

Ciepło z OZE

Założenia do ustanowienia przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej programu wsparcia dla ciepłownictwa w zakresie budowy, modernizacji i rozwoju systemów ciepłowniczych współpracujących z OZE i magazynami ciepła

Instytut Energetyki Odnawialnej

na zlecenie

Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Autorzy:

Grzegorz Wiśniewski

Andrzej Curkowski

Bartłomiej Pejas

Stanisław Gołębiowski

Katarzyna Michałowska-Knap

Aneta Więcka

Justyna Zarzeczna

Autorzy opracowania składają podziękowania dla Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie za pomoc w przeprowadzeniu ankiety wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych

SPIS TREŚCI

WPROWADZENIE	2
1 ANALIZA UWARUNKOWAŃ I OCENA RYNKU SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH W POLSCE POD KĄTEM MOŻLIWOŚCI STOSOWANIA W NICH OZE WRAZ Z SEZONOWYMI MAGAZYNAMI CIEPŁA	5
1.1 STAN OBECNY ROZWOJU ŹRÓDEŁ CIEPŁA I SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH W PROFESJONALNYCH PRZEDSIĘBIORSTWACH KONCESJONOWANYCH	5
1.2 STAN OBECNY SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH U WYTWÓRCÓW CIEPŁA INNYCH NIŻ KONCESJONOWANE	14
1.3 OTOCZENIE PRAWNE DLA ROZWOJU I REALIZACJI SEKTORA SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH Z OZE I MAGAZYNAMI CIEPŁA ...	18
1.3.1 <i>Uwarunkowania prawne dla rozwoju sektora systemów ciepłowniczych z OZE i magazynami ciepła</i>	18
1.3.2 <i>Uwarunkowania prawne realizacji inwestycji sektora systemów ciepłowniczych z OZE i magazynami ciepła</i>	22
1.4 SCENARIUSZ ROZWOJU CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO W OPARCIU O ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII	25
2 OCENA KRAJOWEGO RYNKU DOSTAWCÓW ROZWIĄZAŃ TECHNICZNYCH, TECHNOLOGII I URZĄDZEŃ	30
2.1 KOLEKTORY SŁONECZNE	31
2.2 KOTŁY NA BIOMASĘ	33
2.3 CIEPŁOWNICZE MODUŁY GEOTERMALNE	34
2.4 MAGAZYNY CIEPŁA W SYSTEMACH CIEPŁOWNICZYCH	34
2.5 ZIELONE ELEKTROGRZEWNICTWO – POWER TO HEAT	39
3 ZAŁOŻENIA, CELE I WSKAŹNIKI PROGRAMU	45
4 RAMOWE WYMOGI TECHNICZNE DLA INSTALACJI CIEPŁOWNICZYCH WSPÓŁPRACUJĄCYCH Z OZE I MAGAZYNAMI CIEPŁA	50
4.1 OGÓLNE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA INSTALACJI WCHODZĄCYCH W SKŁAD SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH Z OZE I MAGAZYNAMI CIEPŁA	50
4.2 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH I INSTALACJI Z KOLEKTORAMI SŁONECZNYMI	50
4.3 WYMAGANIA TECHNICZNE MAGAZYNÓW CIEPŁA	51
4.3.1 <i>Sezonowe magazyny ciepła</i>	51
4.3.2 <i>Krótkoterminowe magazyny ciepła</i>	52
4.4 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA INSTALACJI GEOTERMALNYCH	53
4.5 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA INSTALACJI SPALANIA BIOMASY	54
4.6 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA KONCEPCJI POWER TO HEAT	56
5 ANALIZA KOSZTÓW BUDOWY I OPŁACALNOŚCI TYPOSZEREGU SYSTEMÓW KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH, SYSTEMÓW NA BIOMASĘ, MAGAZYNÓW CIEPŁA ORAZ SYSTEMÓW OGRZEWANIA ELEKTRYCZNEGO ENERGIĄ Z ELEKTROWNI WIATROWYCH	60
6 PRZYKŁADY ZAGRANICZNYCH PROGRAMÓW WSPARCIA	65
6.1 „FEDERALNY PROGRAM WSPARCIA DLA CIEPŁOWNICZYCH SYSTEMÓW SIECIOWYCH 4.0” W NIEMCZECH	65
6.2 PROGRAMY WSPARCIA W INNYCH KRAJACH EUROPEJSKICH	67
6.3 OZE W CIEPŁOWNICTWIE W PROGRAMACH BADAWCZYCH UE (FP7 I H2020)	71
7 ZAŁOŻENIA EKONOMICZNO-FINANSOWE PROGRAMU WSPARCIA	75
8 OCENA SKUTKÓW PROGRAMU „CIEPŁO Z OZE”	85
8.1 EFEKTY RZECZOWE	85
8.2 REDUKCJA EMISJI	85
8.3 EFEKTY SPOŁECZNE I GOSPODARCZE REALIZACJI PROGRAMU	89
9 PODSUMOWANIE	93

Wprowadzenie

Niniejsze opracowanie jest drugim etapem pracy „Systemy ciepłownicze współpracujące z odnawialnymi źródłami energii i magazynami ciepła” realizowanej dla Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) w Warszawie, na podstawie umowy z grudnia 2017 roku. Celem pracy jest ocena potencjału, uwarunkowań technicznych, ekonomicznych i możliwości wprowadzania wszystkich rodzajów OZE, łącznie z magazynami ciepła, do ciepłownictwa oraz wykorzystanie inwestycji w OZE do uzyskania przez przedsiębiorstwa ciepłownicze statusu efektywnego systemu ciepłowniczego i redukcji emisji zanieczyszczeń (spełnienia nowych wymogów unijnych w tym zakresie). Efekty pracy w formie założeń i oceny skutków mają służyć ustanowieniu przez NFOŚiGW programu wsparcia skierowanego na budowę i rozwój systemów ciepłowniczych współpracujących z odnawialnymi źródłami energii i magazynami ciepła.

Kluczowym elementem działań w pierwszym etapie pracy było zorganizowanie konferencji nt. systemów ciepłowniczych współpracujących z OZE i magazynami ciepła, która odbyła się 17 stycznia 2018 roku w Warszawie, w siedzibie NFOŚiGW. Celem konferencji była prezentacja doświadczeń międzynarodowych wraz z technologiczną mapą drogową rozwoju inteligentnych systemów ciepłowniczych oraz wymiana pomiędzy uczestnikami konferencji (traktowanymi jako przyszli beneficjenci programu wsparcia) wstępnych doświadczeń i możliwości. Ponadto podjęto próbę oceny potencjału wykorzystania ciepła i energii elektrycznej z OZE w różnych polskich przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Podstawą do dyskusji były doświadczenia skandynawskie oraz uwarunkowania krajowego ciepłownictwa i rodzimy potencjał przemysłowy i naukowy. Konferencja pozwoliła na wstępne rozpoznanie potrzeb polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz spółdzielni mieszkaniowych w zakresie wykorzystania OZE.

Wydarzenie zapoczątkowało prace nad nowymi, pilotażowymi programami priorytetowymi NFOŚiGW. Zgodnie z wnioskami z konferencji (szczegółowo omówionymi w rozdziale 1), największe potrzeby w zakresie wsparcia w proekologicznej modernizacji systemów ciepłowniczych poprzez zmianę struktury paliwowej istnieją w tych przedsiębiorstwach, które nie spełniają wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego (w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej). Największe zainteresowanie programem wsparcia może być w przedsiębiorstwach o mocach źródeł ciepła od 1 MW do 50 MW (tzw. źródła spalania średniej wielkości), które od br. objęte są przepisami dyrektywy o emisjach przemysłowych. Ze względu na wysoką emisję i stopniowo rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂, największe potrzeby i uwarunkowania ekonomiczne motywujące do podejmowania inwestycji będą występowały w przedsiębiorstwach ciepłowniczych o mocach od 20 MW do 50 MW (funkcjonujących w tzw. systemie ETS, ustanowionym dyrektywą o handlu emisjami), którym stopniowo będą się kończyły derogacje umożliwiające skorzystanie z prawa do bezpłatnego uzyskiwania istotnej (ale obecnie już szybko malejącej z czasem) części uprawnień do emisji.

Powstała też potrzeba pogłębienia wiedzy o technicznych możliwościach inwestycji w OZE w przedsiębiorstwach ciepłowniczych. W tym celu, już po konferencji, Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO) opracował ankietę. Następnie, we współpracy z Izbą Gospodarczą

Ciepłownictwo Polskie (IGCP), w celu lepszego (popartego badaniami) określenia profilu, możliwości technicznych i oczekiwań potencjalnych beneficjentów względem programu dotacji przygotowywanego dla NFOŚiGW, przeprowadzone zostało pogłębione badanie ankietowe wśród przedsiębiorstw energetyki ciepłej, w tym przede wszystkim wśród uczestników konferencji.

W ankiecie, której wyniki omówiono szczegółowo w rozdziale 1, wzięty 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. Jest to próba w pełni reprezentatywna dla polskich systemów ciepłowniczych, a wyniki ankiety i wnioski z konferencji zostały wykorzystane na obecnym - drugim etapie pracy dla NFOŚiGW. Wyniki ankiety potwierdziły duże zainteresowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych budową magazynów ciepła i wykorzystaniem różnych rodzajów OZE, także dotychczas wykorzystywanych w małym lub znikomym zakresie, takich jak energia słoneczna termiczna czy wiatrowa (elektroogrzewnictwo). Wnioski z konferencji i wstępne wyniki badań ankietowych były dyskutowane i konsultowane w środowisku ciepłowników w dniu 21 lutego w Lublinie na konferencji zorganizowanej przez IGCP pt. „Rynek ciepła systemowego”.

Celem niniejszego etapu pracy jest przygotowanie założeń do ustanowienia przez NFOŚiGW programu wsparcia - modernizacji budowy i rozwoju systemów ciepłowniczych współpracujących z OZE i magazynami ciepła, nazwanym wstępnie „**CiepłozOZE**”. Celem samego programu wsparcia ma być kompleksowe i zrównoważone wprowadzanie wszystkich rodzajów odnawialnych źródeł energii do ciepłownictwa systemowego, z uwzględnieniem uwarunkowań lokalnych, dostępu do nowych technologii i aktualnych oraz właśnie wprowadzanych wymogów prawnych dotyczących OZE i ochrony środowiska.

Efektami środowiskowymi realizacji tak określonego programu powinna być jednoczesna redukcja emisji CO₂ (nierozwiązany i wymagający działań w dłuższym okresie problem krajowy) i walka ze smogiem (odpowiedź na bieżący, narastający problem społeczny). Inwestycje w OZE są uznaną i jedną z najskuteczniejszych metod ograniczania emisji gazów cieplarnianych, ale dopiero wprowadzenie OZE do ciepłownictwa systemowego, pozwala im na skuteczną jednoczesną walkę także z niską emisją i smogiem.

Ważnym efektem programu powinno być zwiększenie spadających ostatnio (potwierdzają to dane GUS za 2016 rok) udziałów energii z OZE w bilansie zużycia energii finalnej w Polsce w 2020 roku i, poprzez zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie, wypełnienie przez ciepłownie także innych unijnych wymogów w zakresie energii i środowiska. Zakłada się, że pilotaż programu NFOŚiGW może stanowić otwarcie nowoczesnej ścieżki stopniowej modernizacji przed całym sektorem polskiego ciepłownictwa. Przedsiębiorstwom uczestniczącym bezpośrednio w programie ma pomóc w uzyskaniu statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Dla znacznej części z nich może stać się platformą do dokonania przeskoku do nowej (czwartej) generacji systemów ciepłowniczych (4.0).

Uzupełnieniem programu CiepłozOZE, z uwagi na olbrzymi potencjał innowacyjności (np. magazynowanie energii w ciepłe), powinien być sektorowy program badawczy prowadzony przez przemysł ciepłowniczy, ze wsparciem krajowych ośrodków naukowych.

1 Analiza uwarunkowań i ocena rynku systemów ciepłowniczych w Polsce pod kątem możliwości stosowania w nich OZE wraz z sezonowymi magazynami ciepła

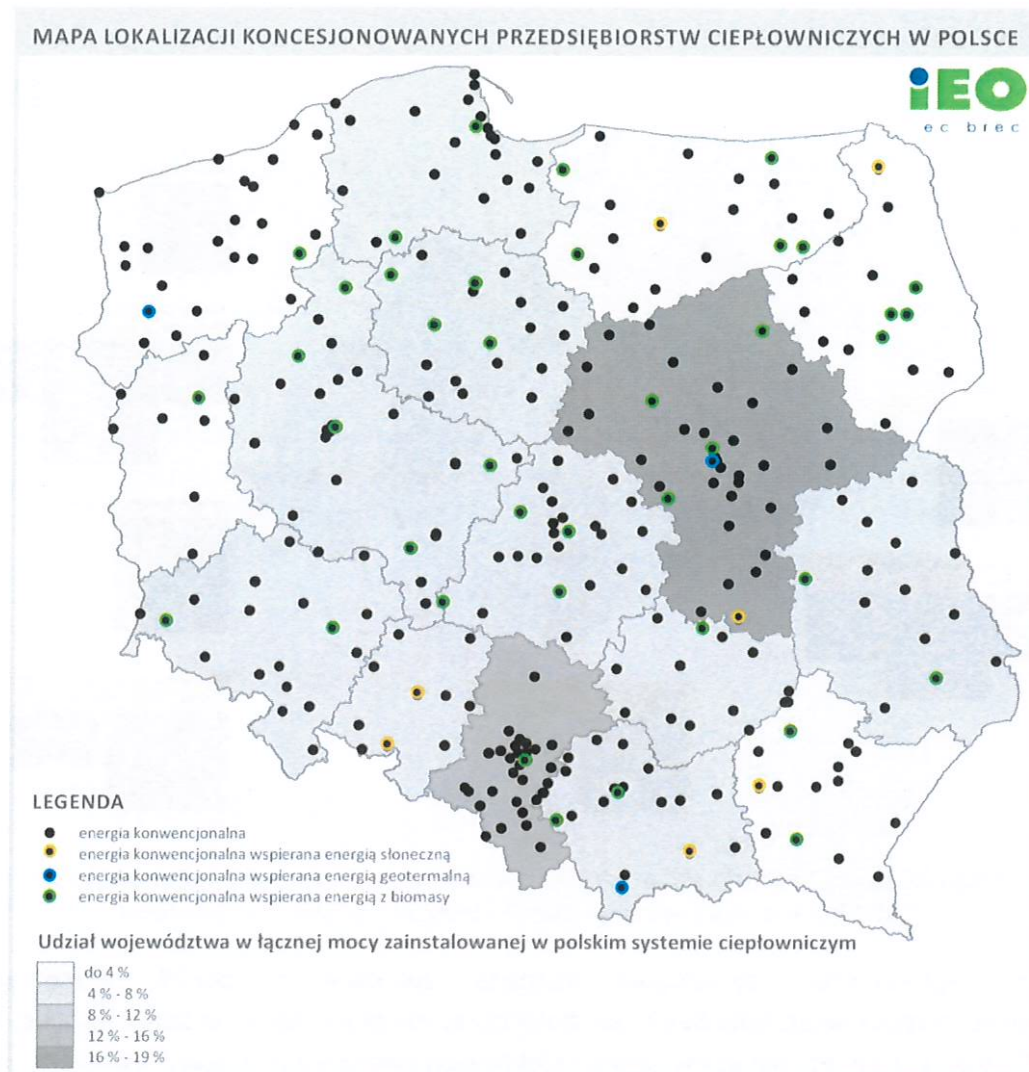
1.1 Stan obecny rozwoju źródeł ciepła i systemów ciepłowniczych w profesjonalnych przedsiębiorstwach koncesjonowanych

Program **CiepłozOZE** docelowo będzie otwarty dla wszystkich podmiotów dostarczających ciepło do sieci ciepłowniczej, ale analiza uwarunkowań i możliwości rozwoju rynku na ciepło z OZE została przeprowadzona w oparciu o dane i doświadczenia **koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych**. W dalszej części rozdziału analiza została uzupełniona perspektywą odbiorców końcowych ciepła, w tym w szczególności tradycyjnie największej grupy - **spółdzielni mieszkaniowych**, które występują (podobnie jak wspólnoty mieszkaniowe czy właściciele mieszkań na wynajem) zarówno w roli odbiorcy ciepła systemowego jak i autoproducenta ciepła dostarczanego do własnej sieci wewnętrznej lub do publicznej sieci ciepłowniczej (całość wytwarzanego ciepła lub jedynie nadwyżki ponad autokonsumpcję).

Polska jest jednym z wiodących krajów europejskich pod względem ciepła systemowego. Zgodnie z danymi¹ publikowanymi przez Urząd Regulacji Energetyki, koncesjonowane ciepłownictwo (powyżej 5 MW) dysponowało w 2015 roku mocą zainstalowaną równą 56 049 MW. Rysunek 1.1 przedstawia rozkład przestrzenny koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce wraz z rodzajami wykorzystywanych paliw (stan: czerwiec 2017).

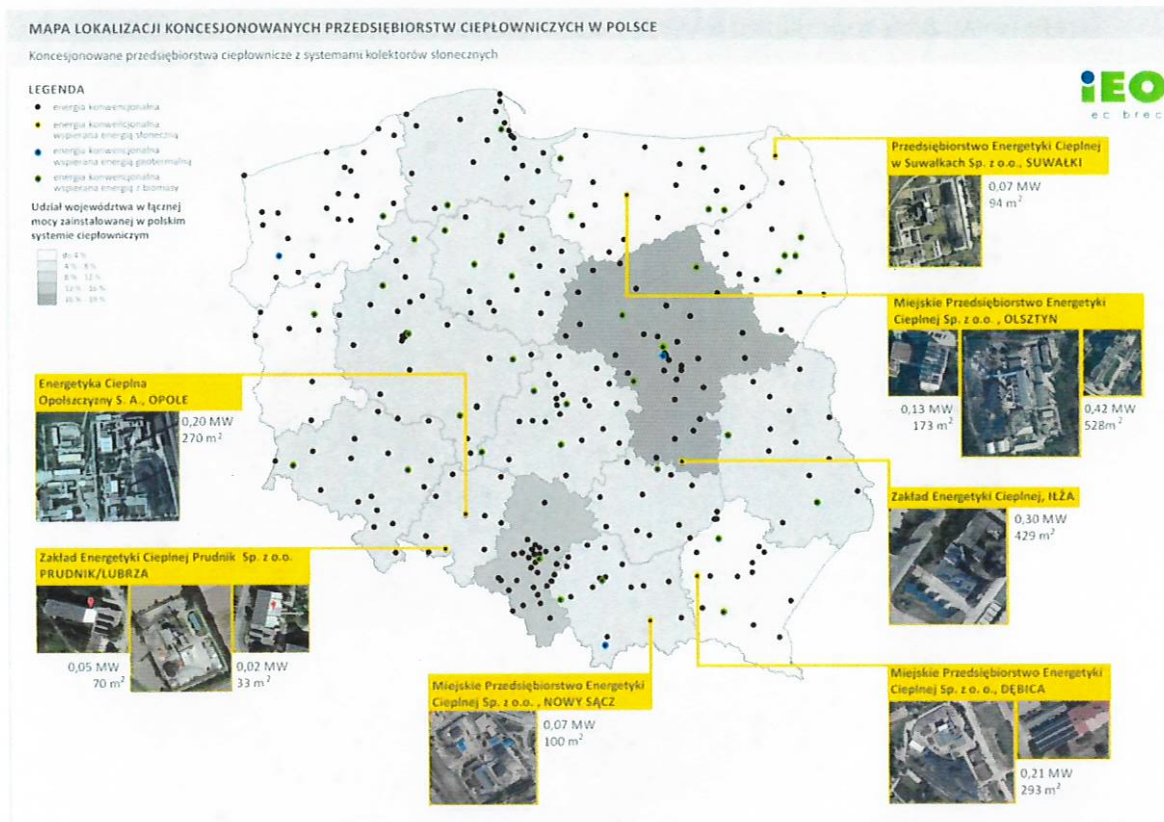
Jednostki wytwórcze zasilające systemy ciepłownicze w zdecydowanej większości wykorzystują paliwa kopalne, przy czym udział węgla kamiennego wynosi aż 74%. OZE stanowią marginalny fragment struktury paliwowej (3%). W strukturze mocy obecnie zauważalna jest jedynie biomasa, ok. 1,5 GW, co stanowi 2,72% mocy zainstalowanej. Udział mocy kolektorów słonecznych i geotermii jest pomijalnie mały i kształtuje się na poziomie ok. 0,01%.

¹ Urząd Regulacji Energetyki: Energetyka ciepła w liczbach 2015.



Rys. 1.1. Mapa lokalizacji koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce. Źródło danych - URE (lista koncesji), oprac. graficzne - Instytut Energetyki Odnawialnej

Niemal 100% mocy w ciepłownictwie oparte jest na źródłach spalania, zazwyczaj wysokoemisyjnych paliw stałych. W tej grupie występują też paliwa z biomasy, które wnoszą wkład w redukcję emisji CO₂, ale bilans pozostałych zanieczyszczeń powietrza (poza tlenkami siarki) jest podobny jak w przypadku spalania węgla. 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.



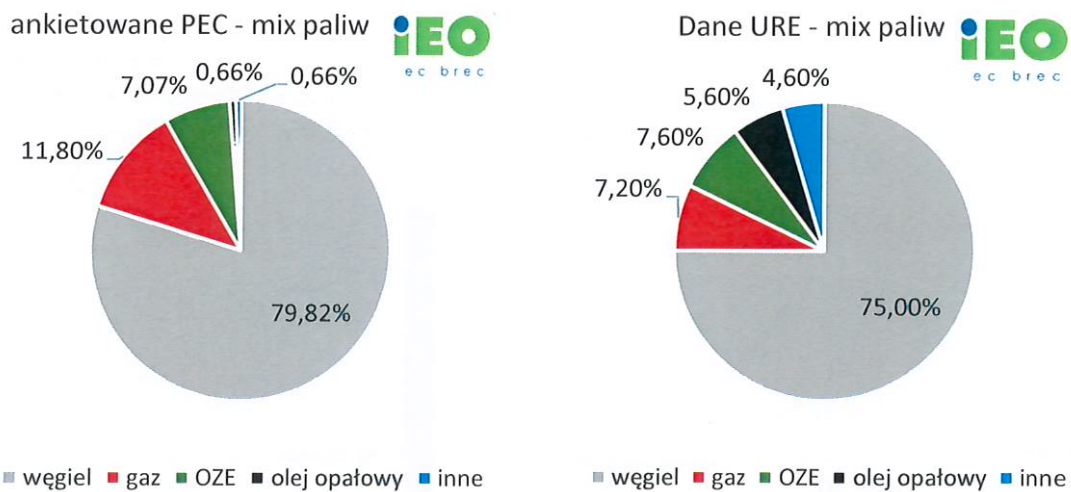
Rys. 1.2. Mapa lokalizacji koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce. Źródło danych - URE (lista koncesji), oprac. graficzne - Instytut Energetyki Odnawialnej

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).

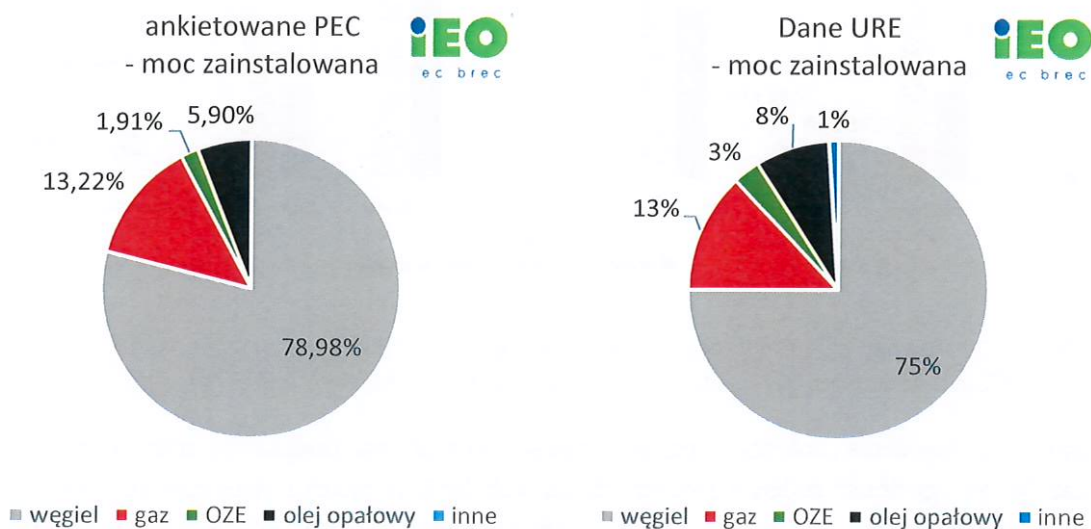
Unikalną diagnozę aktualnej sytuacji oraz potencjału wykorzystania nowych technologii przyniosły wyniki ankiety przeprowadzonej przez IEO, we współpracy z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, w lutym br. wśród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

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 ciepłowniczych². 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 62,50 MW). Średnio, na jeden system z próby przypada 158,30 MW mocy zainstalowanej i 894 TJ sprzedanego ciepła.

² Energetyka ciepła w liczbach 2016 – URE (stan na dzień 31 grudnia 2016)



Rys. 1.3 Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła – porównanie ankietowanej grupy przedsiębiorstw oraz danych URE. Źródło: badanie ankietowe IEO

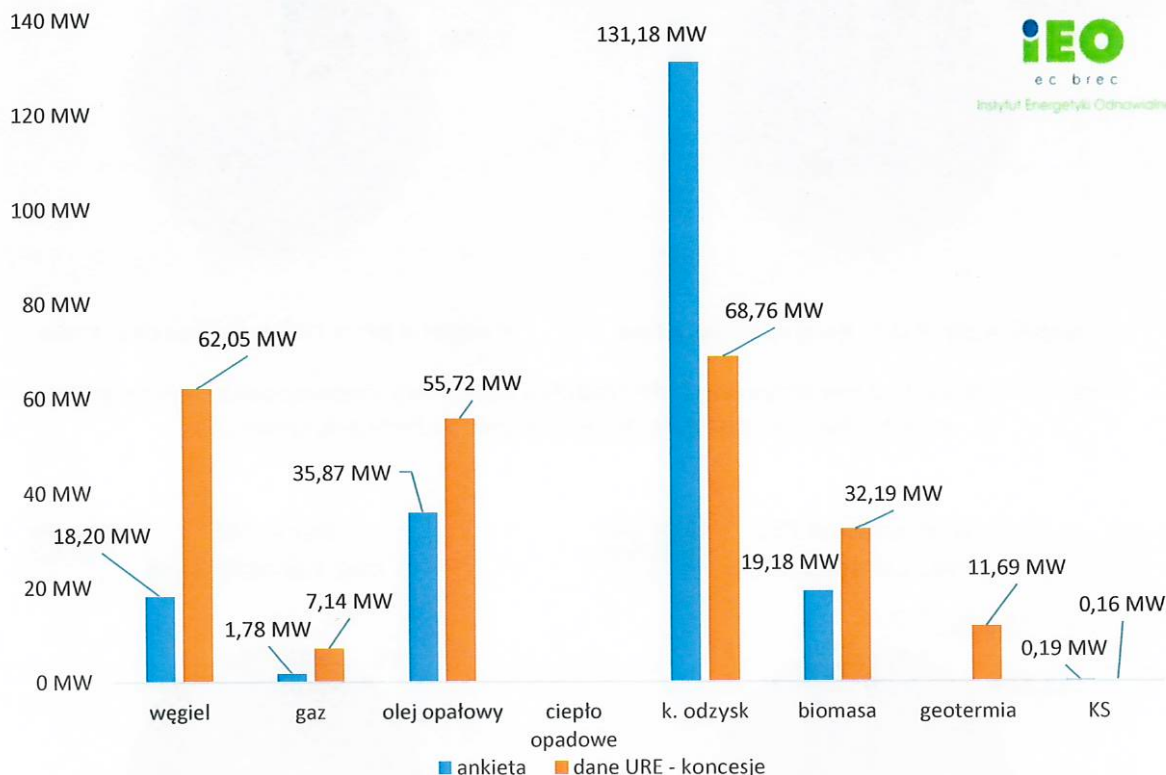


Rys. 1.4 Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła – porównanie ankietowanej grupy przedsiębiorstw z ogółem przedsiębiorstw ciepłowniczych. Źródło: badanie ankietowe IEO

Śr. moc zainstalowana poj. instalacji zinwentaryzowanego majątku wytwórczego [MW]

śr. pow. kolektorów słonecznych KS- dane URE (koncesje): 232 m²

śr. pow. kolektorów słonecznych KS -ankietowane PEC: 267 m²

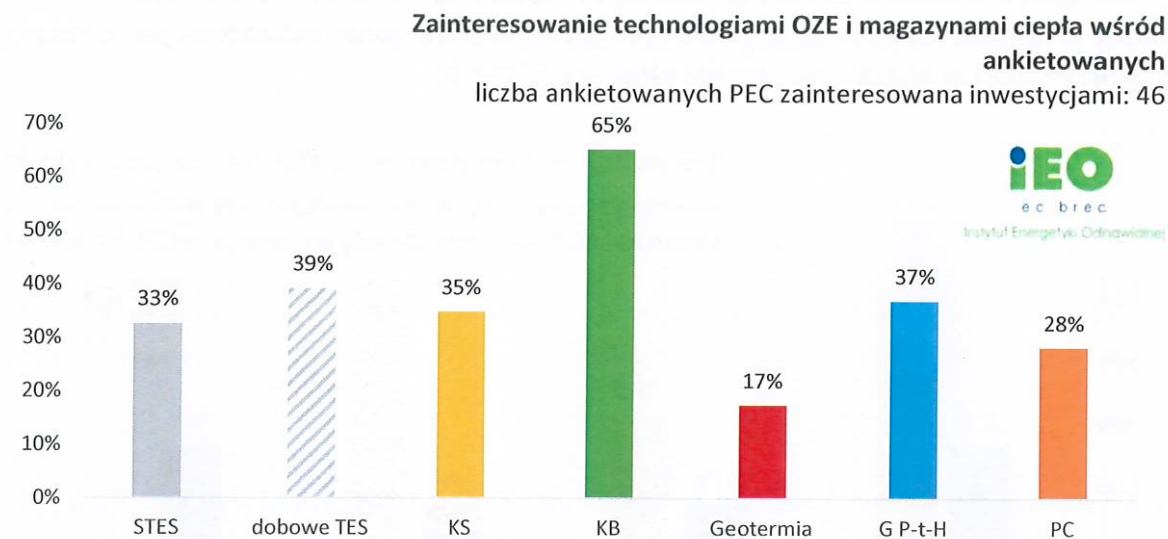


Rys. 1.5 Porównanie średniej mocy urządzeń wytwórczych przedsiębiorstw ankietowanych z ogółem przedsiębiorstw ciepłowniczych. Źródło: badanie ankietowe IEO oraz dane URE.

Zestawienie wyników ankiety i danych opracowanych na podstawie bazy koncesji URE pokazuje, że zgodność próby i zbiorczych danych URE w kwestii struktury technologicznej mocy zainstalowanej jest bardzo duża – odnotowano większy udział kotłów węglowych „kosztem” kotłów olejowych, które w większości stanowią źródła szczytowe oraz OZE (kotłów biomasowych).

Wyniki z grupy ankietowanych przedsiębiorstw (w pewnym zakresie można postawić tezę, że potencjalnie bardziej niż inne zainteresowanych udziałem w programie wsparcia **CiepłozOZE**) 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. Jest to zgodne z podstawowym założeniem programu wsparcia – ma być on dedykowany mniejszym przedsiębiorstwom (rozdział 4). Rozkład mocy w grupie ma szeroki zakres, spore zróżnicowanie, i dzięki temu stanowi dobrą podstawę do dalszych analiz. Mediana mocy zainstalowanej w próbie wynosi 62,5 MW – blisko środka rozpatrywanego przedziału 0-100 MW. Większe „rozdrobnienie” mocy wytwórczych

może również wskazywać na to, że systemy te będą bardziej podatne na modyfikacje i ewolucyjne, kroczące wprowadzanie OZE.



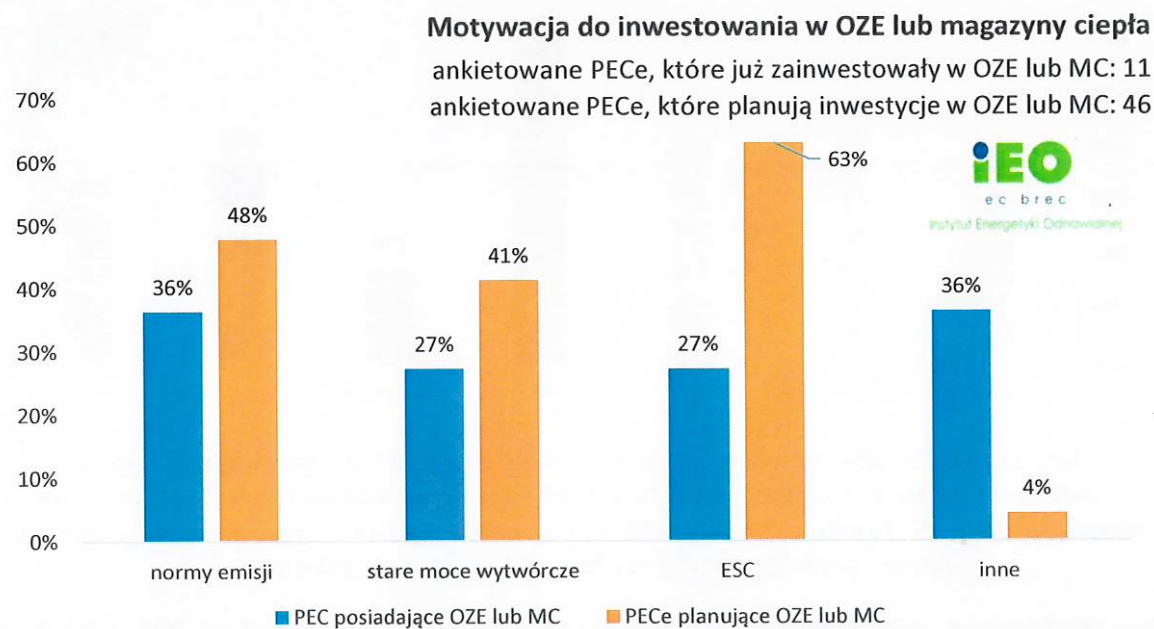
Rys. 1.6 Zainteresowanie poszczególnymi technologiami OZE i magazynowania ciepła w ankietowanej grupie przedsiębiorstw. Ozn.: STES – sezonowe magazyny ciepła, TES- dobowe magazyny ciepła, KS- kolektory słoneczne, KB- kotły na biomasę, GPtH – (green) power to heat, PC- pomocy ciepła (geotermalne i PtH). Źródło: badanie ankietowe IEO

Przedsiębiorstwa ciepłownicze zamierzają korzystać z różnorodnych źródeł OZE, także tych dotychczas niewykorzystywanych (rys. 1.6). Stosunkowo największym zainteresowaniem ankietowanych przedsiębiorstw cieszą się kotły na paliwa z biomasy. 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. Niestety, z przeprowadzonej ankiety, jak i bieżącego kontaktu z przedsiębiorstwami (w celu doprecyzowania i wyjaśnienia kwestii niejasnych w ankiecie) jasno wynika, że koncepcja

Power-to-Heat nie jest dobrze rozpoznana wśród ciepłowników i należy podjąć działania propagujące informacje na ten temat. Na samym początku ankiety, przedsiębiorstwa zostały poproszone o wskazanie technologii/koncepcji, którymi są zainteresowane (w tym Power-to-Heat). W efekcie ustalono, że aż 37% ankietowanych PECów zainteresowanych jest koncepcją wykorzystania nadwyżek taniej energii elektrycznej (P-t-H).

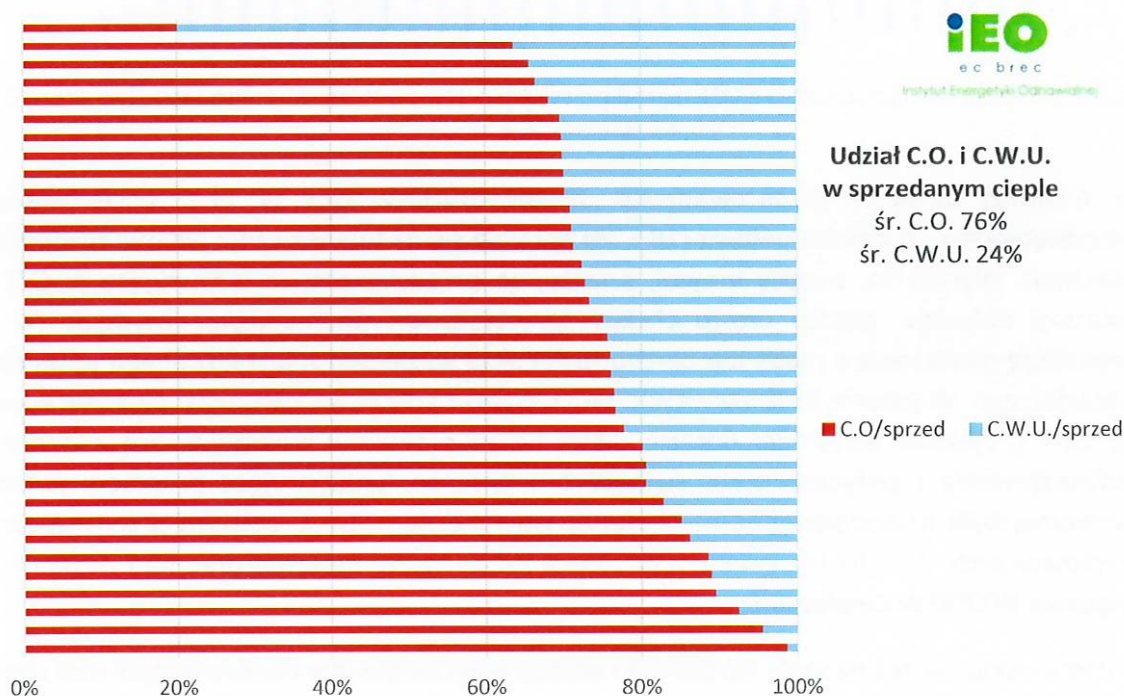


Rys. 1.7 Motywacja do inwestowania w OZE wśród ankietowanych przedsiębiorstw. Ozn: MC- magazyn ciepła, ESC- status efektywnego systemu ciepłowniczego. Źródło: badanie ankietowe IEO

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 spełnia obowiązujących norm emisji. W perspektywie 2030 roku, przedsiębiorcy spodziewają się, że średnio już 33,3% mocy wytwórczych nie będzie spełniało zaostrożonych 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.

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.

Ankiety pozwoliły też na przeprowadzenie analiz o charakterze bardziej technicznym, obrazującym techniczne uwarunkowania i możliwości wprowadzania OZE i magazynów ciepła do ciepłownictwa. W przypadku projektów OZE realizowanych w przedsiębiorstwach ciepłowniczych, uwarunkowaniem przemawiającym na korzyść inwestycji jest znaczący udział ciepła sprzedawanego na potrzeby podgrzania C.W.U. Zapotrzebowanie to występuje całorocznie i może zostać pokryte przez pogodowo zależną generację z OZE, w szczególności w okresie letnim. Duże zapotrzebowanie na C.W.U. może przyczynić się do znacznego ograniczenia wymaganych objętości planowanych magazynów ciepła, co znacznie zmniejsza nakłady inwestycyjne oraz straty związane z koniecznością długoterminowego przechowywania ciepła.

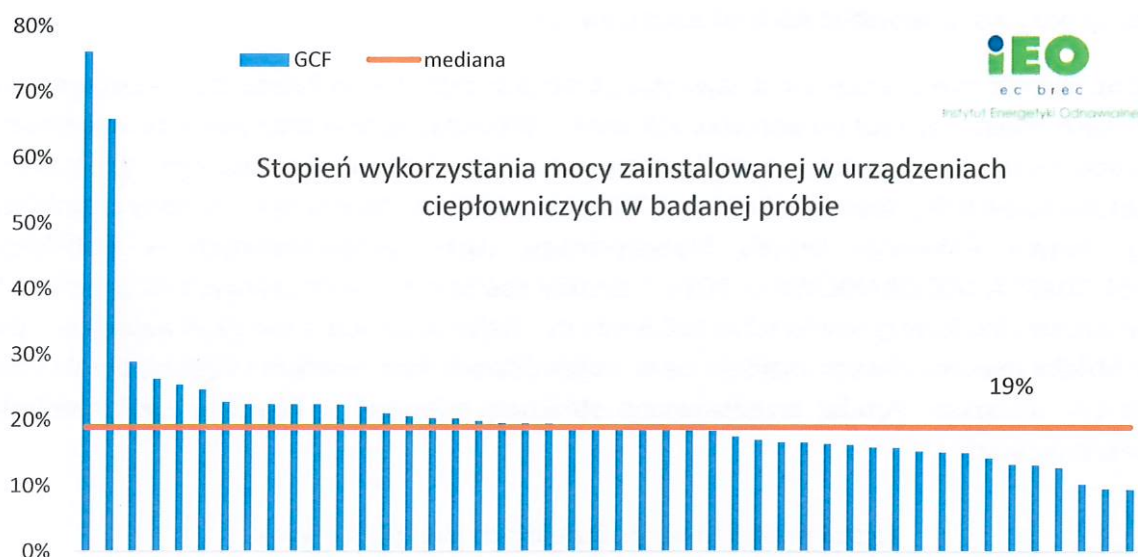


Rys. 1.9 Struktura zapotrzebowania na ciepło w badanej próbie przedsiębiorstw ciepłowniczych.
Źródło: badanie ankietowe IEO.

W ankietowanych przedsiębiorstwach, średnio 24% sprzedanego ciepła służy zaspokojeniu zapotrzebowania na C.W.U. Z ankiety wynika, że bardzo duża liczba firm wykazuje się znacznie większym niż średnia udziałem C.W.U. w wolumenie sprzedanego ciepła. W tych przypadkach, najbardziej efektywne mogą okazać się inwestycje w kolektory słoneczne współpracujące z magazynami ciepła – występujące, również latem, zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową służy bieżącej konsumpcji ciepła słonecznego z wielkoskalowych instalacji kolektorów słonecznych, dzięki czemu możliwe jest uzyskanie określonego udziału ciepła słonecznego z

wykorzystaniem znacznie mniejszych magazynów ciepła, niż w przypadku, gdy zapotrzebowanie na C.W.U. nie występuje lub jest dużo mniejsze.

Z przeprowadzonej ankiety wynika również, że potencjał zainstalowany w przedsiębiorstwach wytwórczych jest wykorzystywany przez bardzo niewielki okres w ciągu roku, a mediana współczynnika wykorzystania mocy wynosi zaledwie 19%. Stwarza to duże możliwości do restrukturyzacji i optymalizacji działania systemów ciepłowniczych, w kierunku bardziej efektywnego zagospodarowania potencjału najbardziej efektywnych i najmniej emisyjnych mocy wytwórczych.



Rys. 1.10 Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej urządzeń wytwórczych w badanej próbie. Źródło: badanie ankietowe IEO

Niewielki stopień wykorzystania bardzo dużego wolumenu mocy w ciągu roku, może wskazywać na to, że w przypadku przeprowadzania inwestycji, nie będzie konieczne zastępowanie przestarzałych i nieużytkowanych urządzeń wytwórczych na zasadzie 1:1.

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 to 95,7 °C. i jest generalnie nieco wyższa niż w krajach Europy Zachodniej, ale niższa niż można było oczekiwać i jest to dobry prognostyk na efektywne stosowanie OZE i na widoczny dalszy trend spadkowy.

1.2 Stan obecny systemów ciepłowniczych u wytwórców ciepła innych niż koncesjonowane

Niestety poziom informacji o innych niż koncesjonowani wytwórcy ciepła i źródłach dostarczających ciepło do systemów ciepłowniczych jest bardzo ograniczony. Brakuje bardziej

szczegółowej informacji publicznej o niekoncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych (moce mniejsze niż 5 MW). W krajowej bazie o emisjach (IOŚ/KOBIZE)³ istnieje ponad 3100 źródeł spalania paliw o mocach powyżej 1 MW (podlegających dyrektywie IED-MCP) oraz ponad 39.000 źródeł spalania o mocach poniżej 1 MW. Paliwem stosowanym w większości z nich jest węgiel kamienny, przy czym, zwłaszcza w małych przedsiębiorstwach, jest to węgiel niskiej jakości. Brakuje także szczegółowych danych i analiz wykorzystania ciepła systemowego na potrzeby ogrzewania budynków w sektorze mieszkaniowym. Wg szacunków ARE, niemal połowa ciepła produkowanego w źródłach o mocach powyżej 1 MW (532 PJ) jest zużywana na cele mieszkaniowe. Nieco więcej, choć wysoce niewystarczających informacji można pozyskać o **spółdzielniach mieszkaniowych**.

Spółdzielczość mieszkaniowa jest największą branżą spółdzielczą w Polsce. Działa zarówno na terenach miast i wsi już od początku XIX wieku. Wówczas to powstały pierwsze wspólnoty mieszkaniowe w Poznaniu i Bydgoszczy. Według Związku Rewizyjnego Spółdzielni Mieszkaniowych RP, obecnie w kraju jest 3,6 tys. spółdzielni, które liczą 4,2 miliony członków. Wg danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) prezentowanych w publikacji GOSPODARKA MIESZKANIOWA w 2016 r. zasoby spółdzielni mieszkaniowych to prawie 2,1 mln mieszkań o łącznej powierzchni 102,3 mln m². Największa liczba mieszkań należących do spółdzielni mieszkaniowych znajduje się w województwie mazowieckim i śląskim, przekracza 300 tys. mieszkań. Poniżej przedstawiono strukturę mieszkań w Polsce w spółdzielniach mieszkaniowych.



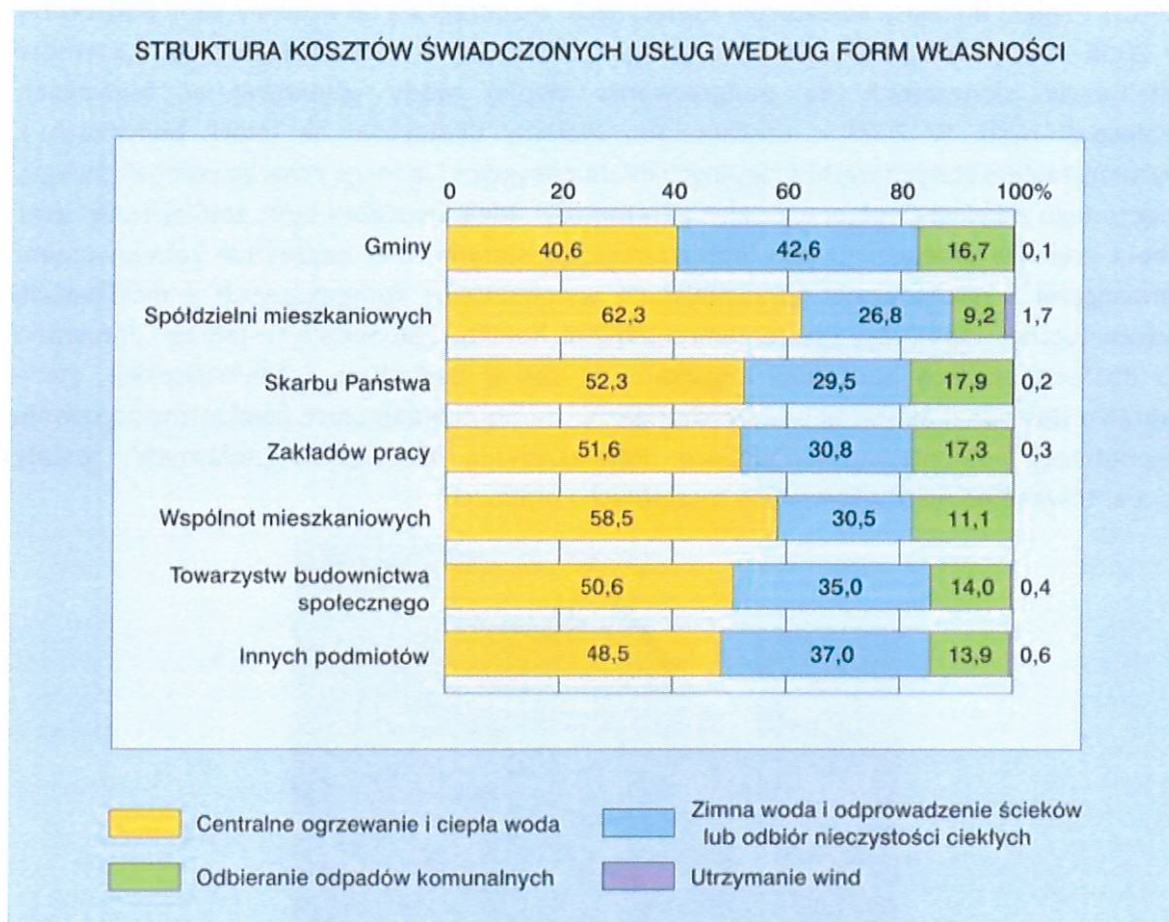
Rys. 1.11 Liczba mieszkań w spółdzielniach mieszkaniowych w Polsce na koniec 2016 r. Źródło: oprac. IEO na podstawie danych GUS

Od kilku lat obserwowany jest kierunek zmian w zasobie mieszkaniowym na korzyść mieszkań należących do osób fizycznych, ale nadal znaczący jest odsetek mieszkań stanowiących zasoby mieszkaniowe spółdzielni mieszkaniowych. W 2016 roku najwyższy odsetek mieszkań

³ Dane IOŚ: Krajowa baza o emisjach gazów cieplarnianych o których mówi ustawa z 17 lipca 2009 roku o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji.

spółdzielczych odnotowano w województwach: podlaskim (50,5%), podkarpackim (50,1%), świętokrzyskim (48,0%) i lubelskim (45,2%), najniższy natomiast odsetek mieszkań spółdzielni mieszkaniowych w województwach: dolnośląskim (22,8%), pomorskim (24,4%) i lubuskim (25,8%).

Wg danych GUS, w całkowitych kosztach świadczonych usług komunalnych opłaty za centralne ogrzewanie i ciepłą wodę stanowiły średnio 59,7%. Jednakże, w przypadku spółdzielni mieszkaniowych w strukturze kosztów, koszty opłat za centralne ogrzewanie i ciepłą wodę stanowiły większy odsetek, tj. 62,3%.



Rys. 1.12 Struktura kosztów wg form własności. Źródło: GUS

Ogółem w Polsce, w centralne ogrzewanie wyposażonych było 80,6% mieszkań. Największy udział lokali mieszkalnych wyposażonych w instalacje centralnego ogrzewania posiadały spółdzielnie mieszkaniowe – 93,5% (w stosunku do monitorowanych mieszkań). Udział mieszkań z dostawą ciepłej wody w stosunku do ogólnej liczby badanych mieszkań wyniósł 58,4%, w przypadku spółdzielni mieszkaniowych udział wyniósł 69,0%.

Spółdzielnie mieszkaniowe to wciąż główny odbiorca ciepła z systemów ciepłowniczych i płatnik za ciepło, ale też autoproducent ciepła z OZE, w szczególności na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej w okresie letnim, gdy nie ma ciągłej dostawy ciepła systemowego. Brak dostawy ciepła z miejskich systemów ciepłowniczych w okresie letnim

wynika zazwyczaj ze zbyt małej ilości ciepła - niewystarczającej liczby odbiorców ciepłej wody (przy braku dostaw chłodu), aby opłacało się eksploatować wysokoemisyjne duże źródła wytwórcze, przy wysokich stratach na przesyle ciepła. Brakuje pełnej statystyki w tym zakresie, dlatego sytuację zilustrowano na wybranym przykładzie inwestycji w OZE zrealizowanej w spółdzielni mieszkaniowej im. Jana Zamoyskiego w Zamościu.

Instalacja kolektorów słonecznych została zamontowana na budynkach zbudowanych w latach 1978-1982 zaprojektowanych w typowym układzie architektonicznym tzw. "wielkiej płyty". Budynki różnią się wielkością, niektóre z nich mają 11 pięter, inne są mniejsze (3-4 piętra). Projekt instalacji kolektorów słonecznych rozpoczął się od uchwały Rady Nadzorczej w 2008 r. o przystąpieniu do prac przygotowawczych w celu zastosowania systemów kolektorów słonecznych do podgrzewania ciepłej wody użytkowej w budynkach wielorodzinnych. W 2008 r. uruchomiono systemy pilotażowe na trzech budynkach z wykorzystaniem starych węzłów cieplnych dwufunkcyjnych i jednego nowego kompaktowego, włączonego do sieci cieplnej wysokich parametrów. Ideą inwestora było: zmniejszenie strat ciepła czynnika grzewczego przy dostarczaniu go starymi, niedostatecznie zaizolowanymi rurociągami i zastosowanie sprawniejszych wymienników kompaktowych z możliwością automatycznej współpracy z systemami solarnymi. Kolektory słoneczne zostały zamontowane na dachach płaskich budynków mieszkalnych, zaś w budynkach średniowysokich, gdzie zabrakło dostępnej aktywnej powierzchni dachu, zamontowano część kolektorów na ścianie zewnętrznej południowej nadbudówki. Pomieszczenia dla węzłów „solarnych” zostały zaadaptowane po nieużytkowanych suszarniach i pralniach.



Rys. 1.13 Instalacja kolektorów słonecznych na dach budynku spółdzielni. Autor: Wojciech Pacewicz (PAP)

Systemy solarne pracują w układzie zamkniętym i wyposażone są w kolektory słoneczne, pompy obiegowe zabezpieczone zaworami bezpieczeństwa oraz przeponowe naczynia wzbiorcze. Ponadto układ solarny wyposażony jest w termicznie zaizolowany, jednowęzłownicowy zasobnik, gdzie następuje wymiana ciepła z instalacji słonecznej. Woda zimna z sieci wodociągowej kierowana jest do zasobników, w których następnie jest podgrzewana przez instalację słoneczną, a następnie zasila wymiennik, w którym ewentualnie jest dogrzewana.

W przypadku wystarczającej zadanej temperatury ciepłej wody układ dogrzewania nie włącza się. Prawdopodobną pracą systemu zapewnia układ sterowania odpowiadający za pracę pompy obiegowej instalacji słonecznej. Łączna liczba zamontowanych kolektorów słonecznych na 21 budynkach wynosi 1108 szt. o powierzchni 2359 m² (ok.1,7 MW). Dodatkowo dla układów kolektorów słonecznych i węzłów cieplnych opracowano system wizualizacji i monitoringu. System wizualizacji umożliwia archiwizację danych, co pozwala na przeanalizowanie pomiarów archiwalnych na wykresie liniowym lub w formie tabeli. Archiwizowane dane można eksportować do arkusza Excel. Ponadto system wyposażony jest w funkcję alarmowania pozwalającą na informowanie operatora o stanach awaryjnych i lokalizacji usterek.

1.3 Otoczenie prawne dla rozwoju i realizacji sektora systemów ciepłowniczych z OZE i magazynami ciepła

1.3.1 Uwarunkowania prawne dla rozwoju sektora systemów ciepłowniczych z OZE i magazynami ciepła

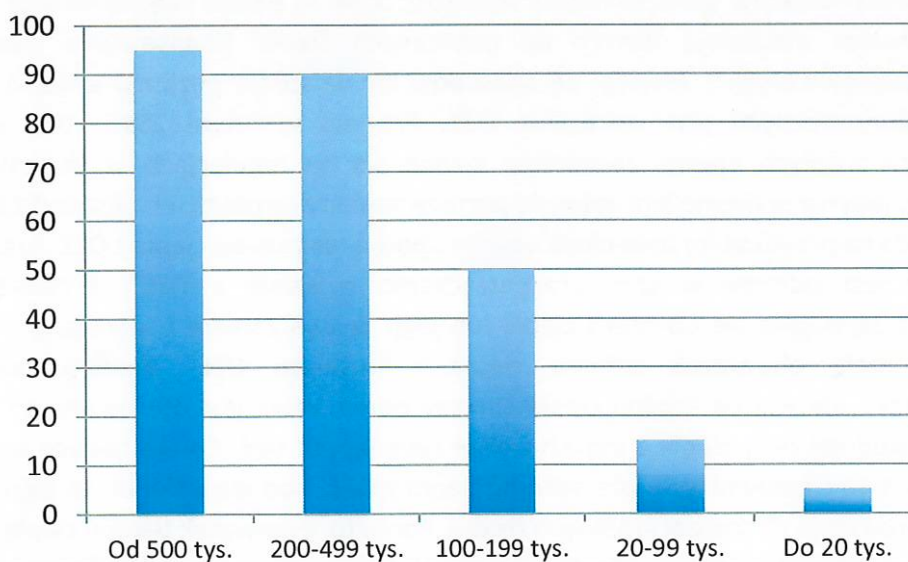
Sprzyjające warunki do rozwoju OZE w krajowym ciepłownictwie stwarzają zarówno regulacje dotyczące liberalizacji sektora energetycznego, podnoszenia efektywności i konkurencyjności systemów ciepłowniczych, zobowiązań i systemu promocji OZE oraz rosnące wymogi środowiskowe. Regulacje prawne dotyczące emisji szkodliwych substancji do atmosfery i struktury paliwowej przy wytwarzaniu energii wywierają duży wpływ na możliwość dalszego funkcjonowania obiektów spalania lub na wysokość opłat za emisję (wyższe koszty produkcji ciepła), a nawet utrudniają dostęp do publicznych źródeł finansowania modernizacji systemów ciepłowniczych⁴. Jednym ze sposobów zmniejszenia poziomu emisji i poprawy wyników ekonomicznych jest wdrażanie OZE. Przyjęta w lutym 2015 roku ustawa o odnawialnych źródłach energii zasadniczo skupia się na regulacjach w zakresie energii elektrycznej, jedynie w niewielkim zakresie porusza aspekty ciepła z OZE. Artykuł 116 ustawy o OZE nakłada na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązek zakupu ciepła z OZE. Szczegółowo zagadnienie jest opisane w tzw. „rozporządzeniu o ciepłe z OZE”. Przedsiębiorstwa ciepłownicze zajmujące się obrotem ciepła lub jego wytwarzaniem i sprzedają odbiorcom końcowym mają obowiązek zakupu ciepła z instalacji OZE. Według powyższego rozporządzenia obowiązek zakupu ciepła dotyczy ciepła, które jest oferowane po cenie nie wyższej od średniej ceny ciepła z innych źródeł zasilających sieć. Co w praktyce oznacza, że przedsiębiorstwo ciepłownicze może zakupić ciepło z OZE, pod warunkiem, że jego cena jest niższa niż cena ciepła z konwencjonalnych źródeł. Ponadto, obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy przedsiębiorstw, które spełniają warunki efektywnego systemu ciepłowniczego.

⁴ Złożone kwestie ograniczeń w zakresie emisyjności z krajowego ciepłownictwa, w szczególności po 2020 roku wynikają zasadniczo już z dyrektyw UE środowiskowych i energetycznych oraz procedowanego w Parlamencie Europejskim tzw. „Pakietu zimowego” (pakietu dyrektyw, tym nowej dyrektywy OZE i rozporządzeń). Pakiet określi wymogi dla ciepłownictwa w zakresie spalania paliw w tym wymogów w stosunku do biomasy.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą już teraz sprostać wymaganiom unijnej dyrektywy 2012/27/UE o efektywności energetycznej, która – poprzez ustawę o efektywności energetycznej - wprowadziła do polskiego prawa definicję „efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych” i nakazuje stworzenie przez państwo warunków (zachęt) do rozwoju tych systemów. „Efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy” oznacza system, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się w co najmniej 50% energii ze źródeł odnawialnych, lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50% wykorzystuje połączenie takiej energii i ciepła.

Wg Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie istniejące systemy ciepłownicze w Polsce, w 85% nie spełniają takiego warunku i muszą zostać dostosowane, aby miały dostęp do zewnętrznego finansowania w postaci dotacji z Regionalnych Programów Operacyjnych (RPO), czy też z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POiŚ). Należy dodać, że wg projektu ww. rozporządzenia, efektywny system ciepłowniczy jest wyłączony z obowiązku zakupu ciepła z OZE.

Udział systemów ciepłowniczych mających status „efektywnych” nie jest jednak równomiernie rozłożony w całej populacji przedsiębiorstw ciepłowniczych i spółdzielni. Wg szacunków Agencji Rynku Energi i Forum Energii największy problem z uzyskaniem statusu efektywnego energetycznie będą miały mniejsze ciepłownie zlokalizowane w mniejszych miastach z liczbą mieszkańców poniżej 100 tys. a w szczególności miejscowościach poniżej 20 tys. mieszkańców.



Rys. 1.14. Udział efektywnych systemów ciepłowniczych w produkcji ciepła w miastach różnej wielkości. Źródło: ARE, oprac. FE.

Szacuje się, że w miastach poniżej 100 tys. mieszkańców jest zainstalowanych ok. 2 tys. źródeł o mocy powyżej 1 MW na potrzeby ogrzewania budynków mieszkalnych i nieznaną liczbą źródeł mniejszych, zazwyczaj o bardzo wysokim stopniu zużycia. Różne szacunki wskazują, że wymiana źródeł ciepła na efektywne i spełniające normy środowiskowe spowodować może

wzrost cen ciepła systemowego (bez kosztów jego dystrybucji) nawet o 50% (z ok 40 zł/GJ do ok. nawet 60 zł/GJ) i silnie uzależni cenę finalną od cen paliw i kosztów środowiskowych, w tym kosztów emisji CO₂ i to nie tylko w źródłach uczestniczących w systemie handlu emisjami o mocach powyżej 20 MW (tzw. system ETS), ale także w systemie non-ETS, który po 2020 roku prowadzi będzie do wyceny i internalizacji kosztów emisji CO₂. Bez proaktywnego podjęcia działań zaradczych problemy te, mogą znacząco wpłynąć na pogłębianie zjawiska biedy energetycznej, zwłaszcza u odbiorców ciepła w mniejszych miejscowościach, co nałoży się na obecnie tamże widoczne już problemy z niską emisją i łącznie pogorszy warunki życia mieszkańców oraz pogłębi wykluczenie społeczne.

W modelach i planach zastąpienia przynajmniej części wysłużonych mocy węglowych do 2030 roku poprzez inwestycje w OZE, już do 2020 roku należy uwzględnić istotne odstawienia kotłów, głównie ze względu na zużycie węglowych jednostek spalania i z powodów niespełniania norm środowiskowych. Mało prawdopodobna staje się zamiana starych źródeł węglowych na nowe źródła węglowe. Konwersja kotłów węglowych na gaz może okazać się niezbędna w największych jednostkach wytwórczych. Najlepszą alternatywą dla małych i średnich przedsiębiorstw ciepłowniczych dla zastąpienia najbardziej wyeksploatowanych kotłów węglowych o mocach rzędu 1-20 MW, może okazać się odnowa parku maszynowego i odbudowa mocy wytwórczych w oparciu o OZE oraz lokalne odnawialne zasoby energii. Z uwagi na brak szerszych doświadczeń, konieczna jest śmiała proekologiczna transformacja sektora ciepłowniczego i przejście na zupełnie nowy poziom technologiczny („ciepłownictwo 4.0”). Niezbędne wydaje się pokazanie realnych możliwości przynajmniej na etapie pilotażu dodatkowych zachęt, tak jak to się dzieje w wielu innych krajach UE (rozdział 3) i jest (przynajmniej od poprzedniej dekady) w pełni popierane przez Komisję Europejską.

W 2016 roku Komisja Europejska przygotowała Komunikat „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 udziałem energii słonecznej, biomasy, energii 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 (wg Międzynarodowej Agencji Energetycznej) wzrośnie do 22% w 2022 roku.

Polska też podnosi udziały energii z OZE w ciepłownictwie, ale czyni to stosunkowo wolno. Rządowy plan z 2010 roku zakładany w tzw. „KPD” w zakresie zużycia energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie był bardzo ambitny i zakładał wzrost zużycia ciepła i chłodu z OZE z ok. 4 Mtoe w roku 2010 do 6 Mtoe w 2020. Miało to zapewnić 17,1% udział w zużyciu ciepła w Polsce i wnieść ok 55% udziału w zrealizowanie przez Polskę całkowitych zobowiązań międzynarodowych (dyrektywa o promocji OZE) w postaci minimum 15% udziału energii z OZE w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 roku.

Niestety, wg danych GUS o udziałach energii z OZE, w bilansie zużycia energii finalnej brutto, Polska w 2016 roku uzyskała jedynie 11,3% udziału energii z OZE w bilansie zużycia energii

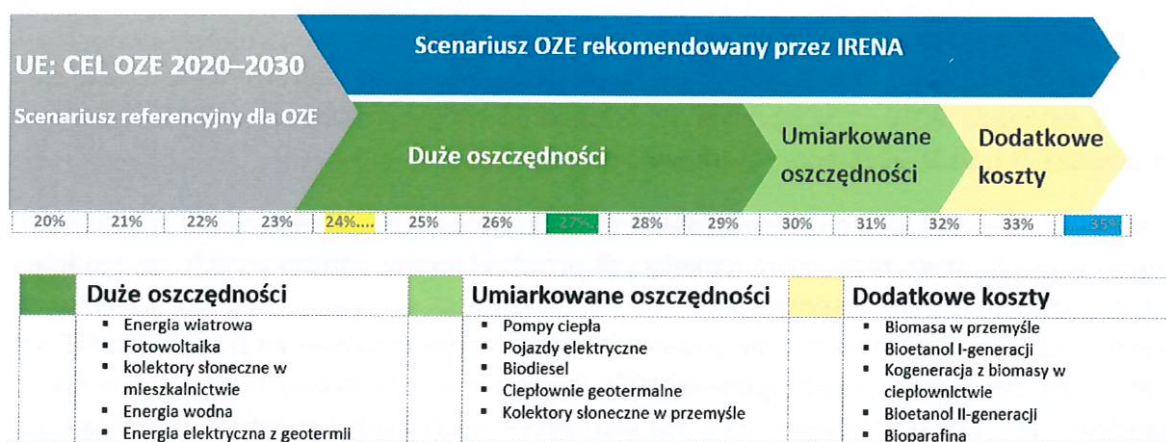
końcowej brutto, a tempo przyrostu udziałów energii z OZE jest zbyt niskie zarówno w ciepłownictwie, jak i całościowym rozrachunku (cała energia z OZE). W 2016 roku po raz pierwszy w historii wystąpił spadek roli OZE w bilansie energetycznym. Gdyby trendy z lat 2012-2016 zostały utrzymane, Polska w 2020 roku osiągnęłaby 16,2% (zamiast 17,1%) udziału zielonego ciepła w zużyciu ciepła i jedynie 11,4% udział energii z OZE. Oznacza to, że zabrakłoby aż 3,6% do wypełnienia przez Polskę zobowiązania w wysokości minimum 15% udziału energii z OZE w bilansie zużycia energii finalnej brutto w 2020 roku, co niósłoby za sobą negatywne konsekwencje budżetowe⁵.

Dodatkowym argumentem wskazującym na konieczność długofalowej promocji udziału OZE w polskim ciepłownictwie jest projekt nowej dyrektywy (RED II) w sprawie promowania stosowania energii z OZE [2016/0382/COD], który mówi o obowiązku osiągnięcia rocznego wzrostu o co najmniej 1% udziału OZE w ciepłownictwie (powyższa propozycja i „krocząca” formuła zobowiązania może promować „skalowalne” systemy np. kolektorów słonecznych) i promuje spółdzielnie energetyczne (REC), w tym ciepłownicze o mocy do 18 MW (ten przepis z kolei może sprzyjać integrowaniu rynków ciepła i energii elektrycznej w formule „Power to Heat”). Dyrektywa RED II jest elementem „Pakietu Zimowego” UE, który stanowi prawne narzędzie unijnego pakietu klimatyczno-energetycznego i celów klimatycznych na 2030 rok. Pod potrzeby pogłębionej i proekologicznej modernizacji systemów ciepłowniczych planowane będzie wydatkowanie funduszy UE na lata 2020-2030. Plan modernizacji polskiego sektora ciepłowniczego powinien być wpisany także w szersze ramy UE już na etapie programowania kolejnej perspektywy finansowej. Intensywne prace w tym zakresie rozpoczną się w 2018 roku.

Warto też zauważyć, że UE dąży do zwiększenia udziału energii z OZE ponad ustalenia Rady z 2014 – 27% energii z OZE w 2030 roku. Parlament Europejski dąży do podniesienia celów do 35% i nie czyni tego całkiem bezpodstawnie. Międzynarodowa Agencja Odnawialnych Źródeł Energii (IRENA) dokonała analizy skutków spełnienia celów w UE z tzw. scenariusza referencyjnego (24% OZE w 2030), poprzez obecny cel (27%), aż do celu 35% i okazało się, że koszty dla europejskiej energetyki będą niższe przy wyższym celu OZE⁶ (i przy wzroście udziałów ciepła z OZE z 32% do 42%), co obrazuje schemat na rysunku 1.15.

⁵ Wiśniewski G. i inni.; Rola odnawialnych źródeł energii w ograniczaniu emisji w ciepłownictwie”. VII KONFERENCJA RYNEK CIEPŁA SYSTEMOWEGO Lublin, 20 - 22 lutego 2018.

⁶ IRENA: Renewable Energy Prospects for the European Union '2018.



Rys. 1.15. Technologie OZE, które pozwalają na zwiększanie udziałów OZE w UE do 2030 roku bez zwiększania kosztów energii. Źródło: IRENA, oprac. IEO.

Warto te ustalenia odnieść do obecnej sytuacji w Polsce i możliwości zwiększenia udziałów ciepła z OZE (bez konieczności podnoszenia celu na OZE). Realizacja ogólnych celów OZE poprzez produkcje ciepła z OZE jest najtańszym sposobem wypełnienia zobowiązań. Ciepłownictwo może wnieść większy udział niż zakładano w KPD, kompensując gorsze niestety od zakładanych wyniki w innych sektorach energii końcowej z OZE. Pozytywne konsekwencje ekonomiczne podniesienia celów OZE w ciepłownictwie, zgodnie z ustaleniami IRENA, można uzyskać m.in. dzięki zwiększeniu wykorzystania energii słonecznej w kolektorach słonecznych wykorzystanych w mieszkalnictwie oraz energii wiatrowej i fotowoltaicznej (także na cele *Power to Heat/Cold*), a także (w umiarkowanej skali) ciepła geotermalnego. Uważać trzeba jednak na nadmierne podnoszenie udziałów biomasy, na której ciepłownictwo OZE się opiera.

1.3.2 Uwarunkowania prawne realizacji inwestycji sektora systemów ciepłowniczych z OZE i magazynami ciepła

Biorąc po uwagę sektor systemów ciepłowniczych oraz jego rozwój w kierunku wykorzystania odnawialnych źródeł energii, należy także zwrócić uwagę na uwarunkowania prawne realizacji inwestycji polegających na budowie instalacji OZE i magazynów ciepła, ponieważ wpływają one znacząco na harmonogram realizacji inwestycji. Ma to także duże znaczenie w przypadku określenia czasu potrzebnego na przygotowanie dokumentacji wymaganej przy złożeniu wniosku w ramach nowego programu CiepłozOZE – należy zwrócić uwagę, aby okres od ogłoszenia konkursu do ostatecznego terminu składania wniosków pozwolił uzyskać beneficjentom odpowiednie pozwolenia i dokumenty.

Nowym rozwiązaniem na polskim rynku będą inwestycje w wielkowskalowe systemy kolektorów słonecznych z magazynami ciepła, dlatego też te inwestycje zostaną omówione pod względem uwarunkowań prawnych realizacji inwestycji.

Kwestie związane z uzyskaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz koniecznością wykonania oceny oddziaływania na środowisko reguluje ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale

społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (t.j. Dz.U. 2016 poz. 353) (ustawa OOS) oraz wydane na jej podstawie rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (t.j. Dz.U. 2016 poz. 71) (rozporządzenie OOS).

Realizacja inwestycji w wielkowieściowe instalacje kolektorów słonecznych z magazynami ciepła to przebudowa/rozbudowa istniejących przedsiębiorstw ciepłowniczych, co zgodnie z rozporządzeniem OOS klasyfikowane jest w zależności od mocy cieplnej zakładu do przedsięwzięć mogących zawsze lub potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (§2 ust. 1 pkt 3, §3 ust. 1 pkt 4, rozporządzenie OOS). Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach (zgodnie z art. 71 ust. 2 ustawy OOS) jest wymagana w przypadku przedsięwzięć mogących zawsze lub potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, co w związku z powyższym oznacza, że inwestycja polegająca na przebudowie/rozbudowie przedsiębiorstwa ciepłowniczego o mocy nie mniejszej niż 10 MW będzie wymagała uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Biorąc pod uwagę czas potrzebny na realizację inwestycji istotne jest także to, czy wymagane jest przeprowadzenie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, która jest wymagana w przypadku przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, natomiast w przypadku przedsięwzięć potencjalnie znacząco oddziaływujących na środowisko konieczność lub brak konieczności przeprowadzenia takiej oceny stwierdza właściwy organ w drodze postanowienia. W przypadku konieczności przeprowadzenia takiej oceny czas realizacji inwestycji się wydłuża.

W polskim prawie nie ma bezpośredniego odwołania do inwestycji w wielkowieściowe instalacje kolektorów słonecznych, dlatego też w przypadku tego typu inwestycji mogą występować różne interpretacje przepisów prawa. W kontekście konieczności uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, przedsięwzięcie polegające na budowie wielkowieściowych instalacji kolektorów słonecznych może zostać zaklasyfikowane do zabudowy przemysłowej (jak kiedyś farmy fotowoltaiczne, gdy nie było bezpośredniego odwołania do nich w przepisach), a nie do przebudowy/rozbudowy istniejących przedsiębiorstw ciepłowniczych co, w zależności od powierzchni zabudowy, zaklasyfikuje inwestycje jako przedsięwzięcie potencjalnie znacząco oddziaływujących (gdy powierzchnia zabudowy będzie nie mniejsza niż 0,5 ha lub 1 ha (odpowiednio dla instalacji budowanych na obszarach objętych formami ochrony przyrody lub nie)). W przypadku powierzchni mniejszej nie będzie wymagana decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach.

Kolejne zagadnienie – konieczność uzyskania pozwolenia budowlanego – reguluje ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tj. Dz.U. 2016 nr 0 poz. 290). Zgodnie z art. 29 ust. 2 pkt 16) tej ustawy wykonywanie robót budowlanych polegających na montażu wolno stojących kolektorów słonecznych nie wymaga pozwolenia na budowę. Należy jednak wziąć pod uwagę, że przedsięwzięcie takie najprawdopodobniej zostanie sklasyfikowane jako przebudowa/rozbudowa przedsiębiorstwa ciepłowniczego (tak jak w przypadku decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach) co będzie wiązało się z koniecznością uzyskania pozwolenia na budowę (pozwolenie takie będzie także wymagane w przypadku, gdy inwestycja będzie wymagała przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko).

Kolejnym aktem prawnym, który wyływa na realizację inwestycji jest ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (t.j. Dz.U. 2017 poz. 1073). Rozpatrywanie inwestycji w wielkowymiarowe instalacje kolektorów słonecznych z magazynami ciepła w przedsiębiorstwach ciepłowniczych w kontekście wymogów tej ustawy zależy od sytuacji konkretnego przedsiębiorstwa i może przebiec bezproblemowo, a czasami konkretne uwarunkowania mogą skutecznie uniemożliwić realizację inwestycji. Istotną kwestią jest to, czy teren na którym ma zostać posadowiona instalacja objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego (MPZP). Jeśli tak, funkcja danego terenu musi zezwalać na realizację tego typu inwestycji, w przeciwnym przypadku MPZP musiałby zostać zmieniony, co jest procedurą czasochłonną i wykluczającą realizację inwestycji na tym terenie, ze względu na brak możliwości zakończenia inwestycji do roku 2020. W przypadku, gdy obszar ten nie jest objęty MPZP, może zaistnieć konieczność uzyskania decyzji o warunkach zabudowy, co ma miejsce w przypadku zmiany zagospodarowania terenu. Trudności mogą tutaj wystąpić w momencie, gdy teren taki pełni funkcje rolne i zaistnieje konieczność uzyskania zgody na zmianę przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne. Jeśli natomiast teren, na którym ma powstać inwestycja jest terenem przedsiębiorstwa i pełni on funkcję produkcyjną/przemysłową, czy też instalacja zostanie wybudowana na dachu, decyzja taka nie będzie konieczna.

Kwestie uwarunkowań prawnych w zakresie **magazynów ciepła** zależą od wybranej technologii. Optymalny wybór technologii powinien bazować na dostosowaniu rozwiązania do konkretnego przypadku (przedsiębiorstwa): należy wziąć pod uwagę m.in. sytuację geologiczną, wymaganą pojemność magazynu, temperatury, wymagany czas magazynowania (magazyn krótko- lub długookresowy – sezonowy) czy kwestie prawne oraz konieczność wykonania odpowiedniej dokumentacji hydro-geologicznej. Dodatkowym aktem prawnym, który musi zostać uwzględniony przy realizacji tego typu inwestycji, a konieczność stosowania jego zapisów zależy bezpośrednio od wybranego rozwiązania, będzie ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (t.j. Dz. U. 2017 poz. 2126) – PGiG. Ustawy tej nie stosuje się w przypadku wykonywania wkopów oraz otworów wiertniczych o głębokości do 30 m w celu wykorzystania ciepła Ziemi (poza obszarami górniczymi) (art. 3. pkt 2 PGiG). W związku z tym, jeśli wybrane rozwiązanie nie będzie wymagało wykonywania wkopów oraz otworów wiertniczych o głębokości powyżej 30 m, realizacja inwestycji będzie mniej skomplikowana pod względem prawnym. Jeśli natomiast głębokość ta zostanie przekroczona, należy uwzględnić wymogi prawne ustawy. Zgodnie z ustawą, prace geologiczne z zastosowaniem robót geologicznych mogą być wykonane tylko na podstawie projektu robót geologicznych (art. 79 PGiG) – projekt ten w przypadku wiercenia w celu wykorzystania ciepła Ziemi nie wymaga zatwierdzenia przez organ administracji geologicznej, a jedynie podlega zgłoszeniu staroście, co jest prostszą formułą (art. 85 PGiG). Rozpoczęcie robót geologicznych może nastąpić w terminie 30 dni od przedłożenia projektu robót geologicznych staroście, jeśli nie zgłosi on sprzeciwu w drodze decyzji. Wyniki prac geologicznych m.in. wraz z ich interpretacją przedstawia się w dokumentacji geologicznej i przedkłada staroście (art. 88 PGiG). Kwestie te należy uwzględnić w kontekście wymogów technicznych oraz czasu potrzebnego na przygotowanie odpowiedniej dokumentacji wymaganej przy złożeniu wniosku. Istotne znaczenie może tutaj mieć fakt, czy beneficjent programu dysponuje odpowiednią

dokumentacją hydro-geologiczną, czy dokumentacja taka musi zostać dopiero wykonana, co znacząco wpływa na harmonogram realizacji inwestycji.

W związku z tym, że magazyn ciepła to jeden element całej inwestycji, która opiera się na budowie odnawialnego źródła energii, np. wielkowymiarowego systemu kolektorów słonecznych, kwestie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwoleń na budowę czy kwestie dotyczące planowania przestrzennego odnośnie magazynów ciepła, należy rozpatrywać łącznie w kontekście całej inwestycji przebudowy/rozbudowy istniejących przedsiębiorstw ciepłowniczych.

1.4 Scenariusz rozwoju ciepłownictwa systemowego w oparciu o odnawialne źródła energii

Wstępne analizy możliwości inwestycyjnych poprzez wykorzystanie OZE w ciepłownictwie⁷ wskazują, że polskie ciepłownictwo dysponuje potrzebami i realnymi możliwościami zainstalowania i wykorzystania 10 GW mocy wykorzystujących odnawialne zasoby energii: słonecznej, geotermalnej, wiatrowej (*Power to Heat*) oraz biomasy.

W ciepłownictwie dominuje przestarzała technologia (nawet w przedsiębiorstwach koncesjonowanych stopień zużycia majątku wytwórczego w źródłach koncesjonowanych o mocach poniżej 10 MW, wg URE, sięga 60%). W szczególności dotyczy to jednak przedsiębiorstw mniejszych, niekoncesjonowanych i wiąże się z trudnościami ze spełnieniem norm emisyjności i zagrożeniem niską emisją (smogiem) z niższych kominów.

Obecnie stosowane technologie w ciepłownictwie systemowym, oparte na spalaniu paliw stałych i modelach biznesowych opartych na utrzymaniu dotychczasowego zapotrzebowania na ciepło przy wysokiej temperaturze jego odbioru, uniemożliwiają zwiększenie udziału OZE ponad kilka procent, bez natrafienia na barierę zasobów (np. w przypadku biomasy) i ryzyko zwiększenia kosztów operacyjnych i kosztów ciepła. Obecna paleta technologii ciepłowniczych i ich odrębność (brak synergii) w stosunku do całego systemu energetycznego jest stosunkowo uboga – rys. 1.16a. (tzw. I i II generacja systemów ciepłowniczych wg klasyfikacji uniwersytetu w Aalborg). Nowoczesne systemy ciepłownicze, takie jak stosowane już obecnie np. w Danii (rozwiązanie modelowe), nie mają problemu z wdrażaniem rozwiązań wpisanych w politykę klimatyczno-energetyczną UE i ze zwalczaniem smogu, gdyż są lepiej zintegrowane z rynkiem energii elektrycznej. Co więcej – korzystają one na integracji rynków bardziej niż elektroenergetyka, zagospodarowując niezbilansowane moce elektryczne i nadwyżki – rys. 16b. (tzw. III i IV generacja systemów ciepłowniczych, *op. cit.*)⁸.

⁷ Institut Energetyki Odnawialnej: Analiza możliwości oraz kosztów wykorzystania OZE w miejskich systemach ciepłowniczych. Raport na zamówienie Forum Energii. Warszawa 2017

⁸ IV generacja (tzw. 4GDH) jest to koncepcja, która - za pomocą inteligentnych sieci ciepłowniczych - zapewnia dostawę ciepła w budynkach niskoenergetycznych o niskich stratach sieci i wykorzystuje potencjał źródeł ciepła (OZE) o niskiej temperaturze. I generacja (tzw. 1GDH) wykorzystuje wyłącznie źródła kopalne energii, o najwyższej temperaturze czynnika grzewczego na zasilaniu, dostarczane do budynków o niskim standardzie energetycznym. Generacje I i II są pośrednie. Przyp. aut., na podstawie Henrik Lund et al, [5].

a)



b)

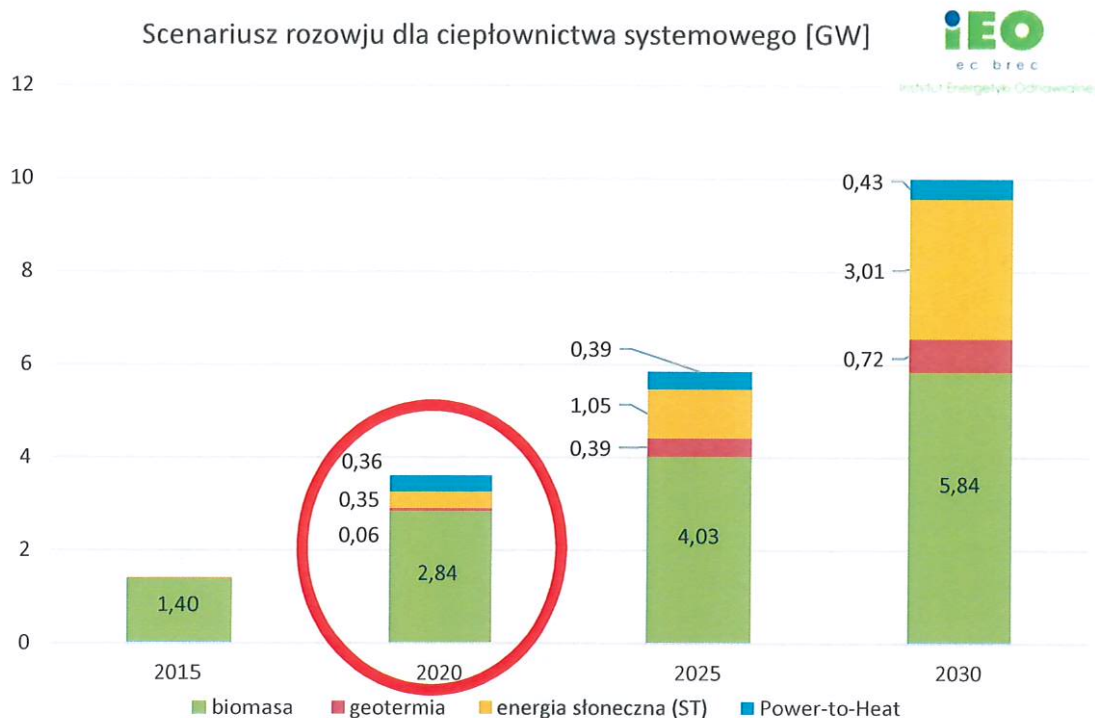


Rys. 1.16. Wprowadzanie nowych technologii i integracja ciepłownictwa z systemem energetycznym jako sposób na zwiększanie udziałów OZE w sposób zrównoważony środowiskowo: a) systemy tradycyjne I i II generacji, b) systemy zintegrowane III i IV generacji. Źródło: Projekt Heat Road Map Europe'2050 - Multi-level actions for enhanced Heating & Cooling plans", oprac. graficzne i adaptacja - IEO

Nowe systemy ciepłownicze, tworzone na zasadzie stopniowego wprowadzania zróżnicowanych technologii OZE i dzięki nim doprowadzania do udziałów OZE przekraczających 50% w wytwarzaniu ciepła (efektywne systemy ciepłownicze), muszą bazować na różnych zasobach i technologiach. Oprócz (zawansowanej; efektywnej i czystej) konwersji biomasy na cele energetyczne, nowoczesne systemy opierają się na całkowicie bezemisyjnym wykorzystaniu energii słonecznej i wiatrowej, pompach ciepła podnoszących parametry (temperaturę czynnika grzewczego) wykorzystania zasobów geotermalnych,

silnikach na gaz (biogaz) z odzyskiem ciepła oraz magazynach ciepła. Doświadczenia duńskie oraz szwedzkie pokazują, że rozważania takie wprowadzane na zasadach komercyjnych (bez dotacji), nie prowadzą do wzrostu kosztów ciepła (gwarantują niezmienną cenę ciepła na wiele lat), a poprzez ograniczanie procesów spalania radykalnie eliminują emisję zanieczyszczeń do atmosfery. W Polsce rozwiązania odpowiadające III i IV generacji systemów ciepłowniczych są wprowadzane stosunkowo wolno. Jeżeli chodzi o systemy ciepłownicze, to sprowadzają się do pierwszych ciepłowni geotermalnych i systemów kolektorów słonecznych z krótkoterminowymi magazynami ciepła - wyróżnik III generacji systemów ciepłowniczych, przy braku doświadczeń z sezonowymi magazynami ciepła. Choć sektor ciepłownicy wykazuje zainteresowanie, Polska nie ma też doświadczeń z wykorzystaniem technologii „Power to Heat” (pomimo znaczących krajowych mocy wiatrowych) – wyróżnik IV generacji systemów ciepłowniczych opartych zasadniczo na OZE i sprzyjających ciepłownictwu warunków na rynku energii elektrycznej (dynamika i rosnący zakres zmienności cen na rynku RDN oraz plany wprowadzenia RDB).

Przyjmując założenie, że (pod wpływem regulacji unijnych) wszystkie koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze będą dążyć do uzyskiwania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego i uwzględniając trend do wprowadzania nowych technologii ciepłowniczych III i IV generacji, dokonano oceny realnego potencjału inwestycyjnego w OZE w ciepłownictwie. W tym celu wykorzystano tzw. scenariusz *Energy Revolution* (E[R]), który bazuje na symulacjach modelem MESAP całego krajowego miksu energetycznego do 2050 roku, w którym w bilansie do 2030 roku (perspektywa inwestorska) wyodrębniono subscenariusz ciepła systemowego. Scenariusz „Alternatywny” E[R] zakłada jednoczesny znaczący spadek zapotrzebowania na ciepło (wzrost efektywności energetycznej w ciepłownictwie) oraz zwiększenie udziału OZE w strukturze wytwarzania ciepła i chłodu do poziomu 31% w 2030 roku oraz 76% w 2050 roku. W bilansie produkcji ciepła ze źródeł odnawialnych, oprócz biomasy (pokrywającej 19% zapotrzebowania na ciepło), znaczącą rolę odgrywają kolektory słoneczne (18%), jak również energia geotermalna i pompy ciepła (odpowiednio 8% i 12%) oraz opcja „Power to Heat”. Model uwzględnia pełne bilanse energetyczne i konkurencyjność ekonomiczną. Tempo wzrostu mocy zainstalowanej w poszczególnych rodzajach uwzględnionych źródeł, zostało określone na podstawie przyszłych potrzeb systemów ciepłowniczych. Uwzględniono przy tym tempo odstawień konwencjonalnych mocy wytwórczych wraz z prognozami zmniejszania zapotrzebowania na ciepło w efekcie poprawy efektywności energetycznej budynków oraz cen surowców energetycznych. Uzyskano wyniki, które w pełni potwierdziły możliwość zbudowania w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych 10 GW mocy OZE do 2030 roku. Wyniki symulacji przedstawia rys. 1.17. Realizacja scenariusza prowadziłaby do zbudowania 33 ciepłowni geotermalnych, 100 wielkowskalowych systemów z kolektorami słonecznymi oraz 261 kotłów na biomasę i 100 systemów „Power to Heat” (pojedyncze moce rzędu 4 MW). Taki program inwestycyjny pozwoliłby wyłączyć z użytkowania do 1.000 najbardziej zużytych kotłów węglowych. Współczynniki wykorzystania mocy w poszczególnych przedsiębiorstwach będą zależne od cen na rynku energii elektrycznej oraz wielkości magazynów ciepła. Realizacja pakietu inwestycji pozwoliłaby na wytworzenie 111 PJ energii z OZE i na uniknięcie spalania ok. 5 mln ton węgla.



Rys. 1.17. Scenariusz rozwoju potencjału OZE w ciepłownictwie systemowym. Źródło: oprac. IEO.

Poniżej, w tabeli 1.1 przedstawiono efekty realizacji scenariusza OZE w ciepłownictwie systemowym w postaci wymaganej powierzchni pod systemy kolektorów słonecznych oraz wymagany potencjał biomasy. Szacuje się, że aby zrealizować powyższy plan należałoby dysponować ok. 106 ha powierzchni w 2020r. oraz już 932 ha w 2030r. W przypadku biomasy zapotrzebowanie wzrasta z 3,23 mln t/rok w 2020 r. do 7,32 mln t/rok w 2030r.

Tab. 1.1 Efekty realizacji scenariusza rozwoju OZE w ciepłownictwie systemowym. Źródło: oprac. IEO.

	lata	2020	2025	2030
Wymagana powierzchnia pod nową infrastrukturę (energia słoneczna)	[ha]	106	314	932
Wymagany potencjał biomasy	[mln t/rok]	3,23	4,81	7,32

Przyrost potencjału inwestycyjnego w latach 2015-2030 (8,16 GW) w 50% opiera się na źródłach całkowicie bezemisyjnych, które mogą wyeliminować ok. 10-20% (w zależności od tego czy włączane i zastępowane będą źródła najbardziej emisyjne) emisji szkodliwych zanieczyszczeń z ciepłownictwa do atmosfery. Tak zmodernizowane ciepłownie, po uzyskaniu statusu systemów efektywnych energetycznie, byłyby w stanie wnieść wkład w walkę ze smogiem w dwójnasób: eliminować najbardziej emisyjne źródła indywidualne (po przyłączeniu nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej), a jednocześnie nie zwiększać emisji własnej.

Powyższy scenariusz rozwoju inwestycji w OZE w sektorze ciepłownictwa (jako zbilansowany element krajowego miksu energetycznego w scenariuszu *Energy Revolution*) stał się podstawą do opracowania programu inwestycyjnego i systemu wsparcia **CiepłozOZE**, omówionego

szczegółowo w rozdziale 4 oraz szczegółowych analiz ekonomicznych (rozdział 7) wraz z oceną skutków (rozdział 8).

2 Ocena krajowego rynku dostawców rozwiązań technicznych, technologii i urządzeń

Ciepłownictwo systemowe w Polsce, w przeciwieństwie do sektora energii elektrycznej i prosumentów nie należało do liderów wykorzystania OZE i tylko w niewielkim zakresie angażowało krajowych dostawców technologii OZE, co ograniczało potencjał ciepłownictwa w obszarze innowacyjności. Program „**CiepłozOZE**” uwzględnia szeroką gamę technologii OZE i ich potencjalnych krajowych dostawców. W poniższym rozdziale przedstawiano, w sposób kompleksowy, rynek dostawców technologii dla wszystkich (także tych dotychczas niewykorzystywanych) rodzajów OZE, które umiejętnie wprowadzane mogą uczynić krajowe ciepłownictwo bardziej innowacyjnym i stworzyć przed nim otwartą drogę do współpracy z firmami technologicznymi i donatorami środków na innowacje. Te nowe technologie to:

- 1) kolektory słoneczne
- 2) kotły biomasowe
- 3) ciepłownicze moduły geotermalne,
- 4) magazyny sezonowe ciepła,
- 5) zielone elektrogrzewnictwo Power to Heat (P2H)

W poniższym zestawieniu więcej uwagi, nie tylko samym dostawcom technologii i komponentów, ale także uwarunkowaniom stosowania w ciepłownictwie, poświęcono technologiom z końca ww. listy (nr 4 i 5), które dotychczas w praktyce nie były na większą skalę stosowane w Polsce.

Wskazane powyżej technologie uzupełniają się wzajemnie – każda z nich odznacza się inną charakterystyką funkcjonowania i jedynie w oparciu o ich racjonalny miks można skonstruować zrównoważoną instalację ciepłowniczą współpracującą z OZE. W związku z powyższym, każda z sugerowanych technologii OZE predestynowana jest do pełnienia innej funkcji w systemie ciepłowniczym, a korzyści z ich wprowadzania są zgoła inne.

Źródła pogodowo zależne, czyli kolektory słoneczne oraz wykorzystywana w celach chłodzenia i ogrzewania fotowoltaika czy energetyka wiatrowa (technologie Power to Heat), jeżeli nie są to hybrydy i nie są wspomagane dodatkowymi magazynami ciepła (system ciepłowniczy może pełnić rolę jedynie krótkoterminowego magazynu), powinny być w pełni wykorzystywane, a korzyści wynikające z ich wdrożenia opierają się głównie na oszczędności w paliwie i mniejszej emisyjności (biomasa) lub braku emisji. W przypadku kolektorów słonecznych, należy uwzględnić konieczność dogrzania czynnika roboczego. Nie ma takiej konieczności w przypadku wykorzystania technologii Power to Heat – niezbilansowana energia z turbin wiatrowych zasila najczęściej kotły elektryczne bądź grzałki oporowe umieszczone w sezonowych magazynach ciepła.

Źródła uznawane za stabilne charakteryzują się różną elastycznością. Geotermia jest technologią mniej elastyczną, niż kotły biomasowe. Ze względu na parametry termodynamiczne pracy źródeł geotermalnych, nie są one w stanie w pełni zastąpić źródeł konwencjonalnych – podobnie jak w przypadku kolektorów słonecznych, należy uwzględnić

konieczność dogrzania czynnika roboczego. Przyjmuje się więc, że źródła tego typu powinny pracować w tzw. „podstawie”, pokrywając ok. 20% ogółu rocznego zapotrzebowania na ciepło (głównie na cele dogrzania ciepłej wody użytkowej). Kotły biomasowe, jako źródła bardziej elastyczne, mogą pracować jako źródła podstawowe, jak i pozaszczytowe. Ponadto mogą w pełni zastąpić jednostki konwencjonalne, a więc mogą również pełnić funkcje rezerwowe względem niestabilnych OZE.

Polskie ciepłownictwo ma dotychczas bardzo ograniczone doświadczenia w stosowaniu OZE. Stosunkowo największe doświadczenia dotyczą energetycznego wykorzystania biomasy. Pewnym paradoksem jest fakt, że pierwsze kilkumegawatowe ciepłownie na biomasę zbudowane w Polsce pod koniec lat 90-tych (PEC Lubań, PEC Zielonka, potem OPEC Grudziądz –moce rzędu kilkudziesięciu megawatów) jako paliwo wykorzystywały słomę. W związku z problemami technicznymi (w stosunku do węgla niższa sprawność, wyższa awaryjność) oraz niestabilnością (deficytem surowca, wzrostem cen słomy na rynkach lokalnych), współcześnie w większych (koncesjonowanych) ciepłowniach i elektrociepłowniach wykorzystuje się najczęściej kotły na drewno leśne (zrębki).

Doświadczenie z wykorzystaniem energii geotermalnej i słonecznej w ciepłownictwie systemowym jest jeszcze skromniejsze, w zasadzie jednostkowe. Funkcjonuje tylko 6 ciepłowni geotermalnych i 9 systemów z kolektorami słonecznymi wspomagającymi systemy ciepłownicze w różnych punktach lokalnej sieci ciepłowniczej.

W polskim ciepłownictwie brakuje realnych doświadczeń rynkowych oraz *know-how* związanych z wykorzystaniem sezonowych magazynów ciepła, a doświadczenia w zakresie krótkoterminowych magazynów ciepła są bardzo ograniczone. Brakuje także sprawdzonych modeli biznesowych na wykorzystanie rozwiązań „Power to Heat”, które (podobnie jak w przypadku kolektorów słonecznych) znacznie łatwiej wdrażać w sytuacji, gdy opanowana jest technologia sezonowego magazynowania ciepła.

2.1 Kolektory słoneczne

Wśród proponowanych technologii dla ciepłownictwa, kolektory słoneczne są technologią najlepiej dostępną na rynku krajowym. Świadczy o tym liczba kilkudziesięciu firm zajmujących się produkcją tych urządzeń w Polsce. Tradycyjne kolektory słoneczne znajdowały zastosowanie jako system podgrzewania ciepłej wody użytkowej lub systemy wspomagające centralne ogrzewanie w systemach zdecentralizowanych (moce cieplne rzędu kilku kW). Większe systemy o mocach kilkudziesięciu (a nawet kilkuset) kilowatów sytuowane były w większych spółdzielniach mieszkaniowych lub np. dużych szpitalach.

Zestawienie wielkowieściowych systemów kolektorów słonecznych o mocach powyżej 350 kW przedstawiono w poniższej tabeli 2.1.

Tabela 2.1: Zestawienie wielkowymiarowych systemów kolektorów słonecznych o mocach powyżej 350 kW. Źródło: oprac. IEO

Instalacja	Powierzchnia [m ²]	Moc [kW]
Łódź, 2008 - SM Radogoszcz	7 368	5 158
Zamość, 2012 - SM im. Jana Zamoyskiego	2 500	1 750
Gołdap, 2011	2 140	1 498
Częstochowa, 2006 - WSzS w Częstochowie	1 500	1 050
Poddębice, 2004	1 287	901
Bartoszyce, 2009 - Szpital Powiatowy	1 100	770
Zamość, 2010- S.P. Szpital Wojewódzki w Zamościu	895	627
Jarnołtówek, 2010 - FWP Sp. z o.o.	869	608
Olsztyn, 2012 - Olsztyńska SM	820	574
Gdańsk, 2010 - Wojewódzki Szpital Specjalistyczny	804	563
Gorzów, 2010	687	481
Poddębice, 2008	580	385
Jurata, 2007 - WZW Jantar	550	406
Busko - Zdrój, 2005 - Sanatorium Włókniarz	516	361

Większość produkowanych w kraju kolektorów słonecznych może być stosowana także w systemach ciepłowniczych o mocy kilku megawatów. Brakuje jedynie ugruntowanego *know-how* w zakresie systemów automatyki i sterowania oraz brakuje większych doświadczeń w zakresie technologii sezonowego (magazyny krótkookresowe o objętości do kilku m³ są dostępne) magazynowania ciepła.

Producenci technologii kolektorów słonecznych wdrażają nowe materiały i rozwiązania techniczne w oferowanych produktach, zapewniając tym samym niższe koszty produkcji przy jednoczesnym zachowaniu parametrów urządzeń na porównywalnym, bądź wyższym poziomie, niż dostawcy zagraniczni. W sensie rozłożonego kosztu produkcji energii LCOE kolektory słoneczne, jako źródła uzupełniające w systemach ciepłowniczych, są technologią zdecydowanie najtańszą, a z sezonowymi magazynami ciepła zbliżają się do etapu komercjalizacji. Do największych polskich producentów oferujących szeroki wybór kolektorów słonecznych należą m.in.: Hewalex, SUNEX, Ensol, Galmet. Systemy kolektorów słonecznych cechują się prostotą budowy, łatwością użytkowania, dostępnością cenową, niemalże bezkosztową eksploatacją, szeroką dostępnością na rynku (ponad 80% wszystkich sprzedanych kolektorów słonecznych w 2015 roku była wyprodukowana w Polsce). Wg corocznych badań IEO, najbardziej popularnym typem kolektorów słonecznych w Polsce są kolektory płaskie. Są to kolektory najbardziej niezawodne, o dobrej relacji uzysk energii/cena i właśnie takie stosowane są w systemach ciepłowniczych w UE. Tego typu kolektory stały się specjalnością polskich producentów. Kolektory próżniowe, a zwłaszcza ich kluczowe komponenty – rury próżniowe są natomiast najczęściej importowane, głównie z Chin.

2.2 Kotły na biomasę

W niniejszej pracy rozważano wykorzystanie biomasy w dedykowanych do tego paliwa kotłach ciepłowniczych. Pominięto technologię współspalania biomasy z węglem w dużych elektrowniach i niektórych elektrociepłowniach (technologia ta mogła się rozwinąć z uwagi na fakt, że stosowane systemy wsparcia eksploatacyjnego dla wytwarzania energii elektrycznej z OZE dopuszczały wsparcie także dla tej technologii). Analizę ograniczono do nowych kotłów fluidalnych i rusztowych na drewno z leśnictwa (zrębki) oraz drewno odpadowe z przemysłu drzewnego (pellety i brykiety).

Na rynku krajowym funkcjonują firmy oferujące kotły przeznaczone do spalania różnego rodzaju biomasy, przede wszystkim na zrębki drzewne i pellet z suchych odpadów z przemysłu drzewnego. W dalszym ciągu dostępne są też kotły na słomę, ziarno zbóż, odpady poprodukcyjne, a nawet biomasę sezonową, ale trudno byłoby opierać strategię rozwoju ciepłownictwa na tego rodzaju paliwach (są to rozwiązania dla rolnictwa lub rozwiązania niszowe dla energetyki ciepłej przemysłowej – w tych przemysłach, które dysponują tego typu własnymi odpadami produkcyjnymi).

Producenci zapewniają kotły na biomasę o szerokim zakresie mocy: od kilkunastu kilowatów dla pojedynczych odbiorców, po kotły przemysłowe rzędu kilku megawatów. Jednocześnie wraz ze wzrostem mocy nominalnej kotłów, zawęża się grono firm, które mogą wymaganą technologię dostarczyć.

Wśród polskich producentów należy wyróżnić takie firmy jak Poligran, FU-WI, UNIWEX, CWD, GRAS Energia, Heiztechnik czy Sefako. Zestawienie krajowych dostawców i producentów kotłów na biomasę, które mogą być stosowane w ciepłownictwie przedstawiono w poniższej tabeli 2.2.

Tabela 2.2. Zestawienie przykładowych krajowych dostawców i producentów kotłów na biomasę.
Źródło: oprac. IEO

Producent	Miejsce produkcji	Typoszereg	Model	Dostawca	Moc nominalna [kW]
FU-WI Sp. z o.o.	PL	FUWI NA BRYKIET	FUWI 1000	FUWI	1000
Poligran Sp. z o.o.	PL	GRANPAL MEGA M	GRANPAL MEGA M na paliwo suche 1000	POLIGRAN	1000
Poligran Sp. z o.o.	PL	GRANPAL MEGA M	GRANPAL MEGA M na paliwo suche 1200	POLIGRAN	1200
Poligran Sp. z o.o.	PL	GRANPAL MEGA M	GRANPAL MEGA M na paliwo suche 1500	POLIGRAN	1500
Poligran Sp. z o.o.	PL	GRANPAL MEGA M	GRANPAL MEGA M na paliwo suche 2000	POLIGRAN	2000
Poligran Sp. z o.o.	PL	GRANPAL MEGA M	GRANPAL MEGA M na paliwo suche 2500	POLIGRAN	2500
Poligran Sp. z o.o.	PL	GRANPAL MEGA M	GRANPAL MEGA M na paliwo suche 3000	POLIGRAN	3000

W znakomitej większości są to kotły zautomatyzowane, o sprawności sięgającej 87%. Skatalogowane typoszeregi oferowane przez producentów obejmują zakres mocy do 10 MW. Jednostki te są bardzo dobrą alternatywą dla przestarzałych konstrukcji kotłów wodno-rurowych z tego zakresu mocy (np. WR-5). W przypadku większych jednostek koniecznym jest złożenie indywidualnego zamówienia.

2.3 Ciepłownicze moduły geotermalne

Pomimo istniejącego znaczącego technicznego potencjału geotermalnego w Polsce, ograniczone możliwości techniczne oraz względy ekonomiczne skutecznie powstrzymują rozwój tej technologii. Na inwestycje w źródła geotermalne zdecydowały się, jak dotąd, nieliczne przedsiębiorstwa ciepłownicze. Jednym z nielicznych przykładów realizacji projektu geotermalnego w warunkach krajowych jest ciepłownia w Bańskiej Niżnej, wchodząca w skład PEC Geotermia Podhalańska S.A. zasilana przez zbiornik wód termalnych znajdujący się w masywie Tatr. Ciepłownia o łącznej mocy 41 MW zaopatrywana jest w energię geotermalną z trzech odwiertów eksploatacyjnych o łącznej wydajności 960 m³/h i temperaturze wód geotermalnych na poziomie 82 – 86 °C.

Produkcja ciepła z geotermii uzależniona jest od warunków geologicznych terenu, na jakim położone jest przedsiębiorstwo. W Polsce energia geotermalna jest zakumulowana głównie w podziemnych zbiornikach geotermalnych: wody geotermalne znajdują się przeciętnie na głębokościach od 1,5 do 3,5 kilometra przy zróżnicowanych poziomach temperatury. Moduły ciepłownicze zasilane z odwiertów są projektami indywidualnymi, zależnymi od warunków technicznych złoża geotermalnego. Zestawienie mocy krajowych ciepłowni geotermalnych przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 2.3 Zestawienie mocy krajowych ciepłowni geotermalnych. Źródło: Oprac. IEO na podst. Informacji własnych przedsiębiorstw geotermalnych

Miejscowość	Rok uruchomienia	Moc geotermalna [MW]	Całkowita moc [MW]
Bańska Niżna	1993	41	78
Pyrzyce	1997	15	50
Mszczonów	1999	2,7	10,2
Uniejów	2001	3,2	5,6
Słomniki	2001	0,3	2,3

Sposoby pozyskiwania energii geotermalnej są wciąż technologiami nowatorskimi, wiążącymi się z szeregiem trudności technicznych i eksploatacyjnych. Konieczność wykonywania odwiertów generuje wysokie koszty inwestycji w źródła geotermalne. Do niewielu polskich firm, posiadających doświadczenie w tego typu realizacjach i podejmujących się wykonania odwiertów na wymagane głębokości, należą m. in. G-Drilling i Geotermia Toruń.

2.4 Magazyny ciepła w systemach ciepłowniczych

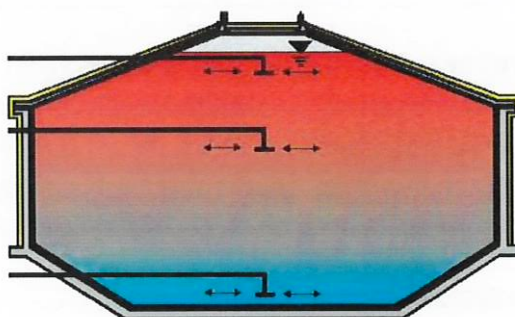
Obecnie, instalacje grzewcze z OZE wykorzystują tzw. krótko i średnio-okresowe magazynowanie ciepła w postaci zbiorników przez okres 1-3 dni. Ciepło jest gromadzone w

zaizolowanych termicznie zbiornikach stalowych z wymiennikami jedno- dwu- wężownicowymi, o odpowiedniej pojemności. Zbiorniki takie, o pojemności od kilkuset litrów dla małych instalacji grzewczych do 5 m³ dla bardzo dużych instalacji, w zależności od zapotrzebowania, są łączone przeważnie szeregowo (największe dostępne modele pojedynczych zbiorników nie przekraczają 2000 l). W przypadku źródeł konwencjonalnych zasilających systemy ciepłownicze, magazynowanie krótkookresowe wykorzystywane jest przede wszystkim w przypadku kogeneracji, w celu wyrównania dobowych dysproporcji między zapotrzebowaniem na ciepło i zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Jednakże w przypadku zastosowania OZE w systemach ciepłowniczych, kluczowym aspektem przemawiającym za zastosowaniem magazynu ciepła, jest sezonowa dysproporcja w podaży ciepła z OZE (szczególnie ciepła słonecznego) i zapotrzebowaniu na ciepło. W przypadku wdrożenia koncepcji Power to Heat, magazyny sezonowe ciepła muszą przejąć i przechować energię do momentu w której pojawi się na nią popyt.

Poniżej przedstawiono krótką charakterystykę najbardziej odpowiednich dla warunków krajowych typów magazynów sezonowych. Wśród sezonowych magazynów najbardziej powszechne są systemy funkcjonujące w oparciu o magazynowanie wodne lub wodno-żwirowe. Magazyny sezonowe dzielą się na kilka rodzajów:

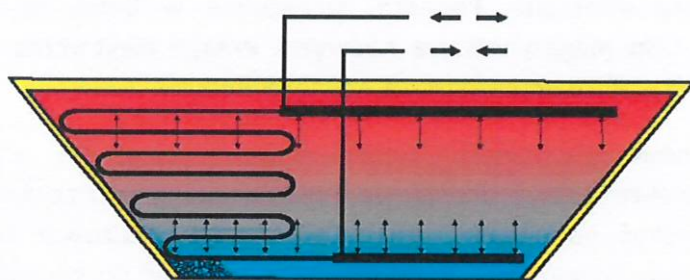
- magazyn (akumulator) wodny naziemny (ang. Tank Thermal Energy Storage – TTES),
- magazyn (akumulator) żwirowo – wodny zagłębiony w grunt (ang. Pit Thermal Energy Storage – PTES),
- magazyn (akumulator) w warstwie wodonośnej (ang. Aquifer Thermal Energy Storage – ATES),
- magazyn (akumulator) typu “sonda ziemna” (ang. Borehole Thermal Energy Storage – BTES).

Magazyn naziemny (TTES) to najczęściej zbiornik wykonany z żelbetu, stali nierdzewnej, czasem szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym napełniany wodą, o pojemnościach od kilku do kilku tys. metrów sześciennych. Zastosowanie ciepłej wody jako medium gromadzącego ciepło, wymaga zapewnienia właściwego uszczelnienia, odpornego na temperatury do ok. 80°C. Magazyn może być usytuowany na konstrukcji wsporczej ponad poziomem gruntu, ale także w ziemi.



Rys. 2.1 Koncepcja magazynu typu *hot water store*. Źródło: Solites

W magazynie żwirowo – wodnym (PTES) do magazynowania ciepła wykorzystywana jest mieszanka ziemi lub żwiru z wodą. Istotną cechą materiału wypełniającego magazyn jest jego porowatość oraz przepuszczalność, a także wytrzymałość na ściskanie. Magazyn tego typu, w porównaniu do opisanego poprzednio, nie ma kosztownych elementów konstrukcyjnych, ponieważ jest umieszczony w zagłębieniu ziemi. Występowanie odpowiedniej struktury geologicznej (nieprzepuszczalna miska) zwiększa znacznie opłacalność budowy takiego zbiornika. Jest on zaizolowany najczęściej na bokach i u góry oraz, w zależności od głębokości i objętości, również od spodu. Czynnikiem roboczym może być czysta woda, jak też roztwór wody i czynnika niezamarzającego. Zbiorniki w swej objętości zawierają ok. 60–70% objętości żwiru, przez co pojemność cieplna złoża jest mniejsza niż w przypadku zastosowania samej wody jako czynnika roboczego. Przez to, magazyny typu PTES odznaczają się znacznie większymi objętościami niż magazyny typu TTES przy zachowaniu jednakowego potencjału magazynowania. Uzyskiwany zakres temperatury złoża w magazynie żwirowo-wodnym wynosi 50–60°C.



Rys 2.2 Koncepcja magazynu żwirowo-wodnego. Źródło: Solites

W magazynach „wodonośnych” (ATES) do gromadzenia ciepła wykorzystuje się naturalne, zamknięte, podziemne zbiorniki wodne. Woda z tych zbiorników jest po wydobyciu dogrzewana, a następnie z powrotem wpompowywana do złoża. Magazyny tego typu znajdują się przeważnie na głębokości poniżej 100 m. Ze względu na to, że nie ma praktycznych możliwości zastosowania izolacji cieplnej w stosunku do warstw sąsiednich, minimalna, ekonomicznie uzasadniona, pojemność takiego zbiornika powinna wynosić 100.000 m³ i więcej. Lokalizacja tego typu magazynu jest uzależniona od warunków geologiczno-wodnych, a zwłaszcza występowania zamkniętych i szczelnych warstw geologicznych oraz odpowiedniej jakości zgromadzonej tam wody (mineralizacja, działanie korozyjne itp.).

W magazynach typu „sonda ziemna” (BTES) materiałem magazynującym ciepło jest warstwa gruntu. Określenie pojemności takiego magazynu jest możliwe na podstawie termofizycznych własności warstw geologicznych oraz uzależnione jest również od stosunku objętości magazynu do powierzchni działki, na której ma być on zlokalizowany, ponieważ wykorzystuje on odpowiedni układ geologiczny występujących warstw, a zwłaszcza ich dobrą nasiąkliwość (powodującą podwyższenie przewodności i pojemności cieplnej). Czynnikiem roboczym przepływa poprzez rury z tworzywa sztucznego w kształcie litery „U” lub rury koncentryczne, ułożone w pionowych odwiertach. Głębokości otworów wiertniczych (sond) wynoszą 20 – 80m oraz rozmieszczone są w odległości 1,5 do 3 m od siebie. Sondy ziemne mogą być zaizolowane tylko przy powierzchni, przy czym straty ciepła przy małych zbiornikach (do 50.000 m³) mogą

dochodzić do 50%. Osiągnięcie maksymalnej sprawności cieplnej w gromadzeniu ciepła następuje po pierwszych pięciu latach. Jest to spowodowane powolnym nagrzewaniem się gruntu przez przepływające medium.

Koszty jednostkowe magazynów sezonowych są w znacznym stopniu uzależnione od ich wielkości (im większy magazyn, tym mniejsze koszty jednostkowe). Analiza już zrealizowanych projektów tego typu pokazuje, że koszt jednostkowy przypadający na jednostkę objętości (bądź też jej wodny ekwiwalent) waha się w granicach 40 – 250 Euro/m³. Najwyższe koszty w przypadku magazynu wodnego (TTES) generują roboty w betonie (36%) oraz roboty ziemne i stalowa obudowa (23%), z kolei w przypadku magazynu żwirowo-wodnego najwyższym kosztem jest wykonanie obudowy (okładziny) magazynu (32%) oraz uszczelnienia (25%), a także roboty ziemne (21%) i koszt żwiru (14%).

Systemy tego typu są bardzo dobrze znane i w znacznym stopniu wykorzystywane w Niemczech i Danii. Bardzo dobrze sprawdzają się we współpracy z OZE, takimi jak pompy ciepła, czy kolektory słoneczne. Ponadto, szczególnie w Danii, są na szeroką skalę wykorzystywane w celu magazynowania nadwyżek energii elektrycznej w postaci ciepła, wygenerowanej przez elektrownie wiatrowe, czy fotowoltaikę.

Instalacje magazynów sezonowych ciepła charakteryzują się wysokimi kosztami inwestycyjnymi. Jednakże koszty jednostkowe znacznie maleją wraz ze wzrostem pojemności magazynu. Aby uzyskać odpowiedni efekt skali i maksymalizować korzyści płynące z zastosowania tego typu magazynów, powinno się je wdrażać do systemów o stosunkowo dużym rozbiórce energii (osiedle domów wielorodzinnych i większych), a w przypadku najmniejszych systemów pozostać przy zdecentralizowanej koncepcji wprowadzania ciepła słonecznego.

Poniżej, w tabeli i na rysunku (zdjęciu) przedstawiono przykłady realizacji tego typu projektów w różnej skali. W każdym z przypadków, zasadniczym uzasadnieniem dla stosowania magazynów ciepła było wykorzystanie wielkowymiarowych systemów kolektorów słonecznych (opcja „Power to Heat” była tylko jedną z dodatkowych możliwości jakie stwarza budowa magazynów ciepła).

Tabela 2.4 Porównanie instalacji wykorzystujących energię słoneczną typu SDH. Źródło⁹

Nazwa instalacji	Marstal	Dronninglund	Braedstrup
Powierzchnia kolektorów słonecznych, [m ²]	33,000	37,600	18,600
Sezonowy magazyn ciepła, [m ³]	75,000 PTES ¹⁰	60,000PTES	19,000BTES
Krótkoterminowy magazyn ciepła, [m ³]	2,100	--	7,500
Zapotrzebowanie na ciepło. [MWh/a]	32,000	40,000	45,000
Udział ciepła słonecznego, [%]	41 %	41 %	23 %
Wydajność systemów słonecznych,[kWh/m ² a]	395	447	432

⁹ <http://www.solarthermalworld.org/content/solar-district-heating-good-performances-all-over-europe>

¹⁰ PTES – Pit Thermal Energy Storage

Współczynnik wydajności sezonowego magazynu ciepła, [%], przy określonym zakresie temperatur czynnika	62 % (20 to 84°C)	90 % (10 to 89 °C)	102 % * (11 to 49 °C)
Pojemność cieplna magazynowania (różnica temperatur)	5,460 MWh (64 K)	5,500 MWh (64 K)	400 MWh (38 K)
Liczba cykli magazynowania	1	2.2	0.5

* uzyskanie 102% wydajności sezonowego magazynowania ciepła było możliwe tylko dlatego, że system wykorzystał ciepło pozostałe z poprzedniego roku.



Rys. 2.3 Instalacja wielkowymiarowego systemu kolektorów słonecznych i sezonowego magazynu ciepła w Marstal. Źródło: www.solarmarstal.dk

Obecnie na rynku krajowym jest niewiele firm, które oferowałyby instalacje tego typu na zasadzie „pod klucz”. Można znaleźć firmy podejmujące się realizacji prototypowych magazynów sezonowych ciepła. Za przykład może posłużyć **Mostostal**, który zrealizował instalację pilotażową w lokalnej ciepłowni w Ząbkach. Technologią sezonowych magazynów ciepła zainteresowane są też firmy z branży kolektorów słonecznych, jak też z sektora kotłów na biomasę, np. **Rafako**.

Z uwagi na nowość tych rozwiązań w warunkach krajowych, dla zobrazowania uwarunkowań przestrzennych ich stosowania oraz doboru (wymiarowania) poniżej syntetycznie opisano przykład duński – system zbudowany w przedsiębiorstwie energetyki cieplnej w Gram. Przedsiębiorstwo ciepłownicze w Gram znajduje się w południowej części Jutlandii, w Danii. Przedsiębiorstwo do roku 2009 roku produkowało ciepło w oparciu o jednostkę kogeneracyjną (CHP) zasilaną gazem ziemnym oraz dwa kotły wodne, również opalane gazem ziemnym. Moc jednostki CHP wynosiła 6,5 MW_{th}, a moc kotłów - 5,0 MW_{th} każdy. Roczne zapotrzebowanie na ciepło wynosi około 30 000 MWh. W 2009 roku zbudowano pierwszą instalację słoneczną o wielkości ponad 10 tys. m² o mocy 6,5 MW_{th}. Instalacja kolektorów słonecznych pokryła wówczas ok. 15% zapotrzebowania na ciepło i została podłączona do istniejącego zasobnika zbudowanego ze stali o pojemności 2,3 tys. m³. W 2015 roku rozbudowano instalację o kolejną instalację kolektorów słonecznych o powierzchni 35 tys. m² (moc instalacji wzrosła do 31 MW_{th}). Obecnie przewiduje się, że system będzie w stanie pokryć około 60% zapotrzebowania na ciepło. Tak wysoki wskaźnik produkcji ciepła był możliwy do uzyskania jedynie poprzez wcześniejsze przeprowadzenie dokładnych symulacji i analiz zapotrzebowania na ciepło oraz zastosowanie sezonowego magazynu ciepła o poj. 122

tys. m³ i pomp ciepła, które pozwalają kolektorom działać przy niższej temperaturze, przez co zwiększa się znacznie ich wydajność. Pompy ciepła wykorzystują niskotemperaturowe ciepło z dna sezonowego magazynu ciepła. Dodatkowo, w pobliżu przedsiębiorstwa ciepłowniczego jest fabryka produkująca dywany z której dostarczane jest ciepło odpadowe.

2.5 Zielone elektroogrzewnictwo – Power to Heat

Określenie *Power to Heat (P2H)* odnosi się bardziej do idei zagospodarowania produkcji energii elektrycznej z OZE, w szczególności pogodowo-zależnych wiatrowej i słonecznej oraz wodnej, niż do konkretnej technologii. Koncepcja P2H opiera się na integracji rynków energii elektrycznej i systemów ciepłowniczych, z której mają wynikać dwie podstawowe korzyści:

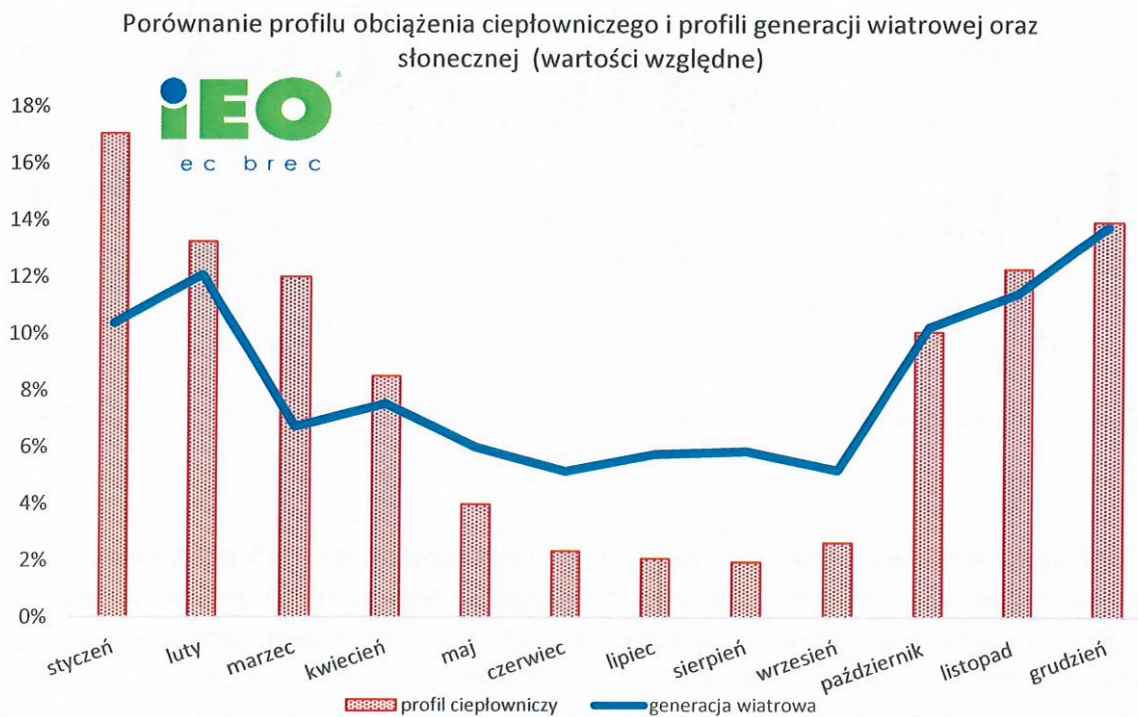
- wzrost możliwości bilansowania systemów elektroenergetycznych poprzez magazynowanie w ciepłe nadwyżek produkcji energii elektrycznej z OZE – bardzo istotny element inteligentnych systemów energetycznych bazujący na istniejącej infrastrukturze,
- dodatkowe przychody przedsiębiorstw ciepłowniczych z tytułu sprzedaży taniej¹¹, dzięki usłudze magazynowania energii z OZE w postaci ciepła systemowego.

Zgodnie z nowym brzmieniem art. 42 znowelizowanej ustawy o odnawialnych źródłach energii (uOZE), od 1 stycznia 2018 roku, sprzedawcy zobowiązani nie mają obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł OZE większych niż 500 kW. Właściciele dużych instalacji OZE zmuszeni będą konkurować na rynku energii elektrycznej (np. na RDN - rynek dnia następnego) z jednostkami konwencjonalnymi, co może okazać się problematyczne ze względu na niestabilność pracy OZE, szczególnie w dolinach zapotrzebowania i przełoży się na koszty energii z OZE wprowadzanej do sieci.

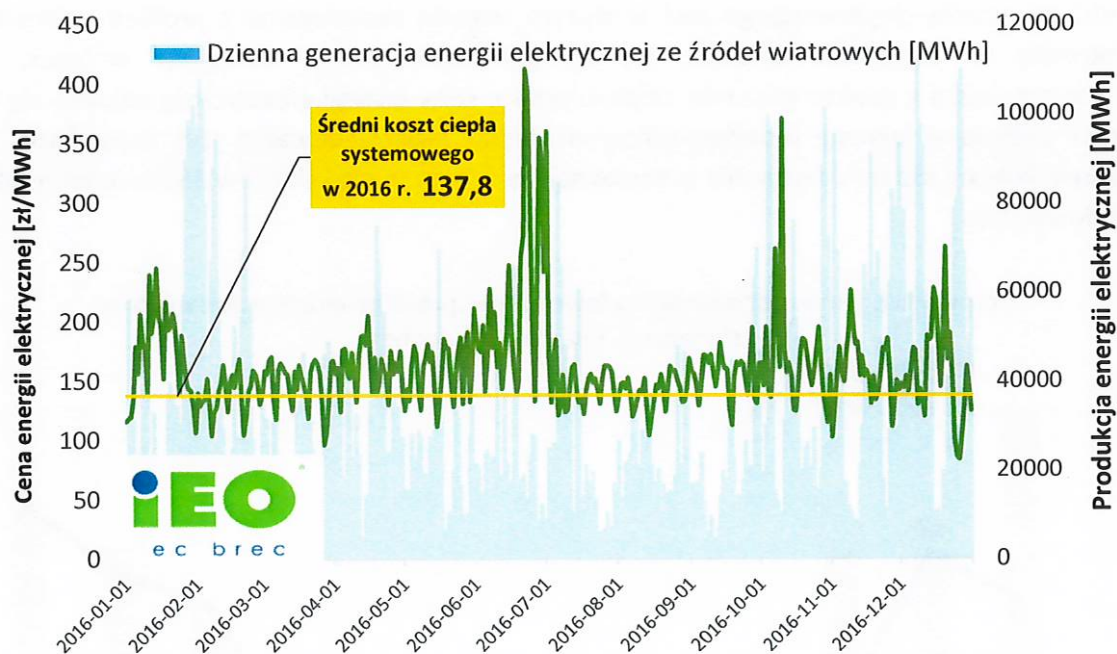
Problem dotyczy głównie niezależnych wytwórców energii, w tym właścicieli elektrowni i farm wiatrowych średniej wielkości (tym technologiom z uwagi na znaczącą wielkość sektora w Polsce, specyficzny profil produkcji zbliżony do profilu ciepłowniczego, poniżej poświęcono najwięcej uwagi), którzy obecnie regulacjami są „wpychani” na rynek. Doliny zapotrzebowania w systemie energetycznym (KSE) skorelowane są ze szczytami generacji wiatrowej. Nowe, rynkowe warunki funkcjonowania obniżą cenę energii z OZE (wzrost opłat za bilansowanie pobieranych od wytwórców), mogą okresowo doprowadzić do cen za energię znacznie niższych od otrzymywanej dotychczas (średnia cena kwartalna z rynku energii) i uniemożliwić wytwórcom zielonej energii uzyskanie jednostkowych cen energii zapewniających zwrot z inwestycji. Należy zaobserwować, że ze względu na powyższe oraz przy obecnym, rosnącym ze względu na coraz większą wietrzność, udziale energetyki wiatrowej w krajowym miksie elektroenergetycznym, jej wpływ na rynek dnia następnego energii elektrycznej jest coraz bardziej widoczny.

¹¹ minimalna cena energii elektrycznej na TGE to 70 PLN/MWh (19,44 PLN/GJ) pojawiające się w sytuacjach bardzo dużej nadpodaży połączonej z ograniczonymi możliwościami transgranicznego przesyłu energii

Profil obciążenia ciepłowniczego jest w dużym stopniu skorelowany z profilem generacji wiatrowej w warunkach polskich. Na tej podstawie można wyciągnąć wniosek, że najkorzystniejsze z punktu widzenia ciepłownictwa, ceny energii elektrycznej pojawią się na rynku właśnie w okresie jesienno-zimowym, kiedy zapotrzebowanie jest największe, co stanowi kolejny aspekt pozytywnie przemawiający za integracją sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa.



Rys. 2.4 Zestawienie profili obciążenia ciepłowniczego oraz generacji wiatrowej
źródło: PSE, profile ciepłownicze oprac. i skorelowane przez IEO



Rys. 2.5. Przebieg zmienności cen energii elektrycznej na rynku dnia następnego (w 2016 roku). Źródło: TGE, PSE, oprac. IEO

W 2016 roku, w ramach „ryнку dnia następnego” sprzedano ok. 4,3 TWh energii elektrycznej po cenie niższej niż średnia cena ciepła systemowego. Ze względu na niepomijalny udział OZE w KSE oraz zmiany ustawodawcze dążące do ich „urynkowienia” należy spodziewać się, że w kolejnych latach potencjał ten będzie systematycznie rósł. W obecnym otoczeniu systemowym, potencjalne wyniki ekonomiczne osiągnięte przez tego typu instalacje mogą być zaniżane przez opłaty dystrybucyjne i przesyłowe, dlatego oprócz samej integracji sektorów, koniecznym jest wykształcenie odpowiednich mechanizmów rynkowych oraz modeli biznesowych umożliwiających skuteczną i korzystną z punktu elektroenergetyki oraz ciepłownictwa, integrację obu sektorów.

Technologie elektroogrzewnictwa - P2H

Wyróżnia się 4 podstawowe technologie wykorzystywane w projektach P2H, służące konwersji energii elektrycznej na ciepło:

- kotły elektryczne rezystancyjne
- kotły elektryczne elektrodowe
- podgrzewacze rezystancyjne
- *pompy ciepła*

Kotły elektryczne rezystancyjne działają dokładnie na tej samej zasadzie, co podgrzewacze ciepłej wody występujące często w gospodarstwach domowych, i zgodnie z duńskimi

doświadczeniami¹², są bardziej odpowiednie dla rozwiązań w niewielkiej skali (do 1-2 MW mocy zainstalowanej). Tego typu kotły elektryczne dostępne są w jednostkach o mocach od kilku do ok. 5 000 kW. Większe aplikacje (wspomniane 2 MW) to już równoległe połączenia kilku mniejszych jednostek. Kotły rezystancyjne są zazwyczaj przyłączane do sieci niskich napięć).

Kotły elektryczne elektrodowe są przeznaczone dla projektów większych, a pojedyncze jednostki wytwórcze tego typu są dostępne w zakresie 0-60 MW (przy czym najczęściej spotykane są z zakresu 5-50 MW). Dużą zaletą tego typu rozwiązań jest to, że poza elastycznością, wykazują się niemalże zerową konsumpcją energii elektrycznej, funkcjonując w fazie „stand-by”. Czas zmiany obciążenia kotła elektrodowego pozostającego w czuwaniu, od 0 do 100% mocy to ok. 30 sekund. Przyłączane są do sieci średniego napięcia.

Podgrzewacze rezystancyjne to nic innego jak wielkowymiarowe grzałki oporowe, które mogą być urządzeniami przepływowymi lub mogą zostać zamontowane wewnątrz magazynu ciepła.

Pompy ciepła ze względu na różnorodność powinny być dobierane w konkretnych, uzasadnionych przypadkach. Charakteryzują się dużo większymi kosztami jednostkowymi niż kotły i podgrzewacze elektryczne, niemniej, przy zaistnieniu odpowiednich warunków ich zastosowanie może być korzystne, również z punktu widzenia rachunku ekonomicznego (np. w przypadku występowania wysokiego potencjału płytkiej geotermii).

Technologia P2H może funkcjonować w oparciu o system magazynowania ciepła, ale również w oderwaniu od zasobników ciepła, o ile energię elektryczną w każdej chwili można by zagospodarować i zużyć na bieżące potrzeby. Zastosowanie magazynu uwydatnia korzyści płynące z P2H oraz eliminuje ograniczenia (zarówno po stronie dostawcy jak o odbiorcy, co otwiera pole do współpracy na zasadach rynkowych), takie jak:

- możliwość świadczenia przez przedsiębiorstwa ciepłownicze (PEC) usług bilansowania na rynku energii elektrycznej
- brak konieczności grafikowania odbioru energii elektrycznej przez właścicieli farm wiatrowych
- pełne dopasowanie profilu rozbioru energii z magazynu do potrzeb
- obniżenie nakładów inwestycyjnych na nowe źródła konwencjonalne poprzez zastosowanie podgrzewaczy rezystancyjnych
- ograniczenie procesów spalania (zmniejszanie emisji) i - w przypadku energii elektrycznej z OZE - ułatwienie w dochodzeniu przedsiębiorstw ciepłowniczych do statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego” oraz obniżanie współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie nośnika energii (i jego dostarczenie odbiorcy)¹³

¹² Technology Data for Energy August 2016 Plants, Danish Energy Agency

¹³ Współczynnik ten („wi”) dla energii słonecznej i wiatrowej wynosi zero, dla ciepłowni węglowej 1,3, a dla „czarnej” energii elektrycznej z sieci wynosi 3.0. (ustawa o charakterystyce energetycznej budynków z

Magazynowanie ciepła z P2H może odbywać się, w zależności od potrzeb:

- bezpośrednio w sieci ciepłowniczej – sieć ciepłownicza ze względu na swoją istotną pojemność i bezwładność, stanowi pewnego rodzaju bufor ciepła, jednakże magazynowanie ciepła w sieci w znacznym stopniu zwiększa straty, przez co nie jest stosowane
- w magazynach krótkoterminowych – energia wykorzystywana w cyklach okołodobowych
- w magazynach sezonowych

Tab. 2.4 Przykłady projektów ciepłowniczych opartych na koncepcji P2H. Źródło¹⁴

Instalacja	Rodzaj podgrzewacza	Obciążenie cieplne	Pojemność zasobnika ciepła	Rok budowy
Broag (Dania)	Gruntowa PC	4 MW	5 000 m ³	2010
Neukoelln (Niemcy)	Podgrzewacze rezystancyjne	4 x 2,5 MW	10 000 m ³	2014
Norymberga (Niemcy)	Kotły elektrodowe	2x25 MW	33 000 m ³	2012
Saarbrücken (Niemcy)	Podgrzewacz elektryczny	10 MW	4 500 m ³	2012
Salzburg (Austria)	Kocioł elektrodowy	15 MW	Brak	2015
Leopoldau (Austria)	Kotły elektrodowe	2 x 10 MW	Brak	2017

Dostawcy technologii dla P2H

Koncepcja P2H, jak do tej pory, nie zafunkcjonowała jeszcze szerzej w polskim ciepłownictwie systemowym, przez co na rynku krajowym (poza jednorazowymi dostawcami na potrzeby demonstracji i prototypów) trudno znaleźć dostawców kompleksowych rozwiązań. Rozwiązania „pod klucz” są natomiast bardzo popularne w krajach, gdzie koncepcja P2H zdążyła się już rozwinąć¹⁵ (Niemcy, Dania, Szwecja, Francja). Stawiając na kompleksowe podejście mówimy o doborze modułów P2H składających się najczęściej z:

- podgrzewacza elektrycznego/kotła (lub kilku, w zależności od potrzeb)
- instalacji elektrycznej i grzewczej
- pełnej automatyce sterującej współpracą systemu z istniejącymi jednostkami wytwórczymi.

Decydując się na dobór poszczególnych komponentów systemu P2H oddzielnie, można znaleźć zdecydowanie większą liczbę dostawców na rynku polskim, należy natomiast liczyć się

29.09.2014). Jedynie niski współczynnik w_1 daje możliwość zakwalifikowania budynku do grupy „budyneków o niemal zerowym zużyciu energii”.

¹⁴ Magazynowanie energii w systemach ciepłowniczych z wykorzystaniem technologii Power-to-Heat, M. Chaczykowski, M. Kwastarz Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska PW, VII Konferencja Rynek Ciepła Systemowego – materiały konferencyjne

¹⁵ Układy realizowane na zasadzie „pod klucz” oferuje wiele firm, m.in. duńskie przedsiębiorstwo Elewa, czy niemiecki SEAR posiadający swoje przedstawicielstwo w Polsce

z tym, że połączenie wszystkich w integralny system, współpracujący z kotłownią, przynajmniej na początku może okazać się problematyczne i będzie wymagało zatrudnienia wyspecjalizowanej firmy – integratora.

Poniżej przedstawiono zestawienie nakładów jednostkowych na technologie omawiane w powyższym rozdziale.

Tab. 2.5 Porównanie nakładów jednostkowych technologii OZE. Źródło: IEO

Lp.	Technologia	Nakład jednostkowy
1.	Kolektory słoneczne	1 000 zł/kW
2.	Kotły na biomasę	2,2 mln zł/MW ¹⁶
3.	Ciepłownicze moduły geotermalne	1,6 mln zł/MW ¹⁷
4.	Magazyny ciepła w systemach ciepłowniczych <ul style="list-style-type: none"> • Długoterminowy • krótkoterminowy 	80 zł/m ³ 2000zł/m ³
5.	Power to Heat: kotły elektryczne i podgrzewacze <ul style="list-style-type: none"> • Instalacje do 5 MW • Instalacje powyżej 10 MW • Instalacje z zakresu mocy 5-10 MW – liniowy spadek maksymalnego jednostkowego kosztu kwalifikowanego między wartościami 	600 tys. zł/MW 300 tys. zł/MW 600 tys. zł/MW - 300 tys. zł/MW
6.	Power to Heat: pompy ciepła	3000 tys. zł/MW

¹⁶ Do 20 MW

¹⁷ odwiert plus część naziemna

3 Założenia, cele i wskaźniki programu

Celem programu **CiepłozOZE** jest wsparcie krajowego ciepłownictwa w modernizacji oraz jego transformacji do nowej generacji systemów ciepłowniczych o wysokiej efektywności i wymaganej czystości ekologicznej. Program wspiera zasadniczo wprowadzenie do ciepłownictwa wszystkich rodzajów OZE, w tym energii biomasy, geotermalnej i słonecznej termicznej oraz elektro-ogrzewnictwa (tzw. *Power to Heat*) wykorzystującego energię wiatrową i fotowoltaikę wraz z magazynami ciepła.

Przesłanki oraz warunki ramowe do koniecznej transformacji ciepłownictwa, dzięki szerszemu niż dotychczas wykorzystaniu OZE, wyznaczone są dyrektywami unijnymi z obszaru energii i środowiska, a w szczególności:

- A. dyrektywą o promocji OZE (uzyskanie minimum 17,1% udziału ciepła z OZE w zużyciu ciepła oraz minimum 15% udziału w zużyciu energii finalnej brutto)
- B. dyrektywą o efektywności energetycznej w zakresie wymogu osiągania, dzięki OZE i magazynom ciepła, statusu efektywnego systemu ciepłowniczego (rozumianego w niniejszej pracy jako uzyskanie minimum 50% udziału energii z OZE w strukturze wytwarzania ciepła w przedsiębiorstwie ciepłowniczym)
- C. dyrektywą „MCP” w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania oraz koniecznością spełnienia - dzięki wprowadzaniu OZE i magazynów ciepła (w miejsce najbardziej emisyjnych kotłów węglowych) - standardów emisyjnych dotyczących dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i cząstek stałych (pyłów).

Ponadto, bezpośrednio lub pośrednio program wniesie wkład w realizację przez sektor ciepłowniczy dyrektywy o handlu emisjami (ograniczenie emisji CO₂, służące także obniżeniu kosztów nabycia uprawnień do emisji i kosztów ciepła dla odbiorców) oraz dyrektywy w sprawie jakości powietrza. Program przygotowuje także sektor ciepłowniczy do wniesienia wkładu po 2020 roku we wdrażanie w Polsce nowego „Pakietu klimatyczno-energetycznego UE” na lata 2021-2030 i jego prawnego oprzyrządowania w postaci zestawu dyrektyw i rozporządzeń zwanego „Pakiem zimowym” i nowej dyrektywy (tzw. *recast* obecnie obowiązującej) o promocji OZE.

Beneficjentami programu wsparcia będą:

1. przedsiębiorstwa ciepłownicze, w tym w szczególności najlepiej rozpoznane od strony potrzeb i możliwości przedsiębiorstwa koncesjonowane (o mocach powyżej 5 MW) jak i niekoncesjonowane (o mocach poniżej 5 MW) – w których najłatwiej jest o dostęp do lokalnych odnawialnych zasobów energii i odpowiedniej wolnej przestrzeni do instalowania OZE.
2. istniejące i nowotworzone spółdzielnie mieszkaniowe oraz firmy deweloperskie rozwijające nowe, efektywne energetycznie osiedla mieszkaniowe

Program będzie realizowany dwuetapowo:

- Etap I – pilotaż na lata 2018-2023, w tym budowa instalacji demonstracyjnych, w szczególności w koncesjonowanych (> 5 MW) przedsiębiorstwach ciepłowniczych oraz w większych spółdzielniach mieszkaniowych,
- Etap II – replikacja w latach 2020-2025 w postaci nowych projektów i wykorzystania doświadczeń z pierwszej fazy pilotażu w latach 2018-2020 .

Etap I programu wsparcia ma służyć przede wszystkim wniesieniu wkładu w zrealizowanie przez Polskę zobowiązań międzynarodowych dotyczących udziałów energii z OZE w 2020 roku oraz uzyskiwaniu przez przedsiębiorstwa ciepłownicze - dzięki OZE – statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

Etap II będzie służył zastąpieniu, przez bezemisyjne OZE, istniejących źródeł spalania niespełniających wymogów dyrektywy MCP, która wchodzi w życie 20 grudnia 2018 r. Etap II posłuży dostosowaniu (instalacje o mocy większej niż 5 MW (do 50 MW) mają czas na dostosowanie do nowych standardów emisyjnych do 1 stycznia 2025 roku, a źródła mniejsze od 5 MW – do 1 stycznia 2030 r.) oraz umożliwieniu spełnienia po 2020 roku wymogu nowej dyrektywy o promocji OZE¹⁸- wzrostu w przedsiębiorstwach ciepłowniczych udziałów energii z OZE o minimum 1% rocznie (na początku dla lat 2021-2025, w odniesieniu do roku 2020) .

Niniejsze opracowanie dotyczy przede wszystkim opracowania założeń do uruchomienia i realizacji etapu I-go.

Wykonawca przewiduje monitoring i ewaluację działania projektu w trakcie trwania I etapu (przed jego całkowitym rozliczeniem), ale po zebraniu doświadczeń z I etapu.

W ramach pierwszego etapu finansowane będą przedsięwzięcia – rodzaje projektów inwestycyjnych, które jednocześnie uwzględniają:

- **inwestycje w co najmniej dwa rodzaje OZE**, w tym minimum jedno źródło pogodowo zależne (energia słoneczna lub energia wiatrowa)¹⁹, które zapewnią udział energii z OZE w sprzedaży ciepła na poziomie co najmniej 10% (wykorzystanie biomasy jest dopuszczalne tylko w źródłach o mocach cieplnych poniżej 20 MW i nie powinna ona stanowić więcej niż 60% ciepła z OZE).
- **budowę magazynu ciepła**, zarówno długookresowych (sezonowych), jak i krótkookresowych (dobowych) z zdolnością magazynowania określoną liczbą dni w stosunku do zapotrzebowania na ciepło, wspierających w systemie ciepłowniczym zarówno pracę pogodowo zależnych OZE jak i źródeł na biomasę oraz konwencjonalnych źródeł węglowych ciepłowniczych i kogeneracyjnych (umożliwienie stabilnej i najbardziej efektywnej ich pracy przy mocy zbliżonej do optymalnej i możliwe najniższej emisyjności).

¹⁸ Po jej zatwierdzeniu w marcu br. przez Parlament Europejski i Radę - będzie obowiązywała w latach 2021-2030.

¹⁹ Obecnie realizowane przez NFOŚiGW programy wsparcia OZE w ciepłownictwo już finansują budowę ciepłowni i elektrociepłowni na biomasę oraz źródeł geotermalnych.

Przy powyższych założeniach oraz uwzględniając scenariusz rozwoju inwestycji w OZE przedstawiony w rozdziale pierwszym i wysokości jednostkowych nakładów inwestycyjnych na technologie OZE, określono skalę inwestycji do zrealizowania w pierwszym etapie programu **CiepłozOZE**, ale z podziałem na inwestycje jakie mogą być zrealizowane przed końcem 2020 roku (priorytet z uwagi na możliwość wkładu energii z OZE w realizację celu na 2020 rok) i do końca 2023 roku (możliwość rozliczenia kosztów w ramach funduszy spójności UE na lata 2014-2020). Zakłada się, że konkurs na projekty w ramach programu **CiepłozOZE** zostanie otwarty w II kw. 2018 roku, a pojedyncze inwestycje będą realizowane i sukcesywnie oddawane do użytku w latach 2019-2023.

W tabeli 3.1 zestawiono scenariusz realizacji inwestycji w cyklu narastającym z podziałem na obydwie podetapy (transze programu) oraz kluczowe oczekiwane rezultaty programu.

Tabela 3.1 Skala inwestycji do zrealizowania w systemach ciepłowniczych w ramach programu **CiepłozOZE**, z podziałem na inwestycje jakie mogą być zrealizowane przed końcem 2020 roku i do końca 2023 roku. Źródło: wyniki symulacji modelem MESAP, oprac. IEO.

		Moc nowych OZE	Produkcja ciepła z nowych OZE	Średnia moc źródła	Liczba instalacji	CAPEX	Skala inwestycji
		GW	GWh	MW	szt.	mln zł/instalacja	mln zł
2019-2020	Biomasa	0,4	1 428	15	25	21	533
	Geotermia	0,1	365	10	5	88	475
	Energia słoneczna	0,4	212	15	35	15	354
	Power-to-Heat	0,4	463	10	36	6	224
	Magazyny ciepła				36	8*	285
	RAZEM	1,1	2 469		137		1 871
Ogółem 2019-2023	Biomasa	1,1	4 203	15	73	23	1 531
	Geotermia	0,3	1 649	10	25	88	2 218
	Energia słoneczna	0,8	461	15	77	15	768
	Power-to-Heat	0,4	516	10	38	6	238
	Magazyny ciepła				73	8*	615
	RAZEM	2,5	6 828		289		5 369

*szacunkowe koszty magazynów ciepła podano dla magazynu długoterminowego w [mln zł/100 tys. m³]

Przyjęty scenariusz i oczekiwane rezultaty przynieść mogą wzrost mocy ciepłowniczej o 2,5 GW i wyprodukowanie 6,8 TWh ciepła z nowych OZE w 2023 roku, a tym samym oznaczałyby podwojenie (w stosunku do szacowanych na koniec 2018 roku) zainstalowanych mocy OZE w ciepłownictwie systemowym, zwiększenie udziału mocy OZE w całkowitej mocy zainstalowanej (w przeliczeniu dla przedsiębiorstw koncesjonowanych) z 4% w 2016 roku do 7,1 % w 2023 roku oraz zwiększenie udziału energii z OZE całkowitej produkcji ciepła systemowego z 5% do 7,0 %.

W okresie do 2020 roku realizacja powyższego programu inwestycyjnego przyniosłaby wzrost mocy ciepłowniczej o 1,1 GW i możliwość przyrostu produkcji ciepła z OZE o maksymalnie 2,5

TWh, czyli umożliwiłaby zwiększenie łącznej produkcji ciepła z OZE o niemal 4% w stosunku do 2016, kiedy to produkcji ciepła z OZE była na poziomie 63,6 TWh.

Oczekiwany, dzięki programowi **CiepłozOZE**, wzrost produkcji ciepła z OZE (2,5 TWh) jest dwukrotnie wyższy od średniorocznego przyrostu w ostatnich 5 latach. Jednocześnie pozwoliłby uzyskać połowę z wymaganej dodatkowej produkcji ciepła z OZE jaka byłaby niezbędna do zrealizowania w 2020 roku ww. celu uzyskania minimum produkcji zakładanej w Krajowym Planie Działań na rzecz OZE – 68,8 TWh i rozliczenia się Polski w części ciepłowniczej ze zobowiązań wynikających z dyrektywy 2009/28/WE o promocji OZE.

Założenia w tabeli 3.1 są dość szczegółowe i wynikają z przyjętego wcześniej scenariusza (bazującego na potencjale odnawialnych zasobów energii) oraz założeń kosztowych, które mogą się zmieniać na etapie realizacji programu. Dlatego już w tym miejscu warto określić kluczowe, rzeczowe wskaźniki bezpośrednie realizacji program²⁰, które w sposób syntetyczny (uproszczony) przedstawiono w tabeli 3.2.

Tabela 3.2. Katalog docelowych indykatywnych wartości wskaźników realizacji programu **CiepłozOZE** na kolejne lata; do końca 2020r. i do końca 2023r. Źródło: oprac. IEO

Wskaźnik realizacji programu	Wielkość wskaźnika do 2020r.	Wielkość wskaźnika do 2023r.
Produkcja ciepła z nowych instalacji OZE [GWh _t /rok]	2 500	6 800
Dodatkowa zdolność wytwarzania ciepła z OZE [MW _t]	1 100	2 500
Liczba wybudowanych jednostek wytwarzających ciepło z OZE [szt.]	137	289
Liczba magazynów ciepła służących wykorzystaniu OZE [szt.]	36	77
Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie [szt.]	36	77

Projekcja liczbowa Programu określona wskaźnikami w tabeli 3.2, przy odpowiednim systemie wsparcia (o czym dalej), jest możliwa do zrealizowania przy zachowaniu wcześniej przyjętych kryteriów dostępu, w tym jednoczesnej realizacji przez przedsiębiorstwa inwestycji w co najmniej dwa rodzaje OZE i magazyn ciepła. Liczba magazynów ciepła oraz liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie są sobie równe (każdy projekt realizowany w ramach programu **CiepłozOZE** z założenia uwzględnia budowę jednego akumulatora lub zasobnika ciepła) i jednocześnie odpowiada największej liczbie instalacji OZE zbudowanych w poszczególnych okresach (transzach) pierwszego etapu Programu. Zgodnie z przyjętymi założeniami i uzyskanymi wynikami, średnia liczba inwestycji w OZE na jedno przedsiębiorstwo wyniosłaby w pierwszej transzy (do 2020r.) i w całym okresie 2,8. Prowadziłoby to do bardzo pożądanej dywersyfikacji źródeł (2-3 rodzaje inwestycji na jedno przedsiębiorstwo) oraz pozwalałoby na korzystne dostosowanie rodzajów inwestycji do lokalnych uwarunkowań i

²⁰ W odniesieniu np. do katalogu wskaźników do monitorowania postępu rzeczowego projektów, które będą finansowane w ramach programu. URL: <https://www.pois.gov.pl/strony/skorzystaj/katalog-wskaznikow-obowiazkowych-do-monitorowania-postepu-rzeczowego-projektow/>

dostępu do odnawialnych zasobów energii. W praktyce inwestycje będą jednak realizowane w cyklach krocących, zgodnie z programem inwestycyjnym przedsiębiorstwa (beneficjenta) do 2023 roku, jaki będzie stanowił załącznik do wniosku. Liczba rodzajów OZE w jednym przedsiębiorstwie może też ulec zmianie – zmniejszeniu (do minimum 2 źródeł na jedno przedsiębiorstwo) w efekcie realizacji inwestycji większej mocy/wydajności (od tych założonych w tabeli 1), bez zmiany pozostałych wskaźników - rezultatów programu.

Skalę wsparcia (na podstawie wyników analiz ekonomicznych przedstawionych w rozdziale 6) niezbędną do zrealizowania tak zakrojonego planu inwestycyjnego, łącznie z pozostałymi (ekologicznymi, społecznymi i gospodarczymi) rezultatami programu, określono w rozdziale 7.

4 Ramowe wymagania techniczne dla instalacji ciepłowniczych współpracujących z OZE i magazynami ciepła

4.1 Ogólne wymagania techniczne dla instalacji wchodzących w skład systemów ciepłowniczych z OZE i magazynami ciepła

- Instalacje OZE wraz z sezonowym lub krótkoterminowym magazynem ciepła oraz innymi źródłami ciepła mają być podłączone do zamkniętej lub tworzącej wydzieloną całość sieci grzewczej, zapewniającej odbiorcom ogrzewanie (C.O.) oraz ciepłą wodę użytkową (C.W.U.).
- Zaprojektowany system sterowania i monitorowania powinien wykorzystywać algorytm sterowania zapewniający płynne przełączanie między podsystemami; energia z OZE, magazynowanie, sieć dystrybucyjna, inne źródło ciepła i wewnętrzny system dystrybucji, w najbardziej energooszczędny sposób.
- System monitorowania powinien zapewniać obserwację i gromadzenie wskazań przepływu ciepła (temperatury) w poszczególnych podsystemach oraz ilości ciepła wykorzystywanych przez użytkowników.
- Dobór parametrów (wielkości) urządzeń w całej instalacji (a zwłaszcza takich jak: instalacja słoneczna, magazyn ciepła, rurociągi, inne urządzenia grzewcze itd. z uwzględnieniem izolacji termicznej) powinien być wykonany i zaprezentowany przy pomocy programu symulacyjnego typu TRNSYS, uwzględniając miejscowe warunki pogodowe.
- Szczegółowe dane wejściowe oraz wyniki symulacji przy pomocy programu symulacyjnego należy załączyć do wniosku o dofinansowanie.
- Instalacje OZE współpracujące z sezonowym magazynem ciepła (STES) mają dostarczyć odbiorcom udział, co najmniej 50% ciepła w przeciągu roku, co należy potwierdzić wynikami symulacji.
- Instalacja grzewcza ma być zrównoważona hydraulicznie.
- Urządzenia wchodzące w skład instalacji muszą być fabrycznie nowe.
- Projekty i montaż całej instalacji mogą wykonać wyłącznie osoby posiadające aktualne uprawnienia.

4.2 Wymagania techniczne dla kolektorów słonecznych i instalacji z kolektorami słonecznymi

- Płaskie kolektory słoneczne muszą mieć badania wykonane zgodnie z normą: PN-EN 12975-1+A1:2010 „Słoneczne systemy grzewcze i ich elementy – kolektory słoneczne – Część 1: Wymagania ogólne” lub równoważną. Do wniosku powinno być dołączone sprawozdanie z badań kolektorów, wykonane przez akredytowane laboratorium, zgodnie z normą lub PN-EN ISO 9806:2017-12 „Energia słoneczna -- Słoneczne kolektory grzewcze -- Metody badań” lub równoważną.
- Moc kolektorów słonecznych jest wyznaczana zgodnie z normą PN-EN ISO 9806:2017-12 lub równoważną, przy różnicy temperatury $(T_m - T_a) = 50$ K i natężeniu

promieniowania słonecznego $G=1000 \text{ W/m}^2$) i jest podana w sprawozdaniu z badań, wykonanych zgodnie z ww. normą.

- Wraz ze sprawozdaniem z badań należy załączyć certyfikat jakości nadany przez właściwą, akredytowaną jednostkę certyfikującą. Data potwierdzenia zgodności z wymaganą normą lub nadania znaku nie może być wcześniejsza niż 5 lat licząc od daty złożenia wniosku o dofinansowanie.
- Kolektory słoneczne muszą posiadać gwarancję producenta na co najmniej 5 lat od daty uruchomienia instalacji.
- Obowiązkowym elementem instalacji jest odrębny od instalacji monitorującej licznik ciepła montowany w obiegu kolektora słonecznego umożliwiający lokalną prezentację danych (np. zintegrowany z zespołem sterującym pracą instalacji).
- Koszt jednostkowy kolektora słonecznego nie powinien przekraczać 1 000 zł/kW
- W zakres kosztów kwalifikowanych mogą wchodzić wyłącznie roboty i zakupy związane z budową kompletnej instalacji, m.in.:
 - zakup, montaż i uruchomienie kompletnej instalacji dostosowanej do współpracy z instalacjami odbiorczymi,
 - zakup i montaż licznika ciepła,
 - koszt wykonania niezbędnych projektów technicznych oraz dokumentacji do uzyskania pozwoleń administracyjnych (o ile są wymagane),
 - roboty budowlane konieczne do zamontowania instalacji.

4.3 Wymagania techniczne magazynów ciepła

4.3.1 Sezonowe magazyny ciepła

- Sezonowy magazyn ciepła (STES - Seasonal Thermal Energy Storage) może być wykonany jako:
 - magazyn (akumulator) wodny naziemny (ang. Tank Thermal Energy Storage – TTES),
 - magazyn (akumulator) żwirowo-wodny zagłębiony w grunt (ang. Pit Thermal Energy Storage – PTES),
 - magazyn (akumulator) typu „sonda ziemna” (ang. Borehole Thermal Energy Storage – BTES),
 - magazyn (akumulator) w warstwie wodonośnej (ang. Aquifer Thermal Energy Storage – ATES).
- Zaleca się, aby ze względu na optymalizację strat ciepła i kosztów, najmniejsza pojemność STES zaliczanego do grupy sezonowych wynosiła 1 000 m³.
- Minimalna zdolność akumulowania ciepła w stosunku do średnich potrzeb odbiorców powinna wynosić 90 dni.
- Czynnikiem magazynującym i przenoszącym ciepło jest woda.
- Magazyn ciepła powinien posiadać właściwą izolację cieplną, aby zredukować straty ciepła do otoczenia - średnie straty zmagazynowanego ciepła (wg. obliczeń zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami) są mniejsze niż 15 W/m² powierzchni zbiornika.

- Magazyn naziemny sezonowy (STES) może być skonstruowany w podobny sposób, jak projektowane i wykonywane są wielkowymiarowe naziemne zbiorniki przeciwpożarowe, wraz z odp. pozwoleniami, które należy załączyć do wniosku o dofinansowanie.
- Do wniosku na magazyn podziemny lub zagłębiony należy załączyć ekspertyzę hydrogeologiczną pod kątem stratygrafii, zwięzłości gruntu, dryfu wód podziemnych, przewodnictwa hydraulicznego gruntu, natężenia i kierunku przepływu wód gruntowych i innych.
- Rozmiar i położenie złączy hydraulicznych do zbiornika powinny być tak zaprojektowane, aby zoptymalizować wydajności procesu ładowania i rozładowania.
- Projekty i montaż komponentów magazynów i całej instalacji mogą wykonać wyłącznie osoby posiadające aktualne uprawnienia.
- W zakres kosztów kwalifikowanych mogą wchodzić wyłącznie roboty i zakupy związane z budową kompletnej instalacji, m.in.:
 - Zakup komponentów, wykonanie i montaż oraz uruchomienie kompletnego magazynu ciepła dostosowanego do współpracy z pozostałymi elementami instalacji,
 - koszt wykonania niezbędnych projektów technicznych, symulacji, audytu zapotrzebowania na ciepło oraz dokumentacji do uzyskania pozwoleń administracyjnych (o ile są wymagane), w tym ewentualnej ekspertyzy geologicznej,
 - roboty budowlane konieczne do zbudowania instalacji.

4.3.2 Krótkoterminowe magazyny ciepła

- Krótkoterminowy magazyn ciepła może być wykonany jako zbiornik naziemny.
- Minimalna zdolność magazynowania to 2 doby w stosunku do maksymalnych potrzeb odbiorców ciepła.
- Magazyn ciepła powinien mieć izolację cieplną, aby zredukować straty ciepła do otoczenia - średnie straty zmagazynowanego ciepła (wg. obliczeń zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami) są mniejsze niż 15 W/m^2 powierzchni zbiornika.
- Magazyn naziemny może być skonstruowany w podobny sposób, jak projektowane i wykonywane są wielkowymiarowe naziemne zbiorniki przeciwpożarowe, wraz z odp. pozwoleniami.
- Rozmiar i położenie złączy hydraulicznych do zbiornika powinny być tak zaprojektowane, aby zoptymalizować wydajności procesu ładowania i rozładowania.
- Projekty techniczne i montaż komponentów magazynów i całej instalacji mogą wykonać wyłącznie osoby posiadające aktualne uprawnienia UDT.
- W zakres kosztów kwalifikowanych mogą wchodzić wyłącznie roboty i zakupy związane z budową kompletnej instalacji, m.in.:
 - zakup, montaż i uruchomienie kompletnego magazynu ciepła dostosowanego do współpracy z pozostałymi elementami instalacji,

- koszt wykonania niezbędnych projektów technicznych, audytu zapotrzebowania na ciepło oraz dokumentacji do uzyskania pozwoleń administracyjnych (o ile są wymagane),
- roboty budowlane konieczne do zamontowania instalacji.

4.4 Wymagania techniczne dla instalacji geotermalnych

Inwestycja może obejmować: budowę nowej, rozbudowę lub modernizację istniejącej ciepłowni/elektrociepłowni geotermalnej.

Minimalna moc cieplna instalacji geotermalnej: 2 MW_{th}.

Koszty kwalifikowane^{21,22}:

- Projekt budowlany i wykonawczy wraz z projektami robót geologicznych,
- Nadzór inwestorski i autorski wraz z kosztami dozoru oraz nadzoru geologicznego,
- Nabycie nieruchomości niezabudowanej, nieruchomości zabudowanej, zakup gruntu
- Roboty budowlane
 - koszty infrastruktury technicznej związanej z nową inwestycją (instalacje wewnętrzne w obiektach technologicznych,
 - przyłącza doprowadzające media do obiektów technologicznych, itp.,
 - koszty remontów, adaptacji obiektów niezbędnych do realizacji przedsięwzięcia,
 - koszty materiałów, robót budowlano-montażowych, demontażowych i rozbiórkowych.
- Środki trwałe, sprzęt i wyposażenie, wartości niematerialne i prawne

(w szczególności koszty te dotyczą nabycia: maszyn, urządzeń i materiałów wraz z kosztami dostawy (transportu, załadunku i wyładunku), narzędzi, przyrządów i aparatury, infrastruktury technicznej związanej z inwestycją, instalacji/montażu i uruchomienia środków trwałych, wartości niematerialnych i prawnych w formie: oprogramowania, patentów, licencji, nieopatentowanej wiedzy technicznej, technologicznej lub z zakresu organizacji i zarządzania.)

- Maksymalne jednostkowe koszty inwestycyjne całej instalacji geotermalnej (odwiert plus część naziemna): 1,6 mln zł/MW²³

Tabela 4.1 Maksymalne koszty związane z wykonaniem odwiertu (podano maksymalne koszty jednostkowe). Źródło²⁴

²¹ <https://www.nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/informacje-ogolne/kryteria-wyboru-przedsiwziec/>

²² <https://www.pois.gov.pl/nabory/11-wspieranie-wytwarzania-i-dystrybucji-energii-pochodzacej-ze-zrodel-odnawialnych-111-wspieranie-inwestycji-dotyczacych-wytwarzania-energii-z-odnawialnych-zrodel-wraz-z-podlaczeniem-tych-zrodel-do-sieci-dystrybucyjnejprzesylowej-2/>

²³ Lista projektów ocenionych pozytywnie w wyniku oceny merytorycznej dla konkursu POIiŚ/1.1.1/1/2016

²⁴ <http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/poprawa-jakosci-powietrza-energetyczne/energetyczne-wykorzystanie-zasobow-geotermalnych/>

Rodzaj prac		Jednostka miary	Cena jednostkowa (maksymalnie do zł)
Wykonanie otworu do głębokości (nie kwalifikuje się wykonanie otworu badawczego)	500 m	m	2 800,00
	1000 m		4 300,00
	2000 m		4 500,00
	3000 m		4 500,00
	4000 m		5 000,00
	5000 m		5 400,00
	>5000 m		5 900,00
Prace przygotowawcze (w tym m. in.: montaż urządzenia, droga technologiczna, dojazdowa, plac, rurociąg zrzutowy)		ryczałt	2 100 000,00
Wykonanie badań hydrologicznych		kpl.	360 000,00
Wykonanie badań geofizycznych		kpl.	500 000,00
Wykonanie badań laboratoryjnych		kpl.	160 000,00
Nadzór i dozór geologiczny		ryczałt	280 000,00
Demontaż urządzeń wiertniczych,		ryczałt	570 000,00
Opracowanie dokumentacji hydrogeologicznej		szt.	180 000,00

4.5 Wymagania techniczne dla instalacji spalania biomasy

- Rodzaje kotłów kwalifikujące się do wsparcia: kotły fluidalne i rusztowe na drewno (zrębki) oraz kotły na drewno odpadowe z przemysłu drzewnego (pellety i brykiety), z automatycznym zasilaniem w paliwo, dedykowane wyłącznie do spalania określonego rodzaju biomasy (powinno to wynikać z dokumentacji kotła),
- Moc cieplna instalacji jest dobrana w sposób zapewniający całkowite wykorzystanie ciepła wyprodukowanego w instalacji na potrzeby sieci ciepłowniczej lub zasilania magazynu ciepła,
- Zakres mocy zainstalowanej cieplnej: do 20 MW,
- Kotły muszą posiadać nominalną sprawność przemiany energetycznej (w odniesieniu do ciepła spalania) co najmniej 85%,
- Instalacje spalające biomasę nie powinny przekraczać dopuszczalnych wielkości emisji określonych w dyrektywie 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) oraz w dyrektywie (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania od momentu oddania do użytkowania danej instalacji,
- Kotły muszą posiadać gwarancję producenta na co najmniej 5 lat od daty uruchomienia instalacji.

Jednostkowy koszt kwalifikowany projektowanej instalacji nie powinien przekraczać:

- biomasa do 20 MW – 2,2 mln zł/MW^{25,26}

Ograniczenie wsparcia instalacji biomasowych wynika z założeń propozycji nowej Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych na lata 2021-2030 tzw. RED II^{27,28}, wymieniającej rodzaje źródeł energii, które mogą być uwzględnione do nowego celu UE w zakresie OZE (27% udziału OZE w zużyciu energii finalnej w 2030 na poziomie UE) oraz wprowadzającej dodatkowe kryteria zrównoważoności dla źródeł spalających biomasę. W celu zmniejszenia zależności od paliw kopalnych wprowadzono m.in. dla instalacji wykorzystujących biomasę stałą, zaostrzone kryteria zrównoważonego rozwoju i redukcji emisji gazów cieplarnianych, które będą mieć zastosowanie dla dużych elektrociepłowni (o mocy powyżej 20 MW) w odniesieniu do produkcji ciepła i energii elektrycznej w nowych instalacjach uruchomionych od 2021 roku (wg obecnej wersji projektu dyrektywy nie będą obejmować produkcji energii z odpadów lub pozostałości). Zgodnie z artykułem 26 ww. dyrektywy warunkiem zakwalifikowania jako instalacji OZE nowej instalacji spalania biomasy stałej o mocy powyżej 20 MW mocy w paliwie (odpowiednik 7MW_e mocy zainstalowanej) będzie optymalnego wykorzystanie energii zawartej w paliwie poprzez wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji. W związku z powyższym nowa definicja instalacji OZE zawarta w propozycji aktualizacji dyrektywy ogranicza wspieranie dużych instalacji współspalających biomasę także w ciepłowniach.

Projekt instalacji powinien zawierać:

- Schemat technologiczny wraz ze specyfikacją techniczną urządzeń,
- Opis źródła ciepła wraz z doborem podstawowych urządzeń (w tym: moc, sprawność, uzysk),
- Bilans cieplny źródła ciepła (wynikający z obliczenia zapotrzebowania ciepła dla budynku lub z projektu instalacji C.O., C.W.U. i went.).

Projekt obejmujący część technologiczną instalacji jest wykonany przez osobę, posiadającą:

- Uprawnienia budowlane do projektowania w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń cieplnych, wentylacyjnych, gazowych, wodociągowych i kanalizacyjnych, o których jest mowa w Rozdziale 2 art. 14 ust. 1 pkt. 4) i 5) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tekst jedn. Dz.U. 2013 r. poz. 1409), wymagane jest załączenie kopii uprawnień i potwierdzenie aktualnego wpisu do Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa lub kopię certyfikatu.

Zakres kosztów kwalifikowalnych

²⁵ Rynek kotłów ciepłowniczych na biomasę w zakresie mocy 500 kW – 20 MW w Polsce, IEO dla Danstoker Poland, Warszawa, listopad 2017

²⁶ Lista projektów ocenionych pozytywnie w wyniku oceny merytorycznej dla konkursu POiŚ/1.1.1/1/2016

²⁷ https://ek.fi/wp-content/uploads/2J_A4_RED2_Renewable-energy-directive-renewal-key-points.pdf

²⁸ https://www3.eurelectric.org/media/318369/eurelectric_positionpaper_redii_final-2017-030-0245-01-e.pdf

W zakres kosztów kwalifikowanych mogą wchodzić wyłącznie roboty i zakupy związane z budową kompletnej instalacji, m.in.:

- Dokumentacja do uzyskania wymaganych pozwoleń administracyjnych oraz wykonanie niezbędnych projektów technicznych, m.in.:
 - Przygotowanie niezbędnych dokumentów, opracowanie kompletnego projektu budowlanego zgodnego z ROZPORZĄDZENIEM MINISTRA TRANSPORTU, BUDOWNICTWA I GOSPODARKI MORSKIEJ z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego (DZ.U. z 2012 r. poz. 462z późn. zm.),
 - Wykonanie badań geologicznych i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej w zakresie niezbędnym do zaprojektowania i realizacji instalacji,
 - Projekt przebudowy lub rozbudowy sieci ciepłowniczej umożliwiający wpięcia wyprowadzenia mocy cieplnej z kotła na biomasę w istniejący lub projektowany układ rurociągów.
- Nadzór, zarządzanie oraz kontrola nad pracami projektowymi i realizacją robót,
- Zakup, realizacja i montaż kompletnej instalacji dostosowanej do współpracy z siecią ciepłowniczą lub magazynem ciepła, obejmującej m.in. elementy takie jak:
 - Instalacje wewnętrzne, w tym m.in. układ pompowy czynnika roboczego dla kotła,
 - Instalacje i układy służące do powiązania kotła z wpięciem w istniejący układ sterowania i odbioru energii cieplnej,
 - Roboty budowlane związane z dostosowaniem, wykonaniem instalacji w obrębie pomieszczenia źródła ciepła,
 - Wykonanie układów podawania i magazynowania paliwa (silosy, pomieszczenia przykotłowe),
 - Instalacja odprowadzania i monitorowania spalin,
 - Układ odzysku ciepła ze spalin,
 - Instalacje i systemy oczyszczania spalin i skroplin (neutralizacji),
 - Układ podawania i transportu paliwa do kotła biomasowego,
 - Układy pomiarowo-rozliczeniowe wyprodukowanej energii cieplnej,
 - Instalacja odprowadzenia oczyszczonego odcieku z instalacji odzysku ciepła ze spalin do kanalizacji.

4.6 Wymagania techniczne dla koncepcji Power to Heat

Wymagania dla urządzeń konwertujących energię elektryczną w ciepło:

- Rodzaje kotłów kwalifikujące się do wsparcia: kotły rezystancyjne oraz kotły elektrodowe
- Rodzaje podgrzewaczy kwalifikujących się do wsparcia: ogrzewacze rezystancyjne przepływowe oraz podgrzewacze rezystancyjne zbiornikowe
- Rodzaje pomp ciepła kwalifikujących się do wsparcia: gruntowe pompy ciepła solanka/woda, wodne pompy ciepła woda/woda

- Moc cieplna instalacji jest dobrana w sposób zapewniający całkowite zakładane wykorzystanie energii elektrycznej do zasilenia urządzenia grzewczego:
 - a) Z własnych źródeł elektrycznych OZE
 - b) Z sieci elektroenergetycznej, w ramach zawartych umów na zakup energii elektrycznej na cele grzewcze
- Kotły rezystancyjne i elektrodowe oraz podgrzewacze muszą posiadać nominalną sprawność przemiany energetycznej >98%
- Kotły elektryczne rezystancyjne i elektrodowe powinny posiadać funkcję pozostawania w trybie czuwania („stand-by”), umożliwiającą szybki rozruch kotła (0-100% mocy poniżej minuty)
- COP pompy ciepła: min. 4
- Urządzenia muszą posiadać gwarancję producenta na co najmniej 5 lat od daty uruchomienia instalacji

Sugerowany sposób doboru technologii urządzeń grzewczych

- Mniejsze aplikacje (do 2 MW mocy zainstalowanej w elektrycznych urządzeniach grzewczych), w których potencjał wytwórczy Power to Heat ma być w gotowości do samodzielnego, jak i równoległego funkcjonowania z pozostałym potencjałem wytwórczym: kocioł/kotły rezystancyjne
- Większe aplikacje (więcej niż 2 MW mocy zainstalowanej w elektrycznych urządzeniach grzewczych), w których potencjał wytwórczy Power to Heat ma być w gotowości do samodzielnego, jak i równoległego funkcjonowania z pozostałym potencjałem wytwórczym: kocioł/kotły elektrodowe
- Aplikacje Power to Heat z magazynem ciepła: podgrzewacze rezystancyjne zbiornikowe lub kotły elektryczne zasilające magazyn
- Aplikacje, w których potencjał wytwórczy ma jedynie wspomagać pracę pozostałych urządzeń lub ma pełnić funkcję optymalizującą pracę magazynu ciepła: pompa ciepła

Jednostkowy koszt kwalifikowany kotłów elektrycznych oraz podgrzewaczy²⁹ projektowanej instalacji nie powinien przekraczać:

- Instalacje do 5 MW – 600 tys. zł/MW
- Instalacje powyżej 10 MW – 300 tys. zł/MW
- Instalacje z zakresu mocy 5-10 MW – liniowy spadek maksymalnego jednostkowego kosztu kwalifikowanego między wartościami 600 tys. zł/MW, a 300 tys. zł/MW

Jednostkowy koszt pomp ciepła projektowanej instalacji nie powinien przekraczać 3000 tys. zł/MW

Projekt instalacji powinien zawierać:

²⁹, ¹⁹ Źródło: Duńska Agencja Energii

- Schemat technologiczny wraz ze specyfikacją techniczną urządzeń,
- Opis źródła ciepła wraz z doбором podstawowych urządzeń (w tym: moc, sprawność, uzysk),
- Bilans cieplny źródła ciepła (wynikający z obliczenia zapotrzebowania ciepła dla budynku lub z projektu instalacji C.O., C.W.U. i went.),
- Opis koncepcji sterowania urządzeniami do projektu systemu zarządzania produkcją.

Projekt obejmujący część technologiczną instalacji jest wykonany przez osobę, posiadającą:

- Uprawnienia budowlane do projektowania w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń cieplnych, wentylacyjnych, gazowych, wodociągowych i kanalizacyjnych, oraz uprawnienia budowlane do projektowania w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych, które uprawniają do projektowania obiektu budowlanego lub kierowania robotami budowlanymi związanymi z obiektem budowlanym, o których jest mowa w Rozdziale 2 Art. 14 ust. 1 pkt. 4) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tekst jedn. Dz.U. 2013 r. poz. 1409), wymagane jest załączenie kopii uprawnień i potwierdzenie aktualnego wpisu do Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa lub kopię certyfikatu
- Lub został dostarczony przez firmę technologiczną, która zatrudnia osoby z legitymującymi się ww. uprawnieniami lub posiada odpowiednie certyfikaty i uprawnienia.

Zakres kosztów kwalifikowalnych

W zakres kosztów kwalifikowanych mogą wchodzić wyłącznie roboty i zakupy związane z budową kompletnej instalacji, m.in.:

- Dokumentacja do uzyskania wymaganych pozwoleń administracyjnych oraz wykonanie niezbędnych projektów technicznych, m.in.:
 - Przygotowanie niezbędnych dokumentów, opracowanie kompletnego projektu budowlanego zgodnego z ROZPORZĄDZENIEM MINISTRA TRANSPORTU, BUDOWNICTWA I GOSPODARKI MORSKIEJ z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego (DZ.U.z 2012 r. poz. 462z późn. zm.)
 - Wykonanie badań geologicznych i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej w zakresie niezbędnym do zaprojektowania i realizacji instalacji
 - Projekt przebudowy lub rozbudowy sieci ciepłowniczej umożliwiający wpięcia wyprowadzenia mocy cieplnej z kotła na biomasę w istniejący lub projektowany układ rurociągów
- Nadzór, zarządzanie oraz kontrola nad pracami projektowymi i realizacją robót
- Zakup, realizacja i montaż kompletnej instalacji dostosowanej do współpracy z siecią ciepłowniczą lub magazynem ciepła, obejmującej m.in. elementy takie jak:
 - Instalacje wewnętrzne, w tym m.in. układ pompowy czynnika roboczego dla kotła,

- Instalacje i układy służące do powiązania kotła z wpięciem w istniejący układ sterowania i odbioru energii cieplnej,
- Roboty budowlane związane z wykonaniem instalacji w obrębie pomieszczenia źródła ciepła,
- Układy pomiarowo–rozliczeniowe wyprodukowanej energii cieplnej,
- Układy pomiarowo-rozliczeniowe pobranej energii elektrycznej,
- Układy AKPiA oraz układy zabezpieczeń elektrycznych.