróconego ściętego ostrosłupa o podstawie prostokąta

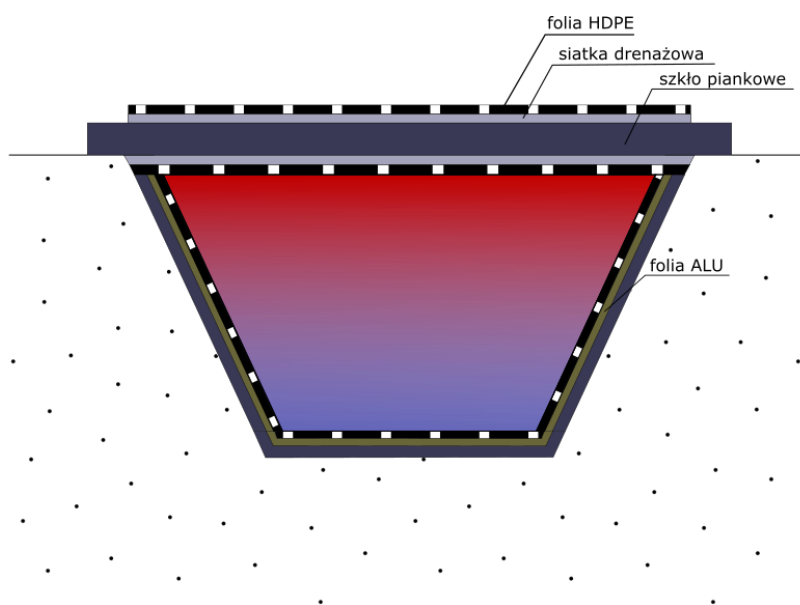
Sezonowy magazyn ciepła typu PIT – znajdujący się w wykopie ziemnym o kształcie odwróconego ściętego ostrosłupa o podstawie prostokąta, o pojemności wodnej 55 333m<sup>3</sup>. Jego geometria jest przedstawiona na Rysunku 4 a wymiary w Tabeli 2.

Tabela 2. Wymiary zbiornika o kształcie odwróconego ściętego ostrosłupa o podstawie prostokąta

Magazyn ciepła	Wymiary	Jedn.
Powierzchnia górna	7200	m <sup>2</sup>
a	120	m
b	60	m
a1	100	m
b1	40	m
Powierzchnia dolna	4000	m <sup>2</sup>
h	10	m
V	55333	m <sup>3</sup>

Zarówno pola kolektorów słonecznych (PKS) jak i górne pokrywy ziemnych magazynów sezonowych ciepła (PTES) wymagają dostępu do znaczących powierzchni. Nie zawsze jest to możliwe i nie zawsze jest to optymalne.

Pojemność magazynowania ciepła w magazynach wodnych w odniesieniu do jednostki objętości wynosi 60-80 kWh/m<sup>3</sup> (w ujęciu sezonowym/rocznym, w efekcie wielu cykli doładowania magazynu jest to kilkukrotnie więcej). Konstrukcja tego typu magazynu w wykopie z ew. nasypem (tzw. magazyn ziemny typu PIT) wykorzystująca samonośność gruntu, pomaga zrównoważyć siły statyczne na łagodnie pochylonych ścianach bocznych, a tym samym umożliwia wykonywanie lekkich ścian jedynie w formie izolacji wodnej i termicznej z niewielkim wzmocnieniem, np. siatką, powierzchni ścian w wykopie, niż byłyby konieczne w zbiornikach umieszczonych na poziomie gruntu. Duże zbiorniki o kształcie cylindrycznym na powierzchni gruntu lub o kształcie prostopadłościennym oznaczają konieczność wykonania wzmocnionych ścian betonowych lub stalowych, co zdecydowanie podnosi koszty magazynu. Wykonane badania gruntu lokalizacji zasobnika wskazują na możliwość budowy magazynu typu PIT. Schemat ideowy magazynu PTES razem z zastosowaną izolacją przedstawiono na rysunku poniżej.



Rysunek 6. Schemat rozwiązania magazynu ziemnego PIT do zastosowania w PEC Końskie z zaznaczoną izolacją.

Konstrukcja magazynu PIT planowanego do zastosowania w PEC Końskie przedstawia się następująco. Górna warstwa wody jest przykryta pływającą izolowaną pokrywą, której powierzchnia wynosi 7200 m<sup>2</sup>. Kolejne warstwy pokrywy to zaczynając od dołu- 2 mm folii HDPE (ang. High Density Polyethylene), siatka drenażowa, 1 m izolacji, kolejna warstwa drenażowa oraz 1 mm folii HDPE jako górnej warstwy. Celem siatki drenażowej jest umożliwienie wentylacji pomiędzy izolacją a wykładziną. Jest to konieczne ze względu na dyfuzję pary wodnej przez okładziny. Jeśli para nie jest usuwana, istnieje potencjalne ryzyko powstania kondensatu w izolacji, który z czasem może ją

uszkodzić. Obłożenie izolacją boków i spodu magazynu, a także pokrywy jest przedstawiona na Rysunek .

Izolacja na bokach i spodzie magazynu będzie wykonana z polimembrany HDPE i foli ALU (aluminiowej) oraz izolacji wykonanej ze szkła piankowego. Izolacja termiczna na dole i bokach zbiornika będzie wynosiła 0,25 m, a dla pokrywy 1 m.

Skomplikowany projekt takiej ściany kompozytowej wynika z faktu, że z jednej strony ta przegroda musi zapewnić ochronę izolacji termicznej przed wnikaniem wilgoci z wewnątrz i z zewnątrz, ale z drugiej strony należy mieć możliwość osuszania izolacji w przypadku, gdy zostanie ona zawilgocona. Woda w magazynie tego typu może być podgrzewana do 80=85°C. Przykrycie magazynu może unosić się na wodzie (jak proponujemy rozwiązać to w przedmiotowym projekcie). Rozwiązanie tego typu zastosowano w magazynach w Danii. Alternatywa to konstrukcja samonośna dachu, jednak to rozwiązanie wiąże się z wyższymi kosztami konstrukcji. Magazyn będzie umiejscowiony w nieprzepuszczalnej, gliniastej warstwie gruntu.

#### **Wodny kocioł rusztowy WR-15**

W szczycie zapotrzebowania na ciepło w zależności od potrzeb dodatkowym źródłem ciepła będzie istniejąca sieć ciepłownicza wyposażona w kocioł wodno-rusztowy WR-15 poprzez projektowany wymiennik ciepła. Parametry wody grzewczej za wymiennikiem będą wynosiły 80/60 °C.

#### **Sieć ciepłownicza, wymienniki ciepłownicze**

Z głównej nowobudowanej wymiennikowni czynnik grzewczy o parametrach 80/45°C w zimie i 60/40°C w lecie będzie transportowany do odbiorców Demonstratora z pominięciem istniejącej stacji wymienników ciepła preizolowaną siecią cieplną 2xDN200 do osiedla „Warszawska”, na którym zlokalizowane są budynki wchodzące w zakres Demonstratora. Woda grzewcza na potrzeby ogrzewania będzie podłączona bezpośrednio do instalacji rozprowadzającej w każdym z budynków. Woda grzewcza na potrzeby przygotowania c.w.u zostanie doprowadzona do wymienników ciepła zlokalizowanych w każdym z budynków.

Dobór rurociągów dla sieci ciepłowniczej wykonano na podstawie bilansów zapotrzebowania na cele grzewcze oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej. W następstwie sporządzono rozkład przepływów dla budynków wraz z przyłączami.

#### **System DCS/SCADA**

Główne funkcje takiego systemu to gromadzenie i przetwarzanie danych z procesu, wizualizacja, sterowanie oraz archiwizacja danych. Ze względu na wdrożenie technologii green power-to-heat oraz wielkoskalowego pola kolektorów słonecznych współpracujących z sezonowym magazynem ciepła – niezbędne jest wprowadzenie do systemu modułów odpowiadających za prognozę produkcji źródeł pogodowo-zależnych – kolektorów słonecznych oraz krótkoterminową prognozę cen energii elektrycznej, dzięki której kocioł oporowy będzie mógł pracować wtedy, kiedy cena energii na rynku będzie niższa niż aktualna cena produkcji ciepła z innych dostępnych źródeł. Celem nadrzędnym systemu sterowania będzie minimalizacja kosztu dostarczanego ciepła do odbiorców w bilansie rocznym. Algorytm zaszyty w systemie sterowania będzie analizował prognozy krótkoterminowe z pogodowych modeli numerycznych i na podstawie zaszytych schematów działania korygował stosunek udziału poszczególnych źródeł ciepła.

Układ predykcyjny analizując długoterminowe prognozy pogodowe będzie umożliwiał wcześniejsze kontraktowanie zielonej energii w przewidywanym okresie nadprodukcji tym samym optymalizując koszt jej zakupu. System będzie składał się z następujących komponentów:

- Sterownik

Poszczególne urządzenia: kocioł oporowy, istniejący kocioł, farma kolektorów słonecznych będą wyposażone w autonomiczne sterowniki. Jako sterownik nadrzędny zostanie użyty SIMATIC S7-1500 połączony siecią Profinet z polami wejść-wyjść ET200SP.

- System SCADA

Wizualizacja i sterowanie procesem zostanie zrealizowane w oparciu o autorskie oprogramowanie wizualizacji procesów Asix.Evo. Zaproponowana konfiguracja systemu SCADA obejmuje serwer operatorski z serwerem www aplikacji SCADA oraz 5 klientów www w wersji pełnej (z możliwością sterowania). Serwer SCADA zostanie skonfigurowany w oparciu o komputer ( pamięć 16G, dyski HDD o pojemności 300 GB z systemem Windows 10 Pro). Komunikacja pomiędzy sterownikami i innymi elementami sieciowymi a serwerem SCADA zostanie zrealizowana z wykorzystaniem sieci Ethernet. W budynku kotłowni zostanie również umieszczona bramka GSM do połączenia z wymiennikami ciepła w poszczególnych budynkach. System będzie korzystał z predykcyjnych danych pogodowych.

- Szafy sterownicze

System sterowania zostanie dostarczony w szafie firmy RITTAL VX o szczelności IP55, kompletnie zmontowany, oprogramowany i przetestowany. Szafy sterownicze będą wymagały dostępu jednostronnego. Dla szaf sterowniczych przewidziano pojedynczy system zasilania bez podtrzymania akumulatorowego. Komputer operatorski zostanie zabudowany w szafie VX IT firmy RITTAL o szczelności IP55.

- Oddalone od szafy monitor, klawiatura oraz mysz będą połączone z szafą za pośrednictwem zestawu odpowiednio zestrojonych kabli oddalenia. Komputer systemu SCADA zostanie wyposażony w indywidualny zasilacz bezprzerwowi UPS.

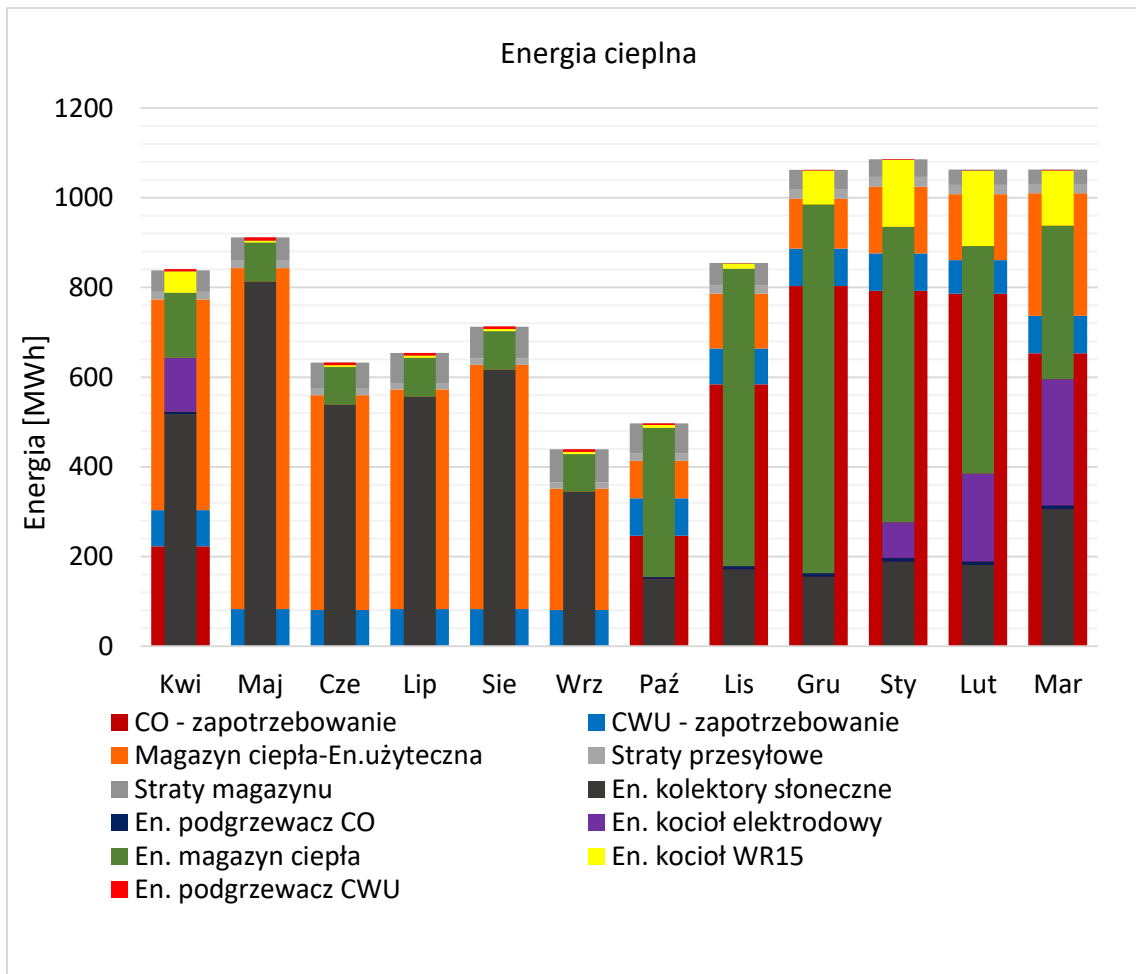
### **Instalacja Elektryczna**

Instalacja elektryczna będzie obejmowała wykonanie przyłącza elektrycznego na działce nr 18-1265 obok magazynu sezonowego. Moc przyłączeniowa to 400 kW dla sieci niskiego napięcia i 2 500 kW dla sieci średniego napięcia. Nowe przyłącze jest planowane na potrzeby zasilania kotła elektrycznego o mocy 1 MW<sub>el</sub> oraz pomp sieciowych i obiegowych. Pompy sieciowe oraz obiegowe będą zasilane poprzez przemienniki częstotliwości i będą głównymi odbiornikami elektrycznymi w tym rejonie. Ponadto przewiduje się zasilanie technologicznych instalacji pomocniczych złożonych głównie z armatury oraz instalacji nie technologicznych (m.in. oświetlenie).

### **Zapotrzebowanie oraz rozkład produkcji ciepła dla potrzeb C.O. i C.W.U.**

Powyższe rozwiązania techniczne, same w sobie, nie rozwiązują problemu jakim jest uzyskanie w miejskich systemach ciepłowniczych wysokiego udziału ciepła z zeroemisyjnych OZE. Problemu nie rozwiąże też na etapie eksploatacji inteligentny system SCADA. Kluczowy jest etap projektowania, optymalnego wymiarowania elementów systemu (etap modelowania i symulacji) i dopasowania profilu wieloźródłowej generacji ciepła do potrzeb danego systemu ciepłowniczego.

Na wykresie poniżej przedstawiono rozkład roczny pokrycia zapotrzebowania na ciepło dla potrzeb centralnego ogrzewania oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej dla Budyneków Demonstratora wydzielonego z systemu ciepłowniczego PEC Końskie.

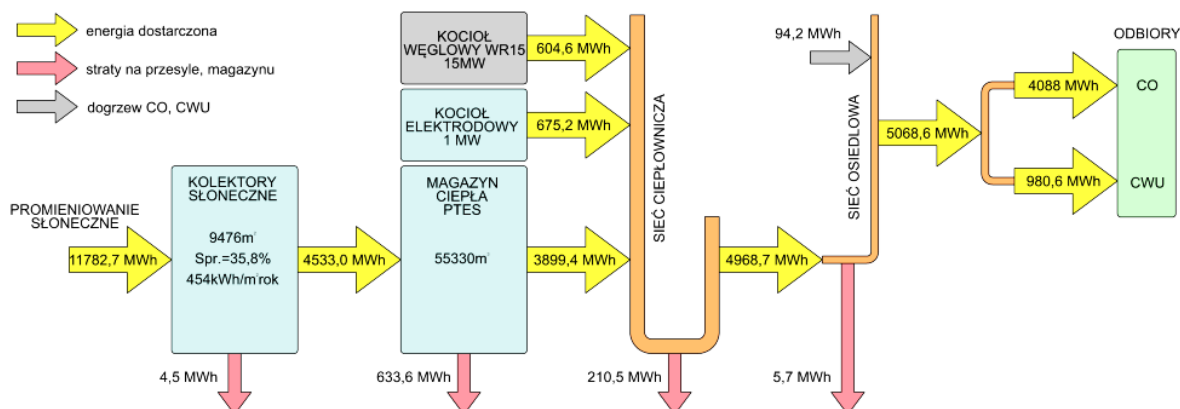


Rysunek 7. Produkcja poszczególnych źródeł ciepła oraz konsumpcja w podziale miesięcznym

Powyższy rysunek wyraźnie pokazuje kluczową rolę sezonowego magazynu ciepła, bez którego system składający się z zeroemisyjnych OZE nie mógłby pokryć minimum 85% zapotrzebowanie na ciepło. Zdaniem autorów magazyn sezonowy ciepła (o mniejszej pojemności) jest niezbędny wtedy gdy ciepłownia realizuje program udziału zeroemisyjnych OZE powyżej 50% i nie może się obyć bez magazynu długoterminowego przy udziale OZE powyżej 30%.

Poniżej na Rysunku 14 przedstawiono schemat rozptyłu ciepła dla poszczególnych komponentów oraz straty ciepła w bilansie rocznym.





Rysunek 8. Schemat rozpięty ciepła dla poszczególnych komponentów oraz straty ciepła.

Kluczowym elementem systemu zapewniającym niemal 86,75% udziału ciepła z OZE jest pole kolektorów słonecznych zapewniające 73,95% udział energii słonecznej w systemie, składające się z 644 sztuk kolektorów słonecznych o aperturze 9550 m<sup>2</sup> oraz magazyn ciepła o objętości 55333 m<sup>3</sup> i powierzchni pokrywy górnej 7200 m<sup>2</sup>.

Należy podkreślić, że istotnym parametrem ograniczającym możliwy do uzyskania udział OZE przy wykorzystaniu technologii zeroemisyjnych OZE (energii słonecznej) i magazynów ciepła jest dostęp wolnej niezabudowanej działki (działek) o powierzchni co najmniej 4 ha (praktyce 7,2 ha, o czym więcej w kolejnym rozdziale). W ok. 5% powierzchni działki pod PKS z PTES (najlepiej nieużytki lub inne tereny gminne) można zmniejszyć instalując jeden z magazynów ciepła lub część kolektorów słonecznych na placu nawęglania (technologie OZE zdecydowanie ograniczają zapotrzebowanie na węgiel, nie eliminują potrzeby korzystania z kotła/kotłów węglowych) lub instalując kolektory słoneczne np. na dachach ciepłowni.

Wprowadzenie zeroemisyjnych OZE do ciepłownictwa, a w szczególności zastosowanie kolektorów słonecznych pociąga za sobą pewne zmiany organizacyjne i wpływa na zatrudnienie nie tylko w ciepłownictwie. Technologie kolektorów słonecznych i magazynów sezonowych ciepła uznawane są za bezobsługowe, ale to nie znaczy że powodują ubytek miejsc pracy. Stosowanie kolektorów słonecznych dostarczających 30-80% energii cieplnej w systemie ciepłowniczym nie eliminuje potrzeby zatrudnienia w ciepłowni węglowej pracowników (palaczy i nadzoru kotłowego) ale zmniejsza uciążliwość ich pracy i tworzy dodatkowe miejsca pracy zarówno w ciepłowni jak i w całym łańcuchu dostaw nowych technologii. W celu oszacowania wzrostu miejsc pracy wykorzystano współczynniki

dotyczące miejsc pracy w sektorach instalacji nowych mocy, eksploatacji mocy istniejących oraz produkcji urządzeń<sup>2</sup>. Wartości te zestawiono w tabeli 4.

*Tabela 4. Współczynniki dotyczące miejsc pracy w sektorze kolektorów słonecznych.*

<i>Okres inwestycji (produkcji urządzeń) i eksploatacji</i>	<i>Jednostka</i>	<i>Instalacja nowych mocy</i>	<i>Eksploatacja istniejących</i>	<b>Produkcja urządzeń</b>
<i>2015-2020</i>	<i>etatów/MW</i>	<i>3,8</i>	<i>0,2</i>	<b>1,7</b>
<i>2020-2030</i>	<i>etatów/MW</i>	<i>3,3</i>	<i>0,2</i>	<b>1,5</b>

W przypadku budowy kolektorów słonecznych miejsca pracy powstają zarówno na etapie eksploatacji (nadzór, serwis) jak o samej budowy (firmy instalatorskie) oraz ich produkcji (Polska dysponuje własnym przemysłem produkcji kolektorów słonecznych). W przypadku realizacji inwestycji budowy wielkowieściowego pola kolektorów słonecznych o powierzchni brutto 10278 m<sup>2</sup> i mocy 6,6 MW na terenie kotłowni powstanie zapotrzebowaniem na 1,3 etatu w całym okresie eksploatacji, firmy instalacyjne zatrudnią 22 osoby, a firmy produkcyjne 10 osób.

### 3. Lokalizacja Demonstratora Technologii

- [uzyskany udział odnawialnych źródeł energii w Demonstratorze Technologii](#)

#### **Charakterystyka lokalizacji**

System Demonstracyjny zlokalizowany jest na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w miejscowości Końskie. Miasto liczy 18 975 mieszkańców (wg. danych z 30 czerwca 2020r.). System Demonstracyjny będzie zasilat osiedle mieszkaniowe „Warszawska” w ciepło na cele grzewcze oraz ciepło na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. System Demonstracyjny można podzielić na trzy główne obszary lokalizacyjne:

- **Lokalizacja 1** w skład której wchodzi: zbiornik sezonowy ciepła, kolektory słoneczne, kocioł oporowy, budynek wymienników oraz niewielka część sieci ciepłowniczej;

---

<sup>2</sup>IEO: Polski przemysł produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej - Aktualizacja bazy danych firm i ocena możliwości rozwoju branży do 2020 i do 2030 roku. Warszawa 2016.

- **Lokalizacja 2** w skład której wchodzi sieć ciepłownicza wraz z niezbędnym wyposażeniem;
- **Lokalizacja 3** w skład której wchodzi budynek Demonstratora, istniejąca wymiennikownia oraz sieć ciepłownicza wraz przyłączami oraz indywidualnymi węzłami cieplnymi.

### **Lokalizacja 1**

Zbiornik sezonowy ciepła, kolektory słoneczne, kocioł oporowy oraz budynek wymienników zostaną zlokalizowane łącznie na trzech działkach ewidencyjnych. Dwie działki o numerach ewidencyjnych 6262 i 6263 położone są w obrębie geodezyjnym nr 1, natomiast trzecia z działek o numerze 1265 zlokalizowana jest w obrębie geodezyjnym o nazwie Kornica. Łączny obszar zajmuje powierzchnie ok. 7,2 ha. Pod względem komunikacyjnym przedmiotowe działki zawierają się w obszarze zlokalizowanym pomiędzy pasem drogowym drogi wojewódzkiej nr. 728, terenem linii kolejowej nr 25 Łódź „Kaliska – Dębica” oraz pasem drogowym drogi wewnętrznej ul. Hutnicza. Cały obszar jest dobrze skomunikowany i posiada zapewniony dostęp do dróg publicznych.

### **Lokalizacja 2**

Lokalizacja obejmuje swoim zakresem sieć ciepłowniczą łączącą budynek wymienników znajdujący się w Lokalizacji 1 z poszczególnymi budynkami Demonstratora. Sieć ciepłownicza od strony północnej miasta przebiega wzdłuż linii kolejowej nr. 25 następnie prowadzona jest wzdłuż ul. Warszawskiej, aż do ronda przy ul. Staszica. W części południowej sieć przebiega ulicą Armii Krajowej aż do istniejącej wymiennikowni przy ul. Armii Krajowej 2. Następnie sieć jest rozprowadzona przyłączami do poszczególnych budynków Demonstratora.

### **Lokalizacja 3**

Lokalizacja obejmuje swoim zakresem sieć ciepłowniczą wraz z przyłączami i węzłami cieplnymi w poszczególnych budynkach Demonstratora. Sieć ciepłownicza oraz budynki Demonstratora znajdują się w południowej części miasta przy ulicach Armii Krajowej oraz Wojska Polskiego.

- opis budynków,

W skład Demonstratora wchodzi 12 budynków wielorodzinnych o sumarycznej powierzchni lokali mieszkaniowych 43815m<sup>2</sup>. Poza budynkami mieszkalnymi demonstrator swym zakresem obejmuje 1 niemieszkalny budynek dziennej opieki Miejsko-Gminnego Ośrodka pomocy społecznej o powierzchni 1407m<sup>2</sup>. Sumaryczna wielkość demonstratora wynosi 45222m<sup>2</sup>. Wszystkie budynki przeszły termomodernizację do roku 2018.

Poniżej tabela z poszczególnymi budynkami wraz liczbą mieszkańców:

*Tabela5 Poszczególne budynki ogrzewane przez demonstrator wraz z liczbą ich mieszkańców..*

<b>Budynek</b>	<b>Liczba mieszkańców</b>
<i>Armii Krajowej 4</i>	<i>127</i>
<i>Armii Krajowej 6</i>	<i>178</i>
<i>Armii Krajowej 8</i>	<i>80</i>
<i>Armii Krajowej 10</i>	<i>90</i>
<i>Armii Krajowej 12</i>	<i>154</i>
<i>Armii Krajowej 14</i>	<i>98</i>
<i>Armii Krajowej 16</i>	<i>130</i>
<i>Armii Krajowej 18</i>	<i>185</i>
<i>Armii Krajowej 20</i>	<i>75</i>
<i>Woj. Polskiego 5</i>	<i>182</i>
<i>Woj. Polskiego 5A</i>	<i>155</i>
<i>Woj. Polskiego 5B</i>	<i>141</i>
<i>MOPS*</i>	
<b>RAZEM</b>	<b>1 595</b>

*Budynki występujące w Demonstratorze są analogicznie wybudowane i mają podobną charakterystykę układu pomieszczeń. Istotne znaczenie dla układu węzłów cieplnych mają gabaryty piwnic, gdzie zostaną zabudowane indywidualne wymienniki ciepła.*

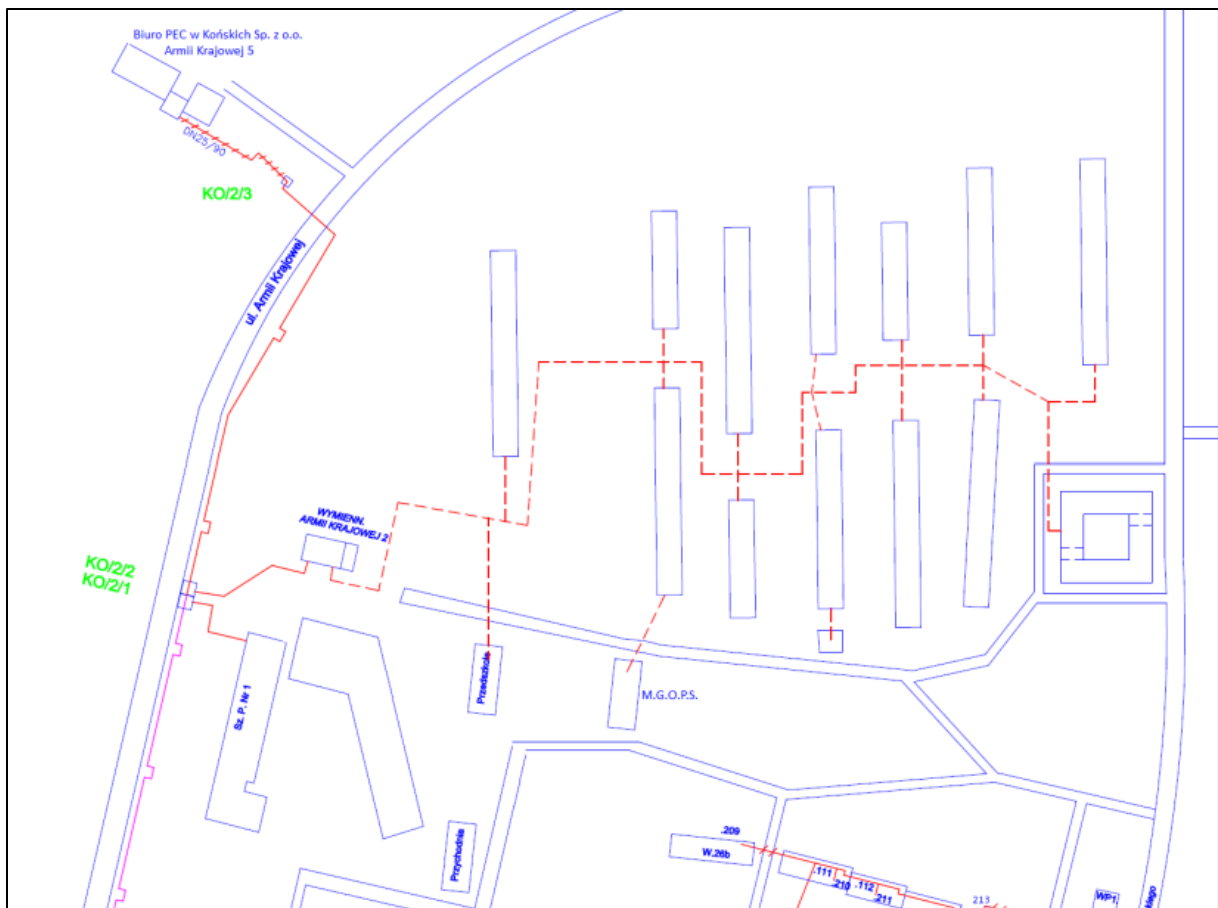
*Obecnie we wszystkich mieszkaniach w budynkach wielorodzinnych zainstalowane są gazowe przepływowe podgrzewacze ciepłej wody użytkowej. Spółdzielnia Mieszkaniowa która jest administratorem wszystkich wymienionych budynków potwierdza zagrożenie dla mieszkańców wynikające ze złego stanu technicznego przewodów kominowych i instalacji gazowych. W związku z tym faktem oraz zwiększającą się liczbą zgłoszeń dotyczącą zatrucia spalinami planowana jest przez Spółdzielnię Mieszkaniową wymiana wewnętrznej instalacji C.W.U. we wszystkich 12 budynkach wielorodzinnych oraz budynku MOPS. Modernizacja instalacji wewnętrznych zostanie zakończona przed planowanym ukończeniem budowy demonstratora.*

- opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej (w tym parametry ilościowe i jakościowe, zdolności przesyłowe, itp.)

PEC Końskie wykorzystuje jedną kotłownię główną, znajdującą się przy ul. Odlewniczej 5 oraz lokalne kotłownie gazowe w wydzielonych mikrosieciach poza głównym systemem ciepłowniczym. Jedynym paliwem wykorzystywanym w kotłowni głównej zasilanej z dwu kotłów węglowych WR-15 (rok uruchomienia 2012) WLM-25 (rok uruchomienia 1969) jest węgiel kamienny. PEC dysponuje łączną mocą zainstalowaną w urządzeniach ciepłowniczych na poziomie 42,3MW oraz wysokotemperaturową siecią ciepłowniczą o łącznej długości 14,3 km. Podstawowym źródłem wytwarzania ciepła wykorzystywanych tylko na centralne ogrzewanie (C.O.) jest centralna kotłownia węglowa, pracująca w oparciu o kocioł wodny WLM-25 i kocioł wodny WR-15 o łącznej mocy znamionowej 38MW. Ponadto ciepło wytwarzane jest w trzech kotłowniach gazowych o łącznej mocy zainstalowanej 4,3MW. Około 85% dostaw ciepła do odbiorców realizowane jest przez PEC za pośrednictwem miejskiej sieci przesyłowej, pozostałe 15% ciepła dostarczają trzy kotłownie gazowe za pośrednictwem zewnętrznych instalacji odbiorczych. Centralna kotłownia pracuje tylko w okresie jesienno-zimowym, natomiast kotłownie gazowe eksploatowane są cały rok. W okresie letnim pracują na potrzeby ciepłej wody użytkowej (CWU). Łączna moc zamówiona przez odbiorców wyniosła 18,18MW. Maksymalne zapotrzebowanie na moc w ostatnim sezonie grzewczym wyniosło 10,7 MW. Centralna kotłownia węglowa produkuje ok. 113 000 GJ ciepła w sezonie grzewczym, natomiast kotłownie gazowe 18 000 GJ – łącznie 131 000 GJ ciepła brutto. Całość (100%) ciepła pochodzi z paliw kopalnych. Łączne zużycie energii w sezonie w 2020/2021 na obszarze planowanego demonstratora z dostawą planowanej ciepłej wody użytkowej, wyniosło 16 448 GJ/r.

Kotły wodne dostarczają wysokoparametrowy czynnik grzewczy o parametrach, który za pośrednictwem pomp obiegowych jest transportowany przesyłowymi sieciami cieplnymi do stacji wymienników ciepła. Parametry sieci ciepłej wysokoparametrowej 120/70 °C. W stacji wymienników ciepła następuje konwersja czynnika grzewczego do niskich parametrów 90/70 °C. Z osiedlowej stacji wymienników ciepła przy ul. Armii Krajowej 2 czynnik grzewczy dostarczany jest osiedlową siecią cieplną do odbiorców. Po termomodernizacji budynków objętych Demonstratorem PEC Końskie przeprowadził test obniżenia temperatury zasilania wody grzewczej niskoparametrowej do 80/60 °C w szczycie sezonu grzewczego. Przeprowadzone testy nie potwierdziły obniżenia komfortu cieplnego mieszkańców.

Poniżej przedstawiono schemat istniejących przyłączy w osiedlowej sieci ciepłowniczej:



Rysunek 9 Schemat istniejących przyłączy w osiedlowej sieci ciepłowniczej

- rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali ogrzewanych ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii,

*Demonstrator w skład któregochodzi 12 budynków mieszkalnych (bloki wielorodzinne) i jeden budynek publiczny. W ramach przeprowadzonej inwentaryzacji istniejących budynków oraz informacji pozyskanych od Koneckiej Spółdzielni Mieszkaniowej sporządzono bilans powierzchni użytkowej lokali do których dostarczana jest ciepło na cele grzewcze z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii.*

*Zgodnie z Wymaganiami Obligatoryjnymi Konkursu łączna powierzchnia użytkowa budynków Demonstratora do których ma być dostarczone ciepło na cele grzewcze nie może być mniejsza niż  $P_{CWU}=15000m^2$  co zostało spełnione.*

*$P_{CWU}$  - całkowita użytkowa powierzchnia wszystkich lokali mieszkalnych i użytkowych, do których dostarczane jest ciepło na cele grzewcze z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii*

wynosi

$P_c = 45\,222\text{m}^2$ , gdzie:

$$P_c = \sum_{i=1}^N P_{c_i}$$

$N$  – liczba wszystkich Lokali, ogrzewanych ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii,

$i$  – indeks wyliczeniowy przyjmujący wartości od 1 do  $N$ ,

$P_{c_i}$  – Powierzchnia Użytkowa Lokalu Mieszkalnego albo Użytkowego oznaczonego indeksem  $i$ , ogrzewanego ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii,

$P_c$  – całkowita użytkowa powierzchnia wszystkich  $N$  Lokali ogrzewanych ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii.

Tabela 6. Powierzchnia użytkowa budynków ogrzewanych przez demonstrator.

L.p.	Nieruchomość	Ilość lokali mieszk.	$P_{c_i}$
-	Ulica, Końskie	Szt.	$[\text{m}^2]$
1	ARMII KRAJOWEJ 4	70	3609
2	ARMII KRAJOWEJ 6	80	4140
3	ARMII KRAJOWEJ 8	40	2338
4	ARMII KRAJOWEJ 10	50	2297
5	ARMII KRAJOWEJ 12	95	4777
6	ARMII KRAJOWEJ 14	50	2976
7	ARMII KRAJOWEJ 16	70	3609
8	ARMII KRAJOWEJ 18	90	4991
9	ARMII KRAJOWEJ 20	40	2338
10	ARMII KRAJOWEJ 22	-	1407
11	WOJ. POLSKIEGO 5	90	4991
12	WOJ. POLSKIEGO 5A	80	4140
13	WOJ. POLSKIEGO 5B	70	3609
	SUMA POWIERZCHNI $P_c$ :		<b>45 222</b>

- rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali, do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii.

*Demonstrator w skład któregochodzi 12 budynków mieszkalnych (bloki wielorodzinne) i jeden budynek publiczny. W ramach przeprowadzonej inwentaryzacji istniejących budynków oraz informacji pozyskanych od Koneckiej Spółdzielni Mieszkaniowej sporządzono bilans powierzchni użytkowej lokali do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii.*

*Zgodnie z Wymaganiami Obligatoryjnymi Konkursu łączna powierzchnia użytkowa budynków Demonstratora do których ma być dostarczana ciepła woda użytkowa nie może być mniejsza niż  $P_{CWU}=15000m^2$  co zostało spełnione. Podczas przeprowadzonej inwentaryzacji oraz wywiadu zidentyfikowano lokale w których mieszkańcy nie są zainteresowani korzystaniem z miejskiej sieci ciepłowniczej na potrzeby CWU gdyż posiadają własne źródła ciepła takie jak gazowe ogrzewacze wody.*

*$P_{CWU}$  - całkowita użytkowa powierzchnia wszystkich lokali mieszkalnych i użytkowych, do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii wynosi*

**$P_{CWU} = 32482m^2$** , gdzie:

$$P_{CWU} = \sum_{i=1}^N P_{CWU_i}$$

**$N$**  – liczba wszystkich Lokali, do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii,

**$i$**  – indeks wyliczeniowy przyjmujący wartości od 1 do  $N$ ,

**$P_{CWU_i}$**  – Powierzchnia Użytkowa Lokalu Mieszkalnego albo Użytkowego oznaczonego indeksem  $i$ , do którego dostarczana jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii,

**$P_{CWU}$**  – całkowita użytkowa powierzchnia wszystkich  $N$  Lokali Mieszkalnych i Użytkowych, do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii.



*Tabela 7. Powierzchnia użytkowa budynków do których dostarczana ma być CWU z demonstratora.*

<b>L.p.</b>	<b>Nieruchomość</b>	<b>Ilość lokali mieszk.</b>	<b>P<sub>cwu<sub>i</sub></sub></b>
-	<i>Ulica, Końskie</i>	Szt.	[m <sup>2</sup> ]
1	ARMII KRAJOWEJ 4	70	3609
2	ARMII KRAJOWEJ 6	80	4140
3	ARMII KRAJOWEJ 8	40	2338
4	ARMII KRAJOWEJ 10	50	2297
5	ARMII KRAJOWEJ 12	95	4777
6	ARMII KRAJOWEJ 14	50	2976
7	ARMII KRAJOWEJ 16	70	3609
8	ARMII KRAJOWEJ 18	90	4991
9	ARMII KRAJOWEJ 20	40	2338
10	ARMII KRAJOWEJ 22 Mops	-	1407
11	WOJ. POLSKIEGO 5	90	
12	WOJ. POLSKIEGO 5A	80	
13	WOJ. POLSKIEGO 5B	70	
	<b>SUMA POWIERZCHNI P<sub>cwu</sub>:</b>		<b>32482</b>

### **Udział odnawialnych źródeł energii na obszarze Demonstratorze Technologii**

Tak jak podkreślono na wstępie rozdziału zasadniczym problemem w budowie systemów ciepłowniczych z dużym udziałem energii słonecznej (i wiatrowej, o ile wytwarzana jest na miejscu) i magazynów sezonowych ciepła jest dostęp do terenów pod budowę przetworników energii. W tabeli zestawiono teoretyczne możliwości generacji energii z OZE z jednostki powierzchni

*Tabela 8. Teoretyczne możliwości generacji energii z OZE z jednostki powierzchni.*

	TJ/km <sup>2</sup>	GJ/ha	MWh/ha	Założenia
Promieniowanie słoneczne	3 600	36 000	10 000	na powierzchnię poziomą
Ciepło z kolektorów słonecznych	1 440	14 400	4 000	sprawność konwersji 40%
Energia elektryczna z systemu fotowoltaicznego	360	3 600	1 000	sprawność konwersji 10%
Energia elektryczna z farmy wiatrowej	70	700	194	8 MW/km <sup>2</sup> , CF=2400 h
Biomasa	19	190	53	1000 ton/km <sup>2</sup> , Wo=19 GJ/t
Bioetanol	6	55	15	0,25 l/kg bioamasy, Wo=22 MJ/l

Najmniej efektywna w sensie efektywności energetycznej jest produkcja biomasy na cele energetyczne. Kolektory słoneczne są źródłem OZE o relatywnie bardzo wysokiej produktywności energii z jednostki terenu przeznaczonego na cele wytwarzania energii pozwalają na wytworzenie teoretycznie (maksymalnie) 1000 MWh energii z hektara terenu w ciągu roku.

Teoretycznie zatem planowana produkcja energii z kolektorów słonecznych 3700 MWh o powierzchni brutto 10278m<sup>2</sup> (6,5 MW) powinna zostać zrealizowana na działce o powierzchni 3,7 ha. Także, wg doświadczeń zagranicznych, powierzchnia górna sezonowego zasobnika ciepła PTES nie powinna być większa niż 1,8-3,6 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>, wobec czego zasobnik sezonowy powinien zająć powierzchnię nie większą niż 5000 m<sup>2</sup> (pół hektara).

Pomimo ograniczeń lokalizacyjnych na terenie miasta i zdecydowania się na budowę źródeł zeroemisyjnych (kolektory słoneczne) z wielkowymiarowymi sezonowymi magazynami ciepła, udało się znaleźć miejsce na zainstalowanie 7,6 MW nowych mocy (6.6 MW moc kolektorów słonecznych i 1 MW moc kotła elektrycznego zasilanego energią elektryczną generowaną przez farmę wiatrową poza obszarem objętym demonstracją), które zapewniają uzyskanie udziału odnawialnych źródeł energii w Demonstratorze Technologii na poziomie 86,75% zapotrzebowania na ciepło i przygotowanie ciepłej wody użytkowej w Demonstratorze. Jeden z dotychczas eksploatowanych kotłów węglowych na terenie kotłowni centralnej (poza lokalizacją nr 1) zapewnia jedynie 11,63%.

W praktyce zbiornik sezonowy ciepła, kolektory słoneczne (plus kocioł oporowy o mocy 1 MW i budynek wymienników) w lokalizacji nr 1 wymagały skorzystania z trzech działek (o numerach

ewidencyjnych 6262 i 6263 i 1265) o łącznej powierzchni ok. 7,2 ha. Większa o wymaganej standardowo powierzchnia pod przetworniki OZE z następujących czynników:

- nieregularnego kształtu działek
- ograniczeń spowodowanych strefami ochronnymi w dostępnym pod budowę obszarze geodezyjnym z uwagi na istniejącą infrastrukturę techniczną (sieci energetyczne, gazownicze i drogi)
- koniecznością przewymiarowania objętości magazynu dwu i półkrotnie oraz powierzchni kolektora słonecznych o 50% z uwagi na niedoskonałości modelowe zastosowane w komponentach programu TRNSYS jak i na zwiększone straty ciepłe, których powodem są znaczne odległości pomiędzy Demonstratorem jak i magazynem ciepła i nieoptymalne warunki geologiczne znajdujące się w miejscu przewidzianym na magazyn PTES.

## 4. Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości

### 4.1. Wnioski dot. modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS

Modelowanie numeryczne zostało przeprowadzone wyłącznie wg zaleceń i wymagań konkursowych zawartych w Wytycznych modelowania numerycznego v.4.1 i następnych, skorygowanych na etapie ewaluacji.

Dane pogodowe zostały wykorzystane z obiektu referencyjnego zlokalizowanego na terenie Polski.

Wykorzystano do tego celu komponent Type 99, dostępny w standardowej bibliotece komponentów TRNSYS 18.

Ponadto zastosowano się do innych zaleceń zawartych w Załączniku 6 „Parametry statyczne modelowania numerycznego, jak:

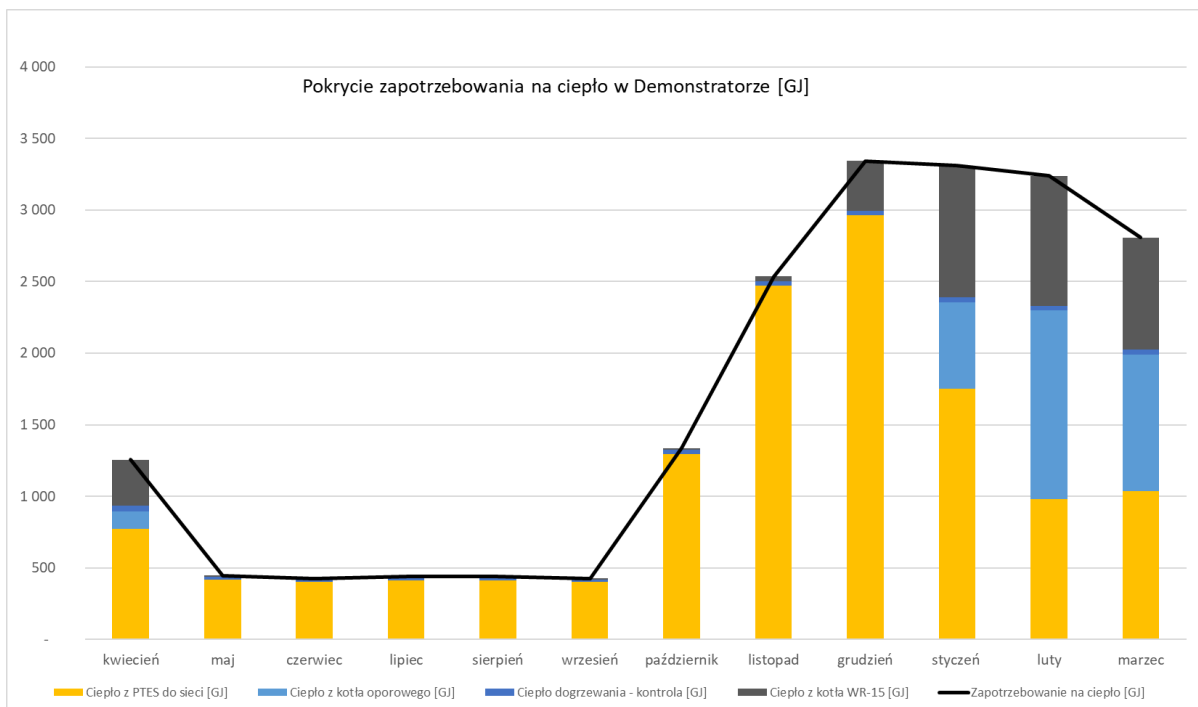
- temperatura gruntu i wynosząca 7.9°C;
- sezon grzewczy w okresie 15 października – 15 kwiecień

W wyniku przeprowadzonych symulacji, wg wymagań osiągnięto udział OZE (Pole kolektorów słonecznych 73,94% + kocioł oporowy zasilany gwarantowaną energią elektryczną, zakupioną z pobliskich siłowni wiatrowych 11,47%) w wysokości 86,75%.

#### 4.2. Wnioski dot. osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

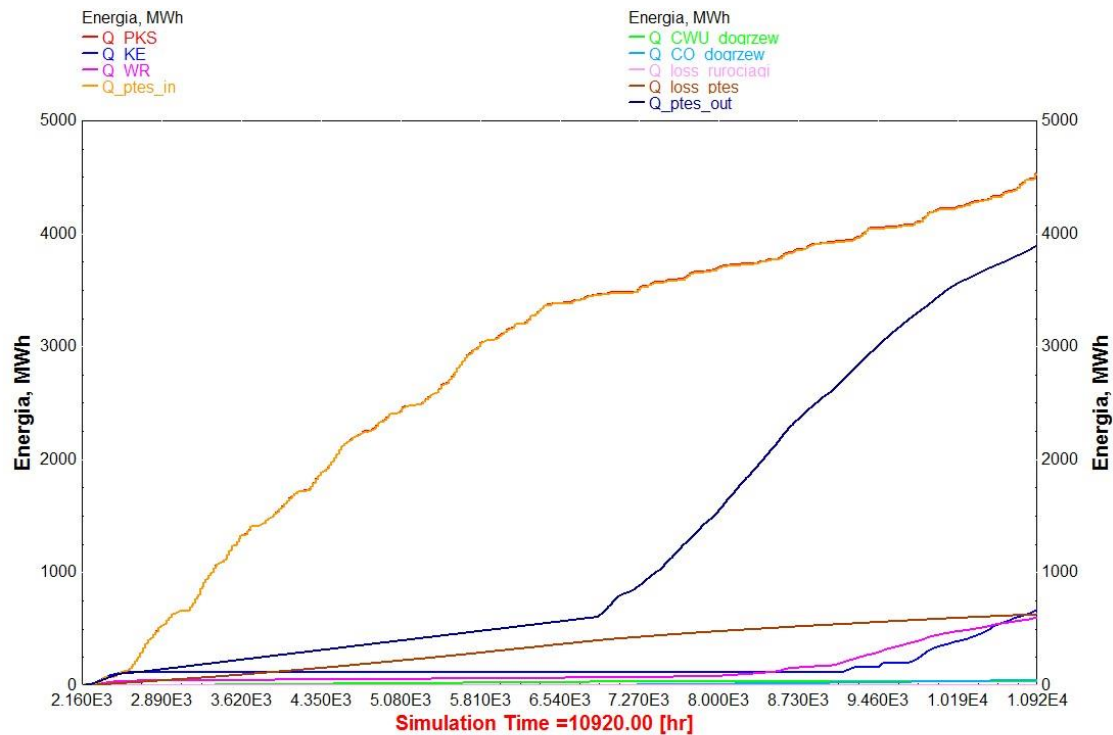
Symulacje w programie TRNSYS nie były zoptymalizowane do magazynów sezonowych, ziemnych typu PTES i powodowały kłopoty z ustaleniem właściwej grubości izolacji a ponadto, **aby zachować wymagany udział OZE**, spowodowały konieczność znacznego zwiększenia wielkości pola kolektorów słonecznych z deklarowanych 6 600 m<sup>2</sup> do 9 550 m<sup>2</sup> oraz związanego z tym powiększenia pojemności sezonowego magazynu ciepła z 23 760 m<sup>3</sup> do 55 300 m<sup>3</sup>. Tak istotne powiększenie wielkości Demonstratora spowodowało kłopoty z dopasowaniem na dostępnej powierzchni wybranej lokalizacji (Patrz poprzedni rozdział). Przez co uległy znacznemu powiększeniu koszty przedsięwzięcia, co przełożyło się na powiększenie kosztu wytwarzania energii - LCOH na potrzeby demonstratora. Autor przewiduje dalsze prace w celu skalibrowania symulacji w programie TRNSYS z obiektami rzeczywistymi. Zastanawiająca jest zauważalna rozbieżność pomiędzy wymaganiami praktycznymi stosowanymi przez wiodących dostawców tego typu instalacji a wynikami niniejszych obliczeń.

Rozkład pokrycia zapotrzebowania w ciepło uzyskano, jak na poniższym rysunku, który jest zgodny z podanym we Wniosku.



Rysunek 10. Rozkład pokrycia zapotrzebowania w ciepło..

Najważniejsze wyniki pokazujące uzyski i straty ciepła w poszczególnych elementach Demonstratora w trakcie całorocznej pracy demonstratora pokazano na poniższym rysunku



Rysunek 11. Roczny bilans energii w poszczególnych elementach demonstratora.

Na wykresie poza ilością ciepła z pola kolektorów słonecznych (PKS), sezonowego zbiornika (PTES), kotła elektrycznego (KE) czy kotła WR15 (WR), można zaobserwować straty z rurociągów oraz pracę podgrzewaczy sprawdzających umieszczonych w sieci ciepłowniczej ( $Q_{CWU\_dogrzew}$  oraz  $Q_{CO\_dogrzew}$ ), których parametry potwierdzają słuszność przyjętych założeń i prawidłowej pracy całego proponowanego układu ciepłowniczego.

## 5. Analiza kosztów ciepła - LCOH

Model finansowy (LCOH) został oszacowany przy następujących założeniu, że okres ekonomicznej użyteczności każdego z elementów demonstratora tj. pola kolektorów słonecznych, magazynu sezonowego, kotła oporowego oraz sieci ciepłowniczej jest na poziomie nie krótszym niż 50 lat.

### Nakłady inwestycyjne CAPEX

W celu integracji kosztorysu projektu z arkuszem LCOH podzielono nakłady inwestycyjne na 4 grupy (przypadające źródłom ciepła, magazynowi sezonowemu oraz sieci ciepłowniczej), gdzie każdą z nich

podzielono na 3 podgrupy – koszty bezpośrednie, koszty pośrednie oraz szczególny rodzaj kosztów pośrednich jakim są koszty aparatury kontrolno-pomiarowej.

Do kosztów bezpośrednich zaliczono bezpośredni koszt zakupu i montażu poszczególnych elementów demonstratora. Do kosztów pośrednich zaliczono pozostałe elementy kosztorysu, w szczególności koszty projektu budowlanego i wykonawczego, koszty prac geologicznych, koszty budowlane. Część kosztów pośrednich zostało przyporządkowane metodą ekspercką, zaś część, co do których nie istniały lepsze podstawy, przyporządkowano z wykorzystaniem klucza rozliczeniowego kosztów pośrednich, jakim były bezpośrednie nakłady inwestycyjne na dany element. Koszty AKIP zostały. Łączne planowane nakłady inwestycyjne wyniosą niespełna 54,5 mln zł. Założono iż po 25 latach przeprowadzony zostanie remont instalacji, na ten cel przewidziano 18,23 mln zł.

**Tabela 10. Podział nakładów inwestycyjnych netto.**

	<i>Pole Kolektorów Słonecznych</i>	<i>Kocioł Elektryczny</i>	<i>Magazyn Sezonowy PTES</i>	<i>Sieć dystrybucyjna</i>	<i>SUMA</i>
<i>Koszty bezpośrednie</i>	12 601 734	545 534	7 253 752	9 562 926	<b>29 963 945</b>
<i>Koszty pośrednie</i>	3 472 082	178 805	14 712 471	2 543 360	<b>20 906 718</b>
<i>AKPiA+Elektryka</i>	866 500	37 805	1 019 563	662 704	<b>2 586 573</b>
<b>SUMA</b>	<b>16 940 316</b>	<b>762 144</b>	<b>22 985 786</b>	<b>12 768 990</b>	<b>53 457 236</b>

Bazując na najlepszych dostępnych praktykach i dostawcach oraz certyfikowanych technologiach wysokiej klasy Wykonawca potwierdził założenia ekonomiczne z wniosku w przypadku wszystkich technologii (i innych kosztów pośrednich), oprócz magazynu ciepła sezonowego PTES oraz dedykowanej sieci ciepłowniczej.

W przypadku sieci ciepłowniczej koszty są wyższe od założonych o ponad 230% i jest to zrozumiałe z uwagi na zwiększenie w stosunku do założeń z Wniosku: (2) długości sieci (mniej korzystna lokalizacja), (b) wzrostu cen materiałów i usług w zakresie realizacji sieci preizolowanych (najwyższej jakości).

Najbardziej drastycznie w stosunku do założeń wzrosły koszty magazynu PTES. Przekroczyły zakładane koszty o niemal 360% (są 4,6 razy wyższe). W tym przypadku problemem zasadniczym jest zwiększenie, po symulacjach TRNSYS, przyjętej zgodnie z doświadczeniami zagranicznymi objętości magazynu z 23,8 tys. m<sup>3</sup> do 58,7 tys. m<sup>3</sup> (dwo i półkrotnie). Należy tutaj zaznaczyć że ta kwestia

wymaga dalszej analizy i porównania wyników symulacji z obiektami rzeczywistymi być może model wykonany w TRNSYSie jak i komponenty użyte do symulacji wymagają pełniejszej kalibracji nawet wykraczającej poza wytyczne konkursowe.

Wysoki udział kosztu przewymiarowanego magazynu w całości inwestycji (obecnie ponad 40%) decyduje o wykonalności całego przedsięwzięcia.

#### Wydatki operacyjne OPEX

Za główne koszty operacyjne projektu należy uznać koszty napraw oraz konserwacji poszczególnych elementów demonstratora, koszty nośników energii (energii elektrycznej i węgla energetycznego), jak również inne pozycje w skład, których wchodzi koszty osobowe, podatek od nieruchomości itp. Poniższa tabela prezentuje założony poziom rocznych nakładów na naprawy oraz na konserwacje i utrzymanie poszczególnych elementów demonstratora. W kwestii kolektorów słonecznych oraz sieci dystrybucyjnej.

*Tabela 11 Nakłady na naprawy oraz na konserwacje poszczególnych składowych demonstratora jako procent początkowych bezpośrednich kosztów.*

	<i>Pole Kolektorów Słonecznych</i>	<i>Kocioł Elektryczny</i>	<i>Magazyn Sezonowy PTES</i>	<i>Sieć dystrybucyjna</i>	<i>AKPiA</i>
<i>Koszty napraw</i>	0,5%	2,0%	0,0%	0,0%	1,5%
<i>Koszty utrzymania i konserwacji</i>	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,5%
<i>SUMA</i>	1,5%	2,0%	0,0%	0,0%	3,0%

Pozostałe elementy kosztów operacyjnych to m in:

- *Energia elektryczna pobierana przez kocioł oporowy do produkcji ciepła: 675,2 MWh przy koszcie w 1. roku 306 tys. zł,*
- *Węgiel kamienny: 1007 MWh węgla rocznie, co stanowić będzie w 1 roku niespełna 311 tys. zł,*
- *Energia elektryczna popierana przez pompy obiegowe, dogrzew narzucony przez wytyczne NCBR oraz APIKA: 516 MWh przy koszcie niespełna 568 tys. zł w 1. roku,*
- *Podatek od nieruchomości: niespełna 30 tys. zł rocznie, przy założeniu niezmienności stawek w cyklu życia inwestycji oraz założeniu, iż zagłębiony w ziemi magazyn ciepła **nie jest budowlą,***
- *Koszty osobowe: 1050 roboczogodzin rocznie, niespełna 50 tys zł w pierwszym roku.*

*Warto również zważyć, że od 2021 roku PEC Końskie, bo wyłączenie większego z kotłów węglowych nie jest uczestnikiem systemu handlu emisjami EU ETS, stąd nie naliczono zobowiązania wynikającego z zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w przedmiotowym projekcie.*

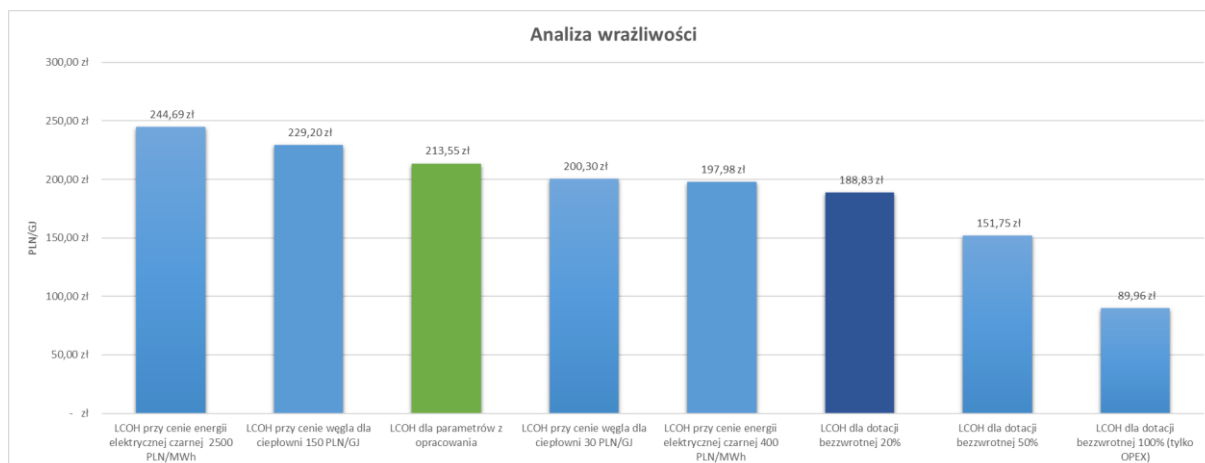
*Wydatki operacyjne w pierwszym pełnym roku funkcjonowania instalacji demonstratora wyniosą 1270 tys. zł, a w kolejnych latach fluktuują wokół wartości 1,5 mln zł. Główna ich składowa to koszty energii elektrycznej (odpowiednio do zasilania kotła elektrycznego, pomp obiegowych, dogrzewu kontrolnego zgodnego z wytycznymi NCBR oraz aparatury kontrolnej i pomiarowej). Pozycja paliwo i energia w 1. roku wynosi 1200 tys. zł.*

***Uzyskano uśredniony zdyskontowany koszt ciepła, w ciągu 50 lat eksploatacji demonstratora na poziomie 213,55 zł GJ.***

## *6. Analiza wrażliwości*

*W ramach niniejszego opracowania przeprowadziliśmy analizę wrażliwości inwestycji, która uwidacznia wpływ możliwych stopni dofinansowania inwestycji na poziom LCOH.*





<b>Analiza wrażliwości</b>	<b>Wartość</b>	<b>Jednostka</b>
LCOH przy cenie energii elektrycznej czarnej 2500 PLN/MWh	244,69 zł	PLN/GJ
LCOH przy cenie węgla dla ciepłowni 150 PLN/GJ	229,20 zł	PLN/GJ
LCOH dla parametrów z opracowania	213,55 zł	PLN/GJ
LCOH przy cenie węgla dla ciepłowni 30 PLN/GJ	200,30 zł	PLN/GJ
LCOH przy cenie energii elektrycznej czarnej 400 PLN/MWh	197,98 zł	PLN/GJ
LCOH dla dotacji bezzwrotnej 20%	188,83 zł	PLN/GJ
LCOH dla dotacji bezzwrotnej 50%	151,75 zł	PLN/GJ
LCOH dla dotacji bezzwrotnej 100% (tylko OPEX)	89,96 zł	PLN/GJ

**Już przy 20% dofinansowania inwestycji wartość LCOH spada poniżej 190 zł/GJ !**

## 7. Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości

### 7.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

W ramach przedsięwzięcia przeprowadzono szereg analiz prawnych, które szczegółowo zostały przedstawione w odrębnym dokumencie: *Analiza zgód, pozwoleń formalnych i administracyjnych - Ciepłownia Przyszłości Koneskie*.

Newralgicznymi punktami, które mogą spowolnić proces pozyskiwania pozwoleń na budowę są:

- ograniczenie w Miejscowym Planie Zagospodarowania Przestrzennego dotyczącego wszelkiej zabudowy w pasie drogi wojewódzkiej 1KDG. Aktualnie w UM Końskie trwa proces zmiany MPZP. Istnieje prawdopodobieństwo zmiany niekorzystnych zapisów;

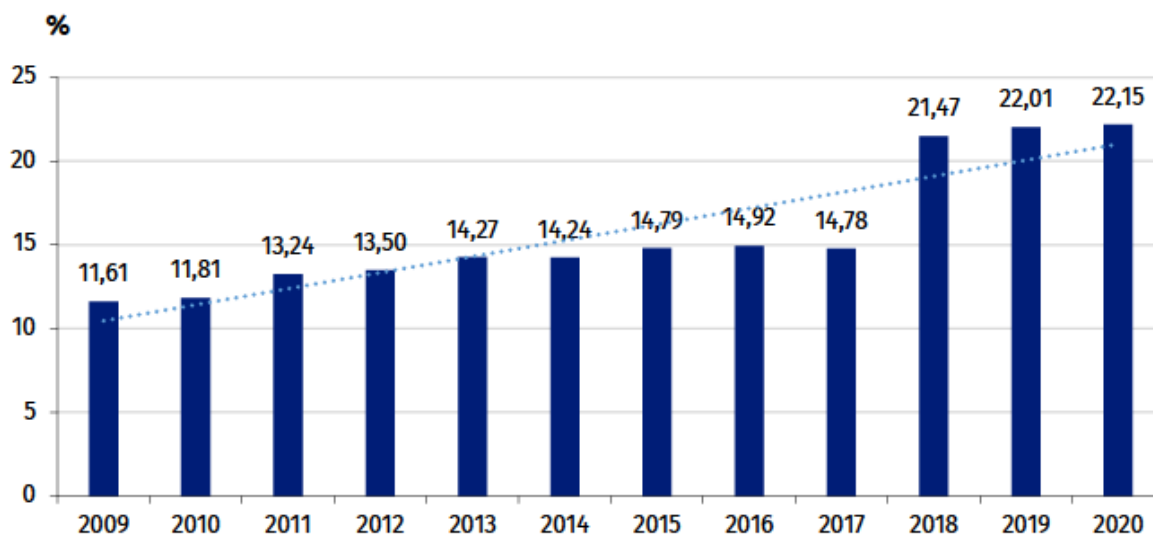
- występowanie rozbieżności pomiędzy zapisami w Miejscowym Planie Zagospodarowania Przestrzennego dotyczącymi szerokości pasa ochronnego dla rurociągu gazowniczego, a zapisami przedstawionymi z polskiej Spółki Gazowej co może mieć wpływ na dyspozycję urządzeń;
- konieczność przeprowadzenia ciepłociągu przez działkę prywatną;
- brak ujęcia kolektorów słonecznych w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 września 2019r. (ujęto tylko kolektory fotowoltaiczne), co powoduje w rozbieżności w podjęciu decyzji o uzyskaniu decyzji środowiskowych;

## *7.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Ciepłowni Przyszłości*

*Unia Europejska (UE) przewodzi w światowej walce ze zmianami klimatu, jest i chce pozostać liderem w zakresie technologii odnawialnych źródeł energii (OZE), których wykorzystanie i rozwój umożliwiają najtaniej i najbardziej efektywnie zmniejszać zużycie paliw kopalnych i mają największy potencjał w redukcji emisji gazów cieplarnianych w energetyce, która pozostaje głównym źródłem zanieczyszczeń atmosfery. UE najpierw postawiła na wsparcie rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z OZE co potwierdziła w 2001 roku przyjęciem pierwszej dyrektywy 2001/77/WE o promocji energii ze źródeł odnawialnych, która faktycznie miała na celu zwiększenie udziału energii elektrycznej z OZE w UE w zużyciu energii elektrycznej UE 2010 roku. Cel ten wynosił 12% dla całej UE i 7,5% dla Polski. Sektor ciepłownictwa (i chłodu) nie miał w UE swoich prawnie obowiązujących celów ilościowych jeśli chodzi o udziały OZE w zużyciu ciepła.*

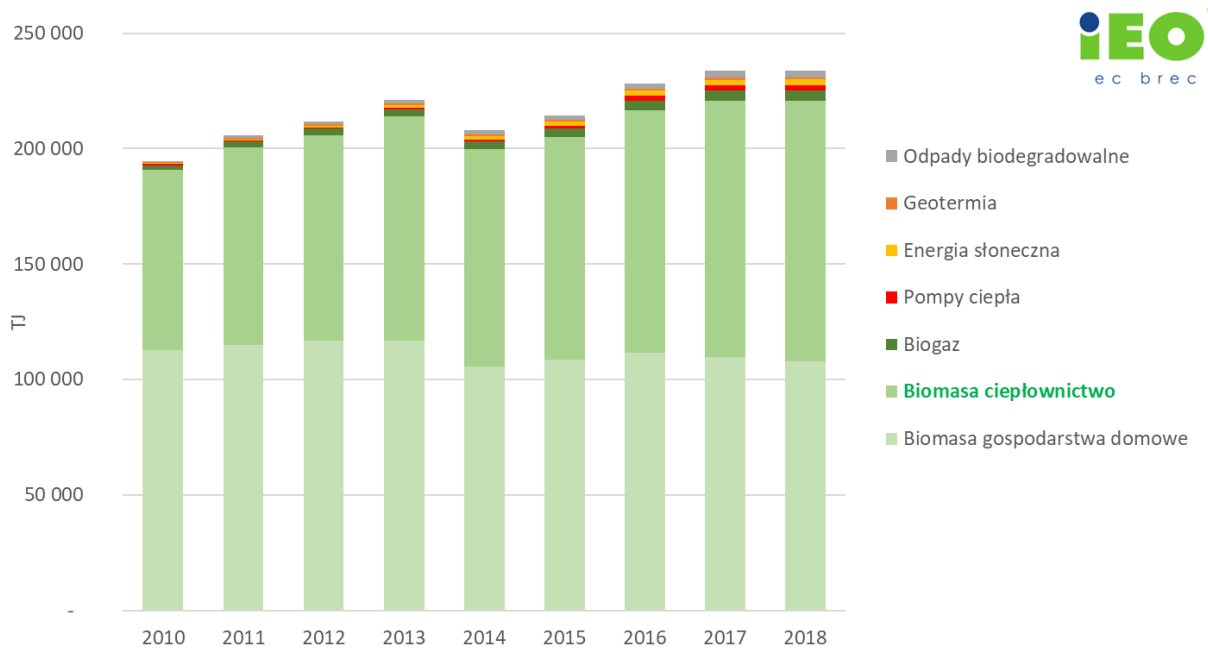
*Sytuacja częściowo zmieniła się w 2007 roku, kiedy Rada UE zatwierdziła tzw. pierwszy, kompleksowy pakiet klimatyczno-energetyczny „3x20%”, który wyznaczył trzy główne cele rozwoju unijnej energetyki do 2020: wzrost udziałów energii z OZE łącznie (czyli energii elektrycznej, paliw transportowych i ciepła z OZE) do 20% oraz zmniejszenie – też o 20% w stosunku do 2005 roku – zużycia energii finalnej i emisji gazów cieplarnianych, ale tylko w tzw. sektorze ETS, czyli ze źródeł spalania mocy cieplnej powyżej 20 MW. Unijny cel na udziały energii z OZE został podzielony w dyrektywie 2009/28/WE o promocji energii z odnawialnych źródeł energii na poszczególne kraje członkowskie. Cel dla Polski wynosi 15% energii z OZE w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 roku i, zgodnie z tzw. Krajowym planem działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (tzw. KPD) przyjętym przez rząd w 2010 roku, udział ciepła z OZE stanowić aż 55% całkowitego krajowego*

zobowiązania na 2020 rok w zakresie OZE. Polska wypełniła swój cel OZE na 2020 rok osiągając wg GUS ponad 16,1% udziału energii z OZE w zużyciu finalnym energii. Udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie wyniósł 22,1%.



Rys 12. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie, źródło GUS.

Zdaniem GUS o dobrym wyniku zdecydowały spadek zapotrzebowania na ciepło o zużycie biomasy drzewnej jako paliwa w gospodarstwach domowych. Energia pozyskiwana z OZE w 2020 r. (w odniesieniu do krajowego zużycia całości energii finalnej brutto: tj. łączne zużycie energii elektrycznej+ ciepła+ paliw transportowych) aż w 71,61%,pochodziła odpowiednio z biopaliw stałych. GUS nie podaje danych dla ciepłownictwa systemowego. Dane Komisji Europejskiej (ostatnie za 2018 rok (opracowane przez IEO) wskazują, że ciepłownictwo systemowe nie wnoszą głównego wkładu w realizację celów OZE oraz potwierdza że w wytwarzaniu ciepła z OZE w Polsce występuje monokultura (dominacja biomasy) – rysunek.



Rys 13. Zużycie ciepła z OZE wg Eurostat (oprac. IEO)

Pomimo dotychczasowego horyzontalnego podejścia do wprowadzania OZE do sektora ciepłowniczego, m.in. od strony efektywności energetycznej i standardów budowlanych oraz braku specjalnych regulacji i prawnie obowiązujących celów dotyczących roli OZE wyłącznie w ciepłownictwie, kwestie te są przedmiotem zainteresowania instytucji UE, a rola OZE w ciepłownictwie unijnym rośnie. W 2016 roku Komisja Europejska przygotowała Komunikat w sprawie „Strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia”, w którym zaprezentowała scenariusz (zgodny z pakietem klimatyczno-energetycznym ‘2030) całkowitego odejścia od wykorzystania paliw stałych w ciepłownictwie do 2040 roku i całkowitego wyeliminowania paliw w ciepłownictwie do 2050 roku, przy jednoczesnym wzroście udziałów ciepła z OZE w UE z 16,5% w 2013 roku do ok. 50% w 2050 roku, ze znaczącym udzialem energii słonecznej, biomasy, geotermalnej i energii elektrycznej w mieszkalnictwie oraz z wprowadzaniem magazynów ciepła i elementów inteligentnych sieci. W 2016 roku udział OZE w sektorze ciepłownictwa w UE wyniósł już 19% i był znacznie wyższy niż w innych regionach świata, a w szczególności w USA (11%), Indii (10%) czy Chin (3%). Międzynarodowa Agencja Energetyczna w swojej krótkoterminowej prognozie przewiduje że udział OZE do 2022 roku w ciepłownictwie UE wzrośnie do 22%.

W ramach nowego unijnego pakietu klimatyczno-energetycznego z 2016 roku z nowymi celami na 2030 roku, analogicznymi do tych które obowiązują na 2020 rok (choć znacząco podniesionymi), dojdą nowe związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych w tzw. sektorze „non-ETS” (źródła o mocy poniżej 20 MW, w tym sektor mieszkalnictwa), ostrzejsze wymogi w zakresie efektywności energetycznej i wydajności energetycznej budynków oraz szczególne wymogi w zakresie obowiązkowego wzrostu udziałów energii z OZE w ciepłownictwie. „Pakiet zimowy” doprowadził do przyjęcia w 2019 roku dyrektyw i rozporządzeń energetycznych UE, w tym nowej dyrektywy (recast) o promocji energii z odnawialnych źródeł energii (tzw. RED II).

W zmienionej dyrektywie Unii Europejskiej w sprawie odnawialnych źródeł energii przedstawia wyzwania związane z ogrzewaniem z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. **W związku z tym wyznaczono cel rocznego wzrostu udziału energii odnawialnej w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,3 % rocznie począwszy od 2021 roku.** W efekcie w Krajowym Planie działań na rzecz Energii i Klimatu z 2020 roku (scenariusz PEK) udział energii z OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa wzrasta z poziomu 14,5% w 2015 r. do 25,2% w 2030 r. Oznacza to wzrost o 10,7 pkt. proc. w okresie od 2015 do 2030 i o 8,5 pkt proc. w okresie 2020-2030. Nie zostaje co prawda w pełni osiągnięty wskaźnik średniorocznego wzrostu udziału OZE w tym sektorze, ale nie odbiega on znacząco od rekomendacji unijnych (1,3%) – wcześniej rosło szybciej.

W ramach przeglądu dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej i dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii przedmiotem prac Komisji będzie, wspieranie **władz lokalnych w przygotowaniu strategii promujących ogrzewanie i chłodzenie oparte na źródłach odnawialnych**<sup>3</sup>

Globalna dekarbonizacja w sektorze ciepłowniczym nie jednak nadąża za zmianami zachodzącymi w systemie elektroenergetycznym. Wynika to częściowo z faktu stosunkowo niewielkiej uwagi poświęcanej przez decydentów politycznych do planów i strategii dekarbonizacji ciepłownictwa w

---

<sup>3</sup> KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW, Strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia, 2016

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0051&from=EN>

porównaniu z energią elektryczną. Dotychczas Technologie magazynowania ciepła i chłodu, podobnie jak inne potencjalne rozwiązania nie korzystały ze wsparcia politycznego w takim stopniu, w jakim korzystają z niego technologie magazynowania w sektorze elektroenergetycznym.<sup>4</sup>

Szanse na przyspieszenie w zakresie transformacji ciepłownictwa daje strategia zwana Europejskim Zielonym Ładem w ramach którego Unia Europejska zaczęła pracę nad pakietem zmian legislacyjnych dot. klimatu, energii, środowiska i transportu znane jako Fit for 55, mające na celu, m.in. redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku, poprawę efektywności energetycznej o 36% czy opodatkowania paliw kopalnych czy aktualizacje opodatkowania energii, aby promować źródła nieemisyjne. Spełnienie tak ambitnych celów jest możliwe tylko poprzez zdywersyfikowany system energetyczny, przy możliwym do zastosowania magazynowaniu energii. Fit for 55 zakłada też udział OZE na poziomie 40% w 2030 roku. Daje to ogromne możliwości do wprowadzania do systemu ciepłowniczego instalacji wykorzystujących źródła zeroemisyjne, w tym energię słoneczną czy wiatrową.

Poniżej przedstawiono dynamikę ostatnich oraz planowanych prac Komisji i Wspólnoty nad wdrożeniem Zielonego Ładu.

- III 2020 – Propozycja „Europejskiego prawa o klimacie” – by wpisać cel 2050 do obowiązującego prawodawstwa
- IX 2020 – Propozycja zwiększenia celu z 40% do 55% redukcji emisji CO<sub>2</sub> do 2030 roku
- XII 2020 – Poparcie celu redukcji netto emisji CO<sub>2</sub> o 55% do 2030
- IV 2021 – Zawarcie porozumienia politycznego ws „Europejskiego prawa o klimacie”
- VI 2021 – Wejście w życie „Europejskiego prawa o klimacie”
- VII 2021 – Przedstawienie przez KE pakietu Fit for 55
- I 2022 – Wejście w życie Rozporządzenia o zielonej taksonomii<sup>5</sup>
- 2023 – Deklarowana data publikacji przepisów doprecyzowujących wdrożenie rozwiązań przewidzianych pakietem Fit for 55
- 2030 – deklarowana data osiągnięcia redukcji emisji CO<sub>2</sub> o 55%
- 2050 – deklarowana data osiągnięcia przez obszar UE neutralności klimatycznej

---

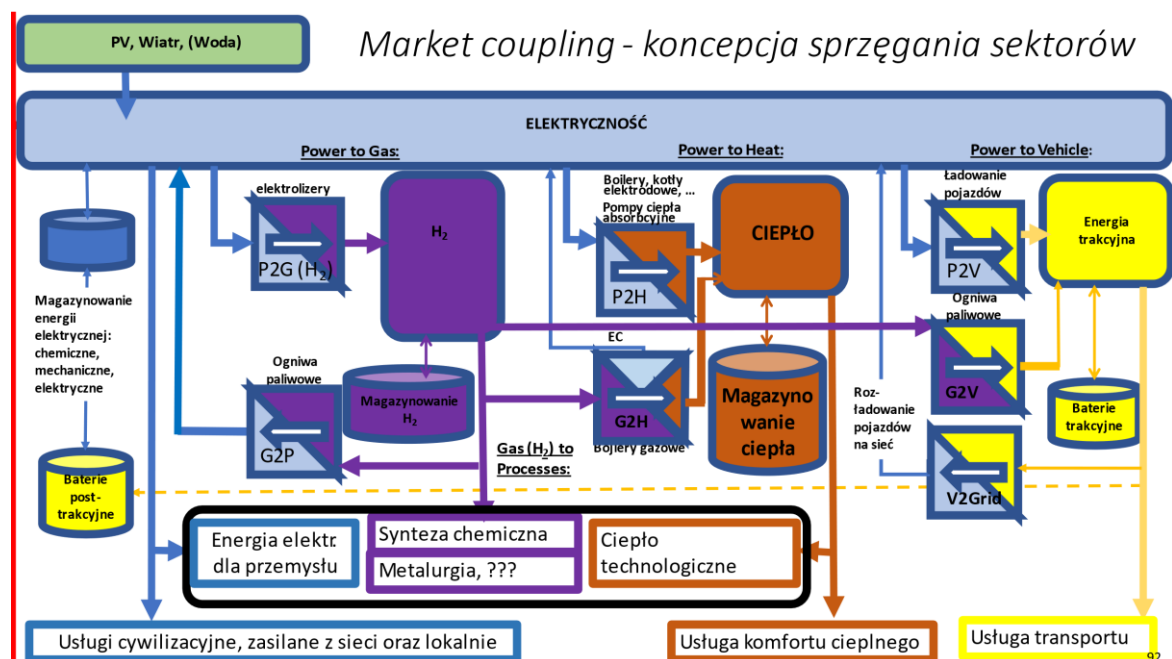
<sup>4</sup> IRENA INNOVATION OUTLOOK THERMAL ENERGY STORAGE, 2020

<sup>5</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje (Dz.Urz. UE L 198/13)

Drogą do transformacji celnictwa w kierunku neutralności klimatycznej są zeroemisyjne OZE i magazyny ciepła. Źródłem zasilania sezonowych magazynów ciepła w takich instalacjach powinny być w pierwszej kolejności źródła wiatrowe i w mniejszym zakresie PV (oddające do magazynów chwilowe nadwyżki energii elektrycznej ponad bieżące potrzeby KSE) oraz kolektory słoneczne. Idea jednoczesnego wprowadzania źródeł zeroemisyjnych do elektroenergetyki i niewolnictwa wpisana jest w unijną strategię integracji sektorów (tzw. Market coupling).

Market coupling stanowi zaprzeczenie tradycyjnego podejścia silosowego do oferowania usług energetycznych odrębnie przez sektory: elektroenergetyczny, gazowniczy, ciepłowniczy oraz paliwowy (transportowy) pomimo faktu, że produktem końcowym ich działalności jest zaspokajanie często tych samych potrzeb finalnych: potrzeb cywilizacyjnych (zaspokajanych głównie przez sektor elektroenergetyczny), zapewnianie komfortu cieplnego i potrzeb cieplnych technologicznych (zaspokajanych przez sektor ciepłowniczy) oraz transportowych (zaspokajanych przez sektor paliwowy).

Istotę sprzęgania sektorów, znaną pod angielskim terminem „Market coupling” przedstawiono na rysunku poniżej.



Rys 14. Idea Market coupling z uwzględnieniem roli ciepłownictwa i magazynów ciepła.

*Najpoważniejszą barierą ich rozwoju jest konieczność rozwiązania problemu bieżącego bilansowania intermitentnej podaży energii z tych źródeł z równie intermitentnym (w skali lokalnej) popytem na energię elektryczną, w powiązaniu z ograniczeniami zdolności przepustowych sieci. Jednym ze sposobów rozwiązania tego problemu (obok wdrożenia narzędzi DSM wymagających zaangażowania znacznej populacji odbiorców do świadczenia usług DSM, jest możliwość lokalnego (w bezpośrednim sąsiedztwie w sensie topologicznym bezemisyjnych źródeł wytwórczych energii elektrycznej) magazynowania chwilowych lub sezonowych nadwyżek energii elektrycznej. W tym zaś zakresie magazynowanie energii w ciepłe, wypełniające definicję magazynowanie energii elektrycznej wg Dyrektywy 2019/944<sup>6</sup> jest aktualnie rozwiązaniem najlepiej opanowanym pod kątem technologicznym i najbardziej ekonomicznym.*

*Wyodrębnić można następujące obszary zastosowań magazynów ciepła:*

- *Elektroenergetyka*
- *Ciepłownictwo sieciowe*
- *Ogrzewnictwo indywidualne*

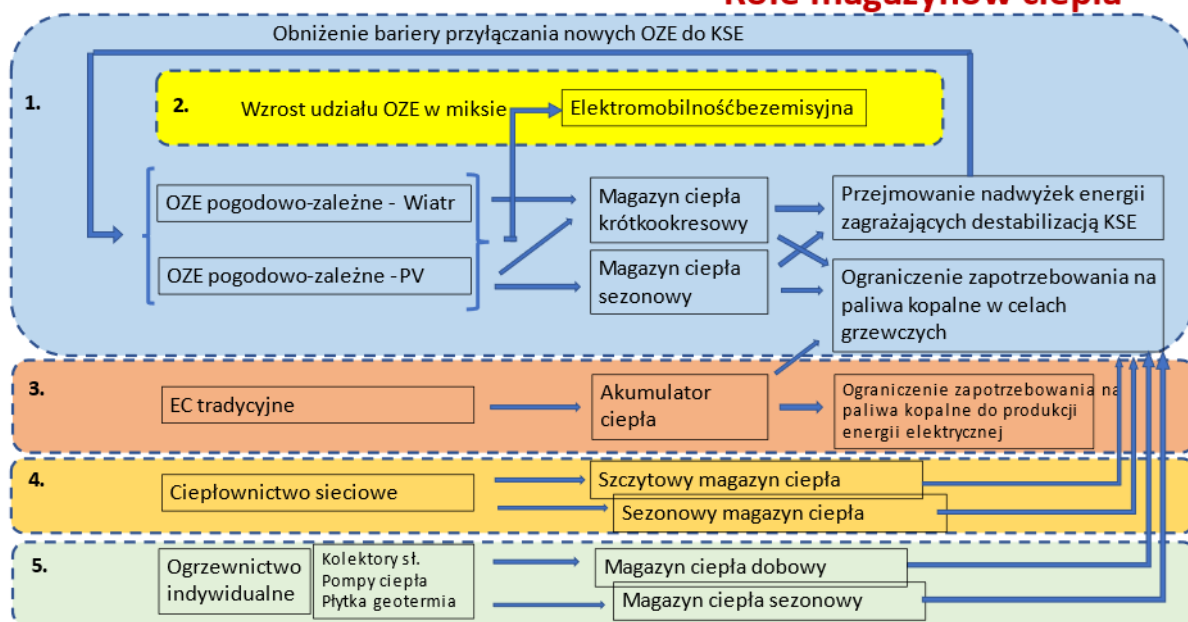
*W szczególności, magazyny ciepła sezonowe, najtańsze w przeliczeniu na jednostkę zmagazynowanej energii, zasilane energią elektryczną z OZE, w szczególności przy użyciu przetworników w formie kotłów elektrodowych, stanowią szczególnie atrakcyjną formę włączenia ciepłownictwa w politykę dekarbonizacji energetyki. Spektrum zastosowań magazynów ciepła we współpracy z systemem elektroenergetycznym, ciepłowniczym i w zastosowaniach indywidualnych pokazano na schemacie.*

---

<sup>6</sup> Art. 2 pkt 59) „magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną **lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;**



## Role magazynów ciepła



Rys 15. Spektrum zastosowań magazynów ciepła we współpracy z systemem elektroenergetycznym, ciepłowniczym i w zastosowaniach indywidualnych

W ciepłownictwie sieciowym magazyny ciepła zasilane energią elektryczną z OZE odgrywać mogą dwojaką rolę:

- w bezpośredniej współpracy ze źródłami ciepła (akumulatory ciepła zlokalizowane przy źródle) pozwalają obniżyć zużycie paliwa kopalnego poprzez jego bezpośrednią substytucję oraz poprzez możliwość spłaszczania zmienności obciążenia cieplnego źródła i podnoszenie w ten sposób efektywności jego pracy; w przypadku elektrociepłowni obecność akumulatora ciepła pozwala dodatkowo uelastyczyć reżim pracy źródła w podziale na produkty: energię elektryczną i ciepło, poprawiając efektywność ekonomiczną źródła.
- zlokalizowane w głębi sieci jako magazyny szczytowe, pozwalają obniżyć zmienność zapotrzebowania na przepływy ciepła siecią ciepłowniczą, co w odniesieniu do sieci istniejących zwiększa ich zdolność do przyłączania kolejnych odbiorców (poprawia efektywność całego systemu ciepłowniczego), natomiast w odniesieniu do systemów projektowanych lub głęboko modernizowanych lokalizacja w głębi sieci magazynów sezonowych pozwala nie tylko na optymalizację przekrojów sieci magistralnych i obniżenie strat sieciowych, ale także na ograniczenie mocy źródeł ciepła.

Odejście od procesów spalania w energetyce i w ciepłownictwie i przejście na rzecz źródeł zeroemisyjnych wspiera tzw. zielona taksonomia (Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje). Zarówno systemu konwersji energii słonecznej, wiatrowej jak systemy magazynowania energii cieplnej są kwalifikowane wg Komisji Europejskiej jako mające znaczący wkład w łagodzenie skutków zmian klimatycznych. KE przewiduje techniczne kryteria dla działalności gospodarczej m.in. w sektorze magazynowania energii cieplnej, jako a) wnoszący znaczący wkład w ochronę środowiska, b) dostosowanie do zmian klimatycznych (znaczący wkład), c) Gospodarka cyrkulacyjna (DNSH, ang. do no significant harm, nie powodują znaczącej szkody), d) Ekosystemy (DNSH) <sup>7</sup>. Taksonomia stwarza jednak określone wymagania dla wszystkich procesów energetycznych wykorzystujących procesy spalania. Daje to przewagę źródłom zeroemisyjnym i magazynom ciepła w ubieganiu się o finansowanie.

## 8. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Lp.	Nazwa kamienia milowego	Ilość miesięcy od rozpoczęcia etapu 2																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Przygotowanie wielobranżowego projektu budowlanego	■	■	■	■																
2	Przygotowanie wielobranżowego projektu wykonawczego		■	■	■	■	■	■	■	■											
3	Budowa instalacji kolektorów słonecznych wraz z niezbędną infrastrukturą						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	Budowa sezonowego magazynu ciepła						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	Dostawa i montaż kotła elektrycznego					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	Budowa sieci ciepłej przelozowanej								■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
6	Dostawa, montaż i uruchomienie części elektrycznej i AKPIA												■	■	■	■	■	■	■	■	■

## 9. Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłownia Przyszłości

### 9.1. Skalowalność

Zaproponowane rozwiązania mogą być dowolnie skalowalne w zależności od potrzeb systemu. Pełna skalowalność systemu pod kątem zastosowanych rozwiązań technologicznych nie budzi żadnych

<sup>7</sup> Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance 2020; [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business\\_economy\\_euro/banking\\_and\\_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf) ; [https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/activities/activity\\_en.htm?reference=4.11](https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/activities/activity_en.htm?reference=4.11) ;

przeciwskażać. Wielkość instalacji solarnej, która będzie głównym elementem systemu jest ograniczona jedynie dostępnością terenu dla instalacji, co może być utrudnione w przypadku lokalizacji w znacznej odległości od miejsca docelowego. Niemniej, możliwa jest multiplikacja farm solarnych oraz sezonowych magazynów ciepła w różnych miejscach zlokalizowanych w dogodnej odległości od zasilanych osiedli miejskich. Elementem integrującym będzie w takim przypadku sieć ciepła będąca instalacją łączącą te źródła ciepła. W miejskim układzie ciepłowniczym w typowych polskich miastach lokalizacja źródła ciepła jakim jest kocioł elektrodowy pozwala na jego instalację na terenie ciepłowni wraz z magazynem krótkoterminowym w wydzielonym sub-systemie. Proponowany w niniejszym rozwiązaniu kocioł elektrodowy jest urządzeniem dostępnym na rynku a jego typoszereg pozwala na dogodne skalowanie. Zmiana skali przedsięwzięcia nawet do wielkości 50 MW<sub>t</sub> zatem w żaden sposób nie zmieni technologii a jedynie zmienna będzie ilość i wielkość zastosowanych urządzeń. Docelowa skala demonstratora będzie zdeterminowana Zamówieniem komercyjnym.

Skalowalność koncepcji jest też sposobem ew. mitygacji ryzyka technologicznego i szansą na obniżenie kosztów (tzw. ekonomia skali). Możliwe jest bowiem dodanie dodatkowych pól kolektorów słonecznych, które są technologią skalowalną. PEC Końskie dysponuje wystarczającym terenem/terenami, który pozwala na ew. skalowalność powierzchni kolektorów słonecznych. W efekcie zapewnia udział ciepła z OZE w ilości wynoszącej co najmniej 80% całkowitego zapotrzebowania na ciepło. Planowana realizacja Demonstratora może być „skokiem” PEC Końskie do tzw. III generacji systemów ciepłowniczych już w 2025 roku (w przypadku zrealizowania Demonstratora) i przygotowaniem do przejścia w całości (skalowalność proponowanego rozwiązania) do IV generacji opartej całkowicie na OZE.

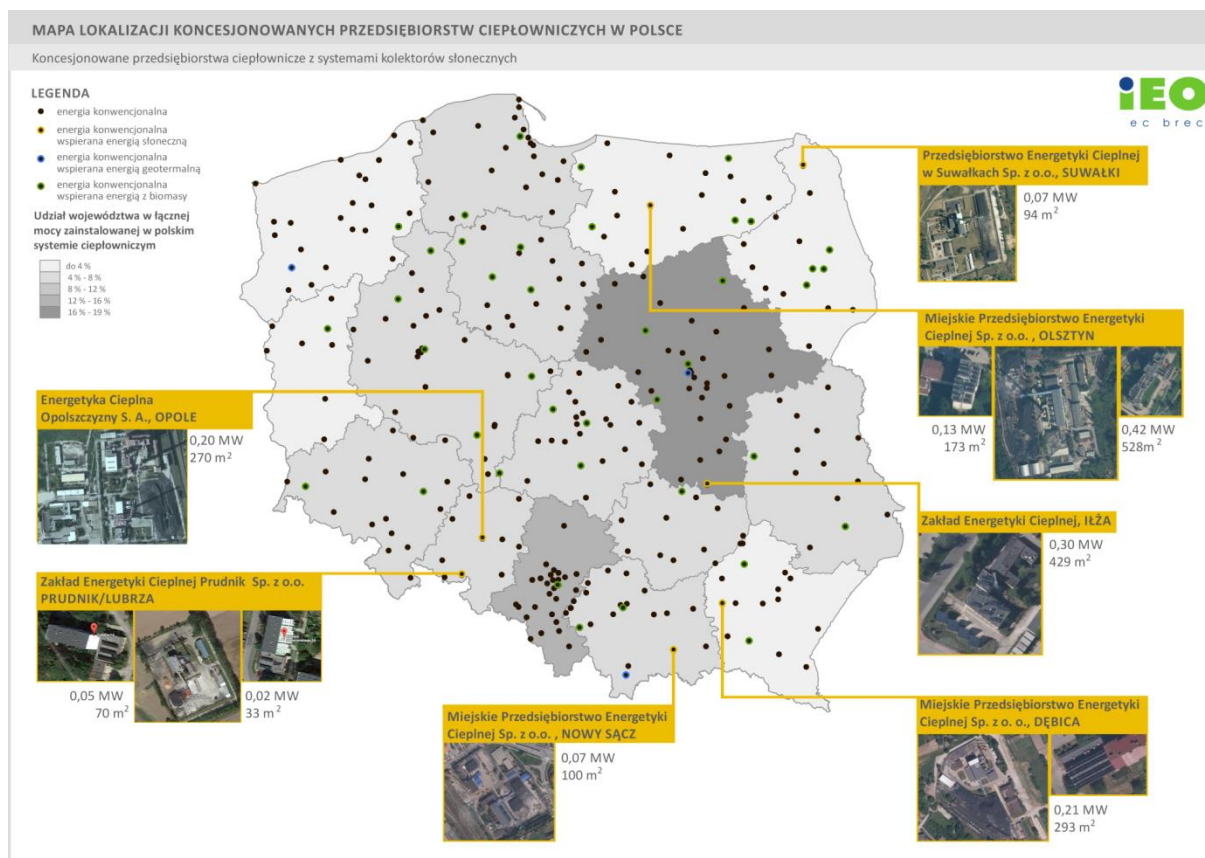
Replikowalność Największy (i powszechny) problem w transformacji polskich systemów ciepłowniczych opartych na spalaniu paliw kopalnych, a w szczególności węgla dotyczy ciepłowni o mocach poniżej 50 MW z uwagi na konieczność do standardów zgodnych z wymaganiami dyrektywy o emisjach przemysłowych (MCP), a jednocześnie obciążanej kosztami nabywania uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie handlu emisjami ETS (ciepłownie o mocach powyżej 20 MW).

W tym zakresie mocy funkcjonuje najwięcej ciepłowni miejskich. Na koniec roku 2019 w Polsce wg URE funkcjonowało do 396 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jako w pełni reprezentatywne wśród miejskich systemów ciepłowniczych można uznać Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich, zarówno z uwagi na lokalizację (strefy klimatyczne), wielkość miasta, zainstalowane moce cieplne i strukturę paliwową.



*Rysunek 16. Mapa Polski z zaznaczoną lokalizacją gminy Końskie.*

*W ciepłownictwie brakuje źródeł bezemisyjnych. Poza pięcioma ciepłowniami geotermalnymi, nieliczne przedsiębiorstwa energetyki ciepłej zdecydowały się na zastosowanie kolektorów słonecznych. Siedem przedsiębiorstw energetyki ciepłej zastosowało systemy kolektorów o łącznej mocy 1,5 MW, przy czym moc pojedynczych instalacji mieści się od 0,02 MW do 0,42 MW. Polskie ciepłownictwo systemowe korzysta zaledwie z dwóch komercyjnych krótkookresowych magazynów ciepła, ale dotychczas nie skorzystało z możliwości jakie, także dla OZE, dają sezonowe magazyny ciepła i elektroogrzewnictwo (z magazynowaniem energii elektrycznej z OZE).*



*Rysunek 17. Mapa lokalizacji koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce..*

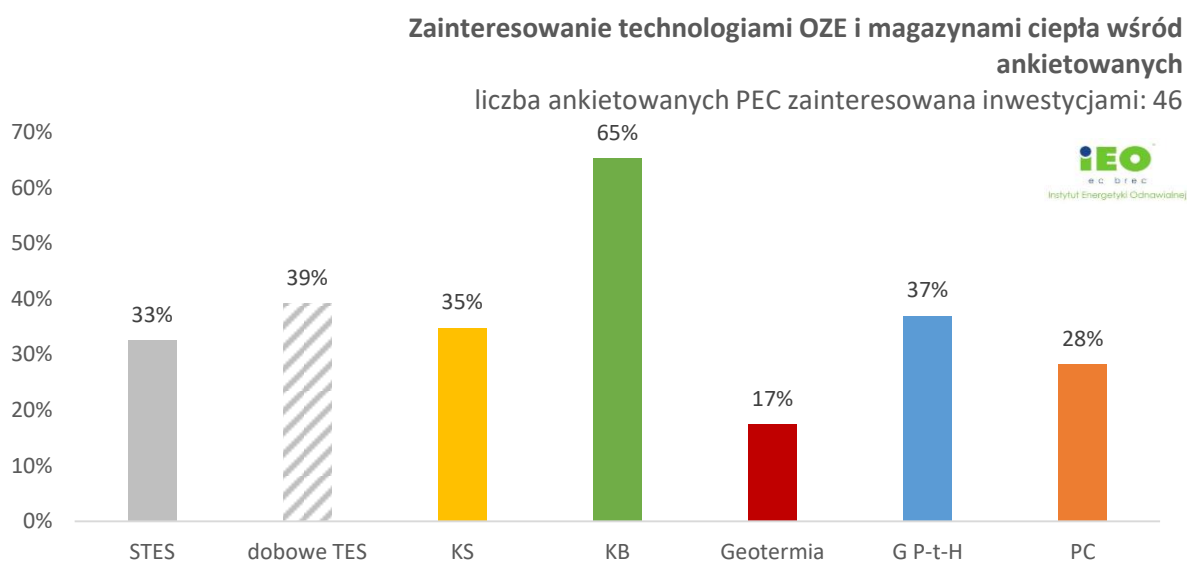
Zainteresowanie rozwiązaniami proponowanymi w Demonstratorze Technologii wyraziło już wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Unikalną diagnozę aktualnej sytuacji oraz potencjału wykorzystania nowych technologii przyniosły wyniki ankiety przeprowadzonej przez IEO, we współpracy z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, w lutym 2018r. wśród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. W ankiecie wzięły udział 44 podmioty operujące 49 systemami ciepłowniczymi, o łącznym potencjale wytwórczym na poziomie 7 440 MW, co stanowi 13,7% łącznej mocy zainstalowanej w polskich systemach ciepłowniczych. Ankietowane przedsiębiorstwa sprzedały łącznie 42 001 TJ ciepła, co stanowi 11,4% rynku. Próba obejmuje systemy ciepłownicze z przedziału mocy zainstalowanej 10,00 – 2 048,55 MW (mediana 62,5 MW).

Wyniki z grupy ankietowanych przedsiębiorstw (w pewnym zakresie można postawić tezę, że potencjalnie bardziej niż inne zainteresowanych replikacją rozwiązań zaproponowanych dla Demonstratora w PEC Końskie) pokazują, że opierają się one na innej niż średnia strukturze miksu paliwowego. Opiera się ona bardziej na węglu i gazie, a kotły olejowe są w ich przypadku uruchamiane „na kilka godzin w roku”. Udział OZE w próbie jest porównywalny ze skalą ogólnokrajową.

Warto również zaobserwować, że grupa ankietowanych przedsiębiorstw, średnio, dysponuje mniejszymi urządzeniami wytwórczymi niż średnia krajowa. Rozkład mocy w grupie ma szeroki zakres, spore zróżnicowanie, i dzięki temu stanowi dobrą podstawę do dalszych analiz. Większe „rozdrobnienie” mocy wytwórczych może również wskazywać na to, że systemy te będą bardziej podatne na modyfikacje i ewolucyjne, kroczące wprowadzanie nisko- i zeroemisyjnych technologii OZE (tak jak w przypadku przenoszenia na obszar całego systemu ciepłowniczego Demonstratora PEC Końskie).

Na rysunku poniżej przedstawiona skale zainteresowanie poszczególnymi technologiami OZE i magazynowania ciepła w ankietowanej grupie przedsiębiorstw.



Ozn.: STES – sezonowe magazyny ciepła, TES- dobowe magazyny ciepła, KS- kolektory słoneczne, KB- kotły na biomasę, GPtH – (green) power to heat, PC- pomocy ciepła (geotermalne i PtH). Źródło: badanie ankietowe IEO

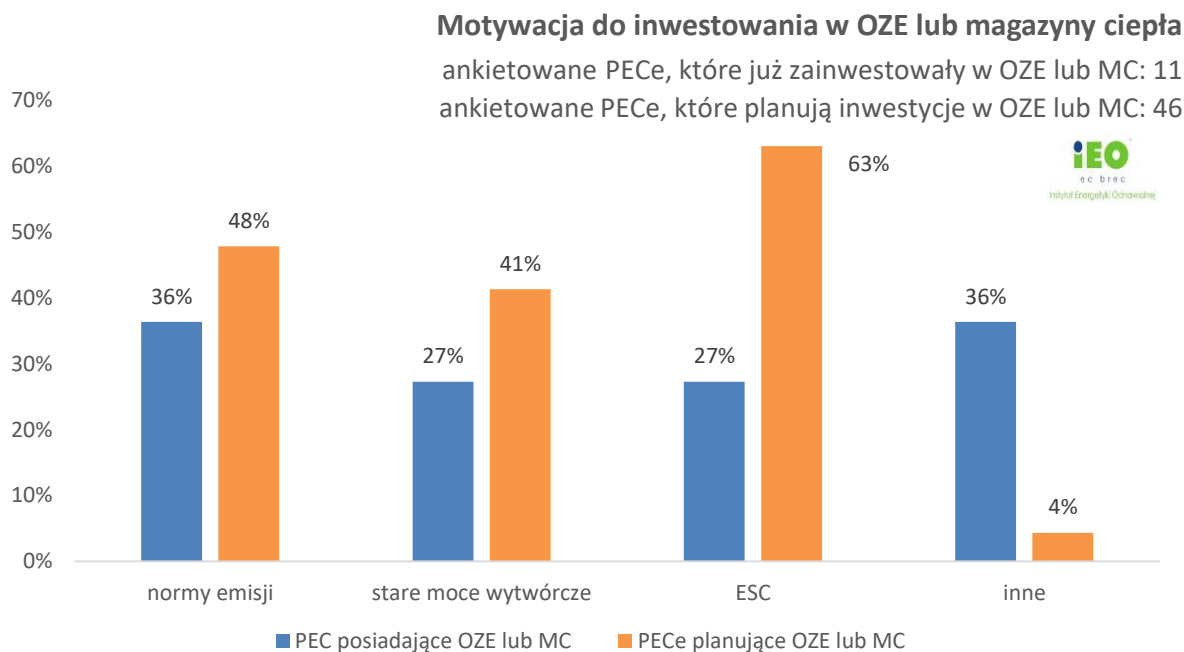
**Rysunek 18. Wyniki badania rynkowego zainteresowania przedsiębiorstw poszczególnymi technologiami OZE i magazynowania ciepła.**

Przedsiębiorstwa ciepłownicze zamierzają korzystać z różnorodnych źródeł OZE, także tych dotychczas niestrasowanych (rysunek powyżej) Stosunkowo największym zainteresowaniem ankietowanych przedsiębiorstw cieszy się tradycyjnie kotły na paliwa z biomasy (wykluczone z Demonstratora Technologii). Wiąże się to z tym, że kotły biomasowe mogą stanowić podstawę produkcji ciepłowniczej i są bezpośrednim zamiennikiem dla kotłów węglowych. 80% odpowiedzi wskazuje na to, że istniejące OZE pełnią funkcję źródła podstawowego, a w 70% odpowiedzi, przedsiębiorcy zainteresowani inwestycjami OZE wskazali, że powinny one stanowić „podstawę” produkcji ciepła w przyszłości.

*Duże zainteresowanie magazynami ciepła oraz kolektorami słonecznymi to wprost widoczna, postępująca zmiana w podejściu do OZE i ich miejsca w systemach ciepłowniczych. Żadne z przedsiębiorstw, które do tej pory zainwestowały w OZE, nie wskazało, że OZE spełniają w ich systemach funkcję źródeł szczytowych. Natomiast, aż 16% odpowiedzi dot. planowanych inwestycji wskazuje na to, że OZE powinny pełnić funkcję źródeł szczytowych.*

*Bardzo duże zainteresowanie „dobowymi” magazynami ciepła to naturalny wynik pozytywnych doświadczeń we współpracy kogeneracji z tą technologią. Na „dobowe” magazyny ciepła wskazywały właśnie w dużej mierze przedsiębiorstwa planujące budowę lub rozbudowę potencjału kogeneracji. Co ciekawe, plany te były często połączone z zainteresowaniem technologią Green Power-to-Heat, która to cieszy się zainteresowaniem porównywalnym (37%) do zainteresowania kolektorami słonecznymi.*

*Z przeprowadzonej ankiety, jak i bieżącego kontaktu z przedsiębiorstwami (w celu doprecyzowania i wyjaśnienia kwestii niejasnych w ankiecie) wynika, że koncepcja Power-to-Heat nie jest dobrze rozpoznana wśród ciepłowników i należy podjąć działania propagujące informacje na ten temat (temu służyć będzie Demonstrator Technologii). Na wstępie do ankiety, przedsiębiorstwa zostały poproszone o wskazanie technologii/koncepcji, którymi są zainteresowane (w tym Power-to-Heat). W efekcie ustalono, że aż 37% ankietowanych PEC-ów zainteresowanych jest koncepcją wykorzystania nadwyżek taniej energii elektrycznej (P-t-H). Motywacja do inwestowania w OZE wśród ankietowanych przedsiębiorstw przedstawiono na wykresie poniżej.*



Ozn: MC- magazyn ciepła, ESC- status efektywnego systemu ciepłowniczego. Źródło: badanie ankietowe IEO

Rysunek 19. Motywacja do inwestowania w OZE lub magazyny ciepła

Główną motywacją do inwestowania w OZE w przeszłości było spełnienie norm emisji. Duży odsetek odpowiedzi dot. inwestycji już istniejących stanowi odpowiedź „inne”, czyli np. chęć sprawdzenia technologii, budowa instalacji pilotażowych etc. Obecnie, wszystko wskazuje na to, że fazę instalacji pilotażowych mamy już za sobą, a przedsiębiorstwa ciepłownicze największy nacisk kładą na uzyskanie statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego” (ESC) i zależy im na znacznie większej skali przedsięwzięć.

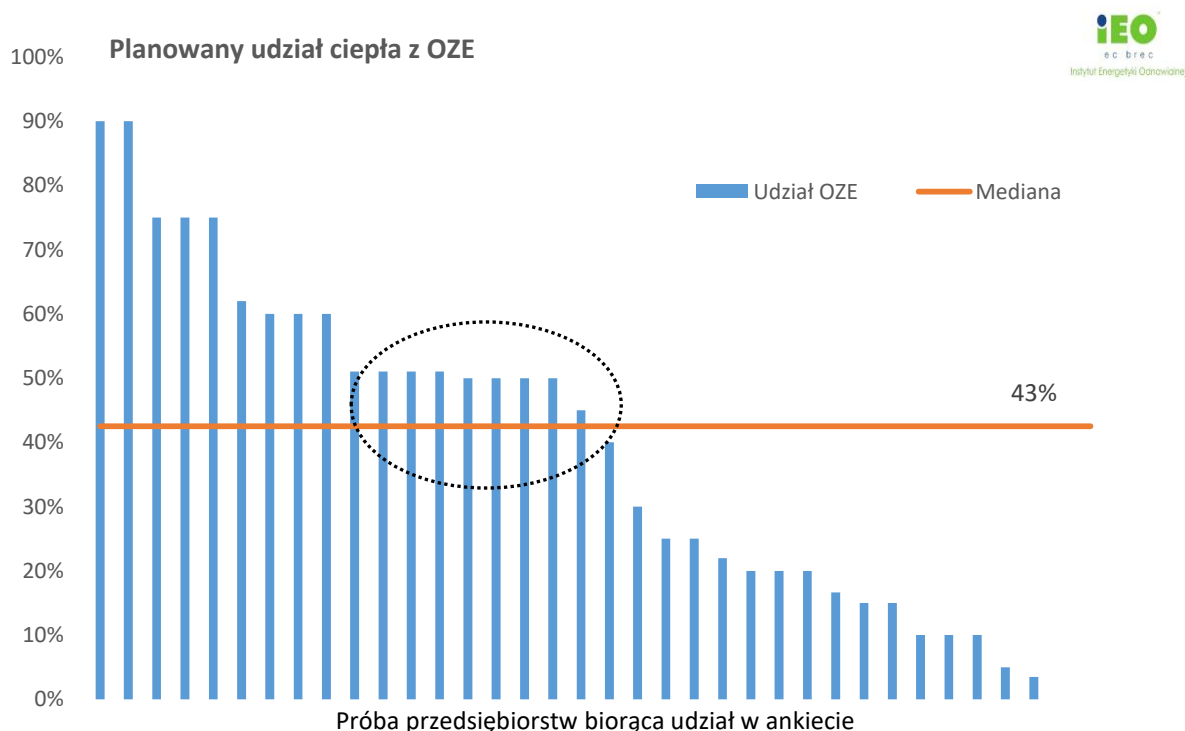
Co więcej, widać, że na znaczeniu zyskuje problem przestarzałych urządzeń wytwórczych, a konieczność ich wymiany stanowi coraz większą motywację do inwestowania w OZE. Ponadto, z przeprowadzonej ankiety wynika, że średnio 5,8% mocy wytwórczych nie spełniało już w 2018 roku obowiązujących norm emisji. W perspektywie 2030 roku, przedsiębiorcy spodziewają się, że średnio już 33,3%, mocy wytwórczych nie będzie spełniało zaostrzonych norm emisji. Bardzo pozytywnym sygnałem płynącym z rynku jest to, że inwestycje w OZE są postrzegane jako dobry sposób na ograniczenie emisji i spełnienie obecnych oraz przyszłych norm. Wśród 29 udzielonych odpowiedzi, 64% wskazuje na inwestycje w OZE, a 78% na inwestycje w urządzenia kondycjonujące spaliny, jako drogę do spełnienia obecnych i przyszłych norm emisji.



W ostatniej dekadzie przeprowadzono 39 inwestycji w OZE w 11 z ankietowanych przedsiębiorstw. Niemalże połowa

(18 z 39) opierała się na finansowaniu jedynie ze środków własnych. Wynika to, między innymi, z faktu, że przedsiębiorstwa inwestujące w OZE w ostatniej dekadzie, bardzo często chciały „przetestować” technologię, decydując się na inwestycję pilotażową o małej lub bardzo małej skali względem zainstalowanego potencjału wytwórczego.

W jedynie 15% inwestycji skorzystano z kredytów, natomiast niewiele więcej, bo 28% projektów otrzymało dotacje. Mała liczba projektów zrealizowanych z udziałem dofinansowania i pożyczek może świadczyć o tym, że funkcjonujące programy pomocy publicznej były trudnodostępne bądź niedopasowane do potrzeb polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych. Ankiety wskazują też na skalę oczekiwań i ambicji przedsiębiorstw ciepłowniczych jeśli chodzi o wykorzystanie OZE. Planowany udział ciepła z OZE wśród przedsiębiorstw zainteresowanych inwestycjami w OZE przedstawiona na rysunku poniżej (planowany udział ciepła z OZE przedstawiono na wykresie uporządkowanym).



Rysunek 20. Planowany przez 39 ankietowanych polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych udział ciepła z OZE.

Powyższy wykres obrazuje skalę planowanych inwestycji w OZE, względem potencjału produkcyjnego ciepła w ankietowanych przedsiębiorstwach. Duża część próby, zaznaczona czarnym kształtem na

wykresie, planuje uzyskać 50-51% udziału ciepła z OZE, czyli chce uzyskać status „efektywnego systemu ciepłowniczego” z wykorzystaniem jedynie OZE. Oznacza to, że dla branży ciepłowniczej akceptowalnym poziomem udziału zeroemisyjnych OZE w wytwarzaniu ciepła jest 50% (uzyskanie dzięki OZE statusu efektywnego systemu ciepłowniczego – ESC) niż jednorazowy skok do 80% i więcej). Takie podejście nawet najbardziej zaawansowanych w transformacji energetycznej przedsiębiorstw ciepłowniczych uwzględnia zapóźnienie regulacyjne, poziom akceptacji nowych technologii i postrzeganego ryzyka oraz ma to swoje uzasadnienie ekonomiczne.

Przedsiębiorstwa, które planują wykazać się mniejszym udziałem OZE, to przedsiębiorstwa, które już uzyskały status ESC, bądź planują go uzyskać wykorzystując również kogenerację lub technologie zagospodarowania ciepła odpadowego. Zadowolający, z punktu widzenia przygotowywanego programu wsparcia, jest fakt, że bardzo wiele z ankietowanych przedsiębiorstw planuje inwestycje w OZE w bardzo dużej skali (50% lub więcej). Poza chęcią uzyskania statusu ESC, może to być również związane z tym, że aż 21 z ankietowanych przedsiębiorstw spodziewa się, że w kolejnej dekadzie nie będą w stanie spełnić norm emisji, nie przeprowadzając inwestycji w OZE.

W badanych przedsiębiorstwach występuje duże zróżnicowanie temperatur zasilania i powrotu czynnika grzewczego w niemalże wszystkich przedsiębiorstwach maksymalne temperatury na zasilaniu przekraczają 100°C. Minimalne temperatury znajdują się natomiast w przedziale 50 - 70 °C (przypada na sezon wiosenno-letni). Średnia temperatura zasilania dla badanej próby wynosi 95,7 °C jest niższa niż można było oczekiwać i jest to dobry prognostyk na efektywne stosowanie OZE i na widoczny dalszy trend spadkowy.

Przeprowadzane badania i analizy potwierdzają kluczowe tezy:

- PEC Konek jest reprezentatywnym miejskim przedsiębiorstwem ciepłowniczym w Polsce podejmującym wysiłki na rzecz zdecydowanego i szybkiego zwiększania udziału OZE, w szczególności poprzez wykorzystanie źródeł zeroemisyjnych

Technologie OZE proponowane w Demonstratorze Technologii na terenie PEC Konek, w tym magazyny ciepła, budzą szerokie zainteresowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce, ale wymagają demonstracji.

## *9.2. Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła*

*Rynek ciepła systemowego jest rynkiem regulowanym i to regulacje decydują o zakresie i tempie dostosowywania się ciepłownictwa do zmian na rynku energii i ciepła. W szczególności dotyczy to systemu taryfowania. Dotychczasowe regulacje nie wspierały w odpowiedni sposób transformacji ciepłownictwa w kierunku OZE, a w szczególności w kierunku źródeł zeroemisyjnych i magazynów ciepła.*

*Wyzwaniem przy obliczaniu rozłożonych kosztów ciepła LCOH (i np. wyznaczaniu wymaganego poziomu wsparcia lub uwzględnienia w taryfach) po przyłączeniu do instalacji ciepłowniczej jednostek wytwórczych OZE jest proces taryfowania oparty na badaniu przez regulatora rynku (URE) wysokości przychód regulowany przedsiębiorstwa ciepłowniczego w odniesieniu do wzrostu łącznej mocy zainstalowanej w przedsiębiorstwie wskutek inwestycji w OZE pogodowo zależne. Problem ten znalazł odbicie w pytaniach zadawanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze i ich obawach i jako element ryzyka powinien być na obecnym etapie poddany szerszej analizie. Wymaga jednak przedstawienia w sposób bardziej szczegółowy zawłości procesu taryfowania i przykładu celem wyjaśnienia w czym konkretnie tkwi problem.*

*Przedsiębiorstwo prowadzące działalność w zakresie wytwarzania podlega obowiązkowi przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki taryf, w ramach których mają być rozliczani odbiorcy końcowi. Poziom akceptowanego przychodu regulowanego, którego stosunek do planowanego wolumenu sprzedaży ciepła kształtuje przyszłe stawki dla odbiorców końcowych, określany jest w oparciu o koszty uzasadnione prowadzenia działalności. Drugim, bardzo istotnym elementem kalkulacji jest zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność. Poziom przyznanego zwrotu z kapitału decyduje o rentowności prowadzonej działalności ciepłowniczej.*

*Metodyka wyznaczania wartości przychodu regulowanego przyznanego przedsiębiorstwom ciepłowniczym na pierwszy rok (n) obowiązywania nowych taryf ciepłowniczych określona jest w Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 34/2018 (Warszawa, dn. 12 kwietnia 2018 r.) w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2018-2020. Niżej prezentowane wzory pochodzą bezpośrednio z tekstu przytoczonego dokumentu.*

a)

$$Pc_n \leq Pc_{n-1} \left( 1 + \frac{(1-z) \times RPI + z \times k}{100} \right) \Leftrightarrow Pc_n \leq (K_u + \frac{WACC}{100} \times WRA)$$

albo

b)

$$Pc_n > Pc_{n-1} \left( 1 + \frac{(1-z) \times RPI + z \times k}{100} \right) \Leftrightarrow Pc_n = (K_u + u \times \frac{WACC}{100} \times WRA \times EWA)$$

$Pc_n$  - planowany uzasadniony przychód z wytwarzania ciepła na pierwszy rok stosowania taryfy będącej przedmiotem toczącego się postępowania administracyjnego [w zł],

$Pc_{n-1}$  - uzasadniony przychód ze sprzedaży ciepła jaki zostałby osiągnięty, gdyby w pierwszym roku stosowania taryfy obowiązywały ceny i stawki opłat za ciepło zawarte w taryfie dla ciepła z dnia poprzedzającego zatwierdzenie taryfy będącej przedmiotem toczącego się postępowania administracyjnego [w zł],

$RPI$  - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" [w %],

$k$  - publikowany przez Prezesa URE, każdego roku, wskaźnik rocznych zmian jednostkowych kosztów paliwa lub wskaźnik rocznych zmian jednostkowych kosztów strat przesyłowych przedsiębiorstw koncesjonowanych, w systemach ciepłowniczych kraju [w %],

$z$  - publikowany przez Prezesa URE każdego roku, udział kosztów paliwa w kosztach wytwarzania ciepła ogółem dla przedsiębiorstw koncesjonowanych,

$K_u$  - koszty uzasadnione, zgodne z definicją zawartą w art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne w przedłożonej Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfie [w zł],

$WACC$  - średnioważony koszt kapitału, ustalony zgodnie z niniejszym modelem przy założeniu, że stopa wolna od ryzyka równa jest jej wielkości zgodnie z postanowieniami rozporządzenia taryfowego [w %],

*WRA* - planowana wartość regulacyjna środków trwałych netto, faktycznie zaangażowanych w prowadzenie danej działalności koncesjonowanej w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło w pierwszym roku stosowania taryfy, ustalona na podstawie wartości księgowej [w zł],

*EWA* - wskaźnik efektywności wykorzystania majątku wskazujący faktyczne wykorzystanie aktywów trwałych; w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła – stosunek faktycznego wykorzystania zdolności przesyłowych sieci do technicznych zdolności przesyłowych sieci; w zakresie wytwarzania ciepła to stosunek zainstalowanej mocy cieplnej źródeł służących do zaopatrzenia odbiorców w ciepło do przyłączeniowej mocy cieplnej.

*u* - współczynnik zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat, ograniczający nadmierny wzrost opłat ponoszonych przez odbiorców. „*u*” to stosunek publikowanych każdego roku przez Prezesa URE: średniej jednostkowej ceny z wytwarzania ciepła, a dla przesyłania i dystrybucji średniej jednostkowej stawki przesyłowej (*C<sub>s</sub>*), do planowanej przez przedsiębiorstwo ceny albo stawki przesyłowej na pierwszy rok stosowania taryfy (*C<sub>p</sub>*). Realizując zasady wynikające z art. 45 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne i z § 26 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia taryfowego, Prezes URE kształtuje „*u*” obliczone zgodnie ze wskazanym algorytmem w przedziale „+/-” 15%.

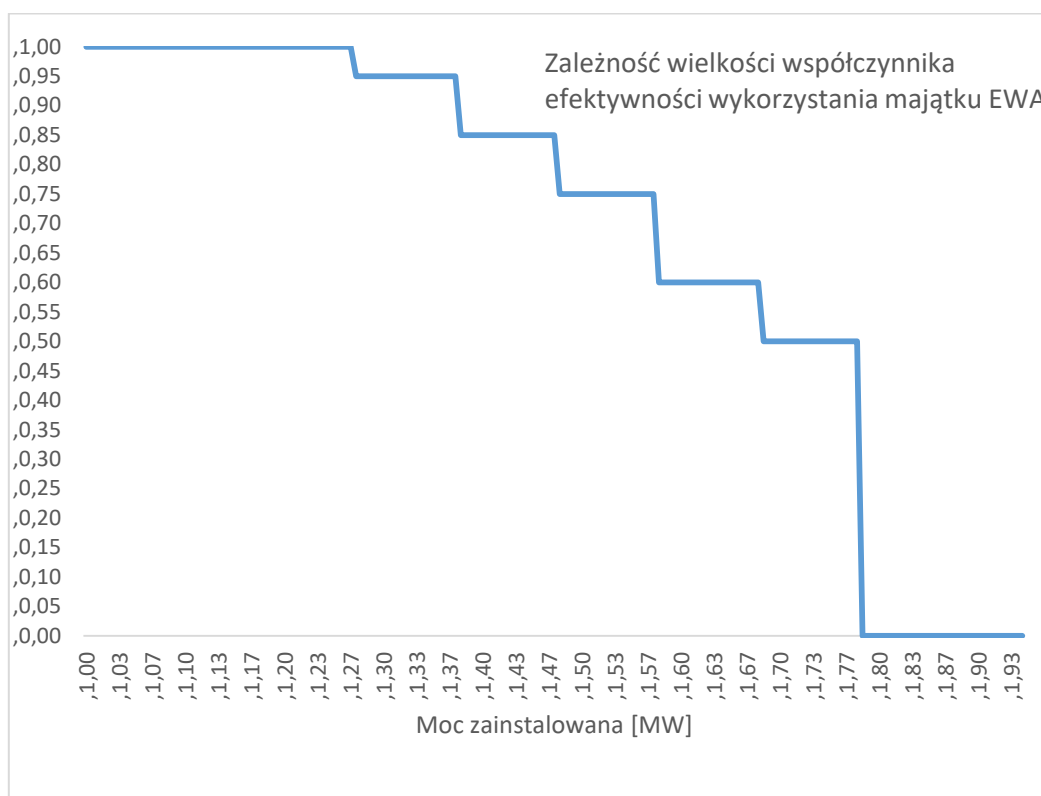
Przytoczone zależności przewidują dwa odrębne przypadki, które zależą bezpośrednio od sytuacji rynkowej i charakterystyki działalności ogółu przedsiębiorstw ciepłowniczych w roku poprzednim. Jeżeli iloczyn wsk. *A* (oznaczenie w obrębie przytoczonych wzorów) i przychodu regulowanego z roku *n-1* jest mniejszy od planowanego przychodu regulowanego na rok *n*, wówczas musi być spełniony warunek, wg którego planowany przychód regulowany nie może być większy niż suma kosztów uzasadnionych i zwrotu z kapitału obliczanego jako iloczyn wartości regulacyjnej aktywów (*WRA*) oraz średnioważonego kosztu kapitału. W tym przypadku zależność nie uwzględnia współczynników regulujących zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność ciepłowniczą.

Z odmienną sytuacją mamy do czynienia, gdy iloczyn przychodu regulowanego w roku *n-1* i wsk. *A* jest mniejszy od planowanego przychodu regulowanego. Wówczas zwrot z kapitału w zależności określającej wysokość planowanego przychodu regulowanego występuje w iloczynie ze współczynnikami regulującymi jego wysokość (ozn. *B*).

$$B = u \times \frac{WACC}{100} \times WRA \times EWA$$

Pierwszy z nich,  $u$  określany jest jako iloraz średniej ceny z wytwarzania ciepła we wszystkich systemach w kraju w roku  $n-1$  (publikowanej przez URE) oraz ceny planowanej przez przedsiębiorstwo we wniosku o zatwierdzenie taryfy. Ponadto, współczynnik ten umożliwia URE zregulowanie wysokości zwrotu z kapitału w sytuacji, której planowany przychód regulowany skutkuje zbyt wysoką jednostkową ceną dla odbiorcy końcowego.

Istniejący problem pokazano **na przykładzie skutków wg Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 34/2018**. Z punktu widzenia inwestowania w odnawialne źródła energii, a szczególnie te pogodowo zależne, kluczowym zdaje się być drugi współczynnik regulujący dopuszczalny zwrot na kapitale, a mianowicie EWA. Jest on zdefiniowany jako wskaźnik wykorzystania majątku wytwórczego i przyjmuje określone wartości w zależności od stosunku mocy zainstalowanej i mocy zamówionej przez odbiorców końcowych. Zmienność EWA, określona w wytycznych do kalkulacji taryf przedstawiona została na poniższym wykresie.



Rys. 21 Zmienność współczynnika EWA wg Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 34/2018

Współczynnik EWA ma w zamyśle chronić odbiorców końcowych przed sztucznym podnoszeniem cen ciepła przez przedsiębiorstwa energetyczne wskutek w kalkulowaniu w przychód regulowany zwrotu z majątku nieeksploatowanego. Niestety, sprawdza się on jedynie w przypadku źródeł stabilnych. W obliczu transformacji wyrażającej się poprzez odchodzenie od źródeł konwencjonalnych

w celu ograniczenia kosztów działalności - rosnące koszty paliw i uprawnień do emisji, konieczność dostosowania majątku wytwórczego do unijnych dyrektyw MCP/LCP, uzyskanie statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego” wg dyrektywy o efektywności energetycznej - stosowanie w kalkulacji współczynnika EWA w obecnej formie, może się okazać przeszkodą generującą znaczne trudności i zniechęcającą przedsiębiorstwa do realizacji narzuconych oraz obranych celów poprzez inwestycje w ekonomicznie opłacalne źródła OZE pogodowo zależne. Źródła pogodowo zależne (nawet w przypadku zastosowania magazynów ciepła) nie mogą zastępować stabilnych źródeł konwencjonalnych w stosunku 1:1. W związku z powyższym, przyrost mocy zainstalowanej w systemie wskutek inwestowania w OZE pogodowo zależne bez jednoczesnego przyrostu mocy zamówionej przez odbiorców przełoży się bezpośrednio na wartość współczynnika EWA ograniczającego dopuszczalny poziom zwrotu z kapitału wkalkulowywanego w stawki przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Ograniczanie produkcji ciepłowniczej przez zastosowanie OZE pogodowo zależnych przy zastosowaniu pomocy publicznej może być opłacalne ekonomicznie, a mimo to potencjalne wyniki inwestycji mogą być ograniczane przez zastosowanie wykorzystywanej obecnie metodyki kalkulacji przychodu regulowanego.

Aby zobrazować wpływ współczynnika EWA na wysokość przyznawanego zwrotu na kapitale i finalnie na przychód regulowany przedsiębiorstwa ciepłowniczego przeprowadzono symulację, w której uwzględniono przyrost mocy zainstalowanej na skutek prowadzonej inwestycji w kolektory słoneczne na bazie następujących założeń.

Wariant bazowy:

Moc zainstalowana (kotły węglowe - baza)	18 MW
Moc zamówiona przez odbiorców	18 MW
Sprzedaż ciepła w roku n	106 000 GJ
Koszt węgla	500 PLN/t
Wartość opałowa węgla	22 GJ/t
Koszt uprawnień do emisji	80 zł/t
Emisyjność produkcji	95 kg/GJ
Ku planowane na rok n (baza)	4 500 000 PLN
WRA planowane na rok n (baza)	3 000 000 PLN

Wskaźniki (dane 2018):

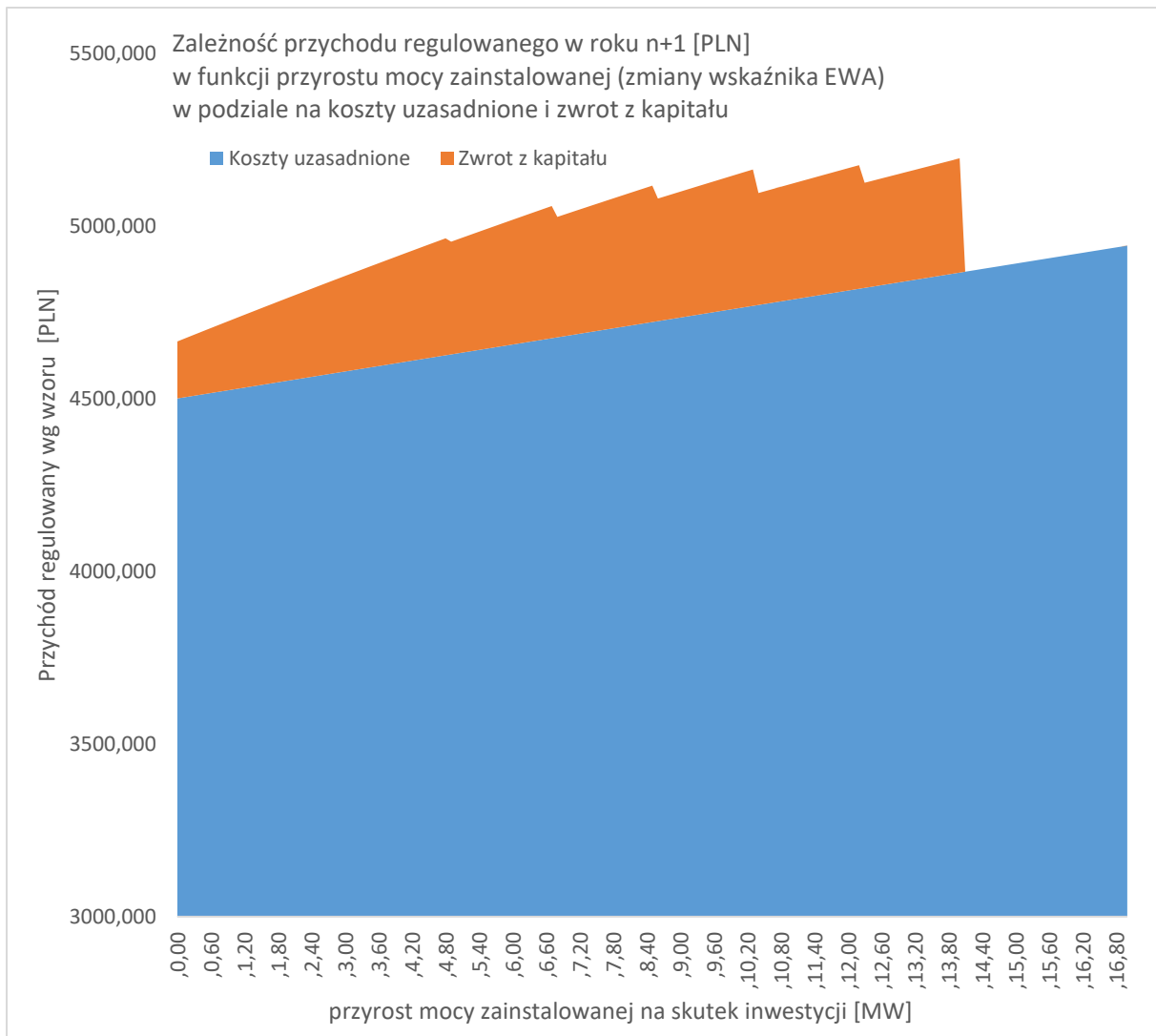
RPI	2,00%
k	4,84%
z	42,07%
WACC	6,4310%
Cs	37,86 zł/GJ

*Inwestycja:*

<i>Moc zainstalowana</i>	<i>1-17 MW</i>
<i>CAPEX</i>	<i>1 465 000 PLN/MW</i>
<i>OPEX (łącznie)</i>	<i>30 000 PLN/MW</i>
<i>CF (wykorzystanie mocy zainstalowanej)</i>	<i>600 h/rok</i>
<i>Stopa amortyzacji</i>	<i>7%</i>
<i>Dotacja</i>	<i>40%</i>

**Założono, że cała inwestycja zostanie oddana w roku n-1 i będzie miała pełen wpływ na taryfę roku n+1 (taryfowanie co roku).** Posłużono się takim założeniem, aby pokazać wzrost kosztów uzasadnionych na skutek prowadzonej inwestycji w kolektory słoneczne i zmniejszenie kosztów OPEX w tym samym zakresie z tytułu ograniczenia kosztów węgla oraz uprawnień do emisji. Przeprowadzając inwestycję w roku n-1 przedsiębiorstwo nie wykaże zmiany kosztów operacyjnych w tym roku, co będzie miało wpływ na ustalenie poziomu kosztów uzasadnionych w roku n. Pełen wpływ inwestycji na koszty działalności będzie można wykazać dopiero w roku n+1. Ponadto, założono, że wskutek inwestycji moc zamówiona i wolumen ciepła sprzedawanego odbiorcom nie wzrosną, a ograniczanie produkcji węglowej wpłynie jedynie na koszty węgla i uprawnień do emisji. Przy takich założeniach wyznaczono WRA roku n+2 na podstawie WRA bazowego powiększonego o WRA planowanej inwestycji. Należy zwrócić uwagę na to, że wartość wskaźników wykorzystanych do symulacji odnosi się do roku 2017. Będzie to miało największy wpływ na symulowaną wartość przychodu regulowanego ze względu na średnią jednostkową cenę wytwarzania (Cs), która ze względu na rosnące ceny węgla i uprawnień do emisji powinna stale rosnąć.





Rys. 22 . Zmienność przychodu regulowanego w funkcji przyrosty mocy zainstalowanej: podział

Na podstawie przeprowadzonej symulacji uwidacznia się wpływ potencjalnych inwestycji w źródła pogodowo zależne (bez zrzucania mocy istniejących) na wartość przychodu regulowanego obliczanego wg wzoru URE i jego składniki. Przy założonym, stałym współczynniku wykorzystania mocy kolektorów słonecznych, większa moc zainstalowana inwestycji będzie oznaczała proporcjonalnie większe ograniczenie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstwa z tytułu ograniczenia kosztów paliwa i uprawnień do emisji. Z drugiej strony, dodatkowa amortyzacja spowoduje wzrost kosztów uzasadnionych, który przy przyjętych założeniach przewyższa wspomniane ograniczenie i powoduje wzrost łącznego poziomu kosztów uzasadnionych prowadzonej działalności. Wraz z rosnącą wielkością planowanej inwestycji powinna stale rosnać również oczekiwana wartość zwrotu z kapitału. Jednakże dzieje się tak jedynie do pewnego momentu ponieważ wzrost mocy zainstalowanej bez wzrostu mocy zamówionej przez odbiorców powoduje spadek współczynnika regulacyjnego EWA, co przekłada się na ograniczanie zwrotu z kapitału. Największy udział zwrotu z kapitału w przychodzie

regulowanym uzyskano dla mocy kolektorów 8,5 MW i wyniósł on 7,72%, co odpowiada wartości EWA 0,85. Poniżej tej wartości udział zwrotu z kapitału w przychodzie regulowanym znacznie spada.

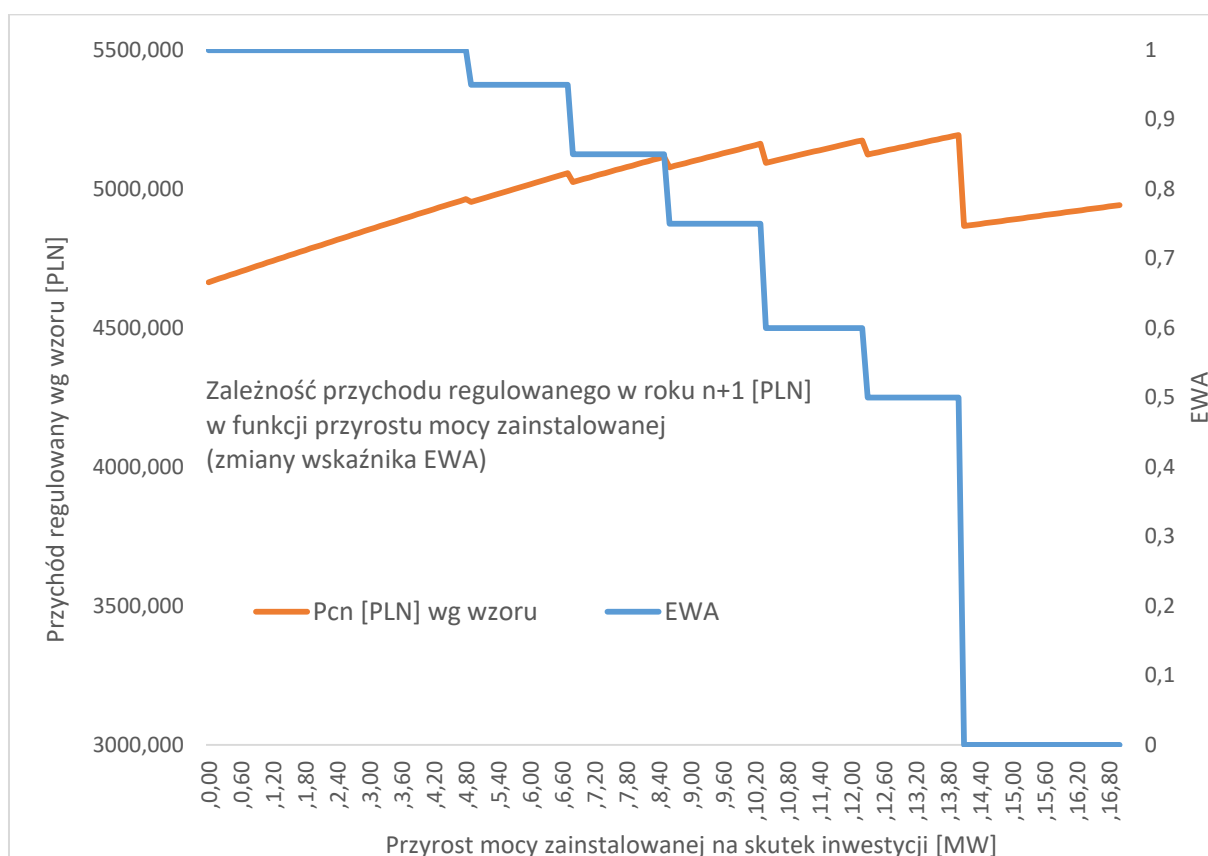
Wg wzoru URE, inwestycja w kolektory słoneczne o mocy ok. 14 MW spowoduje całkowite obciążenie dopuszczalnego zwrotu (EWA równa 0) na całym kapitale przedsiębiorstwa. Wówczas, w rozpatrywanym przypadku, poziom przychodu regulowanego uplasuje się na poziomie ok. 4,9 mln zł. Jest to taka sama wartość jak w przypadku w inwestycji w kolektory o mocy ok. 3 MW, kiedy to współczynnik EWA równa się 1.

Z punktu widzenia wysokości przychodu regulowanego obliczanego wg wzoru URE nie ma to znaczenia. Większa inwestycja spowoduje wzrost kosztów uzasadnionych (z uwagi na zwiększoną amortyzację, mimo ograniczania kosztów paliwa i CO<sub>2</sub>), które zastąpią zwrot na kapitale w przypadku mniejszej inwestycji, a cena ciepła będzie zbliżona. Jednakowoż, należy zauważyć, że taki stan rzeczy ma dwie podstawowe reperkusje:

- Większa inwestycja spowoduje, że prowadzona działalność, mimo poniesionych znacznie większych nakładów inwestycyjnych, wyeliminuje ze względu na stosowany wskaźnik efektywności EWA, zwrot na całym kapitale przedsiębiorstwa. Taki stan rzeczy (o ile z czasem nie będzie zmieniony potrzeba obniżania cen ciepła i realizacji zobowiązań w zakresie OZE i ochrony środowiska) może zniechęcać do prowadzenia inwestycji w źródła pogodowozależne, w dużym stopniu uniezależniające przedsiębiorstwa ciepłownicze od kosztów paliwa i emisji dwutlenku węgla, co z uwagi na stale rosnące ceny na rynkach, jest bardzo korzystne.
- W związku z powyższym, preferowane mogą być małe inwestycje w źródła pogodowozależne, które pozwolą na spełnienie warunków programu „Ciepło z OZE”, ale będą miały jedynie szczątkowy udział w produkcji. Kolektory słoneczne o mocy 3 MW, w rozpatrywanym przypadku wygenerują jedynie 4-6% zakładanego wolumenu sprzedaży, co z punktu widzenia osiągnięcia wysokiego udziału OZE, a co za tym idzie statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego”, będzie miało bardzo niewielkie znaczenie. Reszta wymaganego wolumenu pokrywana będzie przy pomocy kotłów biomasowych, które mogą zastąpić moce węglowe nie powodując obciążenia zwrotu na kapitale. Taka tendencja obserwowana była w wynikach zebranych na wcześniejszych etapach prac nad programem „Ciepło z OZE” kwestionariuszy FiP. Należy zaznaczyć, że jest to bardzo niekorzystne z punktu widzenia uzależniania się przedsiębiorstw od innego rodzaju paliwa, którego podaż, podobnie jak w

przypadku węgla, jest ograniczona i przez to może okresowo windować ceny paliwa i ceny ciepła.

Poniżej przedstawiono wykres symulacji łącznego przychodu regulowanego w zestawieniu z wartościami współczynnika EWA, skokowo zmieniającymi się wraz z przyrostem mocy zainstalowanej (bez przyrostu mocy zamówionej przez odbiorców).



Rys. 23. Zmienność przychodu regulowanego w funkcji przyrosty mocy zainstalowanej: ogółem w zestawieniu z EWA

Aby uniknąć wskazanych problemów z taryfowaniem źródeł pogodowozależnych, należy, przede wszystkim zwrócić uwagę URE na występujący problem. W celu sprawnego przeprowadzenia programu wsparcia zmierzającego do transformacji Polskiego sektora ciepłowniczego w kierunku odejścia od paliw kopalnych konieczna jest współpraca z regulatorem, w gronie eksperckim uwzględniającym przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych, w celu wypracowania efektywnych i stosownych rozwiązań prawno-administracyjnych.

Być może możliwe jest rozwiązanie w ramach obowiązujących zasad taryfowania. Warto zwrócić tu uwagę, że w przytoczonej na początku informacji Prezesa URE dot. zasad obliczania zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność ciepłowniczą znajduje się zapis:

*W indywidualnych, uzasadnionych ekonomicznie okolicznościach, przy zachowaniu zasady ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat oraz biorąc pod uwagę poprawę efektywności prowadzonej działalności, można zastosować wyższą wartość wskaźnika EWA niż wynikającą z przedstawionych poniżej zasad. W szczególności takimi okolicznościami może być brak ekonomicznych warunków do podjęcia działań poprawiających efektywność wykorzystania aktywów albo jeżeli przemawiają za tym względy techniczne lub bezpieczeństwa energetycznego dostawy ciepła.*

*Z rozmów z przedsiębiorcami wynika, że nie jest on jednak w praktyce stosowany. Objęcie przedsiębiorstw ciepłowniczych inwestujących w źródła pogodowo zależne, zwiększających tym samym efektywność prowadzonej działalności pod kątem zagospodarowania dostępnego potencjału źródeł pierwotnych, możliwością skorzystania z powyższego zapisu mogłoby rozwiązać problem. Bez wątpienia, koniecznym jest jednak doprecyzowanie zasad realizacji przytoczonego powyżej fragmentu informacji Prezesa URE. Problem ten można zminimalizować zwiększając poziom dotacji do inwestycji w OZE, ale nie byłoby to rozwiązanie optymalne, ani docelowe. Kluczowe jest jednak uwzględnienie konieczności zmian w polityce energetycznej, skonkretyzowanie ich w „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu” oraz rozpoczęcie dyskusji nad zmianą rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, a także odpowiednią zmianą ustawy o odnawialnych źródłach energii i rozporządzeń wykonawczych.*

*Lata 2020/2021 potwierdziły wolę zmian na rzecz promocji źródeł zeroemisyjnych i internalizacji kosztów środowiskowych i klimatycznych w polskich ciepłowniach. Zapowiedzią zmian stała się Informacja Prezesa URE (nr 71/2020) zmiany modelu regulacyjnego dla ciepłownictwa, który ma wspierać inwestycje i transformację sektora. W tym kierunku idą też prace w Ministerstwie Klimatu i Środowiska nad strategią dla ciepłownictwa.*

### *9.3. Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła*

*Planowane do zasilenia przez Demonstrator Technologii Osiedle Mieszkaniowe usytuowane w Końskie przy ul. Warszawskiej/Wojska Polskiego/Armii Krajowej zostało poddane termomodernizacji, dlatego też w przypadku realizacji inwestycji nie wystąpi radykalna zmiana zapotrzebowania na ciepło.*

<p><b>Termomodernizacja</b></p>	<p>Nie dotyczy (termomodernizacja w blokach mieszkaniowych osiedla „Warszawska” planowanych do ogrzania przez Demonstrator została wykonana w ubiegłych latach została przeprowadzona w planowanych do ogrzewania przez Demonstrator budynkach).</p>
<p><b>Zmiana ceny nośników energii</b></p>	<p>Aktualnie obserwujemy istotne zmiany cen nośników energii, w szczególności gazu. Mając na uwadze fakt, że planowany demonstrator technologii będzie bazował na głównym nośniku energii pochodzącym z odnawialnych źródeł energii cena nośnika energii nie będzie miała znaczenia ze względu na specyfikę jego pozyskania. Demonstrator korzystał będzie ze źródła, które nie podlega regulacjom cenowym. Zmiana (wzrost) cen konwencjonalnych nośników energii będzie sprzyjał zainteresowaniem planowanej do wdrożenia technologii bazującej na odnawialnych źródłach energii.</p> <p>Aktualnie PEC w Końskie posiada 9 kotłów wodnych:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- dwa kotły wodne o mocy 35 MW jest opalane węglem kamiennym</li> <li>- 5 kotłów wodnych o mocy 4.3 MW opalane gazem ziemnym</li> </ul>
<p><b>Zmiana liczby odbiorców</b></p>	<p>Mając na uwadze statystyki dotyczące mieszkańców miasta Końskie wskazują, że znaczny ubytek ludności już nastąpił (ok 20% w ciągu 20 lat). Analizując statystyki znaczne zmniejszenie liczby ludności nastąpiło w latach 2005-2015. Wynika to głównie z emigracji ludności w celu poszukiwania pracy zagranicą. Od 2016 roku ubytek jest już nieznaczny i wynika bardziej z sytuacji demograficznej.</p> <p>Mając na uwadze specyfikę technologii zmiana liczby ludności nie będzie miała znaczenia. Wynika to:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- z znacznego spowolnienia zmiany liczby mieszkańców</li> <li>- korzystanie z technologii przez osiedla z budynkami wielorodzinnymi gdzie nie wprowadza się znacznych ograniczeń w ogrzewaniu pojedynczego mieszkania. Czy</li> </ul>

	<p>mieszkanie zamieszkuje 1 czy kilka osób ogrzewa się je praktycznie tak samo. Oszczędności można wprowadzać znacznie większe w przypadku domów jednorodzinnych, gdzie wyłącza się z ogrzewania dane poziomy, czy pomieszczenia.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- w grupie osób starszych, a zwłaszcza powyżej 60 lat, zdecydowanie więcej osób zamieszkuje teren miasta (dane statystyczne). Osoby starsze będą zamieszkiwać obiekty typu lokale w budynkach wielorodzinnych ze względu na wygodę, dostęp do podstawowych usług, odciążenie w zarządzaniu nieruchomością. Jest to typowy europejski trend, który potwierdza się również w Polsce. Należy spodziewać się prawie 100% obłożenia lokali w obiektach wielorodzinnych.</li> <li>- Strategia Rozwoju Miasta i Gminy Końskie do 2032 roku wskazuje, że następuje zwiększenie się odbiorców ciepła z PECu od roku 2015 do 2019 r pomimo zmniejszającej się liczby mieszkańców</li> <li>- Możliwość zmniejszenia powierzchni kolektorów słonecznych służących do produkcji ciepła poprzez ich częściowe (sekcjami) wyłączenia choć wydaje się to najmniej prawdopodobne i potrzebne.</li> </ul>
<p><b>wprowadzania nowego rodzaju usług</b></p>	<p>Możliwość poszukiwania rozwiązań, które umożliwią w ramach technologii zaoferować nową usługę w postaci chłodzenia</p>

### **Skalowalność oraz replikowalność Technologii Ciepłowni Przyszłości.**

Proces zarówno skalowalności jak i replikowalności w przypadku planowanej technologii jest możliwy.

Jedynym ale kluczowym ograniczeniem jest tutaj: dostępność właściwego terenu pod umiejscowieniem technologii Demonstratora z założeniem stosunkowo nieodległych lokalizacji odbiorców ciepła. Im bliżej odbiorców zlokalizowany zostanie Demonstrator technologii tym mniejsze straty w przesyłce.

Czynnik „dostępności” odpowiedniego terenu ten jest ograniczeniem w każdej inwestycji o tego typu skali.

Większość inwestycji o skali produkcyjnej wymaga odpowiedniego terenu oraz sytuacji formalno – prawnej (możliwości środowiskowe, ograniczenia dotychczas istniejącej infrastruktury, brak lub istniejący Miejscowy Plan Zagospodarowania Terenu).

## 10. Obliczenia

Poniżej przedstawiono zestawienie pakierów technologii OZE zastawianych w Demonstratorze

*Tabela 12. Kolektory słoneczne*

Parametr lub wynik obliczeń	Wartość lub miano	Jednostka
Rodzaj kolektorów	Płaskie	brak
Nominalna moc kolektora	11,20	kW
Sprawność optyczna	0,874	-
Współczynnik temperaturowy wymiany ciepła (liniowy)	3,16	W/(m <sup>2</sup> K)
Współczynnik temperaturowy wymiany ciepła (kwadratowy)	0,0098	W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )
Nachylenie kolektorów	32,5	°
Kąt azymutalny	0	°
Powierzchnia kolektorów	9550	m <sup>2</sup>
Sprawność roczna	43,15	%
Produkcja energii	4533,00	MWh

*Tabela 13. Kocioł elektryczny zasilany energią z farm wiatrowych (P2H)*

Parametr lub wynik obliczeń	Wartość lub miano	Jednostka
Rodzaj kotła	Oporowy	brak
Nominalna moc grzewcza	1000	kW
Sprawność konwersji energii elektrycznej w ciepło	1	-
Ustawiona temperatura czynnika grzewczego	zmienna zależna od T_CO i czasu	°C
Konsumpcja energii elektrycznej		MWh
Produkcja energii termicznej	675,20	MWh

*Tabela 14. Magazyn ciepła sezonowy (PTES)*

Parametr lub wynik obliczeń	Wartość	Jednostka
Ciepło właściwe czynnika roboczego	4,19	kJ/kg K
Pojemność	55333	m <sup>3</sup>
Minimalna temperatura operacyjna dostarczania ciepła	47,89	°C
Maksymalna temperatura operacyjna dostarczania ciepła	88,92	°C
Energia termiczna zmagazynowana	4533,00	MWh

*Tabela 15. Szczytowe źródło ciepła (kocioł węglowy WR-15)*

<i>Parametr lub wynik obliczeń</i>	<i>Wartość lub miano</i>	<i>Jednostka</i>
Technologia źródła ciepła	Kocioł rusztowy	brak
Rodzaj paliwa	węgiel	brak
Nominalna moc grzewcza	15	MWh
Produkcja energii termicznej	604,6	MWh

*Tabela 16. Parametry sieci i odbiory ciepła*

<i>Dane, parametry lub wynik obliczeń</i>	<i>Wartość lub miano</i>	<i>Jednostka</i>
Długość sieci ciepłowniczej	2,0	km
Liczba budynków ogrzewanych przez sieć ciepłowniczą	13	-
Powierzchnia ogrzewanych budynków	45222	m <sup>2</sup>
Minimalna przyłączeniowa moc grzewcza pojedynczego budynku	98,5	kW
Maksymalna przyłączeniowa moc grzewcza pojedynczego budynku	349,4	kW
Średnia przyłączeniowa moc grzewcza pojedynczego budynku	243,5	kW
Wymagana całkowita moc grzewcza w sieci ciepłowniczej	3,513	MW
Roczne średnie zapotrzebowanie na ogrzewanie pojedynczego budynku	305,9	MWh/budynek
Roczne średnie zapotrzebowanie na ogrzewanie na jednostkę powierzchni budynku	88,9	kWh/m <sup>2</sup>
Roczne zapotrzebowanie na ogrzewanie wszystkich budynków	3977	MWh
Roczne średnie zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową na jednostkę powierzchni budynku	27,5	kWh/m <sup>2</sup>
Roczne zapotrzebowanie na energię termiczną do przygotowania ciepłej wody użytkowej	1244	MWh

Powyższe wyniki założeń i modelowania w programie TRYNYSYS v.18 doprowadziły do obliczenia następujących wyników - bilansu ciepła Demonstratora Technologii w ujęciu rocznym – tabela 17.



Tabela 17 Roczny bilansu ciepła Demonstratora Technologii

miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło [%]	Zapotrzebowanie na ciepło [MWh]	Generacja z PKS [MWh]	Ciepło z PKS do PTES [MWh]	Ciepło z PTES do sieci [MWh]	Ciepło z kotła elektr.o [GJ]	Ciepło z kotła WR-15 [MWh]	Ciepło dogrzewania - kontrola [MWh]
kwiecień	5,98%	303	518	517	145,1	119,6	47,9	10,4
maj	1,64%	83,2	813	812	87,3	-	4,6	6,6
czerwiec	1,59%	81	539	538	83,9	-	4,3	5,9
lipiec	1,64%	83,2	557	556	86,2	-	4,8	5,8
sierpień	1,64%	83	616	615	86,0	-	5,2	5,6
wrzesień	1,59%	80,5	345	344	83,4	-	5,3	5,6
paździer.	6,51%	330	150,6	149,7	333	-	6,0	7,8
listopad	13,11%	664,3	171,6	171,1	663	-	11,5	8,2
grudzień	17,49%	887	154,8	154,5	823	-	75,4	9,0
styczeń	17,28%	875,9	188,2	187,8	659	79,1	149,3	10,1
luty	16,99%	861	181,5	181,1	507,4	196	167,6	9,0
marzec	14,53%	736,6	305,9	305,6	343	280,7	122,7	10,2
<b>SUMA</b>		<b>5 069</b>	<b>4 540</b>	<b>4 533</b>	<b>3 899</b>	<b>675</b>	<b>605</b>	<b>94</b>

Obliczeni udziału energii z OZE w demonstratorze dokonano z wykorzystaniem wzoru zdefiniowanego przez zamawiającego:

$$\text{Udział OZe} = \frac{Z \text{ magazynu} + \text{OZE}}{Z \text{ magazynu} + \text{OZE} + \text{czarna}} * 100\%$$

Gdzie:

- *Z magazynu* – ilość energii cieplnej pobranej z magazynu sezonowego (w przypadku Demonstratora jest to energia wytworzona w danym roku przez pole kolektorów słonecznych),
- *OZE*– energia z OZE wprowadzona wprost do demonstratora. W omawianym przypadku była to energia cieplna wytworzona przez kocioł elektryczny zasilany energią elektryczną z OZE,

- Czarna - ilość energii cieplnej wprowadzonej do demonstratora z kotła węglowego oraz dogrzewu elektrycznego zgodnego z wytycznymi NCBR.

Dane wykorzystane w obliczeniach prezentuje poniższa tabela:

Tabela 18: Procentowy udział oraz ilość energii cieplnej wprowadzonej do demonstratora z poszczególnych źródeł (zaokrąglenie do 1 miejsca po przecinku).

<b>źródło</b>	<b>Ciepło wprowadzone do sieci MWH</b>	<b>Udział ciepła [%]</b>
Energia z kotła elektrycznego	675,2	12,80%
Energia słoneczna po wyjściu z magazynu PIT	3899,4	73,95%
Węgiel (kocioł WR-15)	604,6	11,46%
Dogrzew elektryczny CO i CWU	94,2	1,79%
<b>SUMA</b>	<b>5273,4</b>	<b>100,0%</b>

Podstawiając do wzoru otrzymujemy:

$$\text{Udział OZe} = \frac{3899,4 + 675,2}{5273,4} * 100\% = 86,75\%$$

Jest to udział niższy o 3,4 pp. w stosunku do udziału zakładanego we wniosku.

Kalkulacji LCOH dokonano zgodnie z następującym wzorem:

$$LCOH = \frac{\sum_{i=0}^{25} \frac{CAPEX_i + OPEX_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^{25} \frac{\text{energia}_i}{(1+r)^i}}$$

Gdzie:

- $CAPEX_i$  – Suma nakładów inwestycyjnych ponoszonych w roku  $i$
- $OPEX_i$  – Suma kosztów operacyjnych ponoszonych w roku  $i$
- $r$  -stopa procentowa
- $\text{energia}_i$  – Suma energii cieplnej dostarczonej do odbiorców finalnych w roku  $i$

Innymi słowy, jest to iloraz sumy zdyskontowanych kosztów całkowitych funkcjonowania demonstratora oraz sumy zdyskontowanej uzyskanej energii cieplnej w analizowanym okresie eksploatacji demonstratora.

Jako stopę procentową, zgodnie z wytycznymi przyjęto wartość 3%

- Nakłady inwestycyjne ponoszone są jedynie w roku 0, zatem:

$$\sum_{i=0}^{25} \frac{CAPEX_i}{(1,03)^i} = 53\,457\,236\text{zł}$$

- Nakłady operacyjne nieco inne w każdym roku, a szczegółowe wartości dla każdego z 26 lat eksploatacji inwestycji można zobaczyć w arkuszu stanowiącym załącznik do niniejszego dokumentu
- Uzysk energii cieplnej jest inny w roku 0, gdy demonstrator rozpoczyna pracę w kwieniu, a magazyn sezonowy musi zostać naładowany, oraz w latach 1-25 gdy prognoza produktywności poszczególnych źródeł jest stała. Szczegółowe wartości można znaleźć w arkuszu stanowiącym załącznik do tego dokumentu.

Wyniki analiz ekonomicznych oraz obliczenia LCoH podano w rozdziale 4. Uzyskano uśredniony zdyskontowany koszt ciepła, w pierwszych 25 latach eksploatacji demonstratora na poziomie 235,45 zł/GJ.

## 11. Potencjał rozwojowy technologii

W trakcie projektowania demonstratora w zakładzie ciepłowniczym w EC Końskie zidentyfikowaliśmy następujące kierunki możliwego rozwoju zaproponowanych technologii

1. Uważamy, że największy wpływ na poprawienie wydajności i sprawności całej instalacji będzie miało zastosowanie pomp ciepła. Aktualnie sezonowe magazyny energii pracują w zakresie temperaturowym 50:95 °C. Po zastosowaniu pomp ciepła zakres temperaturowy ich efektywnego wykorzystania zostałby znacznie poszerzony. Możliwe byłoby zastosowanie sezonowego magazynu ciepła typu PTES na ograniczonej powierzchni zabudowy. Pompy ciepła dałyby też możliwość bezpośredniego zintegrowania systemu z istniejącymi w Polsce sieciami ciepłowniczymi a po zainstalowaniu ich przy odbiorcach zredukować można straty przesyłowe.
2. Kolejnym elementem, który naszym zdaniem przyczyniłby się do większej sprawności systemów ciepłowniczych jest rozproszony system magazynów krótkoterminowych, które pomogłyby zbilansować zapotrzebowanie dobowe na ciepło w okresie zimowym a poza sezonem grzewczym

pełniły by rolę krótkoterminowych magazynów ciepłej wody użytkowej. Rozwiązanie to również pozwoliłoby zredukować straty przesyłowe układów ciepłowniczych.

3. Do poprawy bilansu ekonomicznego i redukcji kosztów OPEXowych przyczynić się mogą zintegrowane farmy fotowoltaiczne gdyż wyprodukowana energia elektryczna byłaby na bieżąco konsumowana przez farmę solarną oraz poprawiającą parametry układu pompę ciepła.

## 12. Dane Wykonawcy

Konsorcjum **RAFAKO Innovation Sp. z o.o.** i **EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.**

**RAFAKO Innovation Sp. z o.o.**

ul. Łąkowa 33  
47-400 Racibórz  
NIP 639 201 57 02  
REGON 380711844

oraz

**EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.**

ul. Fletniowa 47B  
03-160 Warszawa  
NIP 524 240 03 49  
REGON 017349130

## 13. Załączniki

Model numeryczny Demonstratora Technologii:

- arkusz kalkulacyjny z zestawieniem danych liczbowych opisujących System Demonstracyjny,
- szczegółowy opis Technologii Ciepłowni Przyszłości.