

Przeznaczenie

**Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie**

Rodzaj dokumentu

Raport

Data

maj 2016

ANALIZA W CELU OKREŚLENIA NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH INSTALACJI REFERENCYJNYCH DLA PROJEKTÓW OZE I WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI DO OBLICZENIA KWOTY POMOCY INWESTYCYJNEJ

ANALIZA W CELU OKREŚLENIA NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH INSTALACJI REFERENCYJNYCH DLA PROJEKTÓW OZE I WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI DO OBLICZENIA KWOTY POMOCY INWESTYCYJNEJ

Wersja **3**
Data **2016-05-05**

Sprawdził **Anna Jędrzejewska**
Zatwierdził **Wiktor Kozłowski**
Opis **Opracowanie na podstawie umowy z dn. 04.01.2016 r.**
Strony **123**
Załączniki **2**

Znak 1870000081/7

Ramboll
ul. Młynarska 48
01-171 Warszawa
T +48 22 631 05 50
F +48 22 620 39 03
www.ramboll.pl

Ramboll Polska Sp. z o.o.
ul. Młynarska 48
01-171 Warszawa
Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy
XII Wydział Gospodarczy
KRS:0000029189
NIP: 526-02-06-652
REGON: 002202297
Kapitał zakładowy: 127 540,00 zł
Kapitał wpłacony: 127 540,00 zł
Krzysztof Jaworski - Prezes Zarządu

SPIS TREŚCI

1.	WSTĘP	1
2.	METODYKA PRACY	1
3.	WYBÓR TECHNOLOGII PALIWOWEJ INSTALACJI REFERENCYJNYCH	4
4.	PREZENTACJA WYBRANYCH INSTALACJI REFERENCYJNYCH	13
4.1	Instalacje referencyjne dla produkcji ciepła z OZE oraz dla produkcji w kogeneracji i wysokosprawnej kogeneracji	13
4.1.1	Instalacje z kotłami gazowymi	14
4.1.1.1	Wariant referencyjny KG1	15
4.1.1.2	Wariant referencyjny KG2	16
4.1.1.3	Wariant referencyjny KG3	17
4.1.1.4	Wariant referencyjny KG4	18
4.1.1.5	Wariant referencyjny KG5	19
4.1.2	Zestawienie wariantów referencyjnych – ciepłownie gazowe	20
4.2	Instalacje referencyjne dla produkcji energii elektrycznej z OZE	21
4.2.1	Instalacje z silnikami gazowymi	22
4.2.1.1	Wariant referencyjny EL1	23
4.2.1.2	Wariant referencyjny EL2	24
4.2.1.3	Wariant referencyjny EL3	25
4.2.1.4	Wariant referencyjny EL4	26
4.2.1.5	Wariant referencyjny EL5	27
4.2.2	Instalacje z blokiem gazowo-parowym	28
4.2.2.1	Wariant referencyjny EL6	29
4.2.2.2	Wariant referencyjny EL7	30
4.2.2.3	Wariant referencyjny EL8	31
4.2.2.4	Wariant referencyjny EL9	32
4.2.3	Zestawienie wariantów referencyjnych – elektrownie gazowe	33
5.	REKOMENDACJA INSTALACJI REFERENCYJNYCH	35
6.	CHARAKTERYSTYKA INSTALACJI PLANOWANYCH – ODNAWIALNE ŹRÓDŁA CIEPŁA	37
6.1	Kolektory słoneczne	37
6.2	Biomasa	42
6.3	Biogaz	46
6.3.1	Biogaz rolniczy	47
6.4	Geotermia, pompy ciepła	48
7.	CHARAKTERYSTYKA INSTALACJI PLANOWANYCH – ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	57
7.1	Instalacje wiatrowe	57
7.2	Fotowoltaika	67
7.3	Biomasa	71

7.4	Biogaz	73
7.4.1	Biogaz rolniczy	73
7.4.2	Biogaz ze składowisk odpadów	74
7.5	Woda	75
8.	CHARAKTERYSTYKA INSTALACJI PLANOWANYCH – ODNAWIALNE ŹRÓDŁA KOGENERACYJNE	81
8.1	Biomasa	83
8.2	Biogaz	87
8.2.1	Biogaz rolniczy	87
8.2.2	Biogaz z oczyszczalni ścieków	89
9.	CHARAKTERYSTYKA INSTALACJI PLANOWANYCH – WYSOKOSPRAWNA KOGENERACJA	91
9.1	Biomasa	92
9.2	Biogaz	93
9.3	Paliwa kopalne	95
9.3.1	Wysokosprawna kogeneracja węglowa	95
9.3.2	Wysokosprawna kogeneracja opalana olejem	96
9.3.3	Wysokosprawna kogeneracja gazowa – silniki gazowe	97
10.	PODZIAŁ NA PRZEDZIAŁY MOCOWE	101
10.1	Odnawialne źródła ciepła	101
10.2	Odnawialne źródła energii elektrycznej	103
10.3	Odnawialne źródła kogeneracyjne	106
10.4	Instalacje wysokosprawnej kogeneracji	108
11.	METODYKA WYLICZANIA KWOTY DOPUSZCZALNEJ WARTOŚCI POMOCY PUBLICZNEJ	110
11.1	Działanie kalkulatora	110
11.2	Dane wpisywane przez użytkownika	112

ZAŁĄCZNIKI

Załącznik 1 – Instrukcja wypełniania danych kalkulatora

Załącznik 2 – Kalkulator pomocy publicznej – załącznik elektroniczny

1. WSTĘP

Niniejsze opracowanie wykonano na podstawie umowy z dnia 4 stycznia w 2016 r. z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych oraz Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie

Celem analizy jest przygotowanie propozycji instalacji referencyjnych dla inwestycji w zakresie wysokosprawnej kogeneracji i odnawialnych źródeł energii (OZE) wraz z danymi o nakładach inwestycyjnych oraz opisanie sposobu i opracowanie narzędzia do wyliczania wysokości dofinansowania ze środków pomocowych na inwestycje z zakresu OZE i wysokosprawnej kogeneracji. Środki pomocowe przyznawane będą przez instytucje udzielające dofinansowania w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, regionalnych programów operacyjnych oraz programów krajowych: Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i funduszy wojewódzkich.

W etapie 1 prac dokonano wyboru i prezentacji proponowanych instalacji referencyjnych, które mają być podstawą do wyliczenia wsparcia finansowego inwestycji, dla których koszty kwalifikowane wylicza się poprzez porównanie z inwestycją referencyjną. Zaakceptowane przez Zamawiającego rozwiązania zostały przedstawione w niniejszym raporcie.

W etapie 2 prac przedstawiono charakterystyki poszczególnych technologii źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, które będą mogły być przedmiotem wsparcia. Zaproponowano przedziały mocy instalacji referencyjnych i przypisano do nich odpowiednio źródła planowane. Określono minimalny poziom mocy źródła OZE, które będzie podlegało porównaniu z instalacją referencyjną.

Opisano sposób obliczenia kwoty pomocy inwestycyjnej i opracowano kalkulator tej pomocy w programie Microsoft Excel 2010. Kalkulator pozwala na wyliczenia limitu maksymalnej wysokości dozwolonej pomocy publicznej, jaka może być przyznana w ramach wszystkich form wsparcia dla zdefiniowanych technologii. Kalkulator wraz z instrukcją obsługi stanowią załącznik do niniejszego raportu. Opracowane narzędzie może być stosowane dla wszystkich zdefiniowanych technologii planowanych i referencyjnych.

Niniejszy raport prezentuje wyniki całości przeprowadzonych prac.

2. METODYKA PRACY

W etapie 1 określono technologię paliwową instalacji referencyjnych jako instalacje opalane gazem zarówno dla instalacji ciepłowniczych, jak też wytwarzających energię elektryczną. Uzasadnienie wyboru instalacji przedstawiono poniżej w Rozdziale 3, a w dalszych rozdziałach przedstawiono opisy wybranych technologii instalacji referencyjnych dla poszczególnych zakresów wytwórczych. Przedstawiono opisy techniczne prezentowanych przykładowych instalacji referencyjnych wraz z założeniami co do oszacowanych nakładów inwestycyjnych.

Wsparcie inwestycji planowanych ma być udzielane oddzielnie dla określonych zakresów wytwórczych:

- energia elektryczna z OZE,
- ciepło z OZE,
- produkcja skojarzona (kogeneracja) z OZE, z wykluczeniem wysokosprawnej kogeneracji
- wysokosprawna kogeneracja.

Informacje dotyczące charakterystyki obiektów oraz wysokości nakładów inwestycyjnych na instalacje referencyjne przyjęto na podstawie wiedzy własnej konsultanta zdobytej w wielu projektach dotyczących inwestycji energetycznych w Polsce, w oparciu o informacje od producentów i użytkowników, oferty budżetowe i cenniki. Dla każdego wariantu referencyjnego przedstawiono nakłady całkowite oraz nakłady jednostkowe na jednostkę mocy zainstalowanej (MW) i jednostkę produkcji w roku (MWh lub GJ).

Zebrane dane dotyczące nakładów inwestycyjnych instalacji referencyjnych dla każdej technologii paliwowej przedstawiono w formie graficznej generując trend zmian nakładów jednostkowych w zależności od wielkości instalacji. Na podstawie układu trendu oraz charakterystyk technicznych (rozwiązania technologiczne, zastosowanie) w etapie 2 prac zaproponowano podział każdej technologii na przedziały, które zostały w kolejnym kroku porównane z instalacjami referencyjnymi.

Nakłady szacowano jako koszty kwalifikowane na projekty typu green-field. Zgodnie z zakresem zamówienia na niniejszą pracę, nie analizowano inwestycji modernizacyjnych.

Celem etapu 2 prac było opracowanie narzędzia służącego do wyliczenia możliwego poziomu pomocy inwestycyjnej.

Do każdego zakresu wytwórczego (z wymienionych powyżej) przypisano grupy technologii paliwowych instalacji planowanych, które mogą wchodzić w grę przy danym zakresie, przedstawione w dalszej części raportu. Ponieważ okres obowiązywania aktualnej perspektywy wsparcia sięga 2020 r., a technologie wytwórcze szybko się rozwijają, dla każdego zakresu wytwórczego w kalkulatorze wsparcia przewidziano pozycję „inne”, dla której można będzie przypisać technologię wytwórczą nie opisaną w ramach zdefiniowanych technologii.

Dla każdej ze zdefiniowanych grup technologii paliwowych instalacji planowanych/docelowych przygotowano krótki opis zasad działania oraz charakterystykę pracy, która ma istotny wpływ na wskaźnik produkcji z jednostki mocy zainstalowanej. Nakłady inwestycyjne w formie wskaźnikowej na te instalacje przedstawiono na podstawie publicznie dostępnych historycznych informacji i wiedzy własnej konsultanta na temat nakładów i czasu wykorzystania mocy w poszczególnych technologiach. Przedstawienie tych nakładów posłużyło porównaniu instalacji planowanych z instalacjami referencyjnymi oraz podziałowi na przedziały mocowe i powiązaniu poszczególnych instalacji planowanych z odpowiadającymi im instalacjami referencyjnymi. Przedziały mocowe do porównania określano na podstawie charakterystyki technicznej, zastosowania, a także na podstawie zróżnicowania wielkości nakładów jednostkowych w zależności od wielkości instalacji. Faktyczne wartości nakładów będą podawane przez beneficjentów i mogą różnić się od przykładowo podanych w niniejszym opracowaniu.

Ponieważ pozyskane informacje na temat nakładów pochodzą z różnych lat i krajów, w celu porównania przeliczono je na ceny w PLN w poziomie 2015 r. stosując odpowiednie kursy walutowe i inflację CPI (*Consumer Price Index*).

Porównując parametry produkcyjne instalacji referencyjnych i instalacji planowanych w poszczególnych przedziałach dokonano ostatecznie powiązania grup instalacji planowanych z grupami odpowiadających im instalacji referencyjnych w celu określenia poziomu wsparcia finansowego instalacji planowanych.

Porównanie wysokości nakładów rzeczywistej instalacji planowanej mogącej podlegać wsparciu i instalacji referencyjnej będzie się odbywało poprzez porównanie nakładów całkowitych obu instalacji. Nakłady na jednostkę planowaną zostaną podane przez podmiot ubiegający się o wsparcie (zgodnie z wymaganiami danego konkursu). Nakłady na jednostkę referencyjna będą

wyliczane na podstawie nakładów jednostkowych (wskaźnik nakładów jednostkowych) określonych dla jednostki referencyjnej odpowiadającej parametrom instalacji planowanej, ubiegającej się o wsparcie. W większości przypadków nakłady na jednostkę referencyjną wyliczane będą w oparciu o wskaźnik nakładów jednostkowych na moc zainstalowaną instalacji. Jednakże pewne technologie źródeł odnawialnych, zarówno w zakresie energii elektrycznej, jak też ciepła, charakteryzują się bardzo krótkim czasem wykorzystania mocy zainstalowanej w roku i porównywanie ich z instalacjami konwencjonalnymi na bazie mocy zainstalowanej będzie błędem. W szczególności mówimy tu o instalacjach wykorzystujących wiatr i słońce. Nowoczesne farmy wiatrowe pracujące w warunkach polskich uzyskują czas wykorzystania mocy nominalnej rzędu 2500 godzin w roku. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej w warunkach polskich ocenia się na ok. 1000 h, a kolektorów słonecznych nawet mniej. W warunkach polskich również większość mniejszych elektrowni wodnych ma stosunkowo niski czas wykorzystania mocy ze względu na niski poziom wód w pewnych okresach roku, w szczególności w lecie. Instalacja gazowa (wybrana jako referencyjna) będzie pracowała, w zależności od warunków rynkowych, od 4000 h (elektrownia) do 6500 h (elektrociepłownia) w roku. Technicznie możliwość pracy jest jeszcze większa – do 8000 h. Tak więc w sytuacji instalacji wiatrowych i słonecznych porównanie z instalacją referencyjną nie może nastąpić na podstawie nakładów jednostkowych na moc zainstalowaną, ale na jednostkę produkcji w roku. Jest to zgodne z wytyczną zawartą w Komunikacie Komisji Europejskiej *Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (2014/C 200/01)*, gdzie w artykule 73 wskazano, iż koszty inwestycji objętej pomocą można *odnieść do kosztu inwestycji porównywalnej pod względem technicznym, która prawdopodobnie mogłaby zostać zrealizowana bez pomocy. Inwestycja porównywalna pod względem technicznym oznacza inwestycję o takich samych zdolnościach wytwórczych i wszystkich innych parametrach technicznych (z wyjątkiem tych, które są bezpośrednio związane z dodatkowymi inwestycjami w zamierzony cel)*. Również w załączniku do *Wytycznych* Komisja podała wskazówkę, aby na potrzeby określenia kosztów kwalifikowanych w przypadku produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych stosować *Dodatkowy koszt inwestycji w stosunku do tradycyjnej elektrowni o takiej samej mocy pod względem efektywnej produkcji energii*.

Pozostałe zidentyfikowane technologie wytwórcze (odnawialne i wysokosprawnej kogeneracji) porównano z instalacjami referencyjnymi na podstawie nakładów jednostkowych na moc zainstalowaną biorąc pod uwagę możliwości techniczne pracy. Na przykład, w przypadku ciepłowni gazowej czy biomasowej czas wykorzystania mocy zainstalowanej zależy głównie od dopasowania do krzywej zapotrzebowania na ciepło oraz dyspozycyjności.

W celu określenia maksymalnej wysokości wsparcia dla każdej analizowanej instalacji planowanej, na podstawie danych techniczno-ekonomicznych wprowadzonych przez potencjalnego beneficjenta, obliczany będzie wskaźnik nakładów jednostkowych, przy użyciu którego zostanie wyliczona kwota wsparcia, z uwzględnieniem ograniczeń intensywności wsparcia. Wskaźnik w danym przedziale wyliczany będzie zgodnie z funkcją liniową określoną pomiędzy granicami danego przedziału, co oznacza, że dla każdej inwestycji będzie on wyliczony indywidualnie.

W celu spełnienia warunku, aby instalacja planowana odpowiadała instalacji referencyjnej o takiej samej mocy pod względem efektywności produkcji energii, w zależności od technologii instalacji planowanej klasyfikacja do podziału na przedziały nastąpiła:

- a) według nakładów jednostkowych na moc zainstalowaną (CAPEX/MW) lub

- b) według nakładów jednostkowych na jednostkę produkcji średniorocznej (CAPEX/MWh/r lub CAPEX/GJ/r) w okresie trwałości projektu – produkcja średnioroczna zostanie obliczona jako suma produkcji w okresie trwałości projektu podzielona przez ilość lat okresu trwałości projektu.

3. WYBÓR TECHNOLOGII PALIWOWEJ INSTALACJI REFERENCYJNYCH

Zastosowanie porównania z instalacją referencyjną w celu obliczenia kosztów kwalifikowanych planowanej inwestycji w odnawialne źródło energii lub źródło skojarzone (wysokosprawna kogeneracja) wynika z artykułów 40 i 41 *Rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17.06.2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (GBER)*. Artykuł 40 *Pomoc na inwestycje w układy wysokosprawnej kogeneracji* w ustępie 4 wskazuje: „Kosztami kwalifikowalnymi są dodatkowe koszty inwestycji w urządzenia niezbędne do tego, by instalacja mogła funkcjonować jako wysokosprawna instalacja kogeneracyjna, w porównaniu z konwencjonalną instalacją energii elektrycznej lub grzewczej o takiej samej mocy...”. Z kolei w odniesieniu do źródeł odnawialnych napisano w Artykule 41 *Pomoc inwestycyjna na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych* ustęp 6 b): „w przypadku gdy koszty inwestycji w wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych można określić poprzez odniesienie do podobnej, mniej przyjaznej dla środowiska inwestycji, która prawdopodobnie zostałaby przeprowadzona w przypadku braku pomocy, taka różnica między kosztami obu inwestycji określa koszt związany z energią ze źródeł odnawialnych i stanowi koszty kwalifikowalne”. W oparciu o te dwa zapisy przygotowano niniejszy raport prezentujący propozycję instalacji referencyjnych.

W Artykule 40 wprost jako referencyjne wskazane są instalacje konwencjonalne, a więc opalane paliwami kopalnymi, w odróżnieniu od instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii lub energię jądrową. Dodatkowo, w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 23.10.2015 r. w *sprawie udzielania pomocy publicznej na projekty inwestycyjne w zakresie budowy lub przebudowy jednostek kogeneracji zapewniających wysokosprawną kogenerację w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020* (Dz.U. 2015/1810), w §11 ust. 2 jednoznacznie wskazano: „Koszty kwalifikowalne ustala się jako różnicę między kosztami budowy lub przebudowy jednostki kogeneracji zapewniającej wysokosprawną kogenerację, o której mowa w art. 2 pkt 107 rozporządzenia nr 651/2014, a kosztami budowy lub przebudowy jednostki konwencjonalnej wytwarzającej ciepło o porównywalnej mocy”.

W Artykule 41 mowa jest o instalacji mniej przyjaznej dla środowiska niż instalacja OZE, czyli również o instalacji na paliwa kopalne, tj. opalanej węglem, gazem ziemnym lub produktami ropopochodnymi. Przyjmuje się, że wszystkie instalacje OZE są tak samo przyjazne dla środowiska.

W celu dokonania wstępnego określenia technologii paliwowej jako referencyjnej na potrzeby obliczania poziomu dofinansowania inwestycji w instalacje OZE i kogenerację, przeprowadzono poniżej zaprezentowaną analizę.

Ciepłownictwo

W tabeli poniżej przedstawiono liczbę koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w różnych zakresach mocy. Zmniejszanie się liczby koncesjonowanych przedsiębiorstw spowodowane było m.in. przekształceniami własnościowymi i organizacyjnymi w ciepłownictwie.

Tabela 3.1 Struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych według grup mocy osiągalnej w latach 2012-2014

Moc osiągalna [MW]	2012		2013		2014	
	Liczba przedsiębiorstw	[MW]	Liczba przedsiębiorstw	[MW]	Liczba przedsiębiorstw	[MW]
Polska	463	57 262,9	451	55 744,1	448*	55 589,5
Brak mocy	42	-	41	-	39	-
10 i poniżej	49	297,3	51	325,1	49	303,7
10-25	95	1 565,9	97	1 634,0	99	1 666,4
25-50	99	3 560,1	89	3 129,2	85	3 052,4
50-75	40	2 378,5	35	2 173,9	37	2 282,8
75-125	46	4 527,3	47	4 522,7	49	4 571,2
125-200	31	4 960,7	29	4 455,3	27	4 178,3
200-500	35	12 070,2	37	13 327,3	37	13 012,4
500-1000	19	13 102,2	17	10 546,9	16	10 430,7
Powyżej 1000	7	14 800,5	8	15 629,6	10	16 091,7

* W 2014 r. koncesjonowanych przedsiębiorstw było 451, jednak 3 nie wzięły udziału w badaniu, którego wyniki zamieszczono w tabeli.

Źródło: URE

Zgodnie z powyższą tabelą, w 2014 roku na koncesjonowanym rynku ciepłowniczym funkcjonowało najwięcej przedsiębiorstw o mocy w zakresie 10-25 MW oraz 25-50 MW, stanowiąc łącznie ponad 40% wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw. Natomiast łączna moc tych przedsiębiorstw stanowiła ok. 8% całkowitej mocy osiągalnej koncesjonowanych wytwórców.

W poniższej tabeli przedstawiono produkcję ciepła z różnych rodzajów paliw u koncesjonowanych wytwórców, w tym produkcja ciepła w kogeneracji.

Tabela 3.2 Produkcja ciepła z różnych rodzajów paliw w koncesjonowanych przedsiębiorstwach w 2014 r.

Paliwo	Produkcja ogółem
	[TJ]
węgiel kamienny	268 690
węgiel brunatny	5 801
olej opałowy lekki	170
olej opałowy ciężki	16 090
gaz ziemny wysokometanowy	24 374
gaz ziemny zaazotowany	5 092
biomasa	25 540
biogaz	0
inne odnawialne źródła energii	512
odpady komunalne stałe	0
odpady przemysłowe nieodnawialne	0
pozostałe paliwa	13 942
Razem	360 211

Źródło: URE

Zgodnie z przedstawionymi danymi, udział węgla kamiennego stanowi ok. 75% w produkcji ciepła w koncesjonowanych przedsiębiorstwach. Natomiast udział gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego na regulowanym rynku ciepła wynosi poniżej 10%.

Do produkcji ciepła w sektorze bytowo-komunalnym wykorzystuje się przede wszystkim paliwa stałe, czyli węgiel i biomasę. W zakresie samych gospodarstw domowych w Polsce, według danych za 2012 r. odnotowano 13,6 mln gospodarstw, w których zainstalowanych było ok. 7,5 mln pieców węglowych¹.

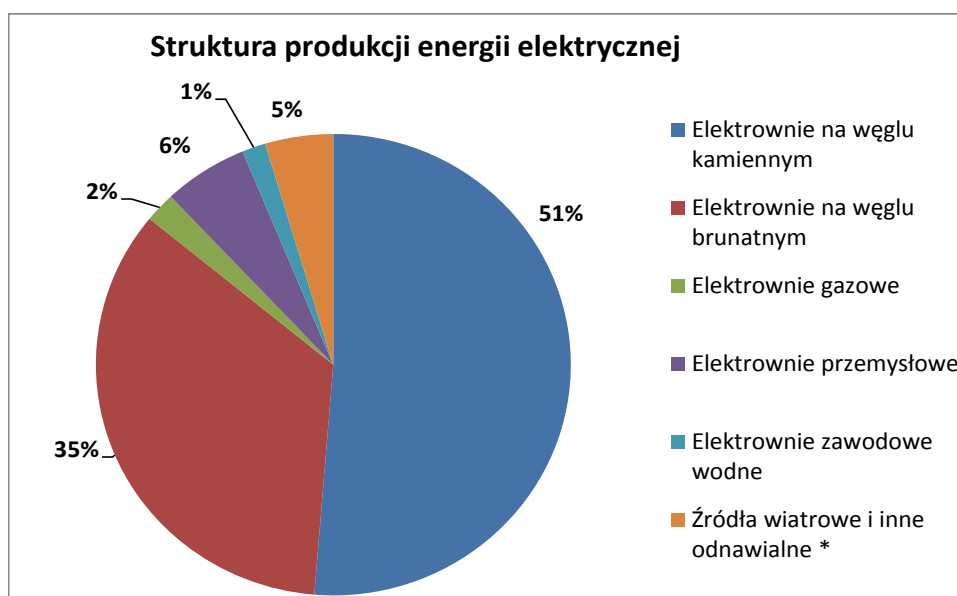
Jak widać powyżej, podstawowym paliwem do produkcji ciepła w Polsce jest węgiel, jednakże jego udział w miksie energetycznym ma być obniżony. Wynika to zarówno ze zobowiązań międzynarodowych, celów unijnych, jak i polityki energetycznej Polski. Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 r. (sierpień 2015 r) we wszystkich zdefiniowanych scenariuszach zakłada, w różnych proporcjach, obniżenie udziału węgla, a wzrost udziału gazu i źródeł odnawialnych. Zapowiadana nowa wersja Polityki ma utrzymać węgiel jako podstawowe paliwo w miksie energetycznym, jednakże nie musi to łączyć się ze zwiększeniem jego zużycia. Zaostrzane też są wymagania dotyczące ochrony środowiska i redukcji emisji zanieczyszczeń ze źródeł spalania, przewiduje się wzrost ceny uprawnień do emisji CO₂. W związku z tym można oczekiwać, że w latach perspektywy 2014-2020 budowa źródeł ciepła opalanych węglem na cele systemów ciepłowniczych będzie ograniczana, gdzie to możliwe, na rzecz instalacji gazowych, w szczególności instalacji kogeneracyjnych. Wynikać też to będzie z dłuższych terminów realizacji inwestycji węglowych – w sytuacji konieczności szybkiej budowy nowego źródła wybierane będzie raczej źródło gazowe, jeśli jest dostęp do tego paliwa. Zużycie węgla w miksie energetycznym będzie następowało w istniejących instalacjach oraz w nowych wysokosprawnych dużych blokach węglowych. Energetyka rozproszona oparta na węglu, jeśli będzie realizowana, to będą to inwestycje typu brown-field ze znacznym wykorzystaniem istniejących gospodarek paliwowych, natomiast w inwestycjach typu green-field dominować będą źródła oparte o gaz, biomasę i inne OZE.

W październiku 2015 r. Prezydent RP podpisał ustawę z dnia 10.09.2015 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2015/1593, tzw. Ustawa Antysmogowa), która daje prawo samorządom lokalnym do określania rodzajów i jakości paliw dopuszczonych do stosowania oraz minimalne wymagania techniczne dla urządzeń spalania paliw. Należy oczekiwać, że w związku z tym możliwości instalacji nowych kotłów węglowych jako lokalnych źródeł ciepła w domach jednorodzinnych, osiedlach mieszkaniowych, szpitalach, centrach handlowych, centrach sportowych itp. będą sukcesywnie ograniczane na rzecz instalacji gazowych lub na paliwo odnawialne.

Energia elektryczna

Udział paliwa węglowego (kamiennego i brunatnego) w produkcji energii elektrycznej wynosi ponad 80%, natomiast udział gazu ziemnego jest niewielki – ok. 4% wliczając w to źródła przemysłowe. Wykres poniżej prezentuje strukturę produkcji w 2014 r.

¹ Uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska z dnia 20.02.2015 r.



*Kategoria „Źródła wiatrowe i inne odnawialne” nie obejmuje energii ze współspalania

Rysunek 3.1 Struktura produkcji energii elektrycznej wg źródeł w 2014 r.

Źródło: URE.

Tak jak napisano wcześniej, udział węgla w miksie energetycznym będzie ulegał obniżeniu. Również więc w energetyce systemowej należy oczekiwać inwestycji w źródła gazowe i odnawialne. Inwestycje w źródła opalane węglem będą raczej inwestycjami w duże wysokosprawne bloki energetyczne, nie w małe źródła, ani nie w źródła indywidualne, a wykorzystanie węgla w energetyce rozproszonej będzie się odbywało w obiektach istniejących i zmodernizowanych.

Wybór technologii paliwowej instalacji referencyjnych dla produkcji z OZE i wysokosprawnej kogeneracji

Jako technologię paliwową dla instalacji referencyjnych zarówno dla produkcji energii elektrycznej, energii w kogeneracji, jak i produkcji ciepła przyjęto instalacje opalane gazem ziemnym. Decyzja została podyktowana m.in. tendencjami w polityce europejskiej i polskiej w zakresie energetyki i ochrony środowiska. Tendencje te od lat wskazują na ograniczanie użycia węgla do celów energetycznych, w szczególności na rzecz źródeł odnawialnych, a także na rzecz technologii bardziej przyjaznych dla środowiska, jak gaz i energetyka jądrowa. W szczególności w sytuacji potencjalnego ryzyka niedoborów mocy w systemie energetycznym należy oczekiwać budowy instalacji gazowych, których czas realizacji jest znacznie krótszy niż obiektów węglowych. Dotyczy to zarówno elektrowni, jak i elektrociepłowni, w tym źródeł rozproszonych.

Poza tym za wyborem technologii gazowych przemawiają również względy ekonomiczne, w tym w szczególności niższe nakłady inwestycyjne na źródła gazowe niż węglowe. Nowo budowane źródła węglowe, poza bardziej rozbudowaną gospodarką paliwową w porównaniu z gospodarką paliwową w instalacji gazowej, będą też musiały posiadać instalacje oczyszczania spalin. Przekłada się to na znaczący wzrost nakładów inwestycyjnych. Dla przykładu duży blok energetyczny, wybudowany *greenfield*, o mocy 1000 MW na węglu kamiennym będzie kosztował ok. 6 mld PLN, a elektrownia z dwoma blokami gazowo-parowymi ok. 450 MW każdy – ok. 3 mld PLN (blok gazowo-parowy klasy 450 MW jest jednym z największych sprawdzonych rozwiązań bloków gazowo-parowych). Sprawność netto nowych elektrowni gazowych sięga 61%, podczas gdy nowoczesne bloki węglowe osiągają sprawność 45%. Blok kogeneracyjny o mocy ok. 30 MW

dla systemu ciepłowniczego oparty na 3 silnikach 10 MW kosztuje ok. 3,7 mln PLN/MW, blok węglowy - ok. 9,5 mln PLN/MW przy sprawnościach netto odpowiednio 45% i 31%.

Źródła węglowe emitują znacznie większe ilości zanieczyszczeń, niż źródła gazowe. Coraz droższa będzie też ich eksploatacja ze względu na przewidywanie wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂.

Źródła gazowe charakteryzują się także większą elastycznością pracy niż źródła węglowe, w szczególności niższym minimum pracy.

W tabeli poniżej przedstawiono porównanie bloków kogeneracyjnych węglowego i gazowego o mocy ok. 30 MWe, analizowanych dla systemu ciepłowniczego o mocy ok. 110 MWt. Ze względu na charakterystykę pracy i różną moc cieplną obu bloków, istniejące urządzenia systemu zostały różnie zoptymalizowane, w związku z czym przedstawione niżej informacje produkcyjne nie odnoszą się do tych samych warunków granicznych istniejącego systemu, jednakże otoczenie zewnętrzne systemu ciepłowniczego jest takie samo. Widoczna jest różnica w charakterystyce obu inwestycji, które rozpatrywane były dla tego samego systemu ciepłowniczego i w tym samym celu. Inny jest np. czas wykorzystania mocy dla obu wariantów inwestycyjnych wynikający m.in. z większej elastyczności pracy instalacji z silnikami gazowymi. Wynikiem innego trybu pracy jest inna produkcja energii elektrycznej przy utrzymaniu takiej samej produkcji ciepła na rzecz systemu ciepłowniczego, co jest celem inwestycji.

Tabela 3.3 Porównanie przykładowych elektrociepłowni węglowej i z silnikami gazowymi

		zespół silników gazowych	blok węglowy
Moc elektryczna bloku	MWe	29	31
Moc ciepłownicza maksymalna bloku	MWt	27	69
Całkowite nakłady	mln PLN	110	284
Sprawność elektryczna brutto w punkcie nominalnym		44%	29%
Sprawność cieplna maksymalna		87%	90%
Czas wykorzystania mocy elektrycznej	h/r	6000	3500
Produkcja energii elektrycznej netto	GWh/r	171	86
CO2	tys. t/r	81	125

Ponadto, instalacje gazowe występują w większym zakresie mocy niż instalacje węglowe. Powszechnie stosowane silniki gazowe oferowane są od mocy około 50 kWe do 18 MWe (w jednym urządzeniu). Dzięki temu instalacje gazowe oparte na silniku gazowym mogą zasilać obiekty, gdzie zapotrzebowanie na energię elektryczną jest niskie: zakłady produkcyjne, centra handlowe, obiekty sportowe, baseny, szpitale, osiedla itd.

W poniższej tabeli zestawiono przykłady zrealizowanych w Polsce układów kogeneracyjnych na silnikach tłokowych – układy te mogą pracować z pełnym wyrzutem ciepła do atmosfery.

Tabela 3.4 Przykłady silników gazowych do 400 kWe w Polsce

L.p.	Lokalizacja	Obiekt	Ilość silników	Rok instalacji	Typ silnika	Moc elektryczna [kWe]	Moc cieplna [kWt]
1	Kudowa Zdrój	Basen Wodny Świat	1	2014	MAN E 0834 E 302	50	79
2	Rzeszów	Polskie Elektrownie Gazowe	1	2008	b.d.	116	198
3	Hel	Kotłownia osiedlowa	2	2003	b.d.	122	204
4	Hel	Kotłownia osiedlowa	1	2003	b.d.	225	36
5	Dobczyce	Zakład produkcyjny Larkis Sp. z o.o.	1	2013	MWM 2016 C V8	400	436
6	Tychy	Zakład Produkcyjny Rosa	1	2013	MWM 2016 C V8	400	436
7	Karczew	Przedsiębiorstwo Ogrodnicze Karczew	1	2012	MAN 2842	400	513

Moc najmniejszego komercyjnego bloku węglowego wyniesie około 10 MWe, co znacznie zawęży możliwości jego stosowania, a co za tym idzie – ogranicza zakres zastosowania jako instalacja referencyjna.

Poniżej przedstawiono porównanie instalacji wytwarzania ciepła o mocy 1 MWt i 6 MWt opartych o kotły węglowe i gazowe. Tego typu ciepłownie mogą pełnić funkcje ciepłowni osiedlowych z dwufunkcyjnymi węzłami cieplnymi (c.o. i c.w.u.) zlokalizowanymi w miejscu odbioru ciepła.

Nowe kotły węglowe o mocy do 5 MWt muszą spełniać wymagania Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 04.11.2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. 2014 poz. 1546): SO₂ - 1500 mg/Nm³; NO_x - 400 mg/Nm³, pył - 100 mg/Nm³, przy założeniu systemu odpylania do poziomu 100 mg/Nm³. W związku z wejściem Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 roku w sprawie ograniczeń emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa MCP – *Medium Combustion Plant*) dla nowych instalacji oddanych do użytkowania po 20.12.2018 roku standardy emisji będą następujące: SO₂ - 400 mg/Nm³; NO_x - 500 mg/Nm³, pył - 50 mg/Nm³. Konieczna zatem będzie budowa instalacji odsiarczania i głębszego odpylania.

Do porównania poniżej przyjęto kotły węglowe typu KRM. Są to kotły trzyciągowe, w których pierwszy ciąg stanowi płomienica, a drugi i trzeci ciąg płomieniówki. Kotły są wyposażone w kompletną instalację paleniskową, obejmującą kosz węglowy z warstwownicą oraz ruszt mechaniczny. Regulacja prędkości posuwu pokładu rusztu i układu powietrza podmuchowego jest dokonywana za pomocą falownika. Na wylocie z kotła zabudowano podgrzewacz wody (ekonomizer) pozwalający na dalsze wykorzystanie energii zawartej w spalinach, podwyższając sprawność kotła. Kotły wyposażone w układ regulacji wody zasilającej kocioł (układ mieszania gorącego). Kotły muszą spełniać standardy emisyjne zgodne z obowiązującymi przepisami dla nowych urządzeń, tzn. również wymagania Dyrektywy MCP.

W nakładach inwestycyjnych oszacowanych dla powyższych kotłów węglowych i gazowych uwzględniono:

- kompletny budynek kotłowni z kotłami i ze wszystkimi niezbędnymi instalacjami pomocniczymi,
- układy oczyszczania spalin,
- wyprowadzenie mocy ciepłowniczej o długości 100 m,
- przyłącze gazowe w wariantach gazowych.

Szczegółowe założenia dotyczące kotłowni gazowej przedstawiono w kolejnym rozdziale niniejszego opracowania (rozdział 3.1.1).

Kotłownia jest zwymiarowana na 100% mocy obliczeniowej dla danego systemu ciepłowniczego, uwzględnia również zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową w okresie letnim.

W tabeli poniżej przedstawiono porównanie wariantów węglowych i gazowych kotłowni.

Tabela 3.5 Porównanie kotłowni gazowych i węglowych

Wariant	Jednostka	Ciepłownie gazowe		Ciepłownie węglowe	
		KG1	KG2	KW1	KW2
Typ bloku		Kocioł gazowy	Kocioł gazowy	Kocioł węglowy	Kocioł węglowy
Ilość jednostek	-	2	2	1	2
Moc ciepłownicza bloku	MWt	1	6	1	6
Moc w paliwie	MW	1,1	6,4	1,2	7,2
Sprawność cieplna maksymalna	%	94,0%	94,0%	83,0%	83,0%
Emisyjność CO2	tys. t/a	0,5	2,8	0,9	5,4
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2200	2200	2200	2200
Produkcja roczna ciepła	TJ	7,9	47,5	7,9	47,5
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1,030	3,320	1,39	4,87
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	1,0	0,6	1,4	0,8
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ	130,4	69,9	175,9	102,5
Powierzchnia terenu	m2	500	600	500	600

Jak widać, w przypadku małych instalacji ciepłowniczych nakłady inwestycyjne na instalacje węglowe są wyższe niż na gazowe, choć różnica nie jest już tak duża jak w przypadku większych bloków energetycznych. Można jednak oczekiwać, że ilość małych instalacji węglowych będzie ograniczana nie tylko w wyniku wspomnianej Ustawy Antysmogowej, ale także w związku z planami redukcji pyłów i tlenków azotu, szczególnie w bardziej zanieczyszczonych rejonach. W takich rejonach przy każdej inwestycji mogącej generować zanieczyszczenia powietrza konieczne będzie postępowanie kompensacyjne mające na celu obniżenie emisji z istniejących źródeł. Jednym z mechanizmów kompensacji jest zamiana źródeł ciepłowniczych.

W celu wyboru technologii referencyjnej przygotowano tabelę poniżej, w której w formie poglądowej zestawiono kryteria mające wpływ na podjęcie decyzji o wyborze technologii referencyjnej. W analizie kryteria nie zostały skwantyfikowane, nie uwzględniono wagi kryteriów, a jedynie wady i zalety (plusy i minusy) technologii węglowych w porównaniu z technologiami gazowymi. W tabeli „+” oznacza wyższość danego rozwiązania nad drugim w zakresie danego kryterium, „-” oznacza niższość danego rozwiązania w porównaniu z drugim, natomiast „0” oznacza, że w danym kryterium oba rozwiązania można uznać za porównywalne.

Tabela 3.6 Wady i zalety instalacji węglowych i gazowych do produkcji energii elektrycznej i/lub ciepła

kryterium	instalacje węglowe	instalacje gazowe
nakłady inwestycyjne	-	+
sprawność energetyczna	-	+
elastyczność pracy	0	0
zakres mocy	-	+
minimum pracy	-	+
emisja CO ₂	-	+
emisja pozostałych zanieczyszczeń	-	+
odpady paleniskowe, produkty poreakcyjne, sorbenty, addytywy	-	+
ilość personelu	-	+
dostępność paliwa	+	-
zapotrzebowanie na teren	-	+
długość okresu budowy	-	+
czas życia instalacji	+	-
możliwość dezinvestycji	-	+
akceptowalność społeczna	-	+
upowszechnienie technologii	+	-
zalety razem	3	12

Zestawienie w tabeli wskazuje, że instalacje gazowe wykazują więcej zalet w porównaniu do rozwiązań węglowych. Skala tych zalet może różnić się w zależności od wielkości obiektu, czego przykłady przedstawiono wcześniej.

Polska w najbliższych przynajmniej kilkunastu latach nie może w całości zrezygnować z zastosowania węgla w energetyce (zarówno do produkcji energii elektrycznej, jak i ciepła), co wynika m.in. ze względów społecznych (duże zatrudnienie w przemyśle wydobywczym i energetycznym). Należy oczekiwać, że udział węgla w miksie energetycznym będzie spadał, choć jego fizyczne zużycie może się nie zmienić, a nawet rosnąć. Rosnące zapotrzebowanie na energię (zarówno elektryczną, jak i ciepło) będzie pokrywane ze źródeł odnawialnych, gazowych oraz elektrowni jądrowej w różnym zakresie, zależnym od przyjętych założeń polityki energetycznej państwa. Uzasadnione może być budowanie dużych systemowych elektrowni i elektrociepłowni węglowych, w których węgiel będzie spalany z najwyższą sprawnością. Oczekuje się też rozwoju czystych technologii węglowych. Można też oczekiwać, że wysokie nakłady inwestycyjne na nowoczesne jednostki węglowe oraz rosnące koszty emisji będą wymagały wzrostu cen energii elektrycznej.

W przypadku mniejszych instalacji energetycznych oczekuje się zwiększenia zainteresowania instalacjami gazowymi ze względu na niższe koszty inwestycyjne oraz znacznie szybszą realizację. W szczególności w sytuacji potencjalnego ryzyka niedoborów mocy w systemie energetycznym należy oczekiwać budowy instalacji gazowych, których czas realizacji jest znacznie krótszy niż obiektów węglowych. Stosowanie węgla w energetyce rozproszonej dotyczyć będzie raczej instalacji typu brown-field, wykorzystujących istniejącą infrastrukturę.

W oparciu o przesłanki przedstawione w niniejszym rozdziale przyjęto technologię paliwową opartą o gaz ziemny jako referencyjną dla instalacji OZE do produkcji energii elektrycznej, energii w kogeneracji i do produkcji ciepła. Technologię gazową przyjęto również jako referencyjną dla instalacji wysokosprawnej kogeneracji.

W kolejnym rozdziale przedstawiono proponowane instalacje referencyjne. Informacje dotyczące charakterystyki obiektów oraz wysokości nakładów inwestycyjnych przyjęto na podstawie wiedzy własnej konsultanta zdobytej w wielu projektach dotyczących inwestycji energetycznych w Polsce, w oparciu o informacje od producentów i użytkowników, oferty budżetowe i cenniki. Przedstawione projekty referencyjne zostały opracowane na podstawie faktycznie analizowanych lub realizowanych projektów w Polsce. Do analizy przyjęto konkretne rozwiązania techniczne, wybór których ma wpływ na wysokość nakładów. Nakłady szacowano dla standardowych komercyjnych rozwiązań technicznych. Przyjęto, że realizowane projekty są projektami typu *greenfield* i zawierają wszystkie potrzebne instalacje i przyłącza w adekwatnej wielkości. Prezentowane projekty spełniają wymagania środowiskowe dla nowych inwestycji.

Nakłady podzielono na tzw. zakres EPC i pozostałe nakłady. Zakres EPC (ang. *engineering, procurement, and construction*) obejmuje standardowy zakres inwestycji wykonywany przez wykonawcę inwestycji dla danego rozwiązania technicznego, tj. zaprojektowanie, dostawę i wybudowanie. Przyjęte rozwiązania techniczne opisano poniżej. Pozostały zakres to przygotowanie i prowadzenie inwestycji (bez studium wykonalności) i prace własne inwestora, jak wykonanie przyłączy. Koszty przygotowania i prowadzenia inwestycji, jak też rezerwę, oszacowano procentowo od wartości zakresu EPC. Prace własne inwestora oszacowano przy niższych opisanych założeniach. W nakładach nie uwzględniono kosztów finansowania inwestycji. Nie uwzględniono także kosztów zakupu ani dzierżawy gruntu. Oszacowano jedynie zapotrzebowanie na teren. Nakłady oszacowano w cenach 2015 roku.

Dla każdego wariantu referencyjnego przedstawiono nakłady całkowite oraz nakłady jednostkowe na jednostkę mocy zainstalowanej i jednostkę produkcji w roku (MWh lub GJ). Czas wykorzystania mocy instalacji referencyjnych zależy to nie tylko od możliwości technicznych, ale również warunków klimatycznych oraz od warunków rynkowych. Dla instalacji referencyjnych opisanych w niniejszym raporcie przyjęto założenia klimatyczne dla warunków polskich. Podział Polski na strefy klimatyczne (wg PN-EN 12831 „Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego”) pokazano na Rysunek 3.2.



Rysunek 3.2 Podział terytorium Polski na strefy klimatyczne

Dla powyższego podziału na strefy klimatyczne przedstawiono poniżej odpowiadające im wartości projektowej temperatury zewnętrznej.

Tabela 3.7 Projektowa temperatura zewnętrzna i średnia roczna temperatura zewnętrzna

Strefa klimatyczna	Projektowa temperatura zewnętrzna, °C	Średnia roczna temperatura zewnętrzna, °C
I	-16	7,7
II	-18	7,9
III	-20	7,6
IV	-22	6,9
V	-24	5,5

Wartości temperatur wynikające z położenia w danej strefie klimatycznej są istotne z punktu widzenia doboru parametrów projektowych (obliczeniowych) instalacji energetycznych.

4. PREZENTACJA WYBRANYCH INSTALACJI REFERENCYJNYCH

4.1 Instalacje referencyjne dla produkcji ciepła z OZE oraz dla produkcji w kogeneracji i wysokosprawnej kogeneracji

Jak napisano powyżej, jako instalacje referencyjne dla instalacji OZE do produkcji ciepła oraz referencyjne dla produkcji w kogeneracji i wysokosprawnej kogeneracji przyjęto instalacje produkujące ciepło, opalane gazem. Założenia dla jednostek referencyjnych przedstawiono poniżej.

W zależności od strefy klimatycznej inna będzie moc cieplna obliczeniowa danej instalacji oraz inny będzie czas trwania okresu grzewczego. W związku z tym inny będzie kształt

reprezentatywnej uporządkowanej krzywej zapotrzebowania na ciepło dla systemu ciepłowniczego, o czym poniżej.

Na produkcję ciepła dla potrzeb typowego systemu ciepłowniczego składają się ciepło do ogrzewania budynków (najczęściej występującym nośnikiem jest woda grzewcza) oraz ciepła woda użytkowa (c.w.u.). Ciepło na potrzeby ogrzewania produkowane jest jedynie przez część roku, w okresie grzewczym. Jak wspomniano powyżej, długość trwania okresu grzewczego jest zależna od strefy klimatycznej, dla warunków polskich jest to wielkość około 4500-5500 h/a.

Na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto założenie, że referencyjna instalacja pracuje w strefie klimatycznej III, dla której projektowa temperatura zewnętrzna wynosi -20°C , średnia roczna temperatura zewnętrzna wynosi $7,6^{\circ}\text{C}$, natomiast czas trwania okresu grzewczego wynosi 5000 h/a. Poniżej przedstawiono uporządkowaną krzywą zapotrzebowania na ciepło dla reprezentatywnej instalacji dla III strefy klimatycznej, na podstawie której przyjęto dalsze założenia do analiz.



Rysunek 4.1 Przyjęty do analiz profil reprezentatywny zapotrzebowania na ciepło

W przypadku realizacji źródła ciepła zwymiarowanego na pokrycie całej mocy obliczeniowej (np. kotły wodne) i nie obejmującego kotła rezerwowego, czas wykorzystania mocy obliczeniowej dla krzywej reprezentatywnej będzie wynosił około 2200 h/r. W innych strefach klimatycznych, a także w zależności od wielkości systemu ciepłowniczego, czas wykorzystania mocy może sięgać 2500-2700 h/r w większych systemach ciepłownicznych.

4.1.1 Instalacje z kotłami gazowymi

Założono, iż referencyjnymi instalacjami do produkcji ciepła są ciepłownie opalane gazem ziemnym i wyposażone w kotły wodne płomienicowo-płomieniówkowe.

Kotły wodne składają się z płomienicy i dalej położonych płomieniówek. Elementy te zanurzone są w cylindrycznej przestrzeni wodnej. Płomienice i płomieniówki z przepływającymi wewnątrz gorącymi spalinami omywane są wodą kotłową.

Gotowa do pracy instalacja kotłowa poza samym kotłem z palnikiem gazowym i armaturą zabezpieczającą, regulacyjną, wskazującą, zawiera także inne urządzenia niezbędne do prawidłowej pracy kotła. Typowa instalacja kotła wodnego składa się z następujących elementów:

- Układ zasilania paliwem – w przypadku zasilania gazem ścieżka gazowa obejmuje główny zawór szybkozamykający i armaturę przedpalnikową,

- System odprowadzania spalin – przewody spalinowe między kotłem (ekonomizerem), a kominem, tłumik hałasu, komin,
- Chemiczne uzdatnianie wody,
- Pompy zasilające,
- Pompy gorącego zmieszania pozwalające na regulację temperatury na powrocie.

Kotły gazowe spełniają standardy emisyjne zgodne z obowiązującymi przepisami.

Kotły płomienicowo-płomieniówkowe w zależności od czasu wykorzystania znamionowej mocy cieplnej wyposaża się w ekonomizer (dodatkowy odzysk ciepła ze spalin), poprawiając sprawność cieplną układu. W niniejszej pracy założono, że kotły wodne wyposażone są w ekonomizer.

Założono, że ciepłownie będą pełnić funkcje ciepłowni osiedlowych z dwufunkcyjnymi węzłami cieplnymi (c.o. i c.w.u.) zlokalizowanymi w miejscu odbioru ciepła. W nakładach inwestycyjnych na powyższe instalacje referencyjne uwzględniono:

- kompletny budynek kotłowni z kotłami gazowymi i ze wszystkimi niezbędnymi instalacjami pomocniczymi,
- przyłącze gazowe o długości 100 m ze stacją redukcyjną z ciśnienia gazu średniego podwyższonego,
- wyprowadzenie mocy ciepłowniczej o długości 100 m.

Dla instalacji z kotłami gazowymi przyjęto założenie, że kotłownia jest zwymiarowana na 100% mocy obliczeniowej dla danego systemu ciepłowniczego, uwzględnia również zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową w okresie letnim. Założono zastosowanie dwóch kotłów w kotłowni, co jest rozwiązaniem zasadnym w kotłowniach tego typu (ciepłowni osiedlowych) ze względu na zabezpieczenie pewności zasilania. W ciepłowniach miejskich stosowana jest nawet większa ilość kotłów.

4.1.1.1 Wariant referencyjny KG1

Kotłownia składa się z dwóch kotłów gazowych, płomienicowo-płomieniówkowych o sumarycznej mocy cieplnej 1 MWt i sprawności cieplnej 94%.

Zakłada się zabudowę kotłów w budynku. Budynek będzie budynkiem wolnostojącym jednokondygnacyjnym. Ściany w technologii tradycyjnej murowane wzmocnione elementami żelbetowymi, dach na dźwigarach stalowych.

Przyjęto, że w ciepłowni gazowej nie będzie źródeł rezerwowych. Długości przyłącza gazowego wynosi 100 m, wyprowadzenie mocy cieplnej – 100 m.

Przyjęto, że czas wykorzystania mocy cieplnej wynosi 2200 h/a, zgodnie z założeniami dla instalacji ciepłowniczych.

Roczna emisja CO₂ wynosi 500 ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.1 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny KG1

Wariant referencyjny	Jednostka	
		KG1
Typ bloku		Kocioł gazowy
Ilość jednostek	-	2
Moc cieplownicza bloku	MWt	1
Moc w paliwie	MW	1,1
Sprawność cieplna	%	94,0%
Emisyjność CO ₂	tys. t/a	0,5
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2200
Produkcja roczna ciepła	TJ	7,9
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1,03
w tym nakłady na zakres EPC*	mIn PLN	0,86
pozostałe nakłady	mIn PLN	0,17
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	1,0
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ	130,4
Powierzchnia terenu	m ²	500
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	500

*EPC – Engineering, procurement, construction

4.1.1.2 Wariant referencyjny KG2

Kotłownia składa się z dwóch kotłów gazowych, płomienicowo-płomieniówkowych o sumarycznej mocy cieplnej 6 MWt i sprawności cieplnej 94%.

Zakłada się zabudowę kotłów w budynku. Budynek będzie budynkiem wolnostojącym jednokondygnacyjnym. Ściany w technologii tradycyjnej murowane wzmocnione elementami żelbetowymi, dach na dźwigarach stalowych.

Przyjęto, że w ciepłowni gazowej nie będzie źródeł rezerwowych. Długości przyłącza gazowego wynosi 100 m, wyprowadzenie mocy cieplnej – 100 m.

Przyjęto, że czas wykorzystania mocy cieplnej wynosi 2200 h/a, zgodnie z założeniami dla instalacji cieplowniczych.

Roczna emisja CO₂ wynosi 2,8 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej:

Tabela 4.2 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny KG2

Wariant referencyjny	Jednostka	
		KG2
Typ bloku		Kocioł gazowy
Ilość jednostek	-	2
Moc cieplownicza bloku	MWt	6
Moc w paliwie	MW	6,4
Sprawność cieplna	%	94,0%
Emisyjność CO ₂	tys. t/a	2,8
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2200
Produkcja roczna ciepła	TJ	47,5
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	3,32
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	2,94
pozostałe nakłady	mIn PLN	0,38
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	0,6
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ	69,9
Powierzchnia terenu	m ²	600
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	100

4.1.1.3 Wariant referencyjny KG3

Kotłownia składa się z dwóch kotłów gazowych, płomienicowo-płomieniówkowych o sumarycznej mocy cieplnej 15 MWt i sprawności cieplnej 95%.

Zakłada się zabudowę kotłów w budynku. Budynek będzie budynkiem wolnostojącym jednokondygnacyjnym. Ściany w technologii tradycyjnej murowane wzmocnione elementami żelbetowymi, dach na dźwigarach stalowych.

Przyjęto, że w ciepłowni gazowej nie będzie źródeł rezerwowych. Długości przyłącza gazowego wynosi 100 m, wyprowadzenie mocy cieplnej – 100 m.

Przyjęto, że czas wykorzystania mocy cieplnej wynosi 2200 h/a, zgodnie z założeniami dla instalacji cieplowniczych.

Roczna emisja CO₂ wynosi 7 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.3 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny KG3

Wariant referencyjny	Jednostka	
		KG3
Typ bloku		Kocioł gazowy
Ilość jednostek	-	2
Moc cieplownicza bloku	MWt	15
Moc w paliwie	MW	15,8
Sprawność cieplna	%	95,0%
Emisyjność CO ₂	tys. t/a	7
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2200
Produkcja roczna ciepła	TJ	118,8
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	5,83
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	5,26
pozostałe nakłady	mIn PLN	0,57
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	0,4
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ	49,1
Powierzchnia terenu	m ²	700
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	46,7

4.1.1.4 Wariant referencyjny KG4

Kotłownia składa się z dwóch kotłów gazowych, płomienicowo-płomieniówkowych o sumarycznej mocy cieplnej 26 MWt i sprawności cieplnej 96%.

Zakłada się zabudowę kotłów w budynku. Budynek będzie budynkiem wolnostojącym jednokondygnacyjnym. Ściany w technologii tradycyjnej murowane wzmocnione elementami żelbetowymi, dach na dźwigarach stalowych.

Przyjęto, że w ciepłowni gazowej nie będzie źródeł rezerwowych. Długości przyłącza gazowego wynosi 100 m, wyprowadzenie mocy cieplnej – 100 m.

Przyjęto, że czas wykorzystania mocy cieplnej wynosi 2200 h/a, zgodnie z założeniami dla instalacji cieplowniczych.

Roczna emisja CO₂ wynosi 12 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.4 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant KG4

Wariant referencyjny	Jednostka	
		KG4
Typ bloku		Kocioł gazowy
Ilość jednostek	-	2
Moc cieplownicza bloku	MWt	26
Moc w paliwie	MW	27,1
Sprawność cieplna	%	96,0%
Emisyjność CO ₂	tys. t/a	12
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2200
Produkcja roczna ciepła	TJ	205,9
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	7,61
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	6,92
pozostałe nakłady	mIn PLN	0,69
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	0,3
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ	37
Powierzchnia terenu	m ²	800
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	30,8

4.1.1.5 Wariant referencyjny KG5

Kotłownia składa się z dwóch kotłów gazowych, płomienicowo-płomieniówkowych o sumarycznej mocy cieplnej 60 MWt i sprawności cieplnej 96%.

Zakłada się zabudowę kotłów w budynku. Budynek będzie budynkiem wolnostojącym jednokondygnacyjnym. Ściany w technologii tradycyjnej murowane wzmocnione elementami żelbetowymi, dach na dźwigarach stalowych.

Przyjęto, że w ciepłowni gazowej nie będzie źródeł rezerwowych. Długości przyłącza gazowego wynosi 100 m, wyprowadzenie mocy cieplnej – 100 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 27,8 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.5 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny KG5

Wariant referencyjny	Jednostka	
		KG5
Typ bloku		Kocioł gazowy
Ilość jednostek	-	2
Moc cieplownicza bloku	MWt	60,0
Moc w paliwie	MW	62,5
Sprawność cieplna	%	96,0%
Emisyjność CO2	tys. t/a	27,8
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2200
Produkcja roczna ciepła	TJ	475,2
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	14,63
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	13,69
pozostałe nakłady	mIn PLN	0,94
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	0,2
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ	30,8
Powierzchnia terenu	m2	1000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	16,7

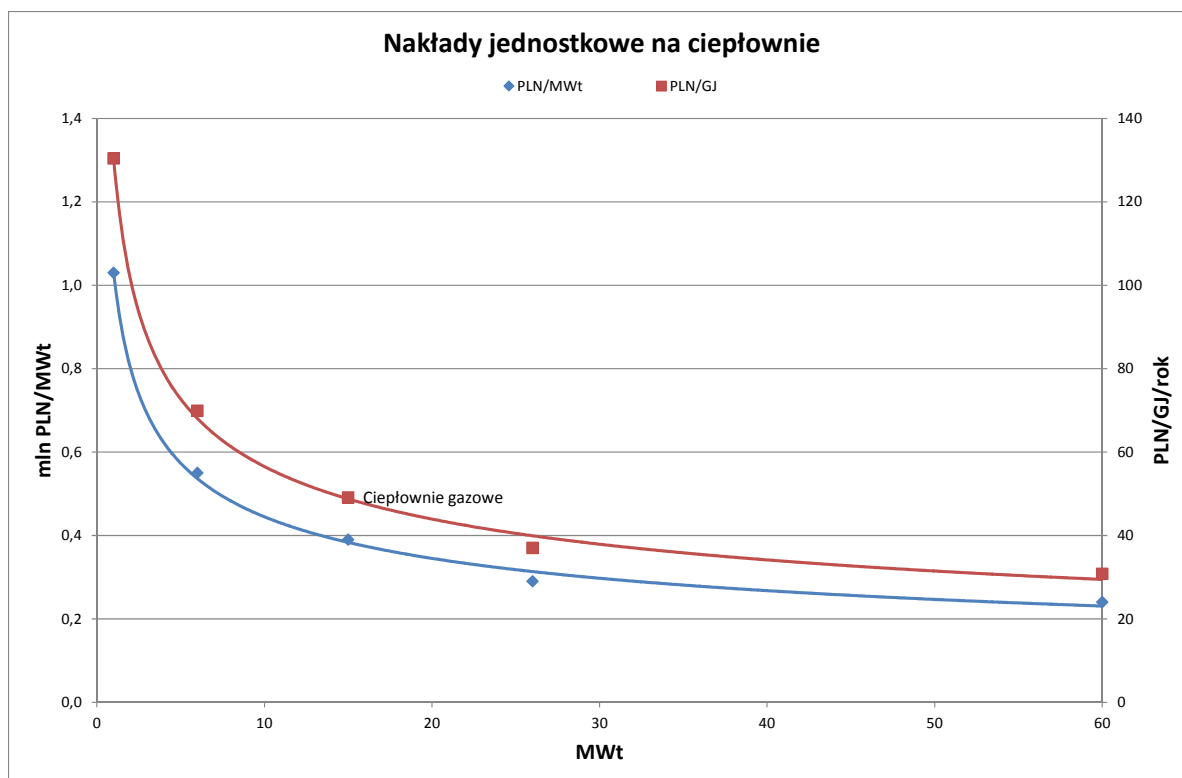
4.1.2 Zestawienie wariantów referencyjnych – ciepłownie gazowe

W poniższej tabeli zestawiono podstawowe parametry techniczne jednostek i nakłady inwestycyjne instalacji referencyjnych dla produkcji ciepła.

Tabela 4.6 Instalacje referencyjne do produkcji ciepła

Wariant referencyjny	Jednostka	Ciepłownie gazowe				
		KG1	KG2	KG3	KG4	KG5
Typ bloku		Kocioł gazowy	Kocioł gazowy	Kocioł gazowy	Kocioł gazowy	Kocioł gazowy
Ilość jednostek	-	2	2	2	2	2
Moc cieplownicza bloku	MWt	1	6	15	26	60,0
Moc w paliwie	MW	1,1	6,4	15,8	27,1	62,5
Sprawność cieplna	%	94,0%	94,0%	95,0%	96,0%	96,0%
Emisyjność CO2	tys. t/a	0,5	2,8	7	12	27,8
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2200	2200	2200	2200	2200
Produkcja roczna ciepła	TJ	7,9	47,5	118,8	205,9	475,2
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1,03	3,32	5,83	7,61	14,63
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	0,86	2,94	5,26	6,92	13,69
pozostałe nakłady	mIn PLN	0,17	0,38	0,57	0,69	0,94
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	1,0	0,6	0,4	0,3	0,2
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ	130,4	69,9	49,1	37	30,8
Powierzchnia terenu	m2	500	600	700	800	1000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	500	100	46,7	30,8	16,7

Na podstawie powyższej tabeli na wykresie przedstawiono jednostkowe nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy zainstalowanej (mIn PLN/MWt) i na jednostkę wyprodukowanego ciepła w roku (PLN/GJ/rok).



Rysunek 4.2 Nakłady jednostkowe na ciepłownię gazowe

Najmniejszą analizowaną instalacją referencyjną była kotłownia o mocy 1 MWt. W praktyce kotły gazowe nie posiadają minimum mocy. W związku z tym można przyjąć, że z technicznego punktu widzenia dla każdej instalacji OZE do produkcji ciepła, produkcji skojarzonej oraz dla instalacji wysokosprawnej kogeneracji możliwe jest wskazanie instalacji referencyjnej. Na potrzeby porównania wysokości nakładów na instalację planowaną z nakładami na instalację referencyjną przyjęto, że nakłady jednostkowe na instalację referencyjną w zakresie (0,1> MWt będą równe nakładom jednostkowym dla kotłowni o mocy 1 MWt.

4.2 Instalacje referencyjne dla produkcji energii elektrycznej z OZE

Zgodnie z wytycznymi GBER przedstawionymi na wstępie niniejszego raportu, instalacje kogeneracyjne nie powinny być instalacjami referencyjnymi. W opinii konsultanta odpowiednią instalacją referencyjną do produkcji energii elektrycznej jest duży blok gazowo-parowy klasy 450 MWe. Mniejsze instalacje w przedziale mocy 50-200 MWe w technologiach silników gazowych i bloków gazowych zwykle wykorzystywane są jako jednostki interwencyjne o czasie wykorzystania mocy znamionowej na poziomie 500 h/a.

Z kolei silniki gazowe w przedziale mocy od 400 kWe do 50 MWe, nie będące jednostkami interwencyjnymi, nie występują w praktyce jako elektrownie, a jako układy kogeneracyjne. Dlatego też kolejną rekomendacją konsultanta było zastosowanie układów kogeneracyjnych (silników i układów gazowo-parowych) jako instalacji referencyjnych dla instalacji do produkcji energii elektrycznej z OZE.

Kwestia była dyskutowana na spotkaniu z Zamawiającym i zespół Zamawiającego zdecydował, iż instalacja kogeneracyjna nie może być instalacją referencyjną z uwagi na zapisy w rozporządzeniu GBER. Dlatego też zaproponowano jako referencyjne dla produkcji energii elektrycznej z OZE m.in. instalacje z silnikami gazowymi EL1-EL4 (jako elektrownie)

wykorzystywane w instalacjach kogeneracyjnych, uwzględniając w nakładach inwestycyjnych różnice wynikające z braku układów odzysku i wyprowadzenia ciepła.

W obecnych warunkach rynkowych wytwarzanie energii elektrycznej z węgla charakteryzuje się niższymi kosztami wytwarzania, niż produkcja z gazu ziemnego. Z uwagi na to podstawę systemu energetycznego w Polsce stanowią źródła na węgiel brunatny (czas wykorzystania mocy rzędu 7000 h/a), potem źródła opalane węglem kamiennym (czas wykorzystania mocy 6000 h/a). Na tej podstawie można przyjąć, że dla źródła produkcji energii elektrycznej w oparciu o gaz ziemny realny czas wykorzystania mocy elektrycznej zainstalowanej nie będzie przekraczał 4000 h/a. Oczywiście analizowane instalacje gazowe będą w stanie pracować z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie 8000 h/a w innych uwarunkowaniach ekonomicznych.

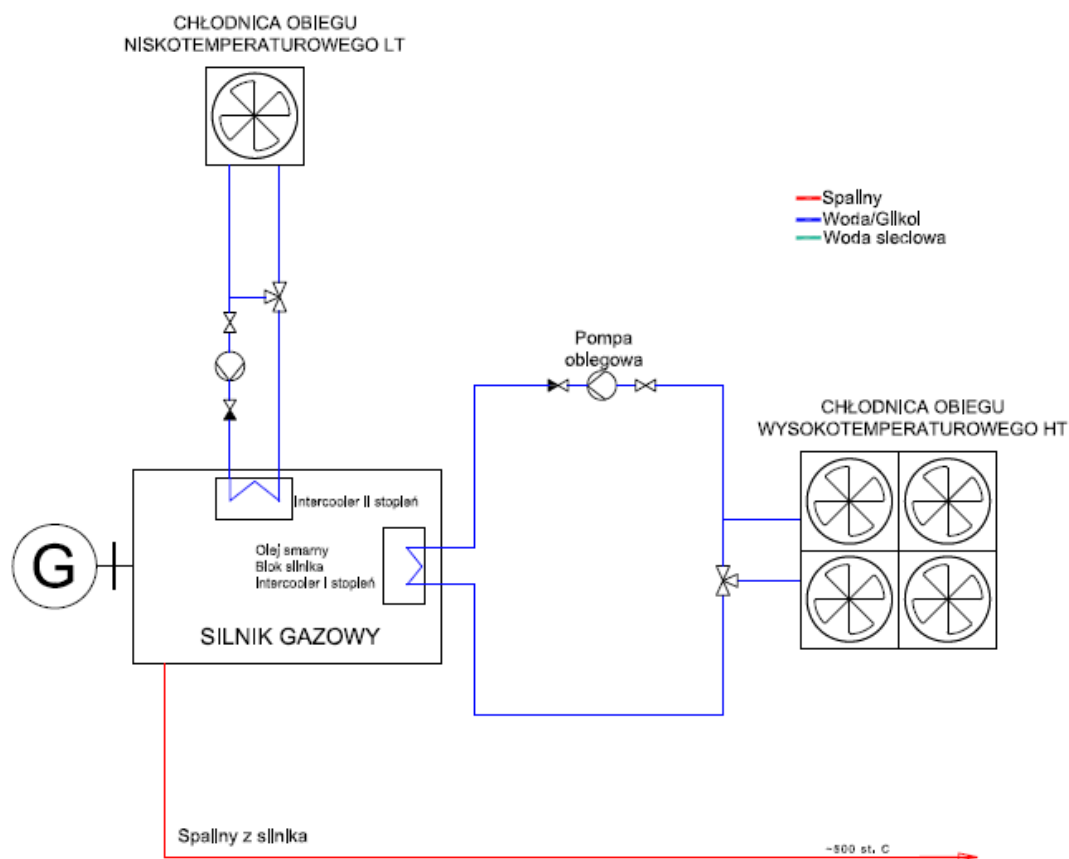
Na spotkaniu Zamawiający zdecydował, że przyjęty czas wykorzystania mocy znamionowej dla wszystkich instalacji referencyjnych do produkcji energii elektrycznej wynosić będzie 8000 h, ponieważ jest to czas technicznie możliwy, a warunki ekonomiczne działania elektrowni będą ulegać zmianie m.in. ze względu na rosnące koszty emisji.

Poniżej przedstawiono opis technologii silników gazowych i bloków gazowo-parowych do produkcji energii elektrycznej wraz z zaproponowanymi opisami przykładowych wariantów referencyjnych dla każdej z tych technologii.

4.2.1 Instalacje z silnikami gazowymi

Silniki gazowe tłokowe wykorzystywane jako elektrownie są silnikami z zapłonem iskrowym, działającymi w obiegu Otto. Oznacza to, że spalanie sprężonej mieszanki paliwowo-powietrznej zainicjowane jest iskrą powstającą pomiędzy elektrodami świecy zapłonowej. Na rynku komercyjnie dostępne są silniki czterosuwowe o mocy elektrycznej do 20 MWe w jednej jednostce przy sprawności elektrycznej 48,5%.

Rysunek poniżej przedstawia przykładowy uproszczony schemat cieplny elektrowni z silnikiem gazowym.



Rysunek 4.3 Schemat cieplny silnika

Moc wytworzona na wale przekazywana jest do generatora i wyprowadzana do sieci. Silnik gazowy chłodzony jest dwoma obiegami wodnymi: wysokotemperaturowym („obieg HT”) i niskotemperaturowym („Obieg LT”). Ciepło obiegów HT i LT rozproszone jest w chłodnicach wentylatorowych suchych, a gorące spaliny wyprowadzone są do przewodów kominowych.

Instalacje oddane do użytkowania po 20 grudnia 2018 roku będą traktowane jako nowe według dyrektywy MCP, która nakłada ograniczenie emisji NO_x do poziomu nie wyższego niż 95 mg/Nm³ dla źródeł powyżej 1 MWt w paliwie. Z tego powodu w nakładach na silniki gazowe uwzględniono katalizatory SCR.

4.2.1.1 Wariant referencyjny EL1

Elektrownia w wariantcie referencyjnym EL1 będzie się składać z jednego szybkoobrotowego silnika gazowego o mocy elektrycznej brutto około 0,4 MWe i sprawności elektrycznej brutto około 38%.

Silnik gazowy zabudowany będzie w wyciszonym kontenerze. Spaliny z silnika wyprowadzone będą do komina na dachu kontenera.

Ciepło z płaszczu silnika rozpraszane będzie do atmosfery w chłodnicach wentylatorowych suchych.

W wycenie wariantu referencyjnego, założono następujące przyłącza:

- przyłącze gazowe o długości 100 m ze stacją redukcyjną z ciśnienia gazu średniego podwyższonego,

- wyprowadzenie mocy elektrycznej linią kablową na 0,4 kV o długości 100 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 1,7 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.7 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL1

Wariant referencyjny	Jednostka	EL1
Typ bloku		Silniki gazowe
Ilość jednostek	-	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	0,4
Moc cieplownicza bloku	MWt	-
Moc w paliwie	MW	1,1
Sprawność elektryczna brutto	%	38,0%
Sprawność elektryczna netto	%	37,4%
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche
Emisyjność CO ₂	tys. t/a	1,7
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	3,2
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	2,3
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	1,97
pozostałe nakłady	mIn PLN	0,33
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	5,8
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	718,8
Powierzchnia terenu	m ²	1500
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	3750

4.2.1.2 Wariant referencyjny EL2

Elektrownia w wariantcie referencyjnym EL2 będzie się składać z 2 szybkoobrotowych silników gazowych o sumarycznej mocy brutto około 1,2 MWe i sprawności elektrycznej brutto około 40%.

Zakłada się zabudowę silników w wyciszonych kontenerach. Spaliny z silników wyprowadzone będą do komina na dachu kontenera.

Ciepło z płaszczu silnika rozpraszane będzie do atmosfery w chłodnicach wentylatorowych suchych.

W wycenie wariantu referencyjnego, założono następujące przyłącza:

- przyłącze gazowe o długości 100 m ze stacją redukcyjną z ciśnienia gazu średniego podwyższonego,
- wyprowadzenie mocy elektrycznej linią kablową na 15 kV o długości 1000 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 4,8 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.8 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL2

Wariant referencyjny	Jednostka	EL2
Typ bloku		Silniki gazowe
Ilość jednostek	-	2-3
Moc nominalna bloku brutto	MWe	1,2
Moc cieplownicza bloku	MWt	-
Moc w paliwie	MW	3,0
Sprawność elektryczna brutto	%	40,0%
Sprawność elektryczna netto	%	39,4%
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche
Emisyjność CO2	tys. t/a	4,8
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	9,5
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	5,3
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	4,79
pozostałe nakłady	mIn PLN	0,51
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	4,4
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	557,9
Powierzchnia terenu	m ²	2000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	1666,7

4.2.1.3 Wariant referencyjny EL3

Elektrownia w wariantcie referencyjnym EL3 będzie się składać z 3 szybkoobrotowych silników gazowych o sumarycznej mocy elektrycznej brutto około 13,1 MWe i sprawności elektrycznej brutto 43%.

Zakłada się zabudowę modułów w jednej hali o konstrukcji lekkiej. Spaliny z każdego silnika wprowadzone będą osobnymi przewodami do kominów.

Ciepło z płaszczu silnika rozpraszane będzie do atmosfery w chłodnicach wentylatorowych suchych.

W wycenie wariantu referencyjnego, założono następujące przyłącza:

- przyłącze gazowe o długości 1000 m ze stacją redukcyjną z ciśnienia gazu średniego podwyższonego,
- wprowadzenie mocy elektrycznej linią napowietrzną na 15 kV o długości 1000 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 49,2 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.9 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL3

Wariant referencyjny	Jednostka	EL3
Typ bloku		Silniki gazowe
Ilość jednostek	-	1-5
Moc nominalna bloku brutto	MWe	13,1
Moc cieplownicza bloku	MWt	-
Moc w paliwie	MW	30,5
Sprawność elektryczna brutto	%	43,0%
Sprawność elektryczna netto	%	42,4%
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche
Emisyjność CO2	tys. t/a	49,2
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	103,2
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	43,18
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	39,84
pozostałe nakłady	mIn PLN	3,34
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	3,3
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	418,4
Powierzchnia terenu	m2	4000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	305,3

4.2.1.4 Wariant referencyjny EL4

Elektrownia w wariantcie referencyjnym EL4 będzie się składać z 5 szybkoobrotowych silników gazowych o sumarycznej mocy elektrycznej brutto około 21,8 MWe i sprawności elektrycznej brutto około 45%.

Zakłada się zabudowę modułów w jednej hali o konstrukcji lekkiej. Spaliny z każdego silnika wprowadzone będą osobnymi przewodami do kominów.

Ciepło z płaszcza silnika rozpraszane będzie do atmosfery w chłodnicach wentylatorowych suchych.

W wycenie wariantu referencyjnego, założono następujące przyłącza:

- przyłącze gazowe o długości 1000 m ze stacją redukcyjną z ciśnienia gazu średniego podwyższonego,
- wprowadzenie mocy elektrycznej linią napowietrzną na 15 kV o długości 1000 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 78,4 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.10 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL4

Wariant referencyjny	Jednostka	EL4
Typ bloku		Silniki gazowe
Ilość jednostek	-	3-5
Moc nominalna bloku brutto	MWe	21,8
Moc ciepłownicza bloku	MWt	-
Moc w paliwie	MW	48,5
Sprawność elektryczna brutto	%	45,0%
Sprawność elektryczna netto	%	44,3%
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche
Emisyjność CO2	tys. t/a	78,4
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	172
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	68,17
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	63,21
pozostałe nakłady	mIn PLN	4,96
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	3,1
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	396,3
Powierzchnia terenu	m2	5000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	229

4.2.1.5 Wariant referencyjny EL5

Elektrownia w wariantcie referencyjnym EL5 składa się z 5 silników gazowych po 10 MWe i osiąga moc elektryczną brutto 50 MWe, przy sprawności elektrycznej 46%.

Silniki gazowe umieszczone będą w dedykowanym budynku (hala o konstrukcji lekkiej) w wydzielonych pomieszczeniach.

W wycenie wariantu referencyjnego założono następujące przyłącza:

- przyłącze gazowe o długości 1000 m ze stacją redukcyjną z ciśnienia gazu średniego podwyższonego,
- wyprowadzenie mocy elektrycznej linią kablową na 110 kV o długości 1000 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 175,6 tys. ton.

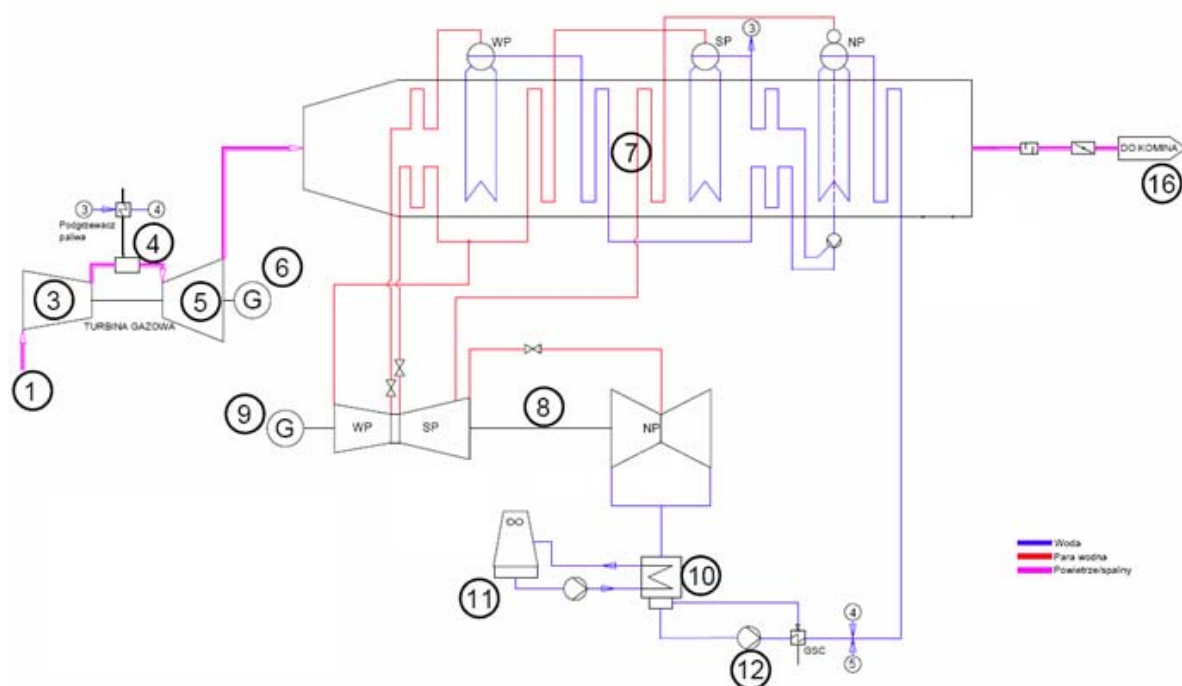
Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.11 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL5

Wariant referencyjny	Jednostka	EL5
Typ bloku		Silniki gazowe
Ilość jednostek	-	3-5
Moc nominalna bloku brutto	MWe	50,0
Moc cieplownicza bloku	MWt	-
Moc w paliwie	MW	108,7
Sprawność elektryczna brutto	%	46,0%
Sprawność elektryczna netto	%	45,3%
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche
Emisyjność CO2	tys. t/a	175,6
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	394
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	135,55
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	125,7
pozostałe nakłady	mIn PLN	9,85
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	2,7
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	344
Powierzchnia terenu	m2	8000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	160

4.2.2 Instalacje z blokiem gazowo-parowym

Uproszczony schemat technologiczny bloku gazowo-parowego (BGP) przedstawiono na poniższym rysunku. Podstawowymi elementami BGP są: turbozespół gazowy (3; 4; 5; 6), parowy kocioł odzysknicowy (7), kondensacyjny turbozespół parowy (8; 9). Turbozespół gazowy składa się ze sprężarki powietrza (3), komory spalania (4), turbiny gazowej (5) i generatora (6). Potrzebne do procesu spalania powietrze pobierane jest z atmosfery poprzez czepnię powietrza (1) i następnie oczyszczone z zanieczyszczeń mechanicznych w filtrze (2), poddawane jest sprężeniu w wielostopniowej sprężarce (3). Sprężone powietrze kierowane jest do komór spalania (4). Paliwo spalane jest razem ze sprężonym powietrzem w komorach spalania. Część energii z gorących spalin odbierana jest w turbinie gazowej (5). Turbina gazowa napędza sprężarkę powietrza i generator turbiny gazowej (6). Gorące spaliny z turbiny gazowej o temperaturze 600-700°C kierowane są do parowego kotła odzysknicowego (7). Spaliny z kotła odprowadzane są przez komin (16) do atmosfery. Para z kotła parowego (7) kierowana jest do turbiny parowej (8). Poniższy schemat technologiczny dotyczy kotła trójciśnieniowego, stosowanego dla największych jednostek (400-600 MWe).



Rysunek 4.4 Schemat technologiczny bloku gazowo-parowego z turbiną kondensacyjną

Turbina parowa, w której następuje rozprężenie pary, napędza generator turbiny parowej (9). Rozprężona para wylotowa jest skraplana w skraplaczu (10). Kondensat ze skraplacza z pomocą pompy kondensatu (12) podawany jest do zbiornika wody zasilającej. Woda zasilająca zawracana jest do kotła parowego. W odgazowywaczu następuje podgrzanie i odgazowanie wody zasilającej. Do kondensacji pary wylotowej z turbiny parowej wykorzystywana jest woda chłodząca z chłodni wentylatorowych. Energia elektryczna z generatora turbiny gazowej i generatora turbiny parowej, poprzez transformatory przekazywana jest do sieci elektroenergetycznej. W BGP około 2/3 mocy elektrycznej wytwarzane jest w turbozespole gazowym i 1/3 w turbozespole parowym. Około 30% ciepła wprowadzonego w paliwie jest tracone w układzie kondensacji i odbierane jest przez układ chłodzenia (11).

Blok gazowo-parowy może być realizowany w różnych konfiguracjach:

- blok jednowałowy lub wielowałowy,
- blok z jedną lub wieloma turbinami gazowymi i jedną turbiną parową.

Blok w układzie jednowałowym dla bloku czysto kondensacyjnego jest rozwiązaniem atrakcyjniejszym zarówno pod kątem kosztów eksploatacji, jak i nakładów inwestycyjnych. W każdej z poniższych instalacji referencyjnych do produkcji energii elektrycznej został przyjęty blok jednowałowy z jedną turbiną gazową i jedną turbiną parową.

4.2.2.1 Wariant referencyjny EL6

Elektrownia w wariantcie referencyjnym EL6 będzie blokiem gazowo-parowym z turbiną gazową, z kotłem odzysknicowym dwuciśnieniowym i turbiną parową. Nominalna moc elektryczna wynosi 44 MWe, a sprawność elektryczna brutto około 51,5%.

BGP będzie blokiem jednowałowym z jedną turbiną gazową i jedną turbiną parową na wspólnym wale z jednym generatorem.

Zakłada się zabudowę turbiny gazowej, turbiny parowej oraz kotła odzysknicowego w dedykowanym budynku. Spaliny z kotła odprowadzone będą do komina stalowego.

Turbina parowa będzie turbiną kondensacyjną z chłodnią wentylatorową moką.

W wycenie wariantu inwestycyjnego założono następujące przyłącza:

- przyłączy gazowe o długości 1000 m ze stacją redukcyjną z wysokiego ciśnienia,
- wyprowadzenie mocy elektrycznej linią napowietrzną na 110 kV o długości 1000 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 139,2 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.12 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL6

Wariant referencyjny	Jednostka	
		EL6
Typ bloku		Blok gazowo parowy
Ilość jednostek	-	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	44
Moc w paliwie	MW	86,2
Sprawność elektryczna brutto	%	51,5%
Sprawność elektryczna netto	%	50,4%
Typ chłodzenia		Chłodnie mokre
Emisyjność CO ₂	tys. t/a	139,2
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	347,2
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	169,82
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	158,17
pozostałe nakłady	mIn PLN	11,65
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	3,8
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	489,1
Powierzchnia terenu	m ²	9000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	202,8

4.2.2.2 Wariant referencyjny EL7

Elektrownia będzie blokiem gazowo-parowym z turbiną gazową, z kotłem odzysknicowym dwuciśnieniowym i turbiną parową. Nominalna moc elektryczna wynosi 118 MWe, a sprawność elektryczna brutto około 54,9%.

BGP będzie blokiem jednowałowym z jedną turbiną gazową i jedną turbiną parową na wspólnym wale z jednym generatorem.

Przyjęto zabudowę turbiny gazowej, turbiny parowej oraz kotła odzysknicowego w dedykowanym budynku. Spaliny z kotła odprowadzone będą do komina stalowego.

Turbina parowa będzie turbiną kondensacyjną z chłodnią wentylatorową moką.

W wycenie wariantu referencyjnego, założono następujące przyłącza:

- przyłączy gazowe o długości 1000 m ze stacją redukcyjną z wysokiego ciśnienia,
- wyprowadzenie mocy elektrycznej linią napowietrzną na 110 kV o długości 1000 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 346,4 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.13 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL7

Wariant referencyjny	Jednostka	
		EL7
Typ bloku		Blok gazowo parowy
Ilość jednostek	-	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	118
Moc w paliwie	MW	214,4
Sprawność elektryczna brutto	%	54,9%
Sprawność elektryczna netto	%	53,7%
Typ chłodzenia		Chłodnie mokre
Emisyjność CO2	tys. t/a	346,4
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	921
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	405,35
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	378,44
pozostałe nakłady	mIn PLN	26,91
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	3,4
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	440,1
Powierzchnia terenu	m ²	20000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	169,9

4.2.2.3 Wariant referencyjny EL8

Elektrownia będzie blokiem gazowo-parowym z turbiną gazową, z kotłem odzysknicowym dwuciśnieniowym i turbiną parową. Nominalna moc elektryczna wynosi 219 MWe, a sprawność elektryczna brutto około 54,9%.

BGP będzie blokiem jednowałowym z jedną turbiną gazową i jedną turbiną parową na wspólnym wale z jednym generatorem.

Zakłada się zabudowę turbiny gazowej, turbiny parowej oraz kotła odzysknicowego w dedykowanym budynku. Spaliny z kotła odprowadzone będą do komina stalowego.

Turbina parowa będzie turbiną kondensacyjną z chłodnią wentylatorową mokrą.

W wycenie wariantu referencyjnego, założono następujące przyłącza:

- przyłączy gazowe o długości 1000 m ze stacją redukcyjną z wysokiego ciśnienia,
- wyprowadzenie mocy elektrycznej linią napowietrzną na 110 kV o długości 1000 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 644,4 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.14 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL8

Wariant referencyjny	Jednostka	
		EL8
Typ bloku		Blok gazowo parowy
Ilość jednostek	-	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	219
Moc w paliwie	MW	398,9
Sprawność elektryczna brutto	%	54,9%
Sprawność elektryczna netto	%	53,7%
Typ chłodzenia		Chłodnie mokre
Emisyjność CO2	tys. t/a	644,4
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	1714,5
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	622,68
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	585,87
pozostałe nakłady	mIn PLN	36,81
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	2,8
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	363,2
Powierzchnia terenu	m2	30000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	136,9

4.2.2.4 Wariant referencyjny EL9

Elektrownia będzie blokiem gazowo-parowym z turbiną gazową, z kotłem odzysknicowym trójciśnieniowym i turbiną parową. Nominalna moc elektryczna brutto wynosi 460 MWe, a sprawność elektryczna brutto 61,0 %.

BGP będzie blokiem jednowałowym z jedną turbiną gazową i jedną turbiną parową na wspólnym wale z jednym generatorem.

Turbina parowa będzie turbiną kondensacyjną z chłodnią wentylatorową mokrą.

Główne elementy bloku zostaną zabudowane w dwóch budynkach. Budynek turbiny gazowej i turbiny parowej oraz budynek kotła odzysknicowego będą budynkami jednonawowymi, jednokondygnacyjnymi, niepodpiwniczonymi o konstrukcji stalowej, szkieletowej.

W wycenie wariantu referencyjnego, założono następujące przyłącza:

- przyłączy gazowe o długości 1000 m ze stacją redukcyjną z wysokiego ciśnienia,
- wyprowadzenie mocy elektrycznej linią napowietrzną na 400 kV o długości 1000 m.

Roczna emisja CO₂ wynosi 1218,4 tys. ton.

Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.15 Podstawowe parametry techniczne i nakłady inwestycyjne – wariant referencyjny EL9

Wariant referencyjny	Jednostka	
		EL9
Typ bloku		Blok gazowo parowy
Ilość jednostek	-	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	460
Moc w paliwie	MW	754,1
Sprawność elektryczna brutto	%	61,0%
Sprawność elektryczna netto	%	59,7%
Typ chłodzenia		Chłodnie mokre
Emisyjność CO2	tys. t/a	1218,4
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	3599
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1 138,97
w tym nakłady na zakres EPC	mIn PLN	1 054,92
pozostałe nakłady	mIn PLN	84,05
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	2,5
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	316,5
Powierzchnia terenu	m2	40000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	87

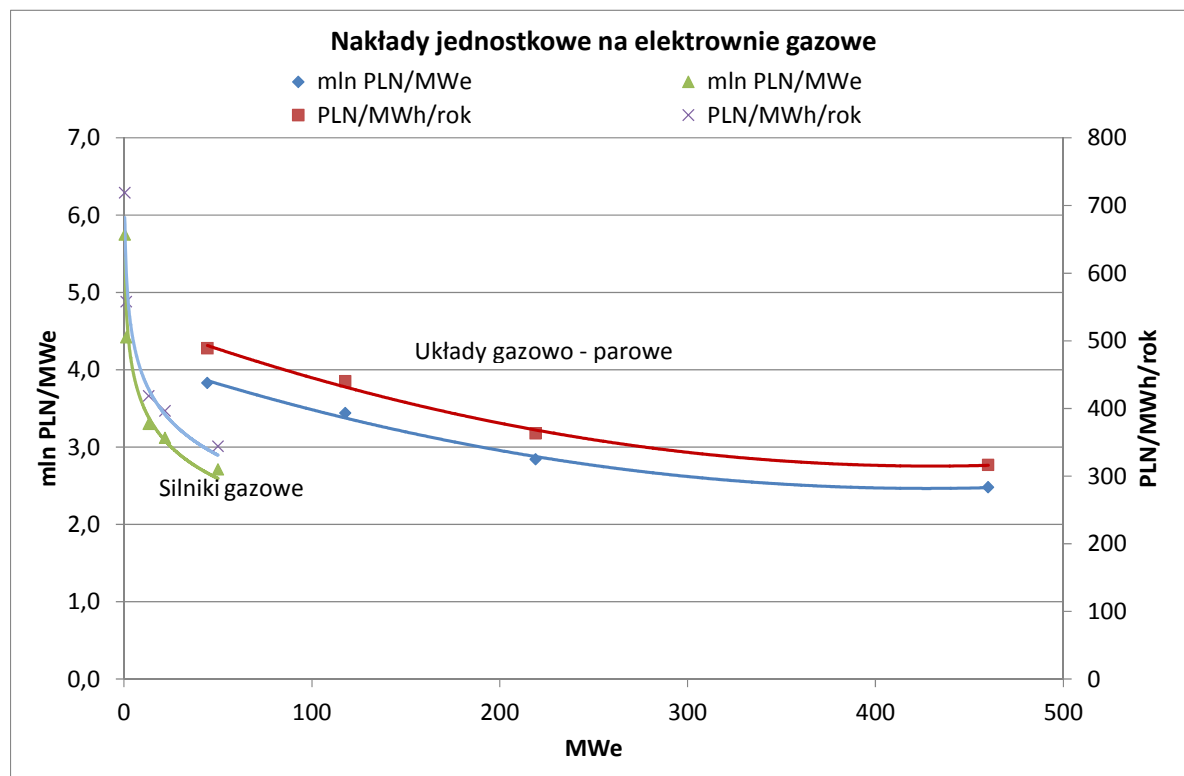
4.2.3 Zestawienie wariantów referencyjnych – elektrownie gazowe

W poniższej tabeli zestawiono podstawowe parametry techniczne jednostek i nakłady inwestycyjne instalacji referencyjnych dla produkcji energii elektrycznej – instalacje referencyjne dla instalacji OZE.

Tabela 4.16 Instalacje referencyjne do produkcji energii elektrycznej

Wariant referencyjny	Jednostka	Elektrownie								
		EL1	EL2	EL3	EL4	EL5	EL6	EL7	EL8	EL9
Typ bloku		Silniki gazowe	Silniki gazowe	Silniki gazowe	Silniki gazowe	Silniki gazowe	Blok gazowo parowy	Blok gazowo parowy	Blok gazowo parowy	Blok gazowo parowy
Ilość jednostek	-	1	2-3	1-5	3-5	3-5	1	1	1	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	0,4	1,2	13,1	21,8	50,0	44	118	219	460
Moc cieplownicza bloku	MWt	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moc w paliwie	MW	1,1	3,0	30,5	48,5	108,7	86,2	214,4	398,9	754,1
Sprawność elektryczna brutto	%	38,0%	40,0%	43,0%	45,0%	46,0%	51,5%	54,9%	54,9%	61,0%
Sprawność elektryczna netto	%	37,4%	39,4%	42,4%	44,3%	45,3%	50,4%	53,7%	53,7%	59,7%
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnie mokre	Chłodnie mokre	Chłodnie mokre	Chłodnie mokre
Emisyjność CO2	tys. t/a	1,7	4,8	49,2	78,4	175,6	139,2	346,4	644,4	1218,4
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	3,2	9,5	103,2	172	394	347,2	921	1714,5	3599
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	2,30	5,30	43,18	68,17	135,55	169,82	405,35	622,68	1 138,97
w tym nakłady na zakres EPC	mln PLN	1,97	4,79	39,84	63,21	125,70	158,17	378,44	585,87	1 054,92
pozostałe nakłady	mln PLN	0,33	0,51	3,34	4,96	9,85	11,65	26,91	36,81	84,05
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mln PLN/MW	5,8	4,4	3,3	3,1	2,7	3,8	3,4	2,8	2,5
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	718,8	557,9	418,4	396,3	344	489,1	440,1	363,2	316,5
Powierzchnia terenu	m2	1500	2000	4000	5000	8000	9000	20000	30000	40000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	3750	1666,7	305,3	229	160	202,8	169,9	136,9	87

Na podstawie tabeli powyżej na wykresie przedstawiono jednostkowe nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy zainstalowanej (mln PLN/MWe) i na jednostkę wyprodukowanej energii w roku (PLN/MWh/rok).



Rysunek 4.5 Nakłady jednostkowe na elektrownie gazowe

Najmniejszą analizowaną instalacją referencyjną był układ z jednym silnikiem gazowym o mocy 0,4 MWe. W mniejszych zakresach mocy komercyjnie i powszechnie silniki gazowe występują od mocy 0,05 MWe z produkcją na poziomie 400 MWh/r. W związku z tym przyjęto granicę 0,05 MW lub 400 MWh/r jako minimalną wielkość źródła OZE, poniżej której nie występuje instalacja referencyjna. Na potrzeby porównania wysokości nakładów na instalację planowaną z nakładami na instalację referencyjną przyjęto, że nakłady jednostkowe na instalację referencyjną w zakresie (0,05;0,4> MWt będą równe nakładom jednostkowym dla układu o mocy 0,4 MWe.

5. REKOMENDACJA INSTALACJI REFERENCYJNYCH

Powyżej zaprezentowano propozycje instalacji referencyjnych dla obliczania poziomu dofinansowania inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej, ciepła i źródła kogeneracyjne oraz źródła wysokosprawnej kogeneracji.

W poniższej tabeli przedstawiono proponowane instalacje referencyjne dla poszczególnych technologii instalacji planowanych.

Tabela 5.1 Instalacje referencyjne dla poszczególnych planowanych technologii paliwowych

Instalacja planowana/docelowa		Instalacja referencyjna
OZE		
ciepło	kolektory słoneczne	<ul style="list-style-type: none"> • kotły wodne gazowe w zakresie mocy od 1 MWt (w zakresie 0-1 MWt przyjmowany będzie koszt jednostkowy jak dla 1 MWt) • porównanie nakładów w oparciu o nakłady na jednostkę produkcji rocznej (PLN/GJ/rok)
	biomasa	<ul style="list-style-type: none"> • kotły wodne gazowe w zakresie mocy od 1 MWt (w zakresie 0-1 MWt przyjmowany będzie koszt jednostkowy jak dla 1 MWt) • porównanie nakładów w oparciu o nakłady na jednostkę mocy zainstalowanej (PLN/MWt)
	geotermia/pompy	
	biogaz	
energia elektryczna	wiatr	<ul style="list-style-type: none"> • instalacje gazowe oparte o silniki gazowe w zakresie mocy od 0,4 MWe lub blok gazowo-parowy (w zakresie 0,05-0,4 MWe przyjmowany będzie koszt jednostkowy produkcji jak dla 0,4 MWe) • porównanie nakładów w oparciu o nakłady na jednostkę produkcji rocznej (PLN/MWh/rok)
	fotowoltaika	
	woda	<ul style="list-style-type: none"> • instalacje gazowe oparte o silniki gazowe w zakresie mocy od 0,4 MWe lub blok gazowo-parowy (w zakresie 0,05-0,4 MWe przyjmowany będzie koszt jednostkowy jak dla 0,4 MWe) • porównanie nakładów w oparciu o nakłady na jednostkę mocy zainstalowanej (PLN/MWe)
	biomasa	
	biogaz	
kogeneracja	biomasa	<ul style="list-style-type: none"> • kotły wodne gazowe w zakresie mocy od 1 MWt (w zakresie 0-1 MWt przyjmowany będzie koszt jednostkowy jak dla 1 MWt) • porównanie nakładów w oparciu o nakłady na jednostkę mocy zainstalowanej (PLN/MWt)
	biogaz	
Kogeneracja wysokosprawna		
	biomasa	<ul style="list-style-type: none"> • kotły wodne gazowe w zakresie mocy od 1 MWt (w zakresie 0-1 MWt przyjmowany będzie koszt jednostkowy jak dla 1 MWt) • porównanie nakładów w oparciu o nakłady na jednostkę mocy zainstalowanej (PLN/MWt)
	biogaz	
	kopalne (do 20 MWt)	

1. Ciepło ze źródeł odnawialnych

W odniesieniu do instalacji planowanych do produkcji ciepła w kolektorach słonecznych zaleca się porównanie nakładów w oparciu o jednostkę produkcji ze względu na krótki czas wykorzystania mocy przez kolektory.

W odniesieniu do pozostałych instalacji planowanych źródeł ciepła proponuje się porównanie nakładów w oparciu o jednostkę mocy zainstalowanej.

Referencyjne jednostki będą o mocy min 1 MWt (w zakresie 0-1 MWt przyjmowany będzie koszt jednostkowy jak dla 1 MWt) i zostaną one podzielone na przedziały mocowe.

2. Energia elektryczna ze źródeł odnawialnych

W odniesieniu do instalacji planowanych do produkcji energii elektrycznej w instalacjach wiatrowych i instalacjach fotowoltaicznych rekomenduje się odniesienie nakładów inwestycyjnych do nakładów jednostkowych w oparciu o jednostkę produkcji rocznej ze względu na krótki czas wykorzystania mocy przez te źródła odnawialne.

W odniesieniu do pozostałych instalacji planowanych źródeł energii elektrycznej proponuje się porównanie nakładów w oparciu o jednostkę mocy zainstalowanej.

Referencyjne jednostki będą o mocy min 0,05 MWe lub rocznej produkcji min 400 MWh i zostaną podzielone na przedziały mocowe.

3. Kogeneracja ze źródeł odnawialnych

W odniesieniu do instalacji planowanych kogeneracyjnych proponuje się zastosowanie jako referencyjnych instalacji produkcji ciepła w oparciu o gaz ziemny, tj. kotły gazowe. Wytyczne rozporządzenia GBER dopuszczają zastosowanie albo instalacji energii elektrycznej albo instalacji grzewczej, jednak w Polsce wybrano już instalację do produkcji ciepła (Rozporządzenie MG nr 2015/1810). Wydaje się to odpowiednie, ponieważ przy projektowaniu źródeł kogeneracyjnych w Polsce ich moc ustalana jest zwykle na podstawie zapotrzebowania na ciepło. Dostosowanie instalacji elektrycznej do produkcji w kogeneracji jest stosunkowo proste i wymaga niewielkich nakładów. Z kolei dostosowanie instalacji produkującej ciepło (kotła, kotłowni) do instalacji kogeneracyjnej sprowadza się w praktyce do budowy nowej kompletnej instalacji kogeneracyjnej. Dlatego też zaproponowano zastosowanie kotłów gazowych jako instalacji referencyjnych.

Referencyjne jednostki będą o mocy min 1 MWt (w zakresie 0-1 MWt przyjmowany będzie koszt jednostkowy jak dla 1 MWt) i w zależności od charakterystyki źródeł planowanych, zostaną podzielone na przedziały mocowe.

4. Kogeneracja wysokosprawna

Podobnie jak w przypadku kogeneracji ze źródeł odnawialnych, w odniesieniu do instalacji planowanych wysokosprawnej kogeneracji proponuje się zastosowanie jako referencyjnych instalacji produkcji ciepła w oparciu o gaz ziemny, tj. kotły gazowe.

Referencyjne jednostki będą o mocy min 1 MWt (w zakresie 0-1 MWt przyjmowany będzie koszt jednostkowy jak dla 1 MWt) i zostaną podzielone na przedziały mocowe.

Dla każdego zakresu wytwórczego w kalkulatorze wsparcia przewidziano również pozycję „inne”, dla której można będzie przypisać technologię wytwórczą nie opisaną w ramach zdefiniowanych technologii. Porównanie nakładów w takim przypadku nastąpi w oparciu o nakłady jednostkowe na jednostkę produkcji.

6. CHARAKTERYSTYKA INSTALACJI PLANOWANYCH – ODNAWIALNE ŹRÓDŁA CIEPŁA

6.1 Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne służą do przemiany energii promieniowania słonecznego w ciepło. Najpopularniejsze są dwa typy kolektorów słonecznych: płaskie i próżniowo-rurowe. Kolektor słoneczny jest istotną częścią instalacji grzewczej ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) i/lub wspomagającej ogrzewanie pomieszczeń (c.o.) w budynku.

Maksymalna moc cieplna kolektorów jest przyjmowana według zaleceń ESTIF (Europejskie Stowarzyszenie Przemysłu Energetyki Słonecznej Ciepłej) i wynosi 700 W/m² powierzchni czynnej kolektora.

Przy doborze liczby kolektorów słonecznych dla celów c.w.u. przyjmuje się od 1,2 do 1,6 m² na jednego użytkownika.

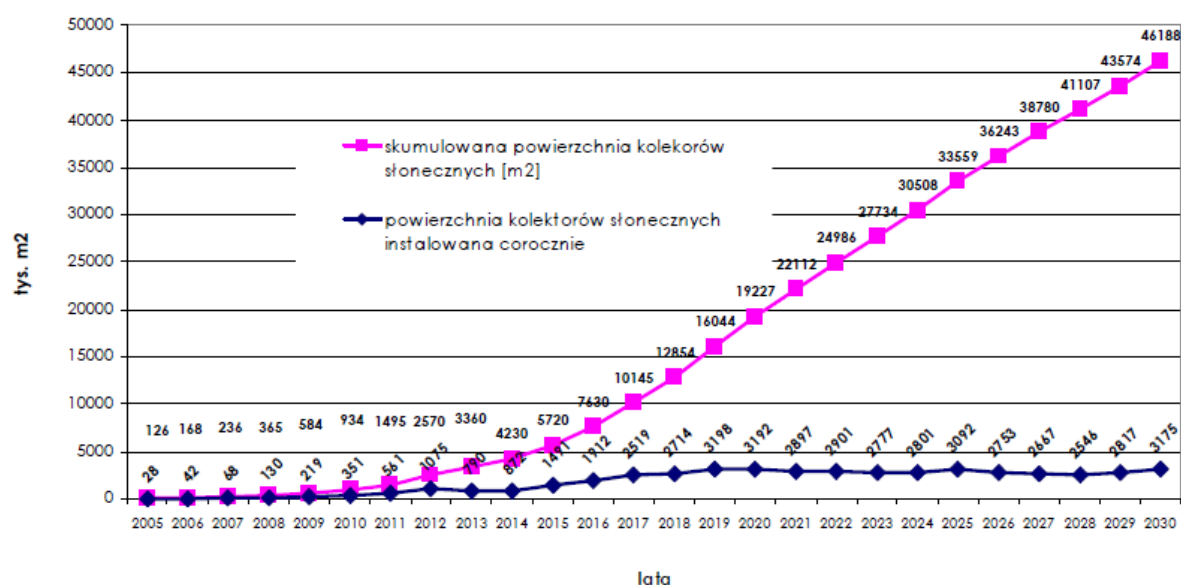
Dogrzewanie pomieszczeń z zastosowaniem układu solarnego jest najbardziej wydajne w okresach przejściowych (marzec-kwiecień, wrzesień-październik). Istotną rolę odgrywa tutaj rodzaj zastosowanego systemu grzewczego. Kolektory słoneczne wykazują najwyższą wydajność współpracując z ogrzewaniem niskotemperaturowym - podłogowym lub ściennym. Przyjmuje się, że na każdy 1 m² powierzchni czynnej kolektora powinno przypadać 10 m² powierzchni ogrzewanej we właściwie zaizolowanym termicznie budynku. (źródło: *Małoskalowe odnawialne źródła energii i mikroinstalacje*, 2012 r., IOE).

Przyjmuje się, że optymalny, średni kąt nachylenia kolektora do podłoża dla całorocznego okresu wykorzystania wynosi ok. 40°, zaś orientacja w kierunku południowym. Najczęściej kolektory są montowane na dachach, rzadziej na gruncie.

Uzysk słoneczny w przypadku kolektorów płaskich wynosił średnio ok. 405 kWh/m²/rok (1,46 GJ/m²/rok), natomiast w przypadku kolektorów próżniowych ok. 435 kWh/m²/rok (1,57 GJ/m²/rok) - obliczeń dokonano dla kilkunastu wybranych i dostępnych na polskim rynku kolektorów słonecznych płaskich i kilkunastu próżniowych (*Małoskalowe odnawialne źródła energii i mikroinstalacje*, 2012r, IOE). Przyjmując moc cieplną kolektorów 700 W/m², średnia roczna produktywność kolektorów płaskich w Polsce wynosi ok. 580 MWh/MW (2088 GJ/MW), a kolektorów próżniowych – ok. 620 MWh/MW (2232 GJ/MW).

Przyjmując, że w optymalnych warunkach (miesiące letnie) uzysk energii cieplnej kolektora wynosi 3,5 kWh/m²/dobę, średnia moc instalacji c.w.u. z zasobnikiem i kolektorami wynosi ok. 145 W/m² (źródło: *prezentacja Viessmann: „Kolektory słoneczne”*). Oznacza to, że znając średnie dobowe zapotrzebowanie na moc cieplną na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej, kolektory słoneczne należy dobrać w taki sposób, aby maksymalna moc cieplna kolektorów była 4,8 razy większa od średniego dobowego zapotrzebowania na moc cieplną na potrzeby przygotowania c.w.u.

Rynek kolektorów słonecznych w Polsce stale rośnie. Prognozuje się, że do roku 2030 corocznie instalowanych będzie ok. 2,5 mln m² kolektorów słonecznych. Prognozowany trend przedstawiony jest na poniższym wykresie.



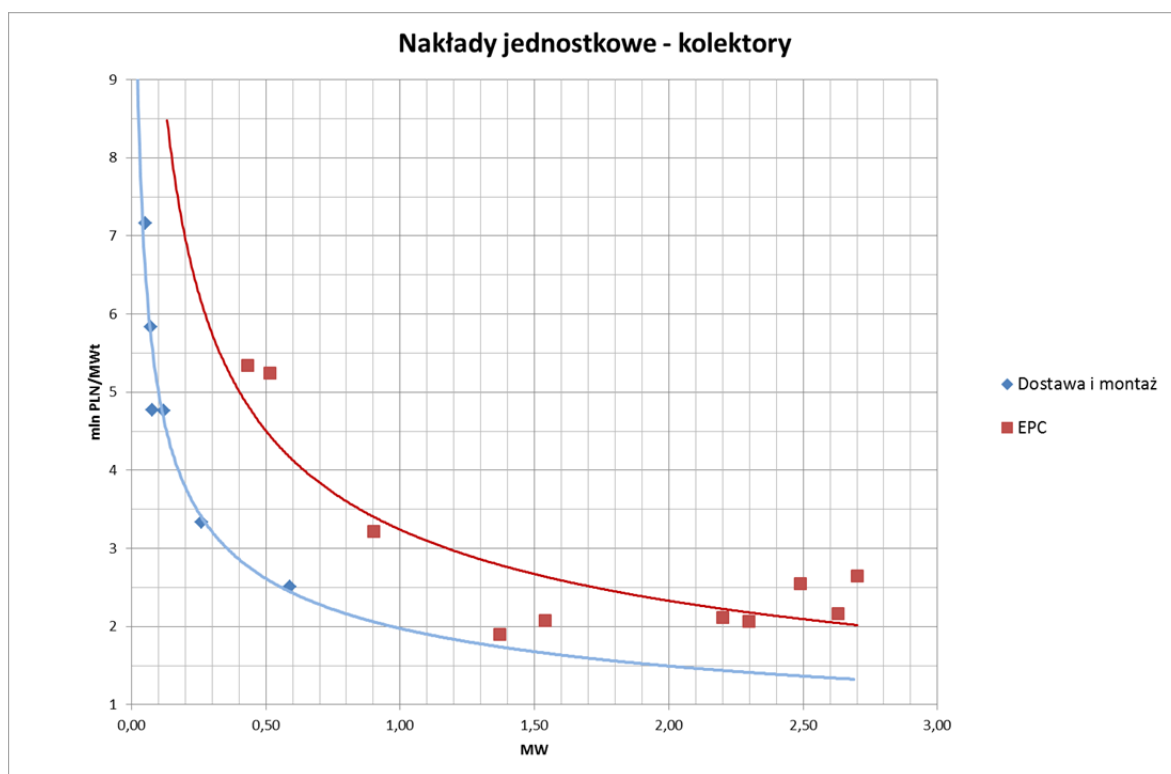
Rysunek 6.1 Prognoza wzrostu liczby kolektorów słonecznych w Polsce do roku 2030

Źródło: "Rynek kolektorów słonecznych w Polsce" J. Starościk)

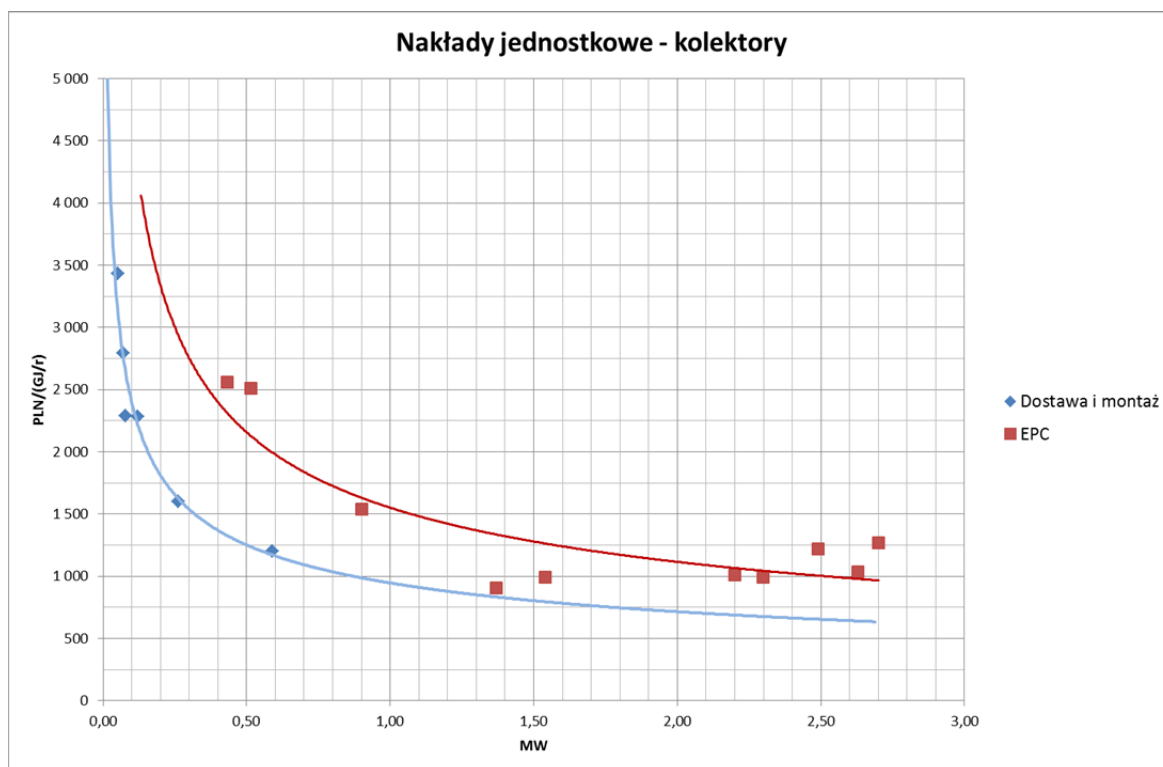
Aby móc określić koszty wykonania instalacji, przeanalizowano nakłady inwestycyjne realizowanych w Polsce kolektorów słonecznych o różnej mocy nominalnej. Informacje pozyskano głównie z poniższych źródeł:

1. portal <http://gramwzielone.pl/>
2. <http://www.mapadotacji.gov.pl/>

Poniższe wykresy przedstawiają nakłady jednostkowe 16 instalacji kolektorów słonecznych na terenie Polski. 10 spośród nich wykonano w formule „pod klucz”, tj. zakres inwestycji obejmował zaprojektowanie, wykonanie i uruchomienie, natomiast zakres pozostałych 6 inwestycji obejmował jedynie dostawę komponentów instalacji i ich montaż. W zakres inwestycji wchodził montaż instalacji składającej się z kolektorów słonecznych, zasobnika c.w.u., osprzętu hydraulicznego oraz pozostałych komponentów i zintegrowanie wykonanej instalacji z istniejącymi instalacjami c.w.u. w domach beneficjentów. Inwestycje obejmują wybudowanie instalacji kolektorów słonecznych w grupach budynków jednorodzinnych i/lub budynków użyteczności publicznej na terenie gmin starających się o dotację na ww. cel.



Rysunek 6.2 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną – kolektory słoneczne

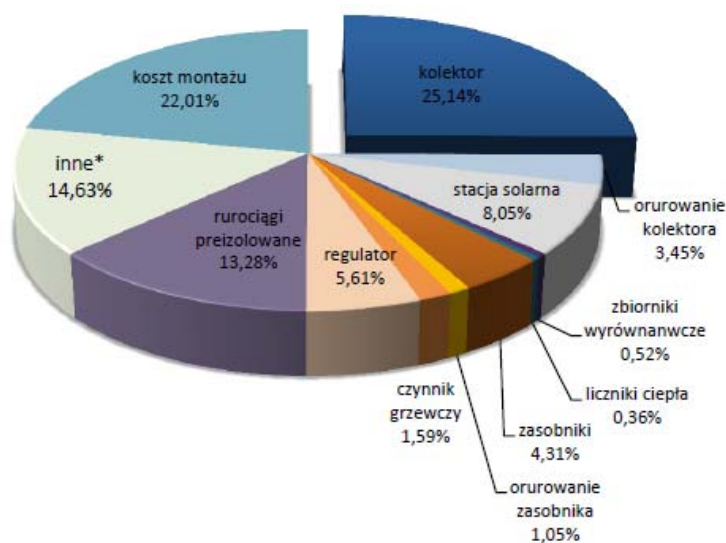


Rysunek 6.3 Nakłady jednostkowe na produkcję – kolektory słoneczne

Analizując wykres widoczne jest, że jednostkowe nakłady inwestycyjne dla instalacji kolektorów słonecznych maleją wraz ze wzrostem mocy nominalnej instalacji. Spowodowane to jest spadkiem jednostkowego kosztu montażu w przypadku dużych inwestycji, ponieważ potrzebną moc nominalną uzyskuje się poprzez montaż potrzebnej liczby paneli o stosunkowo małej jednostkowej powierzchni, rzędu 2 m². Jednostkowy koszt zakupu panelu to ok. 770 PLN/m² powierzchni czynnej, co równa się ok. 1 mln PLN/MW mocy nominalnej panelu (źródło: cenniki firm Viessmann, Hewalex). Można wobec tego przyjąć, że jednostkowe koszty zakupu samych absorberów są stałe, niezależnie od mocy instalacji, natomiast całkowite nakłady są zwiększane poprzez koszty osprzętu (osprzęt hydrauliczny, zasobnik c.w.u., montaż urządzeń itp.), których koszty jednostkowe zmniejszają się wraz ze wzrostem mocy nominalnej.

Aby móc wykorzystać ciepło uzyskane przez kolektory słoneczne, konieczne jest wykonanie instalacji transportującej energię ciepłą do istniejącej instalacji c.o./c.w.u. – w związku z tym zasadne wydaje się rozpatrywanie inwestycji związanej z wykorzystaniem kolektorów słonecznych jako całości: kolektorów wraz z niezbędnym osprzętem, który służy do włączenia kolektora do istniejącego systemu grzewczego. Dla otrzymanych powyżej wartości dla małych instalacji kolektorów słonecznych szacunkowy udział kosztu kolektorów w kosztach całkowitych wynosi około 15%, dla dużych – ok. 30% (przy zakładanej jednostkowej cenie kolektora 1 mln PLN/MW).

Inne publikacje szacują jednostkowy koszt dużych instalacji kolektorów słonecznych (tj. stosowanych w budownictwie wielorodzinnym) na 1 500–4 000 PLN/m², a udział kosztów zakupu kolektora na ok. 25% całości kosztów instalacji solarnej (źródło: „Poradnik dla inwestorów – wykorzystanie energii słonecznej w budynkach wielorodzinnych poddawanych modernizacji”, Instytut Energii Odnawialnej).



Rysunek 6.4 Struktura kosztów inwestycji dużej instalacji solarnej

(źródło: "Poradnik dla inwestorów - wykorzystanie energii słonecznej w budynkach wielorodzinnych poddawanych modernizacji", Instytut Energii Odnawialnej)

Analizując powyższe dane, z uwagi na zmienność nakładów jednostkowych wraz ze wzrostem wielkości instalacji, zaproponowano podział instalacji na dwie grupy wielkości o mocy nominalnej w zależności od jednostkowych nakładów inwestycyjnych: o mocy nominalnej mniejszej niż 0,5 MW i o mocy nominalnej większej bądź równej 0,5 MW. Dla 16 analizowanych inwestycji podzielonych na powyższe przedziały mocowe średnia wielkość nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej i na 1 m² powierzchni czynnej kolektora została przedstawiona w tabeli. W tabeli nie uwzględniono różnicowania konstrukcji kolektorów, oszacowane nakłady jednostkowe odnoszą się do całej solarnej instalacji c.w.u. Analizowane instalacje nie były wyposażone w zasobniki c.o.

Tabela 6.1 Średnia wielkość jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla zaproponowanych przedziałów mocy

Lp.	Zakres mocy	Nakłady inwestycyjne	
		PLN/MW	PLN/m ²
-	MW		
1	(0;0,5>	5 203 566	3 643
2	≥0,5	2 647 617	1 853

W poniższej tabeli zestawiono charakterystykę wybranych przykładowych instalacji kolektorowych.

Tabela 6.2 Instalacje planowane - kolektory

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Kolektory słoneczne	
		Gmina Goniądz	Gmina Goraj
Typ instalacji		Kolektory	Kolektory
Moc ciepłownicza	MWt	0,43	1,54
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	580	658
Produkcja roczna ciepła	TJ	0,90	3,65
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	2,313	3,195
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mln PLN/MW	5,344	2,075
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ/r	2 559	994
Powierzchnia terenu	m ²	618	2200
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	1 437	1 429

Szacowana roczna produkcja dla kolektora o mocy 2,5 MW_t (powierzchnia czynna kolektorów ok. 3571 m²) wyniesie w Polsce ok. 1450 MWh (5220 GJ).

W analizie kosztów instalacji kolektorowych nie uwzględniono kosztu terenu ani dzierżawy dachu. Porównując również poszczególne inwestycje między sobą, nie różnicowano ich ze względu na technologię kolektorów (tzn. kolektory płaskie oraz rurowe), natomiast wszystkie analizowane inwestycje dotyczyły instalacji kolektorowych produkujących ciepło na potrzeby c.w.u.

6.2 Biomasa

Ciepło produkowane z biomasy wykorzystywane jest głównie na potrzeby komunalne do ogrzewania gospodarstw jak również na potrzeby technologiczne w zakładach przemysłowych, w których spalana biomasa jest najczęściej odpadem z procesu przeróbki drewna.

Jako klucz podziału instalacji na grupy według wielkości mocy nominalnej przyjęto zapotrzebowanie mocy dla typowych grup odbiorów komunalnych. Koresponduje to również ze zmianą nakładów jednostkowych w zależności od wielkości instalacji.

Gospodarstwa domowe mogą być zaopatrywane w ciepło pochodzące z biomasy z różnych źródeł, z czego trzy podstawowe to:

- systemy ciepłownicze,
- źródła lokalne,
- źródła indywidualne.

Źródłem ciepła na potrzeby systemów ciepłowniczych są ciepłownie oraz elektrociepłownie. Ciepłownia opalana biomasą jest zwykle obiektem wolnostojącym z urządzeniami do wytwarzania ciepła o mocy zainstalowanej rzędu od ok. 5-30 MW każde.

Lokalne kotłownie biomasowe zasilają najczęściej jeden bądź kilka sąsiadujących budynków, dobrze sprawdzają się na małych i średnich osiedlach, gdzie nie ma dostępu do scentralizowanych systemów ciepłowniczych. Moc kotłowni lokalnych typowo wynosi od ok. 200 kW (blok mieszkalny) do ok. 5 MW (duże osiedle). Kotłownie lokalne mogą być zabudowane w specjalnie wydzielonych pomieszczeniach wewnątrz zasilanych budynków lub w budynkach wolnostojących.

W źródłach indywidualnych ciepło produkowane jest na potrzeby pojedynczego lokalu lub budynku. Typowy zakres mocy wynosi od kilku do ok. 200 kW. Źródła indywidualne typowo lokalizuje się w specjalnie wydzielonych pomieszczeniach wewnątrz zasilanych budynków.

Najczęściej stosowanym nośnikiem ciepła w źródłach opisanych powyżej jest woda.

W oparciu o powyższe, przyjęto następujący podział dla odnawialnych źródeł ciepła:

- do 200 kW (dla zakresu wielkości domek jednorodzinny – blok mieszkalny),
- powyżej 200 kW do 500 kW (dla zakresu wielkości blok mieszkalny – małe osiedle),
- powyżej 500 kW do 5000 kW (dla zakresu wielkości małe osiedle – duże osiedle),
- powyżej 5000 kW (ciepłownie pracujące na potrzeby systemów ciepłowniczych).

Źródła biomasowe mogą być zasilane różnymi rodzajami biomasy, co będzie mieć bezpośrednie przełożenie na konstrukcję kotła oraz rozwiązania gospodarki biomasą, a co za tym idzie – na wysokość nakładów inwestycyjnych. Najczęściej stosowanymi paliwami biomasowymi są zrębki, pelety, brykiety oraz słoma w postaci bel i balotów.

Profil pracy źródeł ciepła opalanych biomasą będzie różny w zależności od wielkości i przeznaczenia źródła.

W przypadku źródeł szczytowych, czas wykorzystania mocy jest stosunkowo krótki do kilkuset godzin rocznie. Źródła szczytowe będą uruchamiane wyłącznie w okresie grzewczym przy najwyższym zapotrzebowaniu na moc. Natomiast w przypadku źródeł pracujących w podstawie systemów ciepłowniczych, produkujących ciepło na potrzeby c.o. i c.w.u, zwymiarowanych na wielkość zapotrzebowania na c.w.u w okresie letnim ich czas wykorzystania będzie wysoki nawet do 8000 h/rok.

Typowy czas wykorzystania moc źródeł pracujących na potrzeby systemów ciepłowniczych wynosi od ok. 2200 do ok. 2500 h/ rok.

Dla każdej grupy jednostek wskazanych powyżej wybrano po kilka przykładowych instalacji referencyjnych, w oparciu o które wyliczono uśrednione nakłady. W trakcie analizy nie ograniczono się do jednego rodzaju paliwa, ale dążono, aby jednostki z danego przedziału mocy opalane były różnymi paliwami, co w niektórych przypadkach mogło skutkować istotnymi różnicami w nakładach jednostkowych dla źródeł o zbliżonej mocy cieplnej. Przykładem mogą być np. ciepłownie o zbliżonej mocy opalane zrębkami i peletami. Zrębki w porównaniu do peletów charakteryzują się znacznie niższą gęstością energetyczną. Dostarczenie do kotła tej samej ilości energii w paliwie wymaga dostarczenia ok. 3-4 krotnie większej objętości zrębków niż peletów (tabela poniżej).

Tabela 3 Porównanie energetyczne zrębków i peletów

	Jedn.	Zrębki	Pelety
Wartość opałowa	MJ/kg	10,5	17
Gęstość nasypowa	t/m ³	0,3	0,65
Gęstość energetyczna	GJ/m ³	3,15	11,05
Krotność energetyczna	-	1,0	3,5

Powyższe powoduje, że obiekty opalane zrębkami wymagają zabudowy gospodarek paliwowych o znacznie większych wydajnościach i większych retencjach niż obiekty opalane peletami, a co za tym idzie koniecznością poniesienia wyższych nakładów inwestycyjnych.

Zrębki w porównaniu do peletów charakteryzują się również znacznie wyższą wilgotnością (typowo dla zrębków ok. 35-55%, dla peletów 8-12%). Powoduje to powstawanie w trakcie spalania znacznie większych ilości spalin, a co za tym idzie koniecznością zabudowy większych

jednostek kotłowych, kanałów spalin oraz instalacji oczyszczania spalin i komina o większym przekroju itp.

Wobec powyższego nakłady inwestycyjne na obiekty opalane zrębkami zwykle są wyższe niż nakłady na obiekty opalane peletami o zbliżonej mocy.

Na potrzeby określenia nakładów inwestycyjnych na źródła o mocy do 5 MW przeanalizowano inwestycje o podobnych parametrach, zrealizowane w Polsce, dofinansowane ze środków Unii Europejskiej. Informacje o nakładach pozyskano m.in. ze strony <http://www.mapadotacji.gov.pl>. Przedstawione na stronie wartości projektów pomniejszono o wartość podatku VAT i indeksowano inflacją do poziomu 2015 r. Wszystkie przeanalizowane źródła z podanego przedziału zostały zabudowane w pomieszczeniach istniejących budynków. Przedstawione nakłady obejmowały m.in. zabudowę źródła ciepła wraz z ciągiem podawania biomasy oraz dostosowaniem istniejących pomieszczeń na kotłownię i magazyny biomasy. Przeanalizowane źródła opalane były różnymi paliwami biomasowymi, w tym peletami, brykietami i zrębkami drzewnymi, ziarnem owsa oraz trocinami. Przedstawione na stronie www.mapadotacji.gov.pl nakłady tam, gdzie było to wymagane, pomniejszono o szacowane koszty prac dodatkowych objętych projektem, jak np. termomodernizacja budynków, modernizację sieci. Opracowane nakłady przedstawiono na wykresie poniżej.

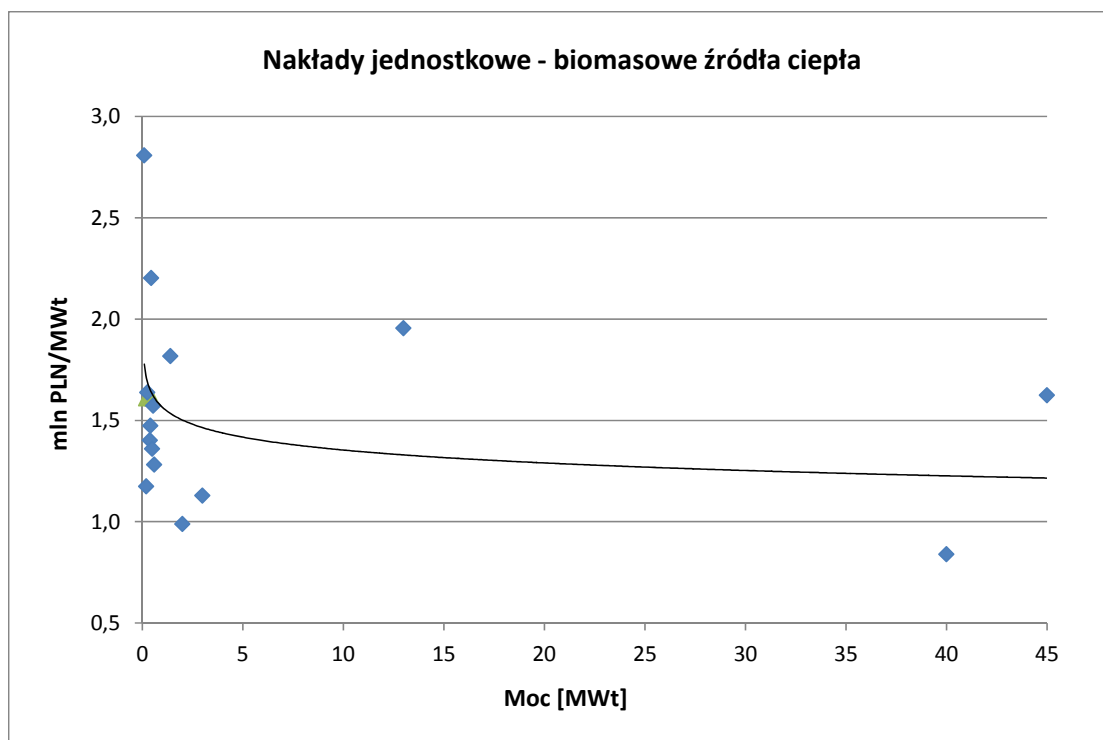
Nakłady na źródła ciepła powyżej 5 MW oszacowano w oparciu o analizy własne konsultanta, w oparciu o pozyskane oferty budżetowe i wiedzę własną.

Opracowano nakłady na 3 źródła ciepła opalane paliwami odnawialnymi, tj.:

1. Źródło ciepła o mocy 13 MW wyposażone w jeden kocioł opalany peletami, wolnostojący budynek kotłowni wraz magazynem peletów o retencji na ok. 2 tygodnie,
2. Źródło ciepła o mocy 40 MW wyposażone w cztery kotły o mocy 10 MW każdy, opalane peletami, wolnostojący budynek kotłowni wraz magazynem peletów o retencji na ok. 2 tygodnie,
3. Źródło ciepła o mocy 45 MW wyposażone w 3 kotły o mocy 15 MW każdy, opalane zrębkami drzewnymi, wolnostojący budynek kotłowni wraz magazynem zrębków o retencji na ok. 1 tydzień pracy.

Analizę przygotowano dla niezlokalizowanego obiektu „green-field”. W nakładach uwzględniono koszty dla kontraktu EPC wraz z kosztami inwestora. Uwzględniono nakłady na wszystkie instalacje wraz z budynkami, wyprowadzeniem ciepła (bez pompowni wody sieciowej), infrastrukturą drogową i przyłączami.

Oszacowane nakłady na opisane źródła przedstawiono na poniższym wykresie.



Rysunek 6.5 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną w źródłach ciepła

Widoczna różnica jednostkowych nakładów inwestycyjnych na jednostki ok. 40 MW wynika z zastosowania różnych paliw w tych jednostkach: zrębków i peletów, co istotnie wpływa na wysokość nakładów, jak wyjaśniono powyżej.

Parametry typowych przykładowych jednostek z zakresu mocy przyjętego do analiz przedstawiono w poniższej tabeli. Na potrzeby sporządzenia bilansu przyjęto czas wykorzystania mocy na poziomie 2200 h/rok.

Powierzchnię zabudowy dla źródeł powyżej 5 MW podano dla całego obiektu obejmującą budynki, gospodarkę biomasową, układ drogowy z wjazdem i wagą oraz całą niezbędną infrastrukturę. Dla źródeł 0,2 i 0,5 MW podano powierzchnię pomieszczeń niezbędnych do zabudowy kotłów (kotłownię) wraz z pomieszczeniem przeznaczonym do magazynowania biomasy i miejscem pod urządzenia do ewakuacji popiołu i żużla i pomieszczeniem gospodarczym. Dla źródła 2 MW założono, że kotłownia zlokalizowana będzie wewnątrz budynku natomiast magazyn biomasy zlokalizowany będzie na zewnątrz (w tabeli podano powierzchnię, przy założeniu zabudowy magazynu na pelety w postaci silosu).

Tabela 6.4 Instalacje planowane – biomasa

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Kotłownie/Ciepłownie [kWt]			
		do 200	(200, 500>	(500, 5000>	powyżej 5000
Ilość jednostek	-	1	1	1	1
Moc ciepłownicza	MWt	0,200	0,500	2,0	13,0
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2200	2200	2200	2200
Produkcja roczna ciepła	TJ	1,6	4,0	15,8	103,0
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	0,34	0,68	1,98	25,5
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	1,7	1,4	1,0	2,0
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	tys. PLN/GJ/rok	0,21	0,17	0,13	0,25
Powierzchnia terenu	m2	65	145	350	4550
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	325	290	175	350

6.3 Biogaz

Zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (z dn. 20.02.2015 r., Dz.U. 2015/478) biogaz to gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów.

Na potrzeby niniejszej pracy rozpatrzono następujące grupy biogazu:

- biogaz rolniczy,
- biogaz ze składowisk odpadów,
- biogaz z oczyszczalni ścieków,

Biogaz z powyższych grup produkowany jest w procesie fermentacji, przez mikroorganizmy rozkładające substancje organiczne w warunkach beztlenowych. Biogaz to mieszanina składająca się głównie z metanu (około 50-75%) i dwutlenku węgla (około 25-45%) oraz z siarkowodoru, azotu, tlenu i wodoru.

Wszystkie istniejące w Polsce biogazownie rolnicze pracują w układzie kogeneracji, sprzedają energię elektryczną, część ciepła wykorzystują na własne potrzeby (głównie do podgrzewu komory fermentacyjnej), pozostałe ciepło, jeżeli istnieje możliwość, sprzedają odbiorcom.

Biogaz ze składowisk odpadów najczęściej wykorzystywany jest w układach do produkcji energii elektrycznej, sporadycznie w układach kogeneracyjnych, co wynika z lokalizacji składowisk z dala od obiektów mieszkalnych, gdzie mogłoby być wykorzystane ciepło.

W przypadku biogazowni zasilanych biogazem z oczyszczalni ścieków, realizowane obecnie instalacje to układy kogeneracyjne produkujące jednocześnie energię elektryczną i ciepłą. Energia cieplna wykorzystywana jest do podgrzewania wydzielonych komór fermentacyjnych (WKF), a energia elektryczna sprzedawana do sieci energetycznej.

Dlatego dla odnawialnego źródła ciepła z biogazu przeanalizowano hipotetyczne nakłady inwestycyjne dla biogazu rolniczego, gdzie potencjalnie nadmiarowe ciepło – niewykorzystane na potrzeby technologiczne biogazowni, może być sprzedawane zewnętrznym odbiorcom.

Instalacje wykorzystujące biogaz z wysypisk nie był analizowany jako planowane instalacje odnawialne do produkcji ciepła, ponieważ biogaz ze składowisk odpadów wykorzystywany jest w układach do produkcji energii elektrycznej, jak wspomniano wyżej.

Instalacje wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków nie były analizowane jako planowane instalacje odnawialne do produkcji ciepła, ponieważ w przypadku biogazu z oczyszczalni ścieków

stosuje się jednostki kogeneracyjne. W przypadku hipotetycznego wykorzystania biogazu z oczyszczalni jako źródła ciepła, nakłady na kotły gazowe na biogaz są na zbliżonym poziomie jak na kotły na gaz ziemny, nakłady byłyby więc takie same jak dla instalacji referencyjnych na gaz ziemny. Jeśli taka instalacja znajdzie się na liście wniosków do wsparcia, będzie mogła być traktowana jak instalacja wykorzystująca biogaz rolniczy.

6.3.1 Biogaz rolniczy

Wszystkie działające biogazownie w Polsce to biogazownie kogeneracyjne i na ich podstawie przygotowano hipotetyczne charakterystyki ciepłowni opalanych biogazem. Dlatego opis biogazowni przedstawiono w punkcie 8.2.1.

Do określenia nakładów na odnawialne źródła energii cieplnej z biogazu przyjęto następujące założenia:

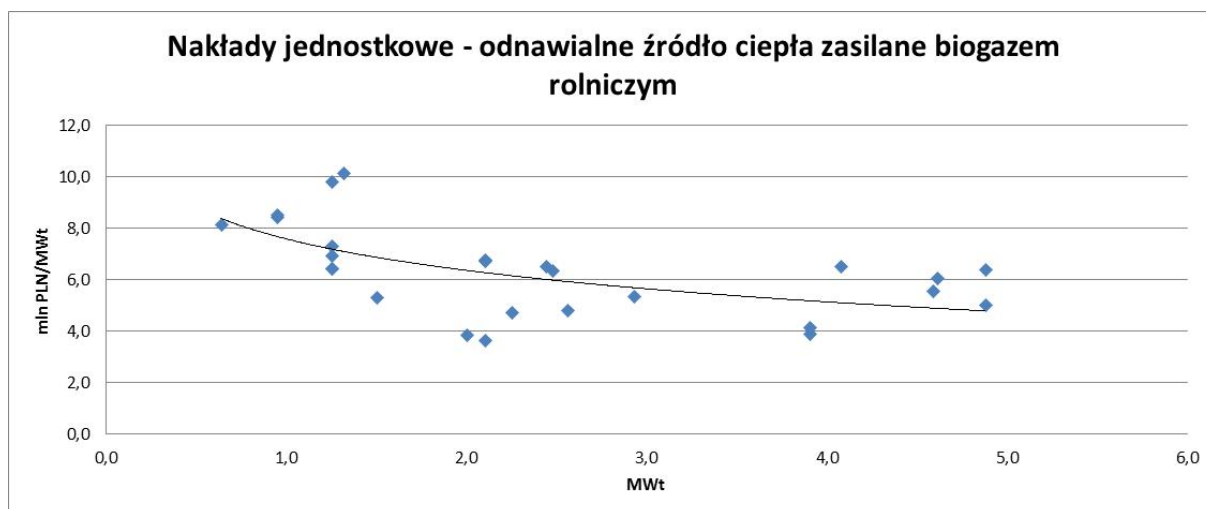
- Podział na grupy w zależności od mocy układu – zgodnie z podziałem przyjętym dla kogeneracji dla biogazu (pkt 8.2.1– w odniesieniu do mocy w paliwie),
- Nakłady dla poszczególnych grup przyjęto takie jak w pkt 8.2.1, pomniejszone o nakłady na układ kogeneracji, dodatkowo uwzględniono nakłady na kocioł gazowy,
- Powierzchnia terenu dla biogazowni – zgodnie z punktem 8.2.1.

W tabeli poniżej przedstawiono charakterystykę wybranych inwestycji przykładowych dla każdego przedziału mocowego.

Tabela 6.5 Instalacje planowane – –ciepłownie opalane biogazem rolniczym

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Ciepłownie na biogaz rolniczy [kWt]		
		<100÷1200)	<1200÷2500)	≥2500
Moc ciepłownicza	MWt	0,89	1,97	4,33
Maksymalna moc w paliwie	MW	0,95	2,10	4,61
Sprawność cieplna maksymalna	%	94%	94%	94%
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	8000	8000
Produkcja roczna ciepła	TJ	25,7	56,9	124,8
Ciepło na potrzeby technologiczne	TJ	3,1	6,8	14,6
Ciepło do wykorzystania (netto)	TJ	22,5	50,0	110,2
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	8,0	14,5	27,9
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MWt	9,0	7,4	6,4
Jednostkowe nakłady inwestycyjne na ciepło netto	PLN/GJ/r	311	255	223
Powierzchnia terenu	m2	14800	19800	37800
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	40000	30000	20000

Na poniższym rysunku przedstawiono przykładowe nakłady na moc zainstalowaną na odnawialne źródło ciepła zasilane biogazem rolniczym. W zakresie mocy od 2,5 MW nakłady jednostkowe nie wykazują trendu rosnącego, mimo że różnią się między sobą dla konkretnych przypadków.

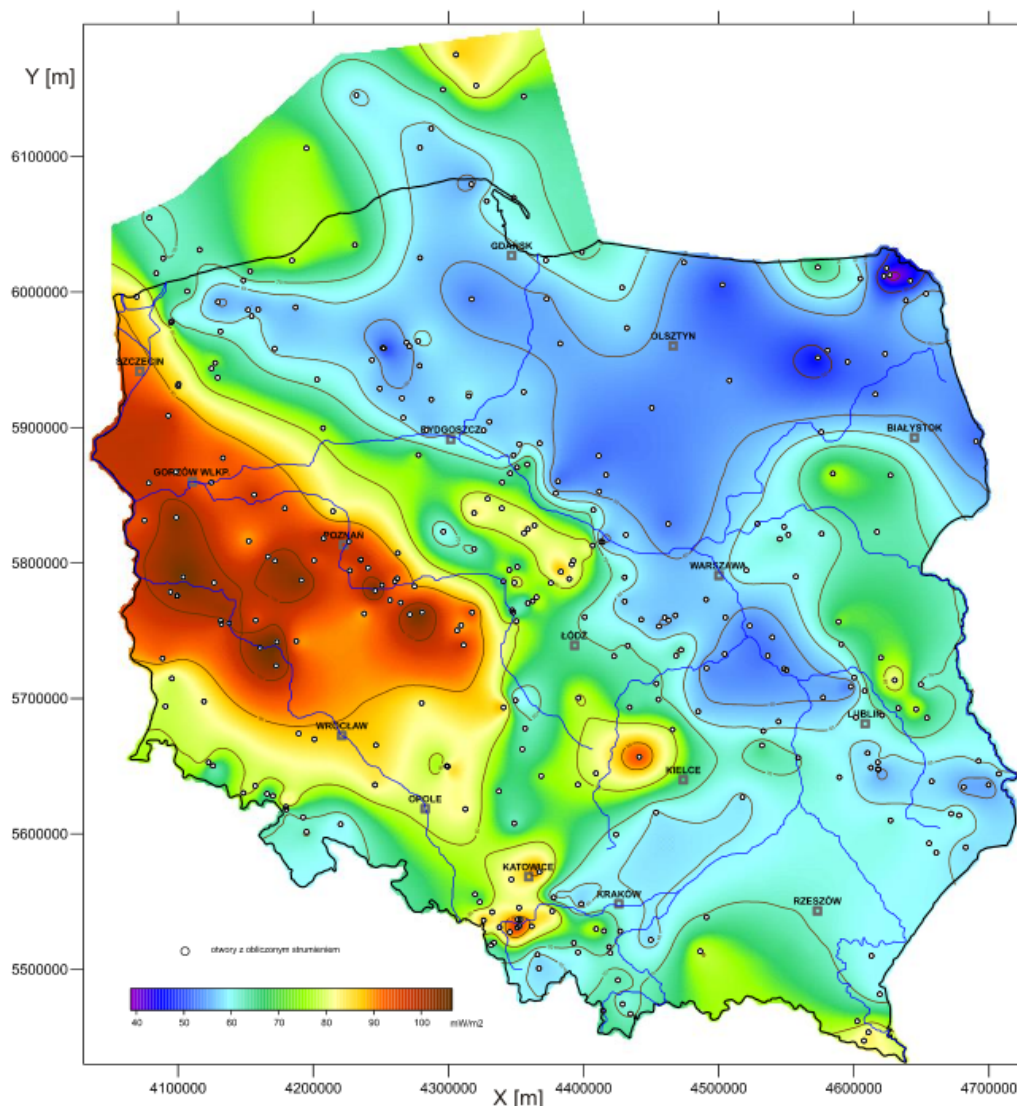


Rysunek 6.6 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną –odnawialne źródło ciepła zasilane biogazem rolniczym

6.4 Geotermia, pompy ciepła

Ciepłownictwo geotermalne wykorzystuje energię cieplną zakumulowaną pod powierzchnią ziemi. Energia geotermiczna definiowana jest jako energia cieplna zakumulowana w skałach, wodach i parach geotermalnych. Źródłem energii geotermicznej jest jądro Ziemi o temperaturze ok. 5400°C. Energia cieplna zawarta w jądrze na skutek wymiany ciepła przekazywana jest do płytszych warstw planety, gdzie zostaje zmagazynowana w warstwach skalnych lub wodach głębinowych. Wraz ze wzrostem głębokości wzrasta temperatura niższych warstw skorupy ziemskiej, średni gradient wzrostu temperatury wynosi około 25 K/km. Średnia gęstość strumienia ciepłego Ziemi wynosi 0,07 W/m². Gęstość strumienia ciepłego jest to ilość energii cieplnej oddawanej przez powierzchnię Ziemi na drodze wymiany ciepła przez przejmowanie podzielona przez powierzchnię, tzn. gęstość strumienia ciepła przejmowanego od Ziemi na poziomie morza (<http://eko.org.pl/energia/pdf/R16.pdf>)

Na obszarze Polski gęstość ziemskiego strumienia ciepłego waha się od 0,04 do ponad 0,1 W/m². Rozkład wartości gęstości strumienia ciepłego przedstawia rysunek poniżej.

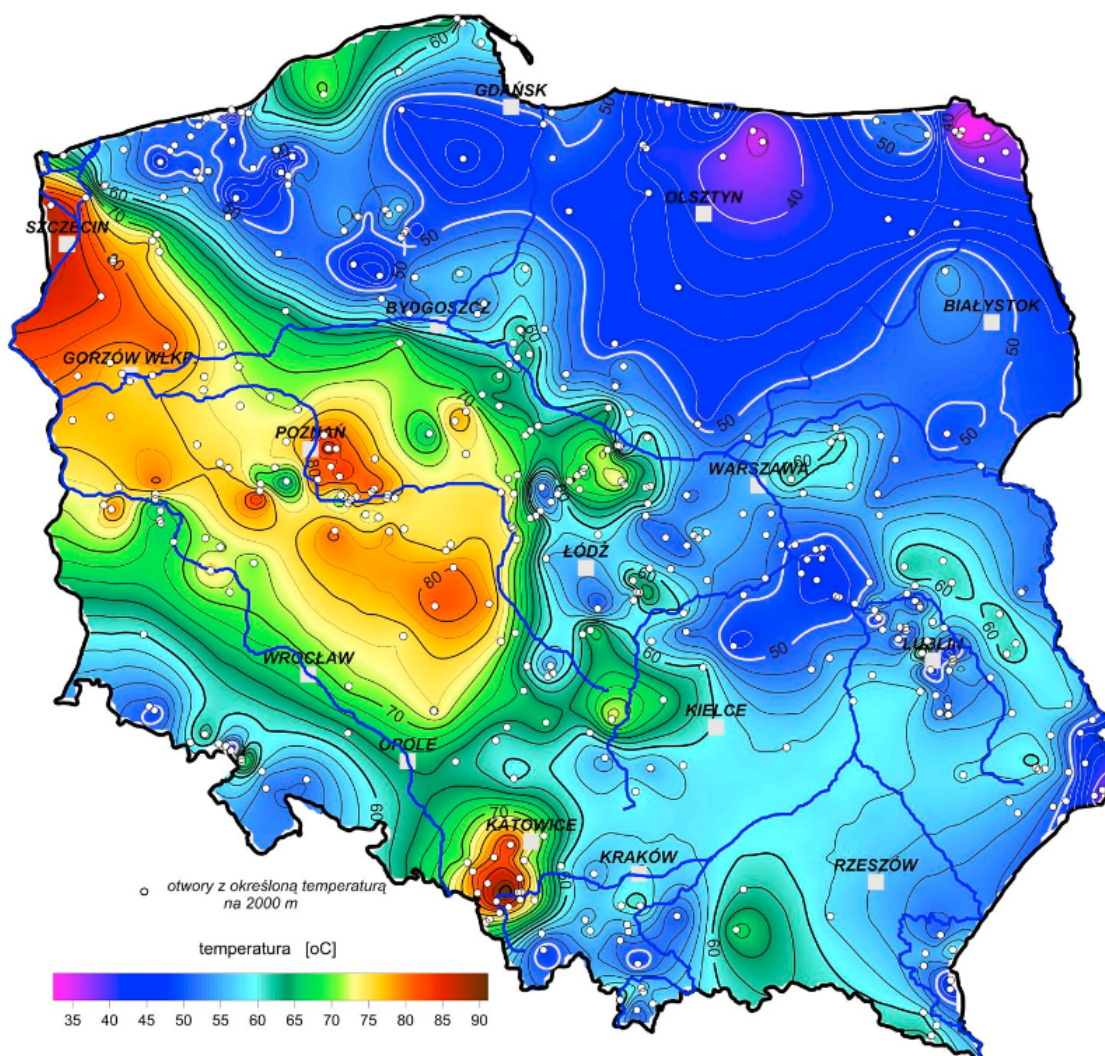


Rysunek 6.7 Mapa rozkładu gęstości ziemskiego strumienia ciepłego na obszarze Polski (Szewczyk & Gientka, 2009)

Najpowszechniejszym wykorzystaniem głębokiej geotermii jest wykorzystywanie energii cieplnej zakumulowanej w wodach geotermalnych, tj. energii geotermalnej. Energię tę pozyskuje się poprzez wykonywanie odwiertów na głębokość zalegania eksploatowanego złoża. Aby eksploatować złoża wód geotermalnych wykonuje się parami otwór czerpalny i powrotny – po odebraniu energii w wymienniku ciepła strumień wody jest wtłaczany otworem powrotnym do złoża. Energia cieplna przekazana wodzie do obiegu ciepłowniczego służy następnie do zaspokojenia potrzeb odbiorców ciepła z sieci ciepłowniczej na cele c.o. i c.w.u.

Wydajność energetyczna źródła geotermalnego silnie zależy od parametrów złoża wód geotermalnych w analizowanej lokalizacji, tj. jego temperatury oraz natężenia przepływu wód w wykonanym odwiercie. Na terenie Polski temperatura złóż na głębokości 2 km mieści się przedziale od +40 do +100°C, przy czym najwyższe temperatury występują w Polsce zachodniej i północnozachodniej. Rozkład temperatury na głębokości 2 km przedstawia kolejny rysunek. Wydajność przepływu odwiertu jest cechą silnie indywidualną.

Eksplloatowane w Polsce ciepłownice odwierty geotermalne mają głębokość od 1630 m (Pyrzyce) do 3242 m (Bańska-Niżna). Poniższa mapa może być traktowana jako reprezentatywna przy szacowaniu potencjału geotermii. Obecnie w fazie próbnej eksploatacji jest, wykonany przez PEC Geotermia Podhalańska, otwór geotermalny PGP-3 o głębokości 3400 m.



Rysunek 6.8 Mapa rozkładu temperatury na głębokości 2 km (Szewczyk, 2010)

Całkowitą wielkość zasobów dyspozycyjnych energii geotermalnej na terenie Polski szacuje się na ok. $6,68 \times 10^6$ PJ/rok. Przy szacowaniu zasobów eksploatacyjnych należy jednak brać pod uwagę uwarunkowania dotyczące możliwości budowy ciepłowni geotermalnej. Pierwszym warunkiem jest wspomniana wyżej temperatura złoża geotermalnego. Aby móc efektywnie zagospodarować energię geotermalną na cele ciepłownicze, odwiert powinien dostarczać wodę o temperaturze rzędu minimum $+40^\circ\text{C}$ – wówczas jednak niezbędne jest zastosowanie dodatkowego źródła szczytowego o większej mocy (przykładem jest Geotermia Mszczonów: temperatura wydobywanej tam wody geotermalnej wynosi $+42^\circ\text{C}$, jako źródło szczytowe zastosowano tam kocioł gazowy). Przy niższych temperaturach wody geotermalnej nie jest możliwe bezpośrednie jej wykorzystanie do ogrzania wody sieciowej w wymienniku ciepła, konieczne jest zastosowanie pomp ciepła. Temperaturę wody geotermalnej oraz wydajność złoża w działających polskich ciepłowniach przedstawiono w tabeli poniżej.

Drugim warunkiem jest konieczność lokalizacji ciepłowni geotermalnych w miejscach o stabilnym i na tyle dużym rynku ciepła, aby zapewnił odbiór energii cieplnej ze źródła geotermalnego i, co za tym idzie, zwrot nakładów inwestycyjnych na ciepłownię.

Z powyższych powodów oczywistym jest, że nie jest możliwe wykorzystanie całkowitych zasobów dyspozycyjnych energii geotermalnej. Ostrożne szacunki mówią o możliwości wykorzystania 1,5%-2,5% tej wartości na terenie Polski, co pozwala szacować wielkość potencjału eksploatacyjnego energii geotermalnej na wielkość od $1,0 \times 10^5$ do $1,7 \times 10^5$ TJ/rok².

Tabela 6.6 Temperatura wody zasilającej oraz wydajność złoża wody geotermalnej w ciepłowniach geotermalnych w Polsce

Lp.	Lokalizacja	Temperatura wody geotermalnej (zasilenie)	Wydajność złoża
-	-	°C	m ³ /h
1	Bańska-Niżna	82	670
2	Pyrzyce	61	340
3	Mszczonów	42	60
4	Uniejów	68	120
5	Poddebice	71	116

Większość złóż wód geotermalnych charakteryzuje się silnym zasoleniem, co zwiększa znacząco nakłady inwestycyjne ze względu na konieczność zastosowania materiałów niepoddających się korozji podczas wykonywania odwiertu. Złóża geotermalne zawierające wodę słodką należą do rzadkości, w Europie są tylko dwie działające instalacje wykorzystujące słodką wodę geotermalną: w Mszczonowie oraz w Erding, w Niemczech.

Charakterystyka pracy ciepłowni geotermalnej silnie zależy od uwarunkowań lokalnego rynku ciepła i zmienia się na przestrzeni roku, jednak cechą wspólną jest występowanie największego zapotrzebowania na ciepło w okresie sezonu grzewczego (zapotrzebowanie na energię cieplną do celów c.o. i c.w.u.). Na etapie prac koncepcyjnych należy w oparciu o uporządkowany wykres zapotrzebowania ciepła wybrać jeden z 3 podstawowych układów ciepłowni geotermalnej:

1. Układ monowalentny: moc źródła geotermalnego dobrana jest na pokrycie maksymalnego zapotrzebowania na ciepło odbiorców zasilanych z sieci ciepłowniczej. Taki układ nie wymaga dodatkowych źródeł szczytowych, jednakże konsekwencją takiego wyboru jest niska wartość rocznego współczynnika wykorzystania mocy dyspozycyjnej źródła, co wpływa na wzrost współczynnika nakładów inwestycyjnych na 1 GJ dostarczonej energii cieplnej.
2. Układ biwalentny: moc źródła geotermalnego dobrana jest na wartość mniejszą niż wynosi maksymalne zapotrzebowanie na ciepło systemu ciepłowniczego, w okresach zapotrzebowania przewyższającego moc źródła dodatkowa energia cieplna jest uzyskiwana z konwencjonalnych szczytowych źródeł ciepła podgrzewających wodę sieciową do wartości wymaganych zgodnie z tabelą regulacyjną (tabela zawierająca temperaturę zasilania i powrotu wody sieciowej w funkcji temperatury zewnętrznej). W okresach przejściowych oraz poza sezonem grzewczym całkowite zapotrzebowanie na ciepło pokrywane jest przez źródło geotermalne. W tym układzie wartość rocznego współczynnika wykorzystania mocy dyspozycyjnej źródła jest znacznie

² materiały z Międzynarodowej Konferencji „Odnawialne źródła energii u progu XXI wieku”, Warszawa 10-11 grudnia 2001

wyższa niż w układzie monowalentnym, dzięki czemu inwestycja jest znacznie bardziej opłacalna – zwłaszcza jeśli jako źródło szczytowe można zastosować dotychczas pracującą kotłownię konwencjonalną. Z powodu powyższych zalet układ biwalentny jest powszechnie stosowany. Geotermalne zakłady ciepłownicze w Polsce (Mszczonów, Pyrzyce, Uniejów, Bańska-Niżna) pracują jako układy biwalentne ze szczytowym źródłem ciepła, mającym za zadanie podnieść temperaturę wody zasilającej sieć ciepłowniczą do wartości wymaganych zgodnie z tabelą regulacyjną.

3. Układ kombinowany: w układzie kombinowanym występują dwa źródła dostarczające energię cieplną o różnych parametrach. Źródło geotermalne zasila w sezonie grzewczym odbiorców stosujących ogrzewanie niskotemperaturowe, natomiast odbiorcy stosujący ogrzewanie tradycyjne wysokotemperaturowe zasilani są przez kotłownię konwencjonalną. Poza sezonem grzewczym ciepło na cele c.w.u. dostarczane jest jedynie przez źródło geotermalne. W układzie kombinowanym możliwe jest uzyskanie praktycznie całkowitego wykorzystania mocy dyspozycyjnej źródła geotermalnego.

Dobór konkretnego układu zależy od uwarunkowań lokalnego rynku ciepła, potencjału źródła geotermalnego – dopiero szczegółowa analiza pozwala uzyskać szczegółowe informacje nt. efektów ekonomicznych inwestycji. Dla przeanalizowanych geotermalnych systemów ciepłowniczych w Polsce i w Europie średnia produktywność wynosi 3670,59 MWh/MW mocy zainstalowanej.

Żywotność ciepłowni, z uwagi na wykorzystanie zasobu, jest cechą silnie indywidualną i może ulec skróceniu bądź wydłużeniu w zależności od wielu czynników. Doświadczenia płynące ze źródeł geotermalnych na świecie wskazują, że czas eksploatacji pojedynczego źródła trwa od 30 do 60 lat. Po tym okresie dochodzi do wychłodzenia źródła, co uniemożliwi dalsze pozyskiwanie energii cieplnej bądź na skutek dużej agresywności korozyjnej wody geotermalnej destrukcji ulega instalacja ciepłownicza – odwierty wraz z wymiennikami i osprzętem. Niektóre źródła branżowe wskazują żywotność ciepłowni geotermalnych jedynie na 25 lat („Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power”, IEA).

Tabela 6.7 Minimalna, maksymalna i średnia produktywność analizowanych ciepłowni geotermalnych w Polsce i Europie

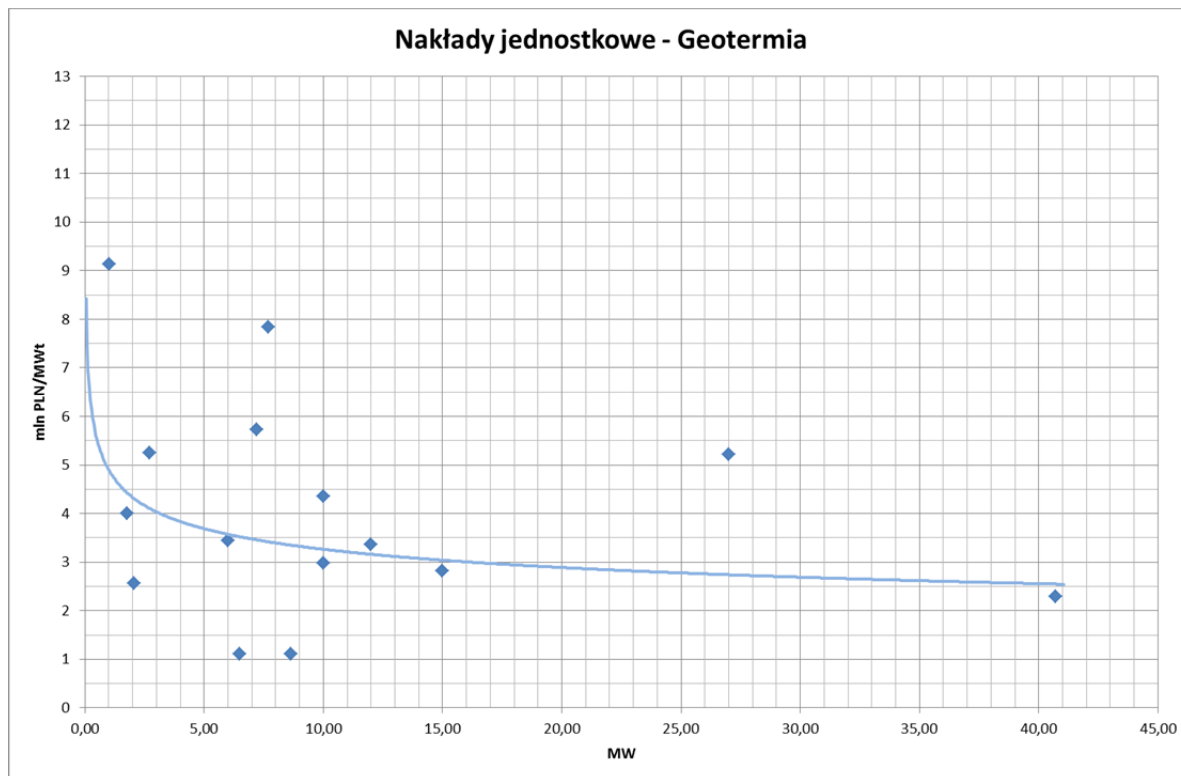
Produktywność [MWh/MW]		
Minimum	Maximum	Średnio
2095,21	7266,67	3670,59

(źródło: www.geodh.eu)

Dla większości ciepłowni geotermalnych w Polsce standardowy zakres mocy wynosi ok. 1-15 MW. Większe ciepłownie geotermalne występują jedynie w miejscach o dużym zapotrzebowaniu na ciepło i o dużym potencjalnie geotermalnym. Jednym z przykładów jest Zakład Geotermalny Bańska-Niżna o zainstalowanej mocy geotermalnej równej 40,7 MWt. Jest to jedna z największych w Europie ciepłownia geotermalna.

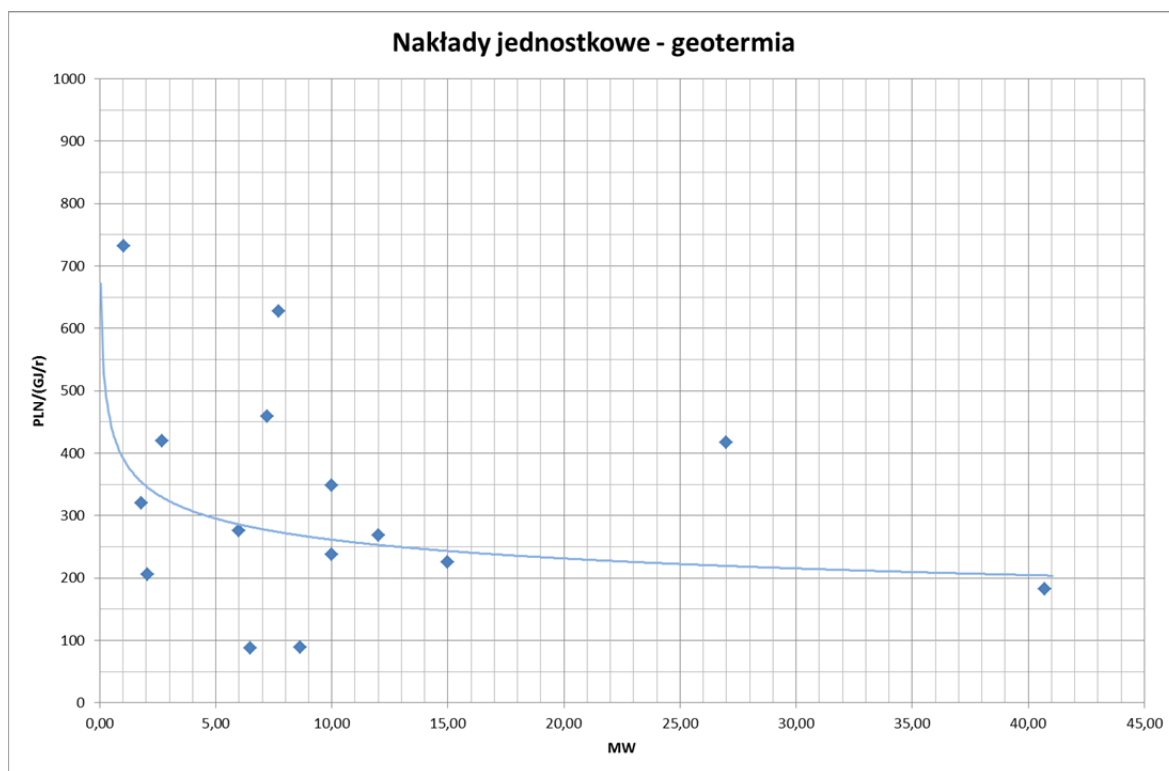
Szacunkowe nakłady jednostkowe na źródło geotermalne zależą od mocy planowanej jednostki oraz rodzaju dodatkowych inwestycji z nią związanych i zawierają m.in. nakłady poniesione na odwierty, pompy obiegu wód geotermalnych, wymiennik ciepła, pompy obiegu sieciowego, prace budowlane itp. W zakres inwestycji poza podstawowymi elementami, tj. odwierty geotermalne, pompy obiegowe, wymiennik ciepła, prace budowlane, wchodzić mogą także dodatkowe składowe – przykładowo absorpcyjna pompa ciepła wykorzystująca ciepło geotermalne zwiększająca

całkowitą moc ciepłowni. Jednostkowe koszty wahają się od 1,2 mln PLN/MW do 12 mln PLN/MW. Dla 13 ciepłowni geotermalnych w Polsce i Europie koszty na 1 MW mocy zainstalowanej przedstawiono na poniższym wykresie (źródło: www.geodh.eu).



Rysunek 6.9 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną

Przyjmując średnią produktywność zgodnie z Tabelą 6.7 koszty na 1 GJ wyprodukowanej rocznie energii cieplnej kształtują się jak na kolejnym wykresie.



Rysunek 6.10 Nakłady jednostkowe na produkcję

Widoczny na wykresach rozrzut nakładów dla ciepłowni o mocy do 15 MW wynika z różnic w zakresach inwestycji – przykładowo dla ciepłowni w Trnava Sered (6,48 MW) podawany publicznie jest tylko koszt nakładów inwestycyjnych na studnie geotermalne (1,6 mln EUR). Z kolei ciepłownie znajdujące się powyżej linii trendu wyposażone są w absorpcyjne pompy ciepła, co znacząco podnosi nakłady inwestycyjne. Dodatkowo na ostateczne nakłady jednostkowe mają wpływ także parametry źródła, tj. temperatura wody geotermalnej oraz natężenie wypływu, które mają bezpośrednie przełożenie na moc uzyskiwaną z energii geotermalnej, podczas gdy jednostkowy koszt odwiertu zależy w kwadracie od jego głębokości. Z tego względu jednostkowy koszt projektów geotermalnych będzie niższy w tych krajach, w których złoża geotermalne mają wyższą temperaturę i zalegają płycej (np. Węgry: wody o temperaturze ponad 60°C zalegają na głębokości od 1000 m). W Polsce eksploatowane otwory geotermalne mają głębokość od 1630 m do ponad 3000 m.

Średnie jednostkowe nakłady inwestycyjne dla analizowanych ciepłowni wynoszą ok. 4,53 mln PLN/MW. Jednostkowe nakłady inwestycyjne podawane przez źródła wahają się od 4 do 6 mln PLN/MW (źródło: „Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power”, IEA; “Developing geothermal district heating in Europe” European Geothermal Energy Council (EGEC)). Otrzymana średnia wartość jest więc realna i może być przyjęta jako szacunkowy jednostkowy nakład ciepłowni geotermalnej, niezależnie od jej mocy.

W tabeli poniżej przedstawiono charakterystykę przykładowych instalacji wybranych z analizowanych 13 instalacji. Nakłady zawierają następujące składowe:

- Ciepłownia Bańska-Niżna: stacja wymienników geotermalnych, pięć studni geotermalnych; parametry źródła geotermalnego: 86/60 °C. wydajność do 670 m³/h,

- Ciepłownia Amager (Dania): Absorpcyjna pompa ciepła 13 MW, stacja wymienników geotermalnych 14 MW, dwie studnie geotermalne; parametry źródła geotermalnego: 74/17 °C, wydajność do 235 m³/h,
- Ciepłownia Bóly (Węgry): stacja wymienników 2,5 MW (15 sztuk), dwie studnie geotermalne; parametry źródła geotermalnego: 84/34 °C. wydajność nieznana.

Tabela 6.8 Instalacje planowane - geotermia

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Geotermia		
		Boly	Amager	Bańska-Niżna
Ilość studni geotermalnych	-	2	2	5
Moc ciepłownicza	MWt	2,1	14+17	40,7
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	2750	b.d.	2095
Produkcja roczna ciepła	TJ	20,5	b.d.	383,7
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	5,321	140,749	92,994
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	2,571	5,212	2,285
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ/r	259	b.d.	173
Powierzchnia terenu	m ²	b.d.	6 000	1 440
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	b.d.	222	36

Duża powierzchnia terenu ciepłowni Amager wynika z faktu, iż źródło geotermalne zabudowane tam jest w elektrociepłowni, gdzie energia produkowana jest także z konwencjonalnych źródeł ciepła, w związku z czym ciężko jest ustalić jednoznacznie teren przeznaczony tylko i wyłącznie pod geotermię. W przypadku ciepłowni geotermalnej w Bańskiej-Niżnej powierzchnia terenu dotyczy terenu, na którym wykonane są odwierty, oraz powierzchni zabudowy budynku ciepłowni geotermalnej – należy więc założyć, że oszacowana powierzchnia jest bardziej zbliżona do prawdziwego zapotrzebowania na powierzchnię terenu dla ciepłowni geotermalnych. Dodatkowo powierzchnię na potrzeby PEC Geotermia Podhalańska zweryfikowano na podstawie danych zawartych w Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach z dnia 17 września 2014 r. dla PEC Geotermia Podhalańska. Stwierdzono, że łączna powierzchnia działki, na której umiejscowione są odwierty PGP-1 i PGP-3 (otwór PGP-3 jest w fazie próbnej eksploatacji) wynosi 1395 m², przy czym jednak odwierty nie zajmują całej powierzchni działki. Z tego samego dokumentu wynika również, że trzeci eksploatowany przez PEC Geotermia Podhalańska otwór (IG-1) umiejscowiony jest na terenie należącym do Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk. Przedsiębiorstwo ciepłownicze dzierżawi teren przy odwiercie o wymiarach 2,5 m x 2,5 m wraz z prawem dostępu do odwiertu. Wymagana powierzchnia terenu na jeden odwiert może więc zostać przyjęta jako 6,25 m². Wymagana powierzchnia otworu jest więc znacznie mniejsza niż powierzchnia budynku ciepłowni mieszczącego wymienniki geotermalne i osprzęt hydrauliczny.

Moc najmniejszych rozpoznanych ciepłowni geotermalnych w Europie wynosi nieco poniżej 1 MW. Przykładowe dwie rozpoznane ciepłownie o małej mocy to³:

- ciepłownia w Vicenzie (Włochy): moc źródła geotermalnego: 0,7 MW, roczna produkcja ciepła ze źródła geotermalnego: 2,4 GWh (8,64 TJ), produktywność źródła: 3429 MWh/MW (12,34 TJ/MW),

³ www.geodh.eu

- ciepłownia w Murskiej Sobocie (Słowenia): moc źródła geotermalnego: 0,82 MW, roczna produkcja ciepła ze źródła geotermalnego: 4,86 GWh (17,5 TJ), produktywność źródła: 5928 MWh/MW (21,34 TJ/MW).

Coraz powszechniejsza w Polsce jest tzw. płytka geotermia, tj. pompy ciepła zasilane kolektorami gruntowymi. Kolektory gruntowe mogą być wykonywane pionowo bądź poziomo. Kolektory te działają poprzez przenikanie ciepła zawartego w gruncie do roztworu glikolu przepływającego przez kolektor.

Pionowe kolektory gruntowe składają się z rur polietylenowych łączonych u-kształtką umieszczonych w gruncie pionowo na głębokości 40-100 m. Krążący w nich roztwór glikolu odbiera ciepło od gruntu na całej długości kolektora, ciepło pozyskiwane jest więc w układzie zamkniętym. Wykonanie odwiertu w gruncie o głębokości od 30 do 100 m podlega ustawie Prawo geologiczne i górnicze i traktowane jest jako robota geologiczna.

W przypadku głębokiej geotermii ciepło nie jest pozyskiwane w układzie zamkniętym – woda geotermalna jest wydobywana na powierzchnię, a następnie wtłaczana z powrotem do złoża otworem powrotnym.

Poziome kolektory gruntowe składają się z węzownicy zakopanej poniżej głębokości przemarzania gruntu ułożonej poziomo w ziemi. Nakłady inwestycyjne na poziomy kolektor gruntowy są znacznie niższe, dodatkowo nie podlegają one Prawu geologicznemu i górniczemu, jednak wielkość strumienia cieplnego możliwego do uzyskania z kolektora gruntowego nie przekracza 35 W/m². Dla przykładowego nowego domu jednorodzinnego o dobrej charakterystyce energetycznej (obciążenie cieplne rzędu 60 W/m²) o powierzchni 150 m² zapotrzebowanie na cele c.o. wynosi ok. 10 kW. Dla takiego zapotrzebowania na ciepło wymagana powierzchnia poziomego kolektora gruntowego wynosi 285 m², czyli kwadrat o boku nieco większym niż 16 m. Jednak przykładowo dla mocy rzędu 0,5 MW wymagana powierzchnia kolektora gruntowego wynosi już ponad 14 000 m², co pokazuje wyraźnie, że możliwość zastosowania poziomych kolektorów gruntowych jest ze względów praktycznych ograniczona do uzyskiwania ciepła dla domów jednorodzinnych i przy większym zapotrzebowaniu na energię cieplną to źródło może nie być rozpatrywane.

Standardowe typoszeregi pomp ciepła zasilanych płytką geotermią oferują zakres mocy do 0,1-0,3 MW, czyli wielkości odpowiadającej zapotrzebowaniu na ciepło na cele c.o. dla pojedynczego budynku wielorodzinnego. Jedynie niektóre firmy, np. Viessmann, oferują na indywidualne zamówienie pompy ciepła do 2 MW. Zdarzają się przypadki stworzenia źródła ciepła o większej mocy opartego o gruntowe pompy ciepła, jednak w większości przypadków rozwiązane jest to jako kaskada kilkunastu urządzeń o małej mocy – przykładem może być rozwiązanie zastosowane na poznańskim osiedlu Podolany. Łączną moc grzewczą 3,6 MW uzyskuje się tam z 4 węzłów o mocy 900 kW każdy, przy czym w każdym z węzłów pracuje kaskada 12 gruntowych pomp ciepła – moc pojedynczej pompy wynosi więc zaledwie 75 kW.

Z uwagi na powyższe uwarunkowania, w poniższym raporcie zdecydowano się nie analizować płytkiej geotermii jako dużego odnawialnego źródła energii cieplnej. Źródła takie będzie można zakwalifikować jako *Inne*, jeśli pojawi się taki wniosek inwestycyjny.

7. CHARAKTERYSTYKA INSTALACJI PLANOWANYCH – ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

7.1 Instalacje wiatrowe

Instalacje wiatrowe mogą pracować jako:

- elektrownie wiatrowe lądowe („onshore”), przy czym można w tej kategorii wyróżnić:
 - o małe elektrownie wiatrowe, na które składają się pojedyncze turbiny wiatrowe o mocy do 100 kW, bardzo często zlokalizowane w pobliżu gospodarstw domowych oraz w miejscach, w których brak ekonomicznego uzasadnienia doprowadzenia energii z sieci elektroenergetycznej (off-grid),
 - o elektrownie wiatrowe średniej mocy, na które składają się pojedyncze turbiny wiatrowe w przedziale mocy 200-600 kW, własność osób prywatnych, małych przedsiębiorstw, lokalnych społeczności, tryb pracy on-grid
 - o duże elektrownie wiatrowe, na które składają się pojedyncze turbiny wiatrowe o mocy >1MW lub farmy wiatrowe, tryb pracy on-grid,
- oraz morskie („offshore”):
 - o trwale związane z dnem morskim,
 - o „pływające” turbiny wiatrowe.

Stosowany jest również podział elektrowni wiatrowych ze względu na położenie osi wirnika turbiny z poziomą osią obrotu (HAWT) i pionową osią obrotu (VAWT), przy czym większość stosowanych rozwiązań to turbiny z poziomą osią obrotu (ok. 95%).

W przypadku dużych lądowych farm wiatrowych na terenie Polski najbardziej popularne są farmy składające się z kilku do kilkunastu turbin wiatrowych o mocy 2-3 MW. Największa elektrownia wiatrowa w Polsce jest zlokalizowana w miejscowości Margonin, woj. Wielkopolskie – 60 turbin wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 120 MW. Jedne z największych na świecie farm wiatrowych na lądzie są elektrownie amerykańskie, m.in. Alta Wind, California, USA o mocy zainstalowanej 1320 MW czy farma Roscoe, Teksas, USA składająca się z 627 turbin wiatrowych o łącznej mocy 781,5 MW.

Przeciętna moc turbin montowanych na morzu wynosiła w 2014 r. – według EWEA – 3,7 MW, standardem technologicznym są turbiny o mocy 3-3,6 MW. Największa morska farma wiatrowa to europejska London Array składająca się ze 175 turbin wiatrowych o łącznej mocy 630 MW.

Większość producentów posiada już w swojej ofercie siłownie wiatrowe o mocach 5-7(8) MW, np. Enercon E-126 – 7,5 MW, Vestas V164 – 7 MW czy prototyp Vestas V164 – 8 MW. Turbiny tego typu znajdują zastosowanie nie tylko na morzu, ale już również na lądzie. Przykłady mogą stanowić lądowe farmy wiatrowe Estinnes w Belgii czy Markbygden w Szwecji, gdzie pracują turbiny Enercon 7,5 MW.

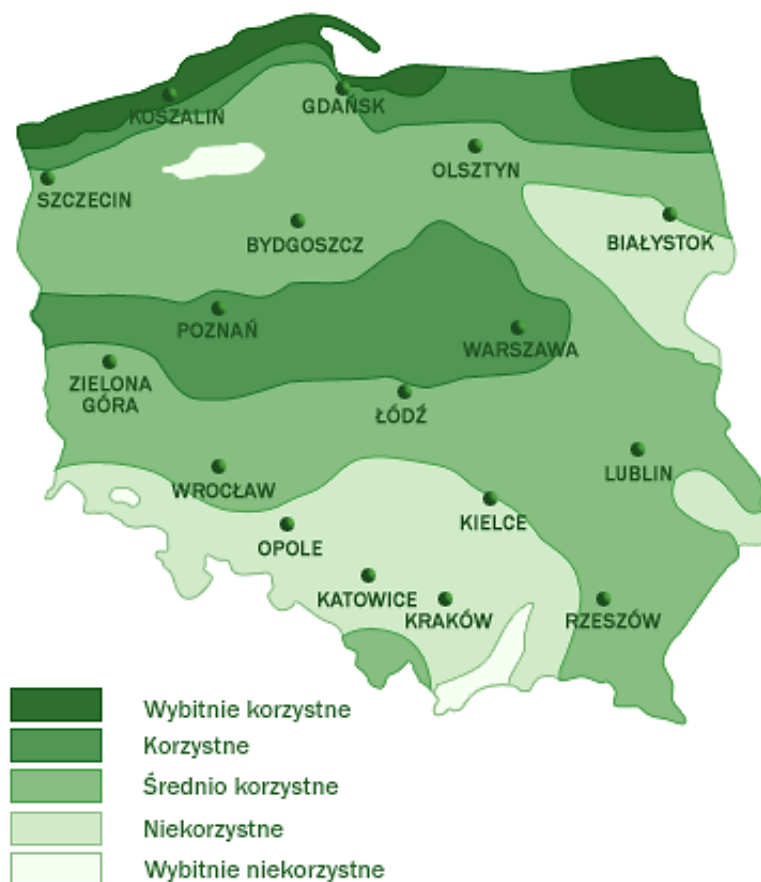
Farmy wiatrowe zajmują stosunkowo duże tereny. Zakłada się, że jedną turbinę Vestas V80 (2 MWe) można postawić, mając do dyspozycji obszar o wielkości 4 ha, natomiast każda kolejna wymaga nawet 10 ha więcej. Odległości pomiędzy poszczególnymi turbinami wiatrowymi powinny wynosić 5-8 średnic śmigła (zazwyczaj 5xD okazuje się wystarczające). Turbina wiatrowa wraz z drogami dojazdowymi zajmuje około 1% typowego parku wiatrowego, natomiast pozostałe 99% nadaje się do wykorzystania pod uprawy rolne. Przykładowo, Farma wiatrowa Zagórze (15x2 MWe, Vestas V80) zajmuje powierzchnię 225,2 ha (ok. 7,5 ha/MW), przy czym

powierzchnia zajmowana przez pojedynczą elektrownię wiatrową to 0,04 ha. Farma wiatrowa Golice (19x2 MWe) zajmuje powierzchnię 410 ha, co daje ok. 10,7 ha/MW, Jagniątkowo (17x1,8 MW, D=90 m) – ok. 200 ha, a więc ok. 6,5 ha/MW, a Karnice (13x2,3 MW, D=80 m) – ok. 260 ha, czyli 8,4 ha/MW. Elektrownia wiatrowa składająca się z pojedynczej turbiny wiatrowej NORDEX N90 o mocy 2,5 MW zlokalizowana w miejscowości Dobieszczynna (gm. Żerków) zajmuje ok. 0,09 ha (elektrownia wiatrowa wraz z stacją transformatorową i niezbędną infrastrukturą), co daje ok. 0,04 ha/MW. Powierzchnia terenu zajmowana przez farmę wiatrową 900 kW (2x450 MWe), obręb Ludwinów oraz obręb Dobieszczynna (gm. Żerków) to 0,3 ha – jest to rzeczywiście zajęta powierzchnia przez stopy wiatraków, podjazdy, kontenery, transformatory, drogę dojazdową i plac manewrowy.

Praca źródeł wiatrowych zależy między innymi od występujących na danym terenie warunków klimatycznych. Typowe siłownie wiatrowe potrzebują do swej pracy zasilania wiatrem o prędkości minimum 10÷12 m/s, dlatego dla tych prędkości wiatru określana jest zazwyczaj moc znamionowa wiatrowego zespołu prądotwórczego. Zespoły te pracują w przedziale prędkości wiatru 5÷25 m/s. Przy prędkościach mniejszych niż 4÷5 m/s (prędkość wiatru 4 m/s uznawana jest za minimum, aby mogły pracować urządzenia prądotwórcze) są osiągnięte zbyt małe moce, a przy większych niż 25÷30 m/s zespoły są wyłączane ze względu na możliwość uszkodzeń mechanicznych. Rysunek poniżej przedstawia mapę wietrzności Polski w podziale na strefy wietrzności:

- Strefa I – wybitnie korzystna – ok. 5-7 m/s – pas nadmorski, głównie północna część wybrzeża od Koszalina po Hel i rejon Wyspy Wolin oraz Suwalszczyzna,
- Strefa II – korzystna – 4,5-5 m/s – centralna Polska, od Wielkopolski przez Mazowsze aż po Beskid Śląski i Żywiecki oraz Bieszczady i Pogórze Dynowskie,
- Strefa III – średnio korzystna – 4-4,5 m/s – okolice Zamościa, Olsztyna i na południe od Chojnic, a także w pasie granicznym między pasem wyżyn a przedgórzem,
- Strefa IV – niekorzystna – 3,5-4 m/s - niewielkie obszary wyspowe w południowej Polsce
- Strefa V – wybitnie niekorzystna - <3,5 m/s – pas górski.

Strefy korzystnej lokalizacji lądowych farm wiatrowych (I, II, III) stanowią około 60% powierzchni kraju. (<http://www.instalacjebudowlane.pl/7935-24-87-elektrownie-wiatrowe--wietrzosc-w-polsce.html> [dostęp 2016-04-08]).



Rysunek 7.1 Mapa wietrzności Polski

Źródło: <http://www.polenergia.pl/pol/pl/strona/otoczenie> [dostęp 2016-02-01]

Średnia prędkość wiatru na Morzu Północnym wynosi ok. 8,5-11,5 m/s na wysokości 90 m, natomiast na Bałtyku – ok. 8-10 m/s⁴. Z kolei inne pomiary, na wysokości 100 m, wykazują dla polskich obszarów morskich średnią roczną prędkość wiatru na wysokości ok. 9,9-10 m/s. Obliczenia wykonane między innymi przez Uniwersytet w Oldenburgu (Forwind) wskazują, że obszar polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej jest jednym z obszarów o najlepszych warunkach wietrznych na Morzu Bałtyckim. Badania⁵ wykazały, że warunki wietrzne na polskich obszarach morskich pozwalają na produkcję energii równoważną 4000-4700 h/a pełnej mocy obciążenia. Przykładowo, w Danii średni współczynnik wykorzystania mocy morskich elektrowni wiatrowych w 2010 roku wyniósł 35,4%(ok. 3101 h/a), natomiast lądowych 19,7% (ok. 1726 h/a).

Aktualnie, w polskiej strefie ekonomicznej nie powstały żadne morskie farmy wiatrowe, brak jest również projektów inwestycyjnych, które znajdowałyby się w zaawansowanym stadium realizacji. W oparciu o szacunki przeprowadzone przez Fundację na Rzecz Energetyki Zrównoważonej możliwe jest, aby w perspektywie do roku 2025 powstały w Polsce morskie farmy wiatrowe o łącznej mocy ok. 5 GW, co przełożyłoby się na produkcję energii elektrycznej w wysokości ponad 15,5 TWh/a.

⁴ Raport „Morski wiatr kontra atom. Analiza porównawcza kosztów morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej oraz ich potencjału tworzenia miejsc pracy”, IEO, Warszawa 2011

⁵ Windhunter-prognoza sp. z o. o. i WIND-consult Ingenieurgesellschaft für umweltschonende Energiewandlung mbH.2012.Studium potencjału wiatru i produktywność wybranych farm wiatrowych offshore na polskich obszarach morskich. FNEZ – dane niepublikowane. (z raportu „Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce”, FNEZ, Warszawa 2013)

Według raportu (E&Y, 2012⁶) przeciętny czas wykorzystania mocy lądowych elektrowni wiatrowych wynosi 2300 h/a, natomiast morskich – 3100 h/a. Raport (TPA Horwath, 2014⁷) podaje, że dla projektów wiatrowych w Polsce normą jest poziom 2500 MWh/MW, natomiast w 2011 roku i latach wcześniejszych akceptowane były projekty oferujące około 2200 MWh/MW. Jednakże według danych URE dla istniejących elektrowni wiatrowych w Polsce szacunkowy czas wykorzystania mocy w 2014 roku był na poziomie 1993 h/a, w 2013 r. – 1793 h/a, a w 2012 r. 1848 h/rok.

Nie mniej ważna od prędkości wiatru jest jego stałość występowania, gdyż od niej zależy ilość wyprodukowanej energii elektrycznej. Zmienność prędkości wiatru bezpośrednio wpływa na moce uzyskiwane z turbozespołów wiatrowych. Moc możliwa do odebrania od strumienia powietrza jest proporcjonalna do prędkości wiatru w potęgze trzeciej. Kolejnym czynnikiem charakteryzującym zmienność wiatru jest jego kierunek. Turbina wiatrowa, aby wykorzystać energię wiatru w sposób możliwie bliski optymalnego, powinna cechować się zdolnością dostosowania do zmian kierunku przepływu powietrza.

Praca turbin wiatrowych ma zmienny charakter zarówno dobowo, jak i sezonowo. Dane PSE wskazują, że średnia prędkość wiatrów w Polsce w porze letniej jest ok. 35% niższa niż w porze zimowej. Średnia generacja energii elektrycznej w miesiącach zimowych (I-III, X-XII) jest nawet do 40% wyższa w stosunku do miesięcy letnich (IV-IX).

Żywotność nowych turbin wiatrowych to przeciętnie 20-25 lat. W przypadku mikro i małych turbin wiatrowych, przy zachowaniu wymogów dotyczących konserwacji urządzenia i pozostałych komponentów instalacji, może to być nawet 30 lat.

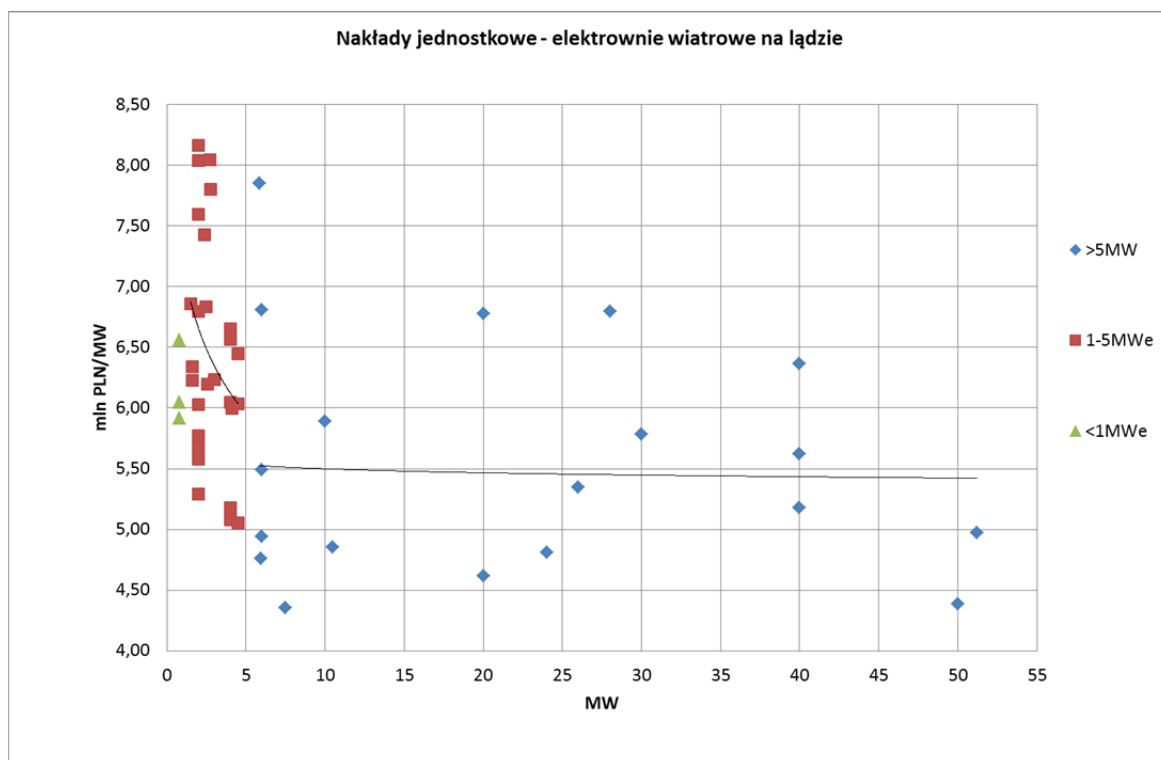
Nakłady inwestycyjne dla lądowych farm wiatrowych według (E&Y, 2012) wynosiły średnio 6 600 PLN/kW²⁰¹¹ (dla dużych instalacji). Dla instalacji 50-200 kW – ok. 7 400 PLN/kW, 200-500 kW – ok. 7 005 PLN/kW, >500 kW – ok. 6 390 PLN/kW (IEO, 2013⁸).

Na wykresach poniżej przedstawiono kształtowanie się nakładów jednostkowych na elektrownie wiatrowe w zależności od wielkości. Dane zaczerpnięto ze strony internetowej mapadotacji.gov.pl, dla projektów, które ubiegały się o dofinansowanie z funduszy europejskich w okresie 2007-2013. Nakłady inwestycyjne odnoszą się do kosztów całkowitych projektów.

⁶ Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce. Raport przygotowany przez Ernst & Young we współpracy z PSEW oraz EWEA. Marzec 2012

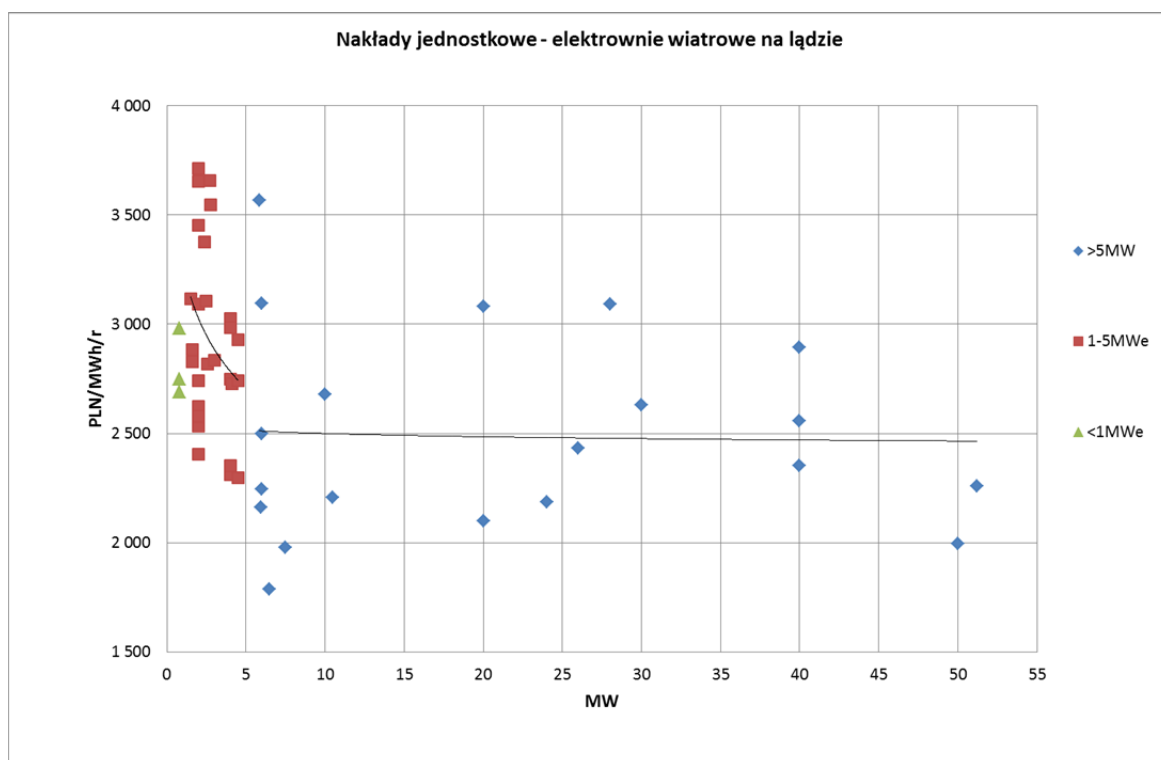
⁷ Energetyka wiatrowa w Polsce. Raport TPA Horwath, PAIiZ oraz BSJP. Listopad 2014

⁸ Analiza dotycząca możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”. IEO, lipiec 2013



Rysunek 7.2 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną – elektrownie wiatrowe na lądzie

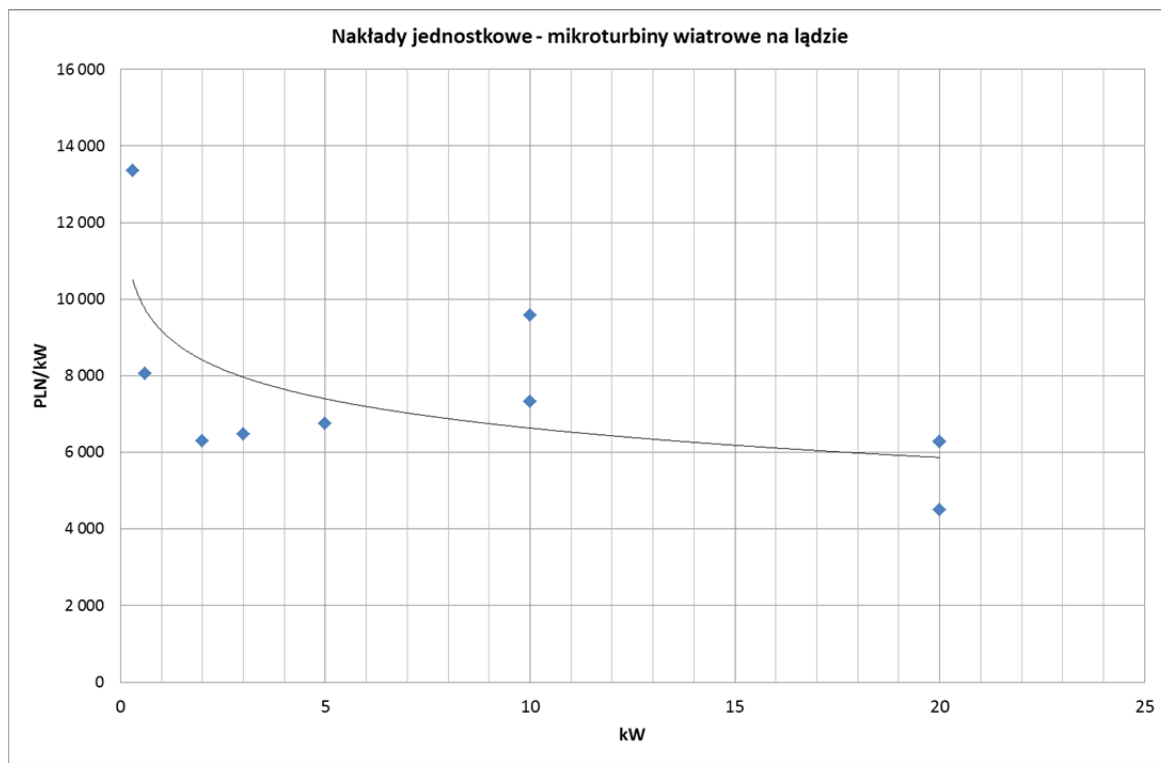
Na poniższym wykresie przedstawiono nakłady na jednostkę produkcji w roku przyjmując arbitralnie czas wykorzystania mocy 2200 h/r dla wszystkich instalacji.



Rysunek 7.3 Nakłady jednostkowe na produkcję – elektrownie wiatrowe na lądzie

Dla porównania orientacyjnie na poniższym wykresie przedstawiono nakłady inwestycyjne na mikroelektrownie wiatrowe na lądzie. Nakłady uwzględniają jedynie cenę turbiny, kontrolera

pracy turbiny i inwertora, nie uwzględniają zaś kosztów słupa, fundamentu, montażu i transportu.



Rysunek 7.4 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną – mikroturbiny wiatrowe na lądzie

Strukturę kosztów dla lądowych farm wiatrowych przedstawia tabela poniżej.

Tabela 7.1 Podział kosztów dla farm wiatrowych „onshore”

	(IEO, 2013)		(EY, 2012)
	200-500 kW	>500 kW	Duże
Turbina wiatrowa	81,5%	69,7%	74%
Przyłączenie do sieci	3,0%	4,3%	10%
Prace budowlane	12,5%	16,0%	8%
Planowanie i inne koszty	3,0%	10,0%	8%
Czas wykorzystania mocy [h/a]	2 000	2 400	2 300
Łączne koszty kapitałowe [PLN/kW]	6 800 (OSR), 7 350 (DECC)	6 200 (OSR) 4 200-8 100 (IRENA) 6 320 (NREL)	6 600 ('2011)

OSR – Ocena skutków regulacji Ustawy OZE 2012

IRENA – koszty dla krajów Europy Wschodniej

DECC – Wielka Brytania

NREL – Stany Zjednoczone

W kolejnej tabeli przedstawiono proponowane przedziały mocy dla elektrowni wiatrowych na lądzie wraz z szacunkowymi średnimi nakładami inwestycyjnymi.

Tabela 7.2 Proponowane przedziały mocy farm lądowych i przypisane im nakłady inwestycyjne

Lp.	Zakres mocy	Nakłady jednostkowe
-	MWe	mIn PLN/MWe
1	0,25-1	6,17
2	1-5	6,44
3	>5	5,53

W tabeli poniżej przedstawiono charakterystykę przykładowych instalacji wiatrowych w Polsce. Dla farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej 5 MWe (FW Nowy Tomyśl), planowany wolumen produkcji energii elektrycznej to ok. 18000 MWh (ok. 3600 h/a), co wydaje się założeniem zbyt optymistycznym w warunkach polskich, dlatego w tabeli wykorzystano wartość odpowiadającą przeciętnemu czasowi wykorzystania mocy – ok. 2200 h/a. Powierzchnię terenu dla turbiny wiatrowej 0,275 MW przyjęto na bazie danych szacunkowych.

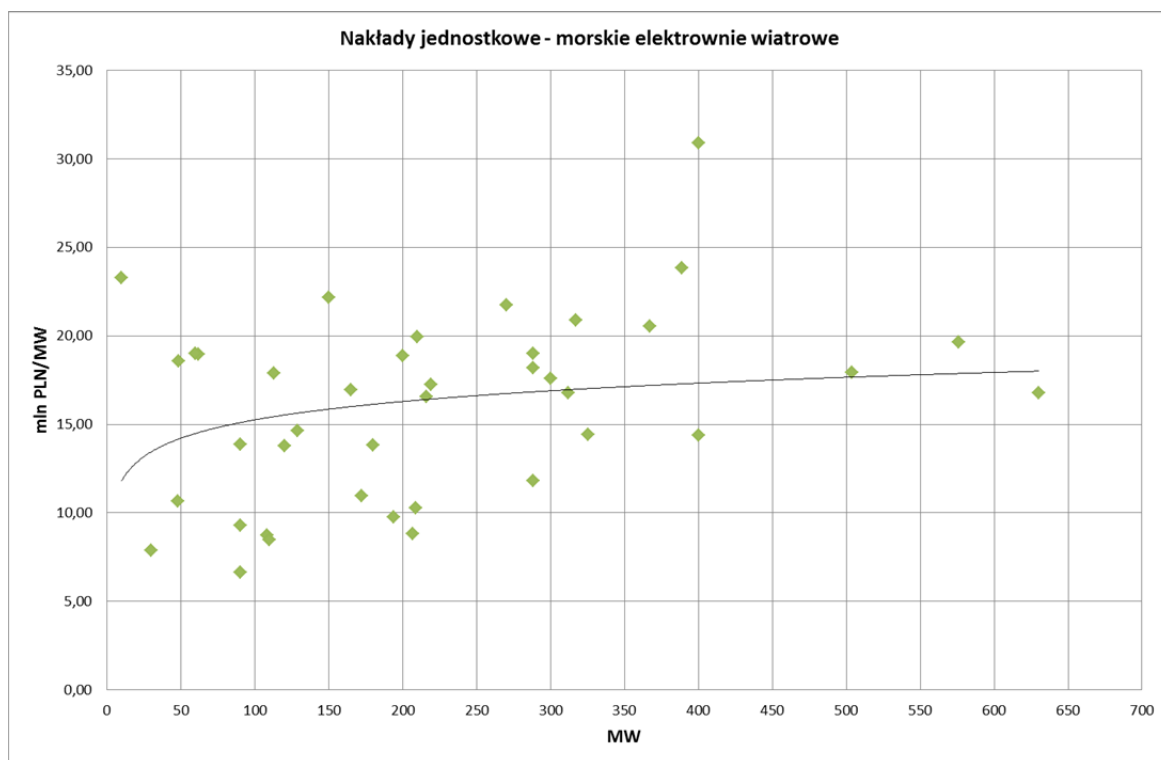
W tabeli zaproponowano podział na przedziały mocowe, który odzwierciedla charakter instalacji – instalacje do 1 MWe oraz 1-5 MWe są obiektami, które składają się zazwyczaj z jednej lub kilku turbin wiatrowych, natomiast instalacje o mocy powyżej 5 MWe to obiekty będące farmami wiatrowymi składającymi się z większej ilości turbin wiatrowych..

Tabela 7.3 Instalacje planowane – elektrownie wiatrowe „on-shore”

Wariant inwestycyjny	Jedn.	Elektrownie wiatrowe na lądzie							
		<1MWe	1-5MWe			>5MWe			
		IEO, 2013	Kartowice	Kolo	Nowy Tomyśl	Golice	Zagórze	Wicko	IEO, 2013
Typ instalacji		onshore	onshore	onshore	onshore	onshore	onshore	onshore	onshore
Ilość jednostek	-	1	1	2	2	19	15	20	20
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,275	1,5	1,6	5	38	30	40	40
czas wykorzystania mocy elektrycznej	h/r	2000	3052	2000	2200	2105	1867-2400	2175	2400
produkcja roczna energii elektrycznej	GWh	0,55	4,58	3,2	11,0	80,0	56,0-72,0	87,0	96,0
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1,96	10,29	9,96	36,59	202,60	123,77	254,63	257,90
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	7,1	6,9	6,2	7,3	5,3	4,1	6,4	6,4
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MW h/r	3563,6	2246,7	3112,3	3325,9	2532,5	2295,4-1785,3	2926,8	2686,5
Powierzchnia terenu	km2	0,000125	b.d.	0,065	0,143	4,10	2,25	b.d.	b.d.
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	0,000454	b.d.	0,041	0,029	0,108	0,075	b.d.	b.d.

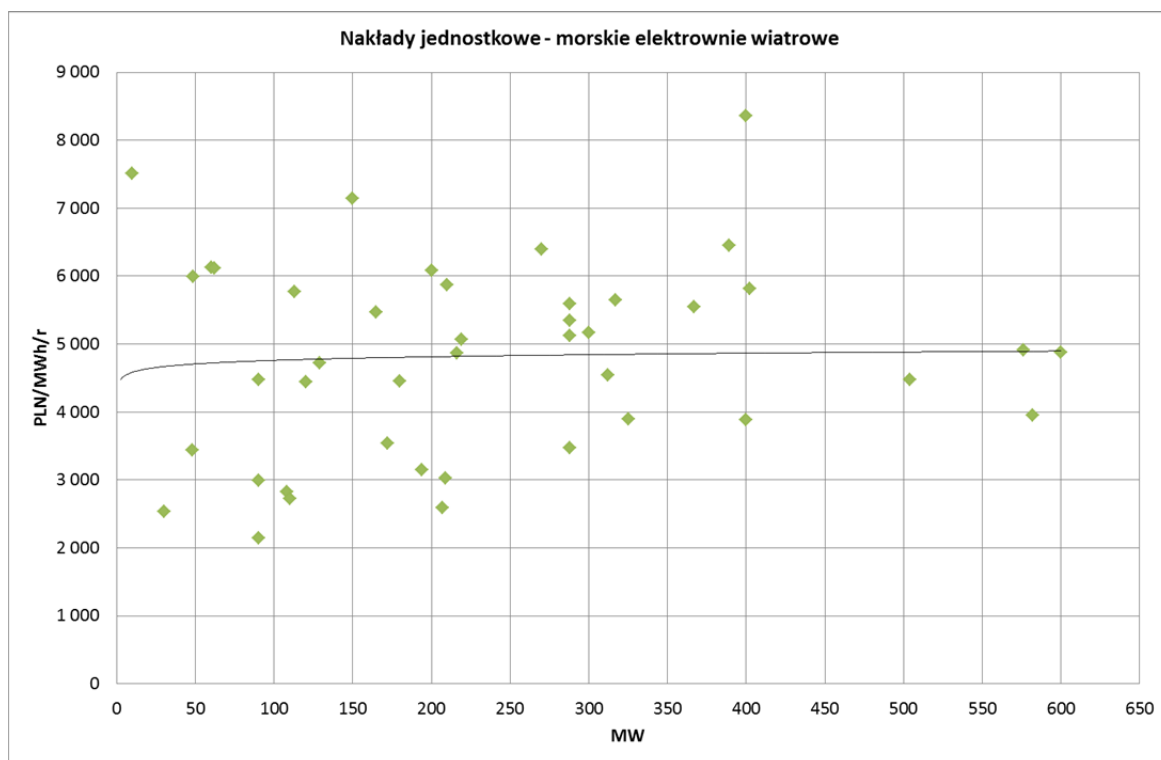
Nakłady inwestycyjne dla morskich farm wiatrowych (off-shore) zlokalizowanych na Morzu Bałtyckim, Morzu Irlandzkim i Morzu Północnym są przedstawione na poniższym rysunku i wynoszą średnio ok. 16 100 PLN/kW (w przeliczeniu na 2015 rok). Wg raportu (IRENA, 2014)⁹ koszty kapitałowe morskich elektrowni wiatrowych w krajach rozwiniętych wynoszą 3 300 ÷ 5 000 USD/kW'2011, raport (E&Y, 2012) szacuje CAPEX na 13 600 PLN/kW'2011, a Mott MacDonald – na 3 500 EUR/kW'2011, według raportu (TPA Horwath, 2014) jest to 5 000-7 500 PLN/kW, przy czym średnie nakłady dla dużych instalacji to ok. 6 500 PLN/kW.

⁹ Renewable Power Generation Costs in 2014. IRENA, styczeń 2015



Rysunek 7.5 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną – morskie elektrownie wiatrowe

Na wykresie widać rosnący trend nakładów jednostkowych, jednakże należy zauważyć, że zwykle im większa farma wiatrowa, tym dalej od brzegu się znajduje, co podnosi nakłady ze względu na konieczność posadowienia turbin na większych głębokościach, a także z powodu większych kosztów instalacji infrastruktury przesyłowej. Jest to jednak równoważone większą prędkością wiatru, czy większą produkcją z jednostki mocy zainstalowanej. Nakłady jednostkowe na produkcję przedstawiono na kolejnym wykresie, przyjmując arbitralnie czas wykorzystania mocy w zależności od wielkości farmy od 3100 h/r do 4000 h/r.



Rysunek 7.6 Nakłady jednostkowe na produkcję roczną – morskie elektrownie wiatrowe

Trend dalej jest lekko rosnący, ale wynika to z przyjętego średniego czasu pracy na podstawie dostępnych danych historycznych. Faktyczny czas pracy danej farmy może być inny, co przy największych farmach ma istotne znaczenie.

Poniżej przedstawiono podział kosztów kapitałowych na poszczególne składniki:

- turbina wiatrowa (w tym: produkcja, transport, montaż)
- przyłączenie do sieci (w tym: okablowanie, podstacje, budynki)
- prace budowlane (w tym: wybudowanie dróg i innej powiązanej infrastruktury wymaganej do zainstalowania turbiny wiatrowej)
- planowanie i inne koszty (w tym: doradztwo, pozwolenia, SCADA, monitoring)

Tabela 7.4 Podział kosztów dla farm wiatrowych „offshore”

	(IRENA, 2014)		(Mott MacDonald)*
	min	max	
Turbina wiatrowa	30,0%	50,0%	44%
Przyłączenie do sieci	15,0%	30,0%	20%
Prace budowlane	15,0%	25,0%	24%
Planowanie i inne koszty	8,0%	30,0%	12%
Łączne koszty kapitałowe	3 330 USD/kW'2011	5 550 USD/kW'2011	3 500 EUR/kW'2011

* - średnio wg raportu firmy Mott MacDonald dla farm wiatrowych na Morzu Północnym

Szacowany koszt zainstalowania 1 MWe dla projektu MFW¹⁰ zlokalizowanego w odległości 10 km od brzegu i na głębokości 20 m (mnożnik 1.000, Tabela 7.5) wynosi 2,76 mln EUR/MW. Jest to

¹⁰ MFW – Morska Farma Wiatrowa

oszacowanie bazujące na kosztach inwestycyjnych dla europejskich projektów MFW zrealizowanych do końca 2011 roku (Raport „Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce”, FNEZ, Warszawa 2013). Jak wskazano wcześniej, nakłady na instalacje wiatrowe na morzu istotnie zależą od odległości od lądu oraz głębokości posadowienia turbiny wiatrowej. Zależność tę opisują mnożniki przedstawione poniżej w tabeli.

Tabela 7.5 Mnożnik wzrostu CAPEX w zależności od odległości od brzegu i głębokości posadowienia

Głębokość [m]	Odległość od brzegu [km]							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
10-20	1,000	1,022	1,043	1,065	1,086	1,183	1,408	1,598
20-30	1,067	1,090	1,113	1,136	1,159	1,262	1,501	1,705
30-40	1,237	1,264	1,290	1,317	1,344	1,464	1,741	1,977
40-50	1,396	1,427	1,457	1,487	1,517	1,653	1,966	2,232

Źródło: Raport „Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce”, FNEZ, Warszawa 2013

W warunkach cenowych z 2012 roku nakłady inwestycyjne na morskie farmy wiatrowe, szacowane na podstawie danych z rynku brytyjskiego, kształtowały się na poziomie 14 700 PLN/kW'2012. Wg raportu (TPA Horwath, 2014) jest to 13 000-14 000 PLN/kW, natomiast raport (IEO, 2013) podaje średnie nakłady inwestycyjne w wysokości 13 600 PLN/kW'2011.

Według stanu wiedzy na styczeń 2016 roku, ceny turbin wiatrowych na lądzie spadły o 25% w latach 2008-2014 i obecnie zaczynają się od 1 200 USD/kW, co przekłada się na spadek średniego kosztu inwestycji do 1 700 USD/kW. W przypadku morskich farm wiatrowych koszt instalacji osiągnął w 2014 roku ok. 6 000 USD/kW, natomiast w 2015 roku spadł do 5 000 USD/kW.

W kolejnej tabeli przedstawiono dane dla przykładowych elektrowni wiatrowych na morzu. Dla farm wiatrowych na morzu nie definiowano przedziałów mocy, ponieważ nie ma to uzasadnienia.

Tabela 7.6 Instalacje planowane – elektrownie wiatrowe „off-shore”

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Elektrownie wiatrowe na morzu			
		Beatrice	Teesside	Anholt 1	London Array I
Typ instalacji		Offshore	Offshore	Offshore	Offshore
Ilość jednostek	-	2	27	111	175
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	10	62,1	400	630
czas wykorzystania mocy elektrycznej nominalnej	h/r	3300	3100	4315	3968
produkcja roczna energii elektrycznej	GWh	33	192,5	1726	2500
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	232,82	1176,64	5 756,07	10 572,67
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	23,3	18,95	14,39	16,78
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh/r	7055	6112	3335	4229
Powierzchnia terenu	km2	b.d.	10	b.d.	100
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	b.d.	0,161	b.d.	0,159

Ze względu na niską produkcję roczną z elektrowni wiatrowych w porównaniu do produkcji ze źródeł konwencjonalnych, do kalkulacji wysokości pomocy inwestycyjnej przyjęto porównanie na podstawie nakładów jednostkowych na produkcję energii netto.

7.2 Fotowoltaika

Ogniwa fotowoltaiczne są to półprzewodnikowe elementy, w których następuje bezpośrednia konwersja energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną. Każdy moduł składa się z wielu ogniw fotowoltaicznych, połączonych ze sobą elektrycznie w sposób szeregowy, zamkniętych w jednej obudowie i osłoniętych warstwami szczelnie chroniącymi przed warunkami atmosferycznymi.

Sprawność modułu fotowoltaicznego określa stosunek ilości energii elektrycznej produkowanej przez moduł fotowoltaiczny [Wp], do energii promieniowania słonecznego [$\text{W/m}^2 \times \text{m}^2$ modułu PV]. Wartość sprawności podawana przez producenta wyznaczana jest w warunkach STC (Standard Test Conditions) dla natężenia promieniowania słonecznego 1000 W/m^2 w 25°C . Sprawność modułów fotowoltaicznych wynosi około 14-18% (istnieją moduły o sprawności około 20%, ale ze względu na małą skalę ich produkcji oraz duże koszty wytwarzania, są one znacznie droższe od klasycznych ogniw).

Rozróżnia się następujące rodzaje ogniw fotowoltaicznych:

1. Ogniwa I generacji – ogniwa krzemowe – najpopularniejsze, udział w rynku niemieckim około 91%, w tym monokrystaliczne ok. 36% i polikrystaliczne około 55% (Photovoltaics Report 2015, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems),
 - Ogniwa monokrystaliczne – tworzone są z jednego kryształu krzemu o uporządkowanej strukturze wewnętrznej, osiągają najwyższą sprawność (15-18%), cena około 0,68 euro/W (*Aktualne ceny modułów fotowoltaicznych*, marzec 2014 r., <http://gramwzielone.pl/energia-sloneczna>).
 - Ogniwa multikrystaliczne (polikrystaliczne) - produkowane są z płytek krzemowych ułożonych nieregularnie względem ich struktury krystalicznej, sprawność około 14-16%, cena modułu około 0,6 euro/W (*Aktualne ceny modułów fotowoltaicznych*, marzec 2014 r., <http://gramwzielone.pl/energia-sloneczna>).
2. Ogniwa II generacji (cienkowarstwowe) – są zbudowane np. z tellurku kadmu (CdTe), mieszaniny miedzi, indu, galu, selenu (CIGS) lub krzemu amorficznego. Udział w rynku około to ok. 10% (Photovoltaics Report 2015, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems).
3. Ogniwa III generacji – ogniwa barwnikowe, ogniwa organiczne, obecny udział w rynku ogniw III generacji nie przekracza 0,5%.

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku w Polsce wynosi 1000 h z zainstalowanego kilowata mocy dla warunków STC (źródło *Analiza dotycząca możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”* Instytut Energetyki Odnawialnej, 2013, *Analiza możliwości wprowadzenia systemu feed-in tariff dla mikro i małych instalacji OZE*, Instytut Energetyki Odnawialnej, 2012; *Instalacje fotowoltaiczne*, 2013, Bogdan Szymański, Globenergia).

W ruchomych systemach fotowoltaicznych stosuje się tzw. trackery umożliwiające ruch w jednej płaszczyźnie - pionowej lub poziomej (tzw. single axis) oraz trackery podwójne - umożliwiające ruch paneli zarówno w pionie, jak i poziomie (double axis). Przyjmuje się, że zastosowanie trackerów zwiększy uzysk energii w instalacji o danej mocy paneli średnio o ok. 30%, a ich montaż zwiększy koszt systemu PV o ok. 20% (<http://www.srodowisko.abc.com.pl/czytaj/-/artykul/trackery-zwiekszaja-efektywnosc-paneli-spoecznych-ale-nie-zawsze-sa-oplaczalne>).

Wadą instalacji solarnych opartych na trackerach jest przede wszystkim to, że na danej działce przeznaczonej pod farmę fotowoltaiczną będzie można zamontować mniej paneli - systemy zmieniające w ciągu dnia swoje ułożenie, a zatem stwarzające większe pole zacienienia, sprawiają, że poszczególne elementy instalacji trzeba będzie ustawić dalej od siebie, tak aby nie rzucały na siebie cienia. To sprawia, że na jednym hektarze będzie można zamontować średnio około 40% mniej paneli słonecznych - w porównaniu do systemów statycznych. Montaż podobnej mocy paneli PV jak w przypadku statycznej farmy solarnej wymaga więc przeznaczenia pod nią większego terenu, a to w konsekwencji zwiększy koszty zakupu/dzierżawy danego terenu. Wykorzystanie trackerów zwiększa też prawdopodobieństwo awaryjności danej instalacji i konieczności serwisowania ruchomych elementów instalacji. Dlatego do analizy nakładów finansowych nie uwzględniano ruchomych systemów fotowoltaicznych.

Przeprowadzona poniżej analiza nakładów inwestycyjnych dotyczyła systemu fotowoltaicznego, tj. instalacji wyposażonej w urządzenia umożliwiające wykorzystanie energii wyprodukowanej w modułach fotowoltaicznych obejmująca:

- Moduły fotowoltaiczne - do analizy cen przyjęto najbardziej popularne, o największym udziale w rynku ogniwa tj. ogniwa I generacji,
- Inwerter - urządzenie zmieniające napięcie i prąd stały na napięcie i prąd przemienny,
- Inne: Akcesoria i prace montażowe, przygotowanie projektu, przyłączenie do sieci energetycznej.

Na potrzeby określenia ceny instalacji PV przeanalizowano informacje dotyczące cen instalacji PV w państwach europejskich. Ze względu na spadek cen modułów fotowoltaicznych w ostatnich latach, do analiz uwzględniano najświeższe dane tj. z lat 2012-2015. W poniższej tabeli przedstawiono ceny dla instalacji PV w zależności od mocy.

Tabela 7.7 Informacje na temat cen instalacji fotowoltaicznych

Lp	Grupa mocy	Nakłady na instalację PV [PLN/kW]						
		IEO ¹	GSE ²	FRAUNHOFER INSTITUT ³	DECC ⁴	GLOB ENERGIA ⁵	IEA ⁶	
		Polska	Włochy	Niemcy	Wielka Brytania	Polska	min	max
1	<10kW	7 760		6 480	8770	7 109	7 040	12 690
2	10-20kW		8 340	5 650	7580		3 880	7 460
3	20-40kW	8 115	6 230		5450	4 813		
4	40-100kW	7 680			4300			
5	100-200kW	6 114			3970			
6	200-500kW	6 114/5358	5 770					
7	500-1000kW							
8	>1000	5 238	4 640	5 020		4 530	9 670	

¹ - Analiza dotycząca możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” Instytut Energetyki Odnawialnej, 2013,

- Analiza możliwości wprowadzenia systemu feed-in tariff dla mikro i małych instalacji OZE, Instytut Energetyki Odnawialnej, 2012,

² - Developing a comprehensive renewable cost data collection process to support Italian policy makers, 2014r, Gestori Servizi Energetici,

³ - Levelized cost of electricity renewable energy technologies, Study November 2013, Fraunhofer Institut For Solar Energy Systems ISE

⁴ - Solar PV cost data, statistical data, 2014 r, Department of Energy & Climate Change (DECC) UK – dane statystyczne.

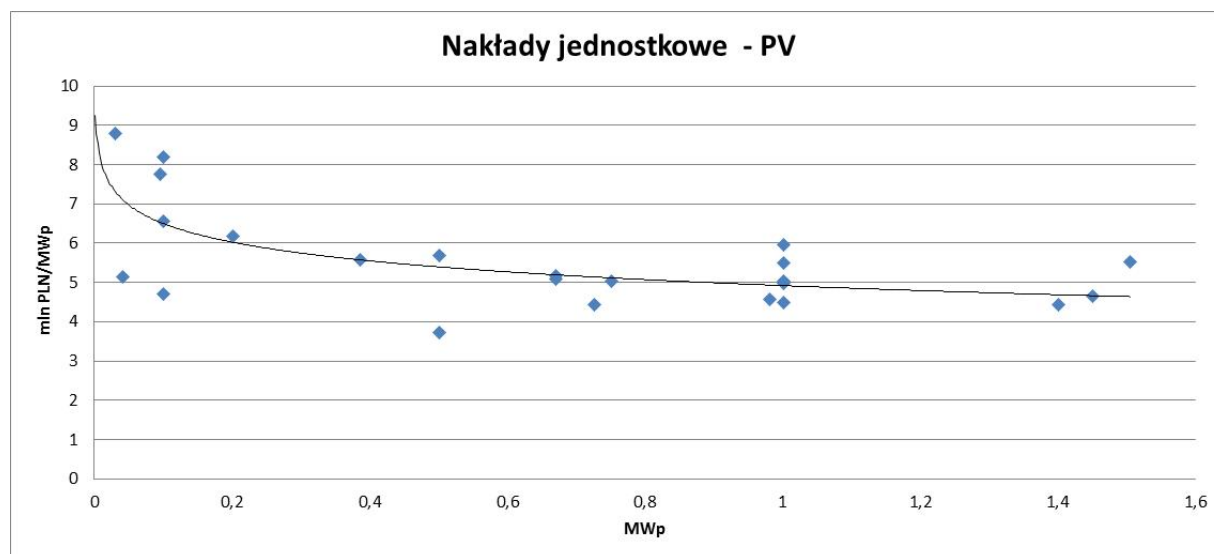
⁵ - <http://www.globenergia.pl/informacje/zestawienia-cen/242-zestawienia/4328/notowania-cen-instalacji-vii-2014>

⁶ - Projected Costs of Generating Electricity, 2015 r, International Energy Agency.

Przeanalizowano również nakłady inwestycyjne realizowanych instalacji PV w Polsce:

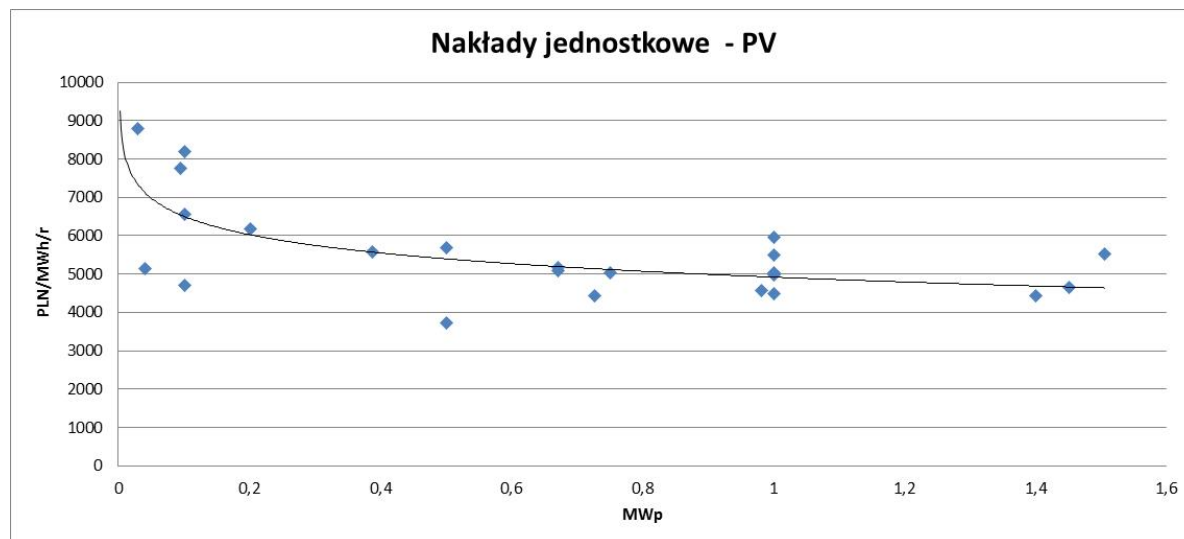
1. Informacje z portalu <http://gramwzielone.pl/>
2. Nakłady inwestycyjne na instalacje PV - <http://www.mapadotacji.gov.pl/>

Na poniższym rysunku przedstawiono nakłady inwestycyjne na instalacje PV realizowanych w Polsce w latach 2013÷2015. Wartości nakładów przeliczono na ceny 2015 r.



Rysunek 7.7 Nakłady inwestycyjne na moc zainstalowaną na instalacje PV zrealizowane w Polsce

Na kolejnym wykresie przedstawiono nakłady w przeliczeniu na produkcję roczną przy założeniu czasu wykorzystania mocy na poziomie 1000 h/r.



Rysunek 7.8 Nakłady inwestycyjne na jednostkę produkcji w instalacjach PV zrealizowanych w Polsce

Na podstawie analizy nakładów na instalacje PV - linii trendu dla nakładów jednostkowych instalacji PV oraz podziału instalacji fotowoltaicznych przyjmowanego w opracowaniach branżowych – proponuje się przyjąć następujący podział na grupy w zależności od mocy zainstalowanej:

- <math> < 400 \div 1000 </math> kWp – instalacje realizowane na gruncie,
- ≥ 1000 kWp – farmy fotowoltaiczne realizowane na gruncie.

Do analiz przyjęto poniższe założenia:

1. Czas wykorzystania mocy 1000 h/rok z zainstalowanego kilowata mocy (dla warunków STC).
2. Powierzchnia terenu pod instalację PV: dach płaski i grunt 20 m²/kWp (<http://www.freelight.eu/wikisolar/ile-kwp-z-metra-kwadrat/>)

Poniżej przedstawiono nakłady dla przykładowych instalacji PV dla każdej z analizowanych grup.

Tabela 7.8 Instalacje planowane - PV

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Instalacje PV [kWp]	
		<math> < 400 \div 1000 </math>	≥ 1000
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,75	1,45
czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	1000	1000
produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	750	1450
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	3,78	6,76
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	5,05	4,74
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh/r	5046	4663
Powierzchnia terenu	m ²	15000	29000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	20000	20000

7.3 Biomasa

W analizie nakładów inwestycyjnych założono, że biomasa wykorzystywana będzie w klasycznym układzie z turbiną parową, w którym biomasa spalana będzie w kotle parowym. Wygenerowana para kierowana będzie do turbiny napędzającej generator. Ciepło kondensacji pary wodnej odprowadzane będzie do atmosfery poprzez układ chłodzenia kondensatora.

Moc generowana przez elektrownie opalane biomasą powinna charakteryzować się wysokim współczynnikiem wykorzystania. Bloki kondensacyjne, wyposażone w zamknięte obiegi chłodzenia, przy zapewnieniu stałych dostaw paliwa i mediów mogą osiągać czasy wykorzystania mocy szczytowej nawet powyżej 8000 h.

Informacje dotyczące wysokości nakładów inwestycyjnych przyjęto w oparciu o dane literaturowe oraz na podstawie wiedzy własnej konsultanta, w oparciu o informacje od producentów i użytkowników, oferty budżetowe i cenniki.

Nakłady opracowano w zależności od mocy zainstalowanej bloku według następujących przedziałów mocy:

- do 10 MWe,
- powyżej 10 MWe do 50 MWe,
- powyżej 50 MWe.

Nakłady opracowano w oparciu o koszty budowy dla 7 bloków kondensacyjnych opalanych różnymi paliwami odnawialnymi biomasowymi, tj.:

1. Blok z kotłem rusztowym z rusztem schodkowym i turbiną kondensacyjną opalany zrębkami drzewnymi o mocy ok. 5 MWe,
2. Blok biomasowy rusztowy na zrębki drzewne i pelety o mocy 10 MWe,
3. Blok biomasowy na pelety o mocy 11 MWe,
4. Blok biomasowy rusztowy na słomę o mocy 20 MWe,
5. Blok biomasowy rusztowy na pelety agro i zrębki drzewne o mocy 20 MWe,
6. Blok biomasowy z kotłem z rusztem wibracyjnym - słoma w formie bel wielkogabarytowych - zrębki drzewne jako paliwo uzupełniające o mocy 50 MWe,
7. Blok biomasowy z kotłem fluidalnym - zrębki + UKS o mocy 50 MWe.

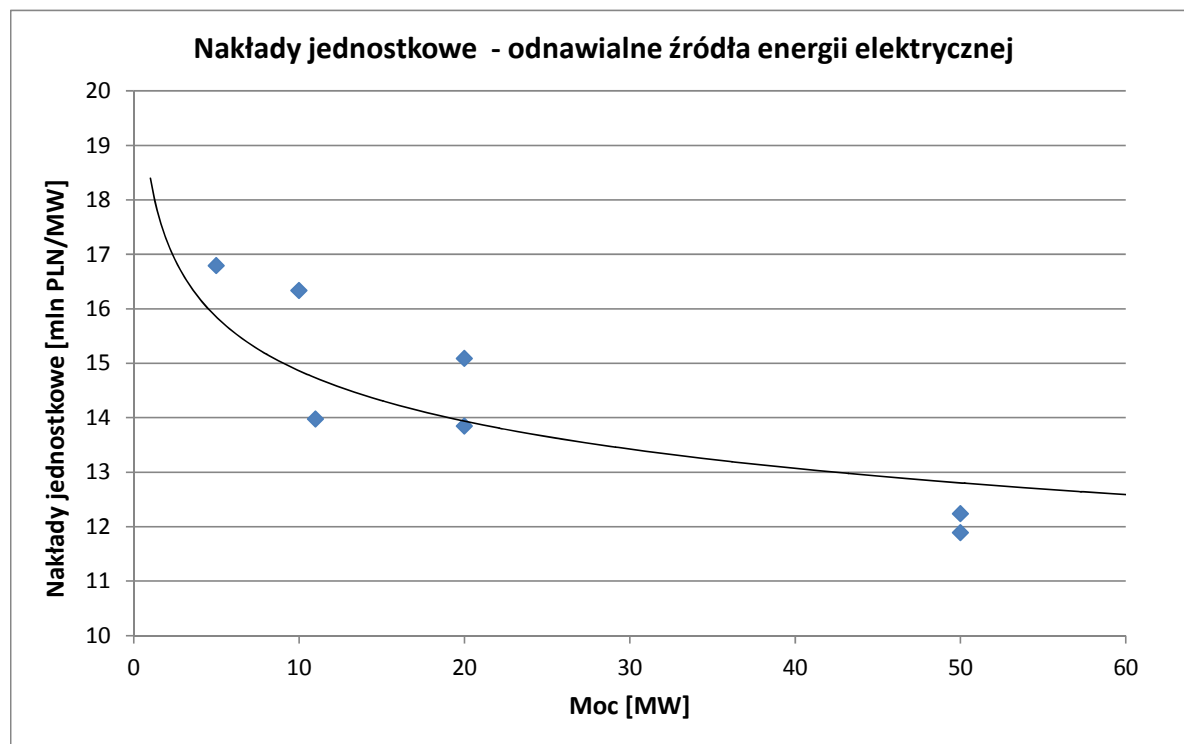
Analizę przygotowano dla niezlokalizowanego bloku „green-field”. W nakładach uwzględniono wszystkie koszty dla kontraktu EPC wraz z kosztami inwestora. Uwzględniono nakłady na wszystkie instalacje wraz z budynkami, wyprowadzeniem mocy, infrastrukturą drogową i przyłączami.

Analizę przeprowadzono w oparciu o źródła opalane różnymi rodzajami biomasy. Biomasa ma istotny wpływ na rodzaj zastosowanych rozwiązań ale również na wielkość bloku i gospodarek pomocniczych (niektóre czynniki wyjaśniono w pkt. 6.2). Przykładowo, źródła o podobnej mocy opalane zrębkami i peletami, w przypadku tych pierwszych będą charakteryzować się gospodarkami paliwowymi o znacznie większych wydajnościach i retencjach oraz kotłami o większym rozmiarach. Istotny wpływ ma również skład chemiczny. Przykładem mogą być źródła opalane słomą, które z uwagi na podwyższoną zawartość chloru w słomie w porównaniu do biomasy leśnej wymagają zastosowania rozwiązań specjalnych w kotłach oraz materiałów o wyższej odporności na korozję wysokotemperaturową, co wpływa na wyższe nakłady.

Przyjęcie do analizy źródeł opalanych różnymi paliwami oraz z różnymi rozwiązaniami technicznymi (np. rodzaj układu chłodzenia - chłodnia wentylatorowa, suchy kondensator)

powodują, że nakłady całkowite i jednostkowe dla źródeł o podobnej mocy mogą się istotnie różnić, nie mniej jednak powyższe podejście pozwala na wyliczenie nakładów uśrednionych odzwierciedlających różne jednostki biomasowe z danego przedziału mocy.

Oszacowane nakłady przedstawiono na poniższym wykresie.



Rysunek 7.9 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną w biomasowych źródłach energii elektrycznej

Parametry przykładowych jednostek z zakresu mocy przyjętego do analiz przedstawiono w poniższej tabeli. Na potrzeby sporządzenia bilansu przyjęto czas wykorzystania mocy 8000 h/rok.

Powierzchnie zabudowy podano dla całego bloku obejmującą budynki, gospodarkę biomasową, układ drogowy i całą niezbędną infrastrukturę.

Tabela 7.9 Instalacje planowane – źródła biomasowe

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Źródło energii elektrycznej		
		Kondensacyjny	Kondensacyjny	Kondensacyjny
Typ bloku		Kondensacyjny	Kondensacyjny	Kondensacyjny
Ilość jednostek	-	1	1	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	10	20	50
Maksymalna moc w paliwie	MW	33,3	59,7	130,9
Sprawność elektryczna brutto w punkcie nominalnym	%	30,0%	33,5%	38,2%
Typ chłodzenia		zamknięty, chłodnie wentylatorowe suche	kondensator suchy	kondensator suchy
Czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	8000	8000	8000
produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	80000	160000	400000
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	165	302	595
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	16,5	15,1	11,9
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh/rok	2062,5	1887,5	1487,5
Powierzchnia terenu	m ²	15000	30000	50000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	1500	1500	1000

Dla porównania w poniższej tabeli przedstawiono nakłady na jednostkowe na źródła biomasowe o tych samych zakresach mocy, dostępne w danych literaturowych.

Tabela 7.10 Nakłady inwestycyjne na odnawialne biomasowe źródła energii elektrycznej [tys. zł/MW]

	OSR ¹¹	IRENA ¹²	DECC ¹³	Przyjęte przez IEO do modelu
poniżej 10 MW	14 000	5978-13547	12866-19106	14 000
10÷50 MW	13 000	6901-14310	818-5378	5 000
powyżej 50 MW	13 000	6900-14310	11145-13823	6 000

Źródło: Instytut Energetyki Odnawialnej, 2013

Opracowane nakłady inwestycyjne nie odbiegają w istotny sposób od danych przedstawionych w tabeli, za wyjątkiem nakładów przyjętych do modelu IEO dla jednostek 10÷50 MW i powyżej 50 MW (ostatnia kolumna).

Przedmiotowy model IEO opracowano w ramach analizy dotyczącej możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”, Warszawa 2013 r. W niniejszej pracy jako jednostkę referencyjną z zakresu mocy 10÷50 MW dla której podano nakłady przyjęto blok węglowy zmodernizowany na biomasowy, natomiast dla jednostki powyżej 50 MW jako referencyjny przyjęto blok złożonego z nowego kotła i istniejącej turbiny (Inwestycja Jaworzno III).

7.4 Biogaz

7.4.1 Biogaz rolniczy

Wszystkie działające biogazownie w Polsce to biogazownie kogeneracyjne. Dlatego opis biogazowni przedstawiono w punkcie 8.2.1.

Dla odnawialnego źródła energii elektrycznej z biogazu przeanalizowano hipotetyczne nakłady inwestycyjne dla biogazu rolniczego.

Do określenia nakładów na odnawialne źródła energii elektrycznej z biogazu przyjęto następujące założenia:

- Podział na grupy w zależności od mocy układu – zgodnie z podziałem przyjętym dla kogeneracji dla biogazu (pkt 8.2.1)
- Nakłady przyjęto takie jak w pkt 8.2.1, pomniejszone o nakłady na układ odbioru ciepła ze spalin, ciepło na potrzeby technologiczne biogazowni (głównie podgrzewania komory fermentacyjnej) będzie odbierane z układu chłodzenia płaszcz silnika. Przyjęto, że na potrzeby technologiczne pobierane jest około 25% ciepła wyprodukowanego w układzie kogeneracji.
- Powierzchnia terenu dla biogazowni – zgodnie z punktem 8.2.1

W tabeli poniżej przedstawiono charakterystykę wybranych inwestycji przykładowych dla każdego przedziału mocowego. Ponieważ są to nakłady hipotetyczne - podział na grupy w zależności od mocy układu przyjęto zgodnie z podziałem przyjętym dla kogeneracji dla biogazu.

¹¹ Ocena skutków regulacji do Ustawy OZE, Ministerstwo Gospodarki, 2012

¹² International Renewable Energy Agency, 2012

¹³ Department of Energy and Climate Change and ARUPT, 2011

Tabela 7.11 Instalacje planowane – biogaz rolniczy

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Elektrownie na biogaz rolniczy [kWe]		
		<50÷500)	<500÷1000)	≥1000
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,37	0,8	1,9
Moc cieplownicza	MWt	0,11	0,2	0,5
czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	8000	8000	8000
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	8000	8000
produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	2960	6720	15120
Produkcja roczna ciepła	TJ	3,1	6,8	14,6
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	8,00	14,54	28,64
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	22	17	15
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	2548	2138	1961
Powierzchnia terenu	m2	14800	24000	37800
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	40000	30000	20000

7.4.2 Biogaz ze składowisk odpadów

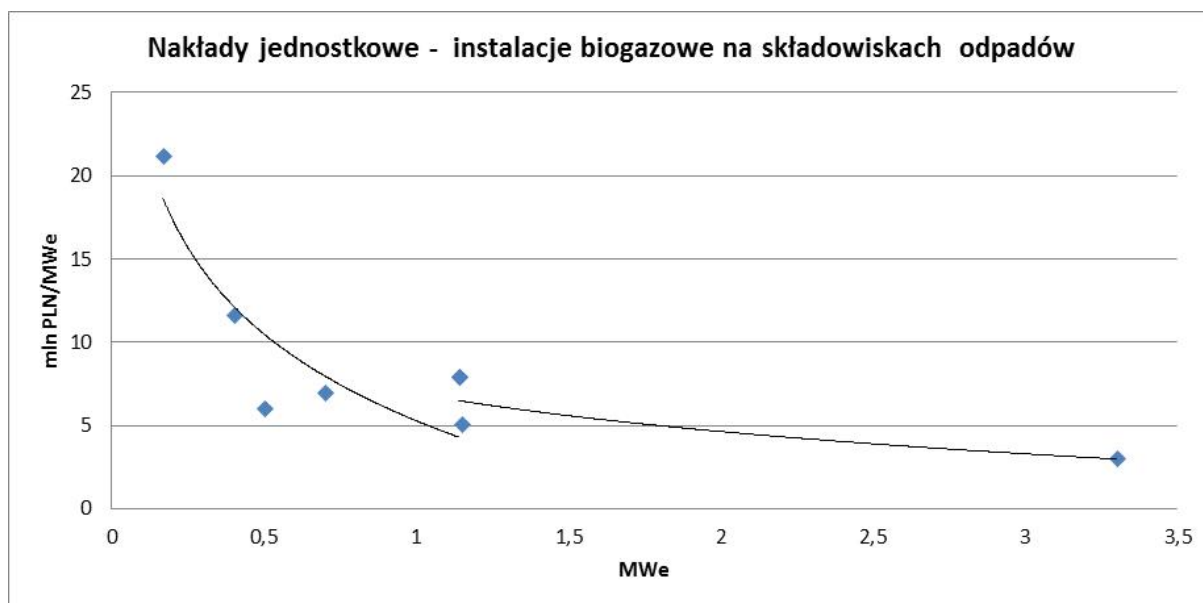
W Polsce w 2014 roku istniały 104 elektrownie z odgazowaniem czynnym składowisk odpadów, o łącznej mocy zainstalowanej 63,41 MW, około 700 składowisk nie posiada takich instalacji (Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej PIGEOR).

Zgodnie z *Uzasadnieniem funkcjonowania małych elektrowni biogazowych na składowiskach odpadów i ich niewykorzystany potencjał* (Piotr Manczarski, konferencja PIGEOR, 2013 r) dla uwarunkowań Polski możliwe wielkości biogazowni to maksymalnie 2-3 MWe, większość instalacji w Polsce nie osiąga 1 MWe, przy czasie eksploatacji biogazowni około 15 lat. Prawie wszystkie biogazownie produkują jedynie energię elektryczną, sporadycznie (np. biogazownia w Mławie) pracują w kogeneracji.

Czas wykorzystania mocy zawiera się w granicach: 5000÷8000 h/a (*Analiza dotycząca możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. IEO, 2013 r., Wnioski z konferencji Jaka jest przyszłość i stan obecny elektrowni biogazowych na składowiskach odpadów w Polsce, Łubna, 2013 <http://gramwzielone.pl/bioenergia/7262/rynek-biogazowni-na-skladowiskach-odpadow-w-polsce-wnioski-z-konferencji>, <http://www.energ.pl/>*). Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto czas wykorzystania mocy 6000 h/a.

Na poniższym rysunku przedstawiono nakłady inwestycyjne dla biogazowni (nakłady uwzględniają agregat prądowłórczy, dmuchawy i pochodnię) wraz z układem studni zbierających gaz. Nakłady określono na podstawie informacji dotyczących biogazowni w Polsce:

1. Nakłady inwestycyjne na biogazownie zasilane biogazem składowisk odpadów - <http://www.mapadotacji.gov.pl/>
2. Informacje dotyczące zrealizowanych inwestycji <http://www.energ.pl/>
3. *Analiza dotycząca możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. IEO, 2013 r.*



Rysunek 7.10 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną -instalacje biogazowe na składowiskach odpadów

Na podstawie analizy nakładów na biogazownie (linii trendu dla nakładów jednostkowych) proponuje się przyjąć następujący podział na grupy w zależności od mocy zainstalowanej:

- <70÷500) kWe,
- <500÷1000) kWe,
- ≥1000 kWe.

Czas wykorzystania mocy elektrycznej przyjęto na poziomie 6000 h/a.

Tabela 7.12 Instalacje planowane – biogaz ze składowisk odpadów

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Elektrownie biogazowe na składowiskach odpadów		
		<70÷500)kWe	<500÷1000) kWe	≥1000 kWe
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,4	0,7	1,14
Maksymalna moc w paliwie	MW	1,0	1,8	2,8
czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	6000	6000	6000
produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	2400	4200	6840
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	4,65	4,88	5,83
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	11,6	7,0	5,1
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh/r	1938	1162	853
Powierzchnia terenu	m ²	600	1000	1000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	1500	1429	877

7.5 Woda

Hydroenergetyka wykorzystuje energię hydrauliczną przepływającej wody i zmienia ją w energię mechaniczną potrzebną do napędzania turbiny w celu wytworzenia energii elektrycznej. Elektrownie wodne można podzielić na elektrownie przepływowe i zbiornikowe. W elektrowni przepływowej do generowania energii elektrycznej wykorzystywany jest ciągły przepływ cieku

wodnego. Wadą tego rozwiązania jest fakt, że przepływy cieku ulegają dużym wahaniom w czasie zależnym od warunków klimatycznych, w tym przede wszystkim opadom atmosferycznym. Aby zniwelować wpływ tych warunków i wahania przepływu przez turbinę elektrowni, elektrownie wodne wyposaża się w zbiorniki – są to elektrownie zbiornikowe. Dzięki zbiornikowi możliwe jest gromadzenie wody w czasie przepływów wody o natężeniu większym niż przepływ zainstalowanych turbin oraz, w momencie zmniejszenia przepływów naturalnych, wykorzystanie zmagazynowanej wody do zapewnienia nominalnego przepływu przez turbiny. Pojemność zbiorników może być różna: buduje się zbiorniki dobowe, tygodniowe, sezonowe, roczne i wieloletnie, które gromadzą energię w postaci wody w celu wyrównywania zapotrzebowań dobowych, tygodniowych, itp. Obecnie w Polsce eksploatowanych jest ok. 590 elektrowni wodnych, przy czym jedynie 18 z nich posiada moc powyżej 5 MW.

Szacuje się, że całkowity potencjał techniczny hydroenergii w Polsce wynosi 11 950 GWh/rok, przy czym obecnie wykorzystywane jest jedynie 17% tej wartości (źródło: „Jak zbudować małą elektrownię wodną? Przewodnik inwestora” Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej).

Elektrownie można także podzielić w zależności od sposobu piętrzenia wody przed turbiną:

1. Elektrownie przyjazowe: elektrownie te spotykane są najczęściej na rzekach nizinnych. Budowane są one obok jazu i elektrownia sama w sobie stanowi element piętrzący wodę przed turbiną.
2. Elektrownie przyzaporowe: elektrownie wykorzystujące spiętrzenie wody przy zaporze. Woda doprowadzona jest do elektrowni ze zbiornika poprzez rurociągi umieszczone w korpusie zapory. Budowa zapory wraz ze zbiornikiem dla małej elektrowni wodnej w większości przypadków nie jest uzasadniona ekonomicznie ze względu na zbyt duże zwiększenie kosztów, w związku z tym rozwiązanie to jest najczęściej stosowane przy już istniejących zbiornikach. Jeżeli zbiornik posiada upust denny, wówczas właśnie poprzez niego doprowadza się wodę do turbiny wodnej.
Jeżeli nie jest możliwe doprowadzenie wody przez upust denny, a różnica poziomów lustra wody górnej i korony zapory nie jest duża, można wówczas zastosować ujęcie lewarowe. To rozwiązanie jest typowe dla elektrowni do 1 MW, aczkolwiek największa na świecie elektrownia wodna tego typu ma moc 11 MW.
3. Elektrownie z derywacją kanałową: elektrownie, dla których wybudowany został kanał na odcinku rzeki z występującymi zakolami. Poprzez budowę kanału następuje skrócenie biegu rzeki, co pozwala na uzyskanie większego spadku niż na jazie. Poza budynkiem elektrowni w skład całego układu elektrowni wchodzi także kanał dopływowy oraz kanał odpływowy.
4. Elektrownie z derywacją ciśnieniową: są to elektrownie, gdzie doprowadzenie wody do turbiny odbywa się rurociągami ciśnieniowymi. To rozwiązanie stosowane jest wówczas, gdy budynek elektrowni jest znacznie oddalony od ujęcia wody. Przykładem tego typu elektrowni jest MEW Dolina 5 Stawów Polskich o spadzie 220 m i długości rurociągów derywacyjnych 930 m.

Moc elektrowni zależy od dwóch czynników: spadku wody i natężenia przepływu i określona jest wzorem:

$$P = g * \rho * Q_u * H * 10^{-6} [MW]$$

Gdzie: g – przyspieszenie ziemskie [m/s²]; ρ – gęstość wody [kg/m³]; Q_u – przepływ turbiny [m³/s]; H – spadek [m]

W elektrowniach wodnych stosowane są różne rodzaje turbin. Rodzaj zastosowanej turbiny determinowany jest przez wielkość przełyku oraz spadu – każda z konstrukcji turbin ma swój zakres przełyku oraz spadu, w którym pracuje optymalnie. Jeśli w elektrowni występują duże wahania przepływu, korzystniejsze jest zastosowanie kilku mniejszych turbin zamiast jednej o dużej mocy.

Ciąg technologiczny elektrowni wodnej składa się z następujących elementów: ujęcie wody, urządzenia zabezpieczające ujęcia (kraty, czyszczarki), kanały, rurociągi derywacyjne, budynek elektrowni.

W budynku elektrowni umieszczone są z reguły następujące elementy:

1. Zasuwa/zawór wlotowy
2. Turbina
3. Generator
4. Układ sterowania
5. Rozdzielnia elektryczna
6. Układy podłączenia do sieci i układy zabezpieczeń
7. Zasilanie awaryjne
8. Przekładniki prądowe i napięciowe
9. Transformatory sieciowe i potrzeb własnych.

Rozmiar budynku elektrowni zależy przede wszystkim od liczby, typu i mocy hydrozespołów oraz wielkości rozdzielni i transformatorów. Budynek elektrowni może być zlokalizowany przy korycie rzeki lub zabudowany bezpośrednio w zaporze. Szacunkowa wymagana powierzchnia budynku wynosi między 100 a 300 m²/MW.

Hydroelektrownie mogą, w zależności od uwarunkowań lokalizacji, osiągać dowolne moce. Różne kraje, w zależności od swojego potencjału hydroenergetycznego, stosują różne klasyfikacje elektrowni wodnej w zależności od ich mocy. Proponowany przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej (IRENA) podział elektrowni według mocy wygląda następująco:

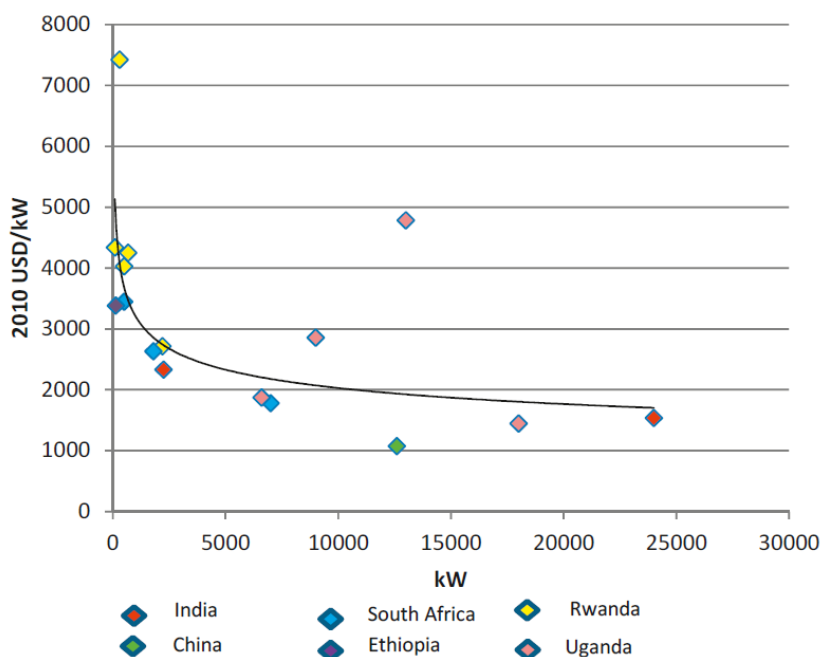
1. Piko elektrownie wodne: o mocy od 100 W do 500 W;
2. Mikro elektrownie wodne: o mocy od 5 kW do 100 kW;
3. Mini elektrownie wodne: o mocy od 100 kW do 1 MW;
4. Małe elektrownie wodne: o mocy od 1 MW do 20 MW;
5. Średnie elektrownie wodne: o mocy od 20 MW do 100 MW;
6. Duże elektrownie wodne: o mocy powyżej 100 MW.

Jednakże w Polsce, z uwagi na stosunkowo mały potencjał hydroenergetyczny oraz dotychczasowe zasoby elektrowni wodnych, przyjmowany jest następujący podział: małe elektrownie wodne to te o mocy do 5 MW, natomiast elektrownie o mocy większej niż 5 MW to duże elektrownie wodne (źródło: „Energetyka wodna: nie jesteśmy potęgą...” Anna Biedrzycka).

Nakłady na budowę elektrowni wodnej uwarunkowane są wieloma czynnikami: rodzajem zastosowanej turbiny, wielkością spadu i przełyku, sposobu piętrzenia wody przed turbiną itd. Jednakże na podstawie doświadczeń związanych z już istniejącymi elektrowniami na świecie szacuje się, że dla projektów typu green-field nakłady jednostkowe wynoszą od ok. 3 700 000 PLN/MW do 13 200 000 PLN/MW (źródło: „Renewable energy technologies: cost analysis series”, IRENA 2012). Dla krajów Unii Europejskiej nakłady inwestycyjne zawierają się pomiędzy

ok. 3 700 000 PLN/MW do ok. 18 000 000 PLN/MW dla dużych elektrowni wodnych oraz od ok. 4 000 000 PLN/MW do ok. 30 000 000 PLN/MW dla małych elektrowni wodnych (źródło: „Renewable energy technologies: cost analysis series”, IRENA 2012). Pokazuje to, że rozpiętość nakładów, zwłaszcza dla małych elektrowni wodnych, jest duża, i wpływ na to mają w pierwszej kolejności indywidualne uwarunkowania konkretnego projektu.

Analiza nakładów inwestycyjnych istniejących elektrowni pokazuje, że jednostkowe nakłady inwestycyjne maleją wraz ze wzrostem mocy oraz spadku elektrowni. Na poniższym wykresie przedstawiono koszty małych elektrowni wodnych dla różnych krajów. Widać na nim wyraźnie, że niezależnie od lokalizacji projektu zależność nakładów jednostkowych od mocy maleje wykładniczo.

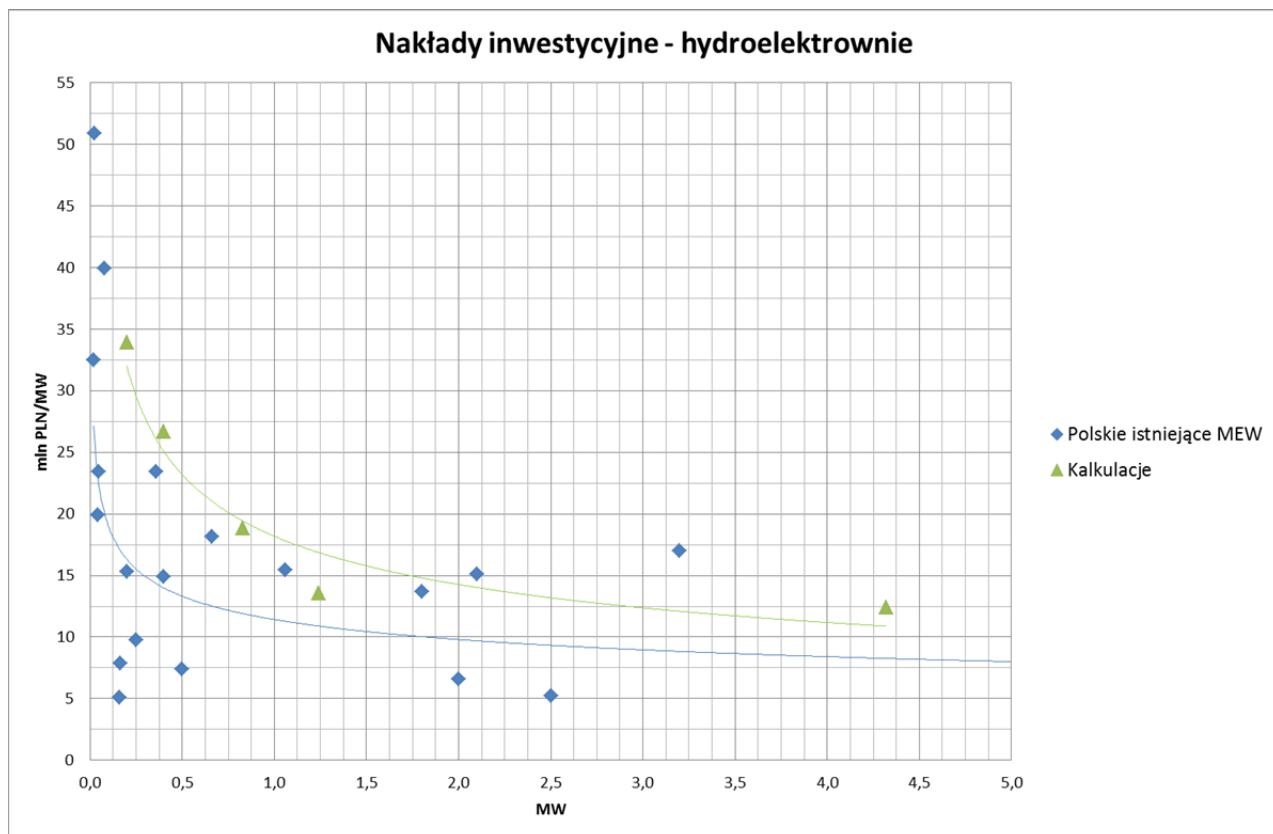


Rysunek 7.11 Nakłady jednostkowe dla małych elektrowni wodnych w różnych krajach świata

(źródło: „Renewable energy technologies: cost analysis series”, IRENA 2012)

Analizując koszty inwestycyjne małych elektrowni wodnych (MEW) w Polsce również widać zauważalny trend. Na wykresie poniżej, oprócz serii danych nt. istniejących projektów zrealizowanych na terenie Polski (źródło: www.mapadotacji.gov.pl, strony internetowe właścicieli elektrowni), przedstawiono serię zawierającą kalkulację jednostkowych nakładów inwestycyjnych uzyskanych zgodnie z algorytmem programu RETScreen¹⁴. Porównanie obydwu krzywych pokazuje, że kształt i wartości przez nie uzyskane są bardzo zbliżone.

¹⁴ RETScreen – bazujące na Microsoft Excel oprogramowanie służące do wykonywania studiów wykonalności przedsięwzięć z zakresu energetyki konwencjonalnej i odnawialnej

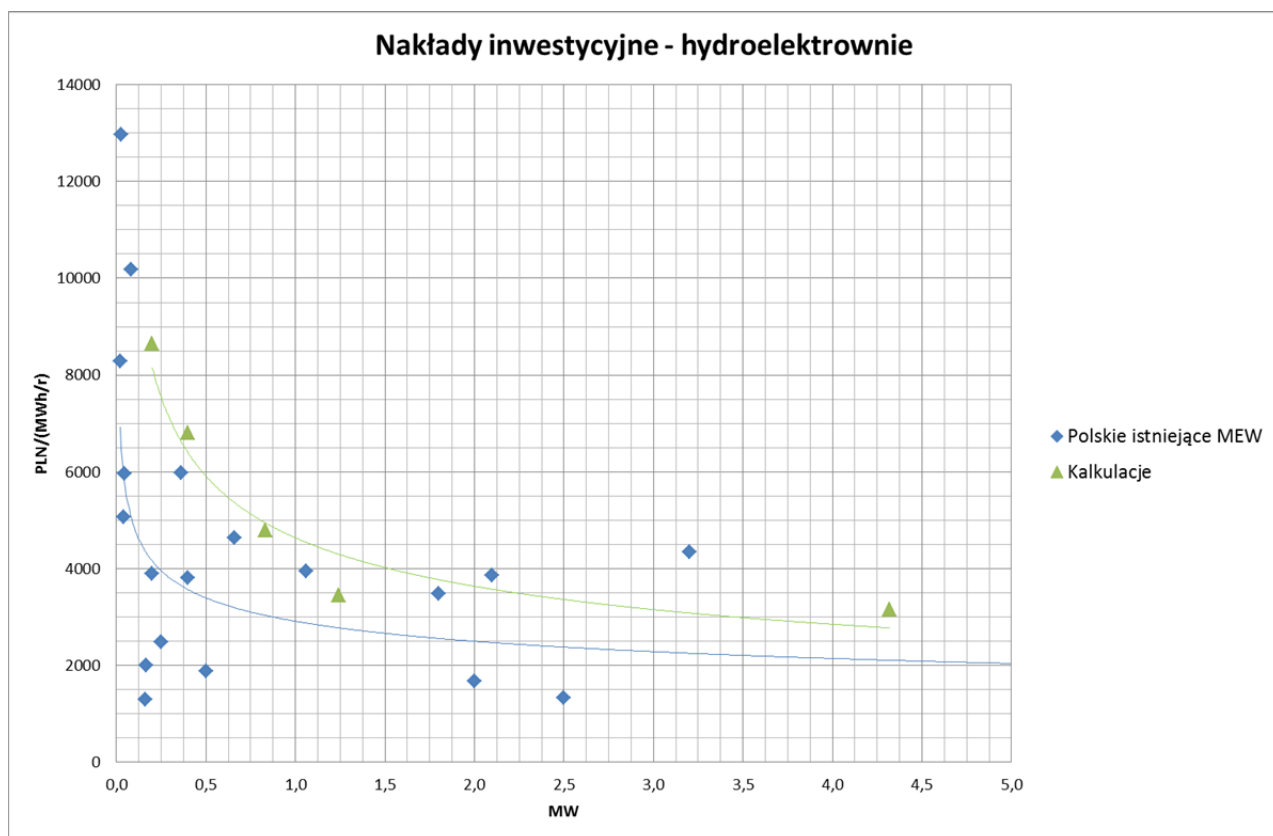


Rysunek 7.12 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną

(źródło: www.mapadotacji.gov.pl, strony internetowe właścicieli MEW)

Analizując wykres widać, że mimo wyraźnego trendu rzeczywiste nakłady inwestycyjne cechuje znaczna różnorodność. Spowodowane to jest faktem, iż nakłady inwestycyjne zależą od znacznej ilości różnorodnych czynników, ciężko więc uzyskać jednoznaczną zależność nie tylko od mocy elektrowni, ale również od spadku i przełyku. Tym niemniej można przyjąć, że dla projektów typu green-field nakłady na maszyny i urządzenia energetyczne stanowią ok. 30% kosztów.

Produktywność analizowanych polskich małych elektrowni wodnych waha się od 2 212 MWh/MW do 5 000 MWh/MW i średnio wynosi 3 922 MWh/MW. Dla takiej średniej rocznej produktywności jednostkowe nakłady inwestycyjne na 1 MWh energii wyprodukowanej przedstawione są na poniższym wykresie:



Rysunek 7.13 Nakłady jednostkowe na produkcję

(źródło: www.mapadotacji.gov.pl, strony internetowe właścicieli MEW)

Analizując wartości otrzymane na wykresie, widoczne jest, że w obszarze elektrowni wodnych o mocy poniżej 0,5 MW zależność jednostkowych nakładów na elektrownie jest znacznie większa niż dla elektrowni o mocy powyżej 0,5 MW i rośnie wraz ze spadkiem mocy instalacji. W związku z powyższym zaproponowano następujące przedziały mocy elektrowni wodnych: większe bądź równe 0,1 MW i mniejsze od 0,5 MW oraz większe bądź równe 0,5 MW i mniejsze od 5 MW. Nie uwzględniono instalacji mniejszych od 0,1 MW, ponieważ przy średniej rocznej produktywności wynoszącej 4000 MWh/MW roczna produkcja wynosi poniżej 400 MWh, czyli wartości minimalnej przyjętej dla tworzonego modelu. Dla powyższych przedziałów otrzymano następujące wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych.

Tabela 7.13 Proponowane przedziały mocy i przypisane im nakłady inwestycyjne

Lp	Zakres mocy MW	Nakłady jednostkowe	
		PLN/MW	PLN/MWh
1	<0,1;0,5)	12 729 544	3 246
2	<0,5;5)	12 333 209	3 145

W tabeli poniżej przedstawiono charakterystykę przykładowych instalacji wodnych w Polsce. Przedstawione elektrownie wodne zostały wybudowane przy istniejących stopniach wodnych, co obniżyło koszty całkowite inwestycji, stąd jednostkowe nakłady inwestycyjne są niższe niż przedstawione w tabeli powyżej.

Tabela 7.14 Instalacje planowane – elektrownie wodne

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Elektrownie wodne		
		MEW Chańcza	MEW Smolice	MEW Łączany
Typ zastosowanej turbiny		Kaplan	Gruszkowa	Kaplan
Ilość jednostek	-	1	2	1
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,16	2,0	2,5
czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	4375	3455	4400
produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	700	6 910	11 000
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	0,810	13,114	13,114
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	5,07	6,56	5,25
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/(MWh/r)	1 158	1 898	1 192
Powierzchnia terenu	m ²	42	220	320
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	262,5	110	128

8. CHARAKTERYSTYKA INSTALACJI PLANOWANYCH – ODNAWIALNE ŹRÓDŁA KOGENERACYJNE

Zgodnie z definicją zawartą w Ustawie Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.) kogeneracja to równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego, natomiast ciepło użytkowe w kogeneracji to ciepło wytwarzane w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na ciepło lub chłód, które gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałyby pozyskane z innych źródeł.

Wytworzone w procesie ciepło może być wykorzystywane na potrzeby ciepłownicze lub na potrzeby technologiczne. Natomiast wygenerowana energia elektryczna może być wykorzystywana na potrzeby własne wytwórcy lub sprzedawana do sieci energetycznych albo innym odbiorcom.

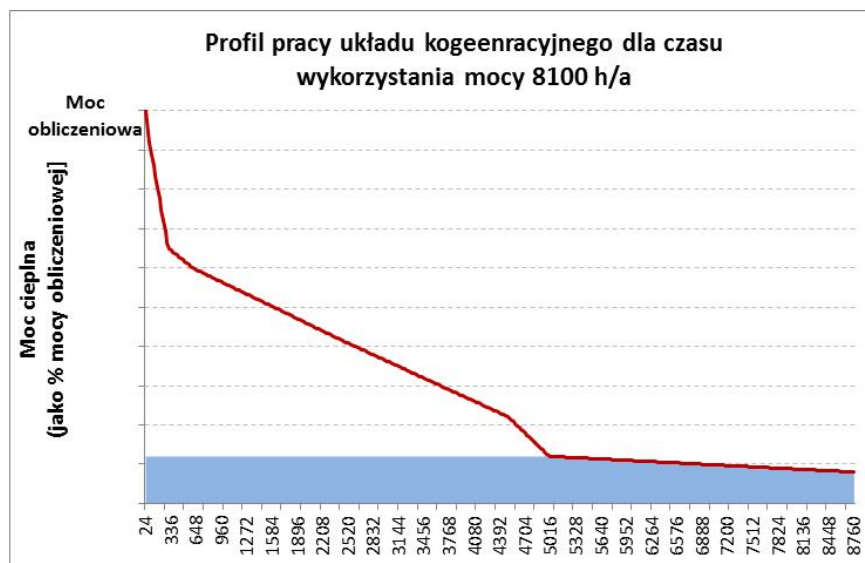
Kogeneracja w 2004 roku została zakwalifikowana przez Komisję Europejską jako jeden z najlepszych sposobów oszczędzania energii pierwotnej oraz redukcji emisji CO₂.

Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w procesie kogeneracji (zwanym również procesem skojarzonym) przekracza 80%, podczas gdy sprawności produkcji energii elektrycznej i ciepła w procesach rozdzielonych w źródłach opalanych biomasą wynoszą odpowiednio do ok.. 38% i 90%.

Dodatkową korzyścią płynącą z wprowadzania skojarzonej gospodarki energetycznej jest ograniczanie strat przesyłowych energii elektrycznej, zwłaszcza w przypadku kogeneracji przemysłowej jak również rozproszonej.

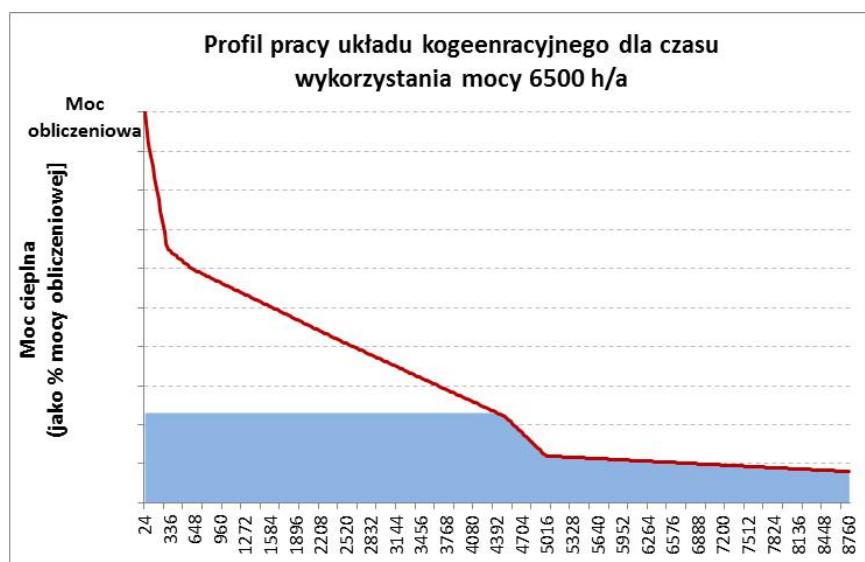
Instalacje do produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji na potrzeby ciepłownicze pracują według krzywej ciepłowniczej specyficznej dla danego systemu ciepłowniczego. Krzywa ta determinuje ilość godzin wykorzystania znamionowej mocy cieplnej. Poniżej przedstawiono typowy (charakterystyczny dla większości systemów ciepłowniczych) uporządkowany wykres zapotrzebowania na ciepło. Zapotrzebowanie na ciepło w komunalnych systemach ciepłowniczych charakteryzuje się zmiennością sezonową – zależy od temperatury zewnętrznej. Wykres przedstawia zapotrzebowanie na moc cieplną systemu ciepłowniczego w funkcji ilości godzin w ciągu roku, w których ta moc jest osiągnięta. Głównymi wielkościami charakteryzującymi taki

system są: moc szczytowa oraz wielkość zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim (z reguły jest to średnio około 10% mocy szczytowej).



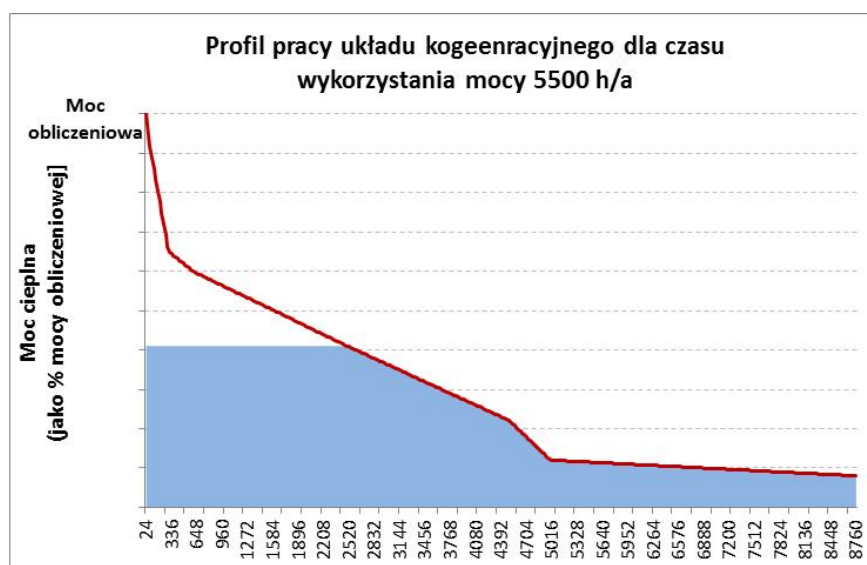
Rysunek 8.1 Profil pracy układów kogeneracyjnych dla czasu wykorzystania mocy 8100 h/r

Kolejna grupa układów kogeneracyjnych to pracujące w systemach ciepłowniczych, w których pokrywają większą część zapotrzebowania na ciepło niż tylko podstawa systemu (więcej niż 10% mocy cieplnej obliczeniowej). Przy założeniu, że moc cieplna kogeneracji wynosi około 25% cieplnej mocy obliczeniowej w danym systemie ciepłowniczym, czas wykorzystania mocy znamionowej cieplnej będzie zawierał się w zakresie 6500-7000 h/a.



Rysunek 8.2 Profil pracy układów kogeneracyjnych dla pokrycia zapotrzebowania letniego

W większych systemach ciepłowniczych mogą pracować układy kogeneracyjne o łącznej mocy elektrycznej rzędu 100-200 MWe. Instalacje te pokrywają większą 40-50% zapotrzebowania na ciepło (mocy obliczeniowej). Przejęto, że moc cieplna kogeneracji wynosi około 40% cieplnej mocy obliczeniowej w danym systemie ciepłowniczym. Dla takich założeń czas wykorzystania mocy znamionowej cieplnej będzie oscylował ok. 5500 h/a.



Rysunek 8.3 Profil pracy układów kogeneracyjnych dla czasu wykorzystania mocy 5000 h/a

Inna sytuacja występuje w przypadku ciepła dla celów przemysłowych (technologicznego). Istotnym problemem przy oszacowaniu, jaka jego część może być uznana za potencjał dla kogeneracji, jest zmienność zapotrzebowania w czasie. W przypadku ciepła grzewczego i c.w.u. wykres uporządkowany ma bardzo podobny przebieg dla poszczególnych wytwórców, to dla ciepła przemysłowego zróżnicowanie między różnymi branżami i technologiami jest bardzo duże.

W oparciu o powyższą analizę można stwierdzić że, czas wykorzystania mocy cieplnej jednostek kogeneracyjnych uzależniony jest od profilu pracy elektrociepłowni.

Dla układów kogeneracyjnych pracujących w podstawie ciepłowniczej systemów zwymiarowanych wielkością zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim czas wykorzystania mocy będzie najdłuższy. Czas pracy takiego układu będzie zależeć od wskaźnika dyspozycyjności w danym roku.

Najkrótszy czas wykorzystania mocy będą osiągać jednostki pracujące wyłącznie na potrzeby grzewcze w okresie zimowym i przejściowym. Średni czas wykorzystania takiego układu (dla przypadku przedstawionego powyżej) wyniesie ok. 4500-4700 h.

Niezależnie od powyższego można wydłużyć czas wykorzystania mocy układu kogeneracyjnego poprzez zastosowanie turbozespołu ciepłowniczo-kondensacyjnego. Dzięki członowi kondensacyjnemu blok może pracować z pełną mocą również w okresie niskiego zapotrzebowania na ciepło (np. w okresie letnim).

8.1 Biomasa

Źródła kogeneracyjne wykorzystujące biomasę charakteryzują się szerokim wachlarzem rozwiązań technicznych w zależności od wielu czynników, w tym m.in.:

- profilu zapotrzebowania na ciepło,
- sposobu wykorzystania ciepła: ciepło na potrzeby grzewcze (c.o. i c.w.u.), produkcja chłodu, ciepło na potrzeby technologiczne,
- rodzaju nośnika ciepła: ciepła woda użytkowa, para technologiczna;
- rodzaju zastosowanej biomasy, co wpływa na rodzaj technologii spalania: technologie, rusztowe, fluidalne, pyłowe; zastosowanie UKS (układ kondensacji spalin);

- rodzaju czynnika roboczego: para wodna (tradycyjny obieg Rankine'a), olej termalny (tzw. ORC – Organic Rankine Cycle),
- konfiguracja bloku w tym rodzaju zastosowanego turbozespołu: blok z turbiną przeciwprężną, ciepłowniczą, ciepłowniczo-kondensacyjną; blok z akumulatorem ciepła lub bez,
- rozwiązania gospodarek pomocniczych,
- inne.

W zależności od powyższych czynników źródła będą posiadać różne charakterystyki pracy wpływające na sposób i czas wykorzystania mocy szczytowej elektrycznej i cieplnej. Przykłady profili pracy dla typowych jednostek pracujących na potrzeby systemów ciepłowniczych i potrzeby technologiczne i ich wpływ na czas wykorzystania mocy cieplnej przedstawiono powyżej.

W celu oszacowania nakładów na planowane źródła kogeneracyjne wykorzystujące biomasę przyjęto następujący podział w zależności od mocy zainstalowanej elektrycznej bloku, co koresponduje ze zmianą wysokości nakładów jednostkowych w zależności od wielkości instalacji:

- do 5 MWe,
- powyżej 5 MW do 20 MWe,
- powyżej 20 MWe.

Jako reprezentatywne dla źródeł do 5 MWe przyjęto blok ORC z kotłem opalany biomasą. Analizę przygotowano dla niezlokalizowanego bloku kogeneracyjnego przy założeniu lokalizacji „green-field”. Przyjęto, że blok będzie produkował energię elektryczną i ciepło na potrzeby własne pobliskiego zakładu przemysłowego i opalany poprodukcyjnymi odpadami drzewnymi.

W przypadku jednostek 5 MW do 20 MWe oraz powyżej 20 MWe jako reprezentatywne przyjęto bloki wyposażone w turbozespoły upustowo-kondensacyjne. Jednostki będą pracować na potrzeby systemów ciepłowniczych z czasem wykorzystania mocy nominalnej ok. 7000 h.

Analizę przeprowadzono w oparciu o źródła opalane różnymi rodzajami biomasy. Biomasa ma istotny wpływ na rodzaj zastosowanych rozwiązań ale również na wielkość bloku i gospodarek pomocniczych (niektóre czynniki wyjaśniono w pkt. 6.2). Przykładowo, źródła o podobnej mocy opalane zrębkami i peletami, w przypadku tych pierwszych będą charakteryzować się gospodarkami paliwowymi o znacznie większych wydajnościach i retencjach oraz kotłami o większym rozmiarach. Istotny wpływ ma również skład chemiczny. Przykładem mogą być źródła opalane słomą, które z uwagi na podwyższoną zawartość chloru w słomie w porównaniu do biomasy leśnej wymagają zastosowania rozwiązań specjalnych w kotłach oraz materiałów o wyższej odporności na korozję wysokotemperaturową, co wpływa na wyższe nakłady.

Przyjęcie do analizy źródeł opalanych różnymi paliwami oraz z różnymi rozwiązaniami technicznymi (np. rodzaj układu chłodzenia – chłodnia wentylatorowa, suchy kondensator) powoduje, że nakłady całkowite i jednostkowe dla źródeł o podobnej mocy mogą się istotnie różnić, nie mniej jednak powyższe podejście pozwala na wyliczenie nakładów uśrednionych odzwierciedlających różne jednostki biomasowe z danego przedziału mocy.

Na potrzeby określenia nakładów inwestycyjnych na bloki kogeneracyjne o mocy do 5 MWe przeanalizowano inwestycje o podobnych parametrach, zrealizowane w Polsce, dofinansowane ze środków Unii Europejskiej. Informacje o nakładach pozyskano m.in. ze strony <http://www.mapadotacji.gov.pl>. Przedstawione na stronie internetowej mapy dotacji wartości projektów pomniejszono o wartość podatku VAT i indeksowano inflacją za lata poprzednie do

poziomu 2015 r. W celu oszacowania nakładów na bloki ORC przeanalizowano m.in. instalacje wymienione poniżej.

Tabela 8.4 Przykłady bloków ORC w Polsce

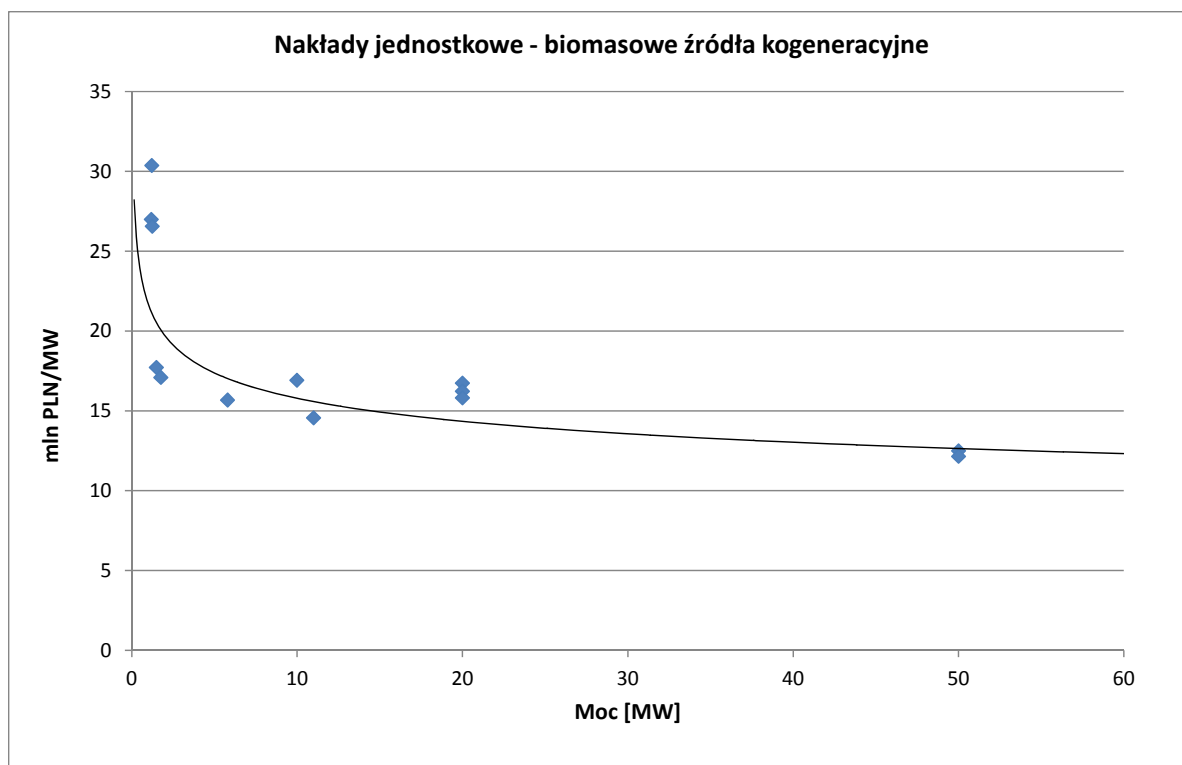
Przedsięwzięcie	Moc elektryczna brutto [MWe]	Moc cieplna [MWt]	Źródło
Budowa elektrociepłowni wysokosprawnej kogeneracji na biomasę w Arłamowie	1,2	5,6	Nakłady: www.mapadotacji.gov.pl Informacje techniczne: http://www.arlamow.pl
Budowa elektrociepłowni opalanej biomasą jako podstawowego źródła ciepła w systemie ciepłowniczym miasta Łęborka.	1,25	5	Nakłady: http://www.lebork.pl Informacje techniczne: http://www.lebork.pl
Blok kogeneracyjny o mocy cieplnej 6,8 MW i mocy elektrycznej 1,225 MW opalany biomasą w Ciepłowni Łężańska w Krośnie	1,225	5,35	Nakłady: www.mapadotacji.gov.pl Informacje techniczne: www.ekrosno.pl
Blok kogeneracyjny ORC w Ostrowie Wielkopolskim	1,5	7,2	Nakłady: http://portalkomunalny.pl Informacje techniczne: http://www.polytechnik.com.pl
Kogeneracja prądu i ciepła z biomasy oparta na bloku ORC „Tartak Olczyk” w Świdnie	1,77	7,95	Nakłady: http://www.echodnia.eu Informacje techniczne: http://www.polytechnik.com.pl

Nakłady na bloki 5-20 MWe oraz powyżej 20 MWe oszacowano w oparciu o analizy własne Ramboll Polska, na podstawie wiedzy własnej konsultanta, z wykorzystaniem informacji od producentów i użytkowników, oferty budżetowe i cenniki.

Opracowano nakłady na 7 bloków kogeneracyjnych ciepłowniczo-kondensacyjnych opalanych paliwami odnawialnymi biomasowymi, tj.:

1. Blok z turbiną ciepłowniczą z kotłem rusztowym, opalany zrębkami drzewnymi, moc elektryczna 5,8 MWe, 16,5 MWt;
2. Blok biomasowy rusztowy na zrębki drzewne i pelety o mocy 10 MWe, 19 MWt,
3. Blok biomasowy na pelety o mocy 11 MWe, 20 MWt.
4. Blok biomasowy rusztowy na słomę o mocy 20 MWe, 34 MWt,
5. Blok biomasowy rusztowy na pelety agro i zrębki drzewne o mocy 20 MWe, 34 MWt
6. Blok biomasowy z kotłem z rusztem wibracyjnym - słoma w formie bel wielkogabarytowych - zrębki drzewne jako paliwo uzupełniające o mocy 50 MWe, 70 MWt
7. Blok biomasowy z kotłem fluidalnym – zrębki + UKS o mocy 50 MWe, 70 MWt.

Analizę przygotowano dla przykładowego bloku „green-field”. W nakładach uwzględniono wszystkie koszty dla kontraktu EPC wraz z kosztami inwestora. Uwzględniono nakłady na wszystkie instalacje wraz z budynkami, wyprowadzeniem mocy i ciepła, infrastrukturą drogową i przyłączami, bez zabudowy kotłowni szczytowo-rezerwowej. Nakłady na bloki kogeneracyjne przedstawiono na poniższym wykresie.



Rysunek 8.5 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną w odnawialnych źródłach kogeneracyjnych

Parametry przykładowych jednostek z zakresu mocy przyjętego do analiz przedstawiono w poniższej tabeli. Na potrzeby sporządzenia bilansu przyjęto następujące czasy wykorzystania mocy szczytowej:

- Blok ORC do 5 MW: WMTe¹⁵ – 8000 h; WMTc¹⁶ – 8000 h;
- Blok c-k 11 MWe/20 MWt: WMTe – 7500 h; WMTc – 7000 h;
- Blok c-k 50 MWe/70 MWt: WMTe – 6500 h; WMTc – 5500 h.

Powierzchnie zabudowy podano dla całego bloku obejmującą budynki, gospodarkę biomasową, układ drogowy i całą niezbędną infrastrukturę na terenie elektrociepłowni.

¹⁵ WMTe – wydajność maksymalna trwała elektryczna

¹⁶ WMTc – wydajność maksymalna trwała cieplna

Tabela 8.6 Instalacje planowane – kogeneracja biomasowa

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Kogeneracja biomasowa		
		ORC***	Ciepłowniczo-kondensacyjny	Ciepłowniczo-kondensacyjny
Typ bloku				
Ilość jednostek	-	1	1	1
Moc nominalna bloku brutto*	MWe	1,3	11	50
Moc ciepłownicza**	MWt	5,3	20	70
Maksymalna moc w paliwie	MW	7,6	36,7	130,6
Sprawność elektryczna brutto w punkcie nominalnym*	%	17,3%	30,0%	38,2%
Sprawność cieplna maksymalna bloku - przy max. Produkcji ciepła	%	70,0%	77,20%	81,8%
Typ chłodzenia		-	Chłodnia wentylatorowa mokra	kondensator suchy
P/Q	-	0,25	0,55	0,71
Czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	8000	7500	6500
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	6500	5500
produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	10536	82500	325000
Produkcja roczna ciepła	TJ	154	468	1386
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	34,6	161	608
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MWe	26,6	14,6	12,2
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MWt	6,5	8,1	8,7
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh/rok	3284,0	1951,5	1870,8
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	tys. PLN/GJ	224,7	344,0	438,7
Powierzchnia terenu	m2	5000	16000	50000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	3800	1455	1000

*przy 100% kondensacji,

**przy maksymalnej produkcji ciepła,

*** parametry przyjęto dla bloku TURBODEN 14 CHP (źródło: <http://www.turboden.eu/>)

8.2 Biogaz

8.2.1 Biogaz rolniczy

W Polsce obecnie istnieje 71 biogazowni rolniczych, o łącznej mocy zainstalowanej 85,9 MW (zgodnie z Rejestrem wytwórców biogazu rolniczego na dzień 7.01.2016 r. prowadzonym przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego). Maksymalna moc zainstalowana instalacji wynosi 2,4 MWe, minimalna 0,09 MWe. Wszystkie zarejestrowane biogazownie rolnicze to instalacje kogeneracyjne.

Czas eksploatacji biogazowni rolniczej wynosi około 20-30 lat (*Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie, 2009 r.*, Mazowiecka Agencja Energetyczna, *Budowa biogazowni utylizacyjno-rolniczej o mocy 0,5 MWe w miejscowości Dyniska Nowe, 2012*, Instytut OZE).

Podstawowo biogazownia składa się z następujących układów:

1. Układ obróbki wstępnej materiału wsadowego – magazynowanie, rozdrabnianie, higienizacja i mieszanie substratów oraz dozowanie substratów do komory fermentacyjnej,
2. Komora fermentacyjna – prowadzenie procesu fermentacji
3. Magazyn biogazu
4. Układ oczyszczania biogazu
5. Układ kogeneracyjny

6. Układ przeróbki masy pofermentacyjnej

W zależności od rozwiązań technologicznych rozróżnia się następujące warianty biogazowni:

1. Temperatura procesu fermentacji:

- Fermentacja mezofilowa – 32÷38°C - najczęściej stosowana
- Fermentacja termofilowa – 52÷55°C.

2. Liczba etapów procesu technologicznego:

- Jednoetapowy - najczęściej stosowana
- Dwuetapowy (odpady tłuszczowe)
- Wieloetapowy (substancje trudnorozkładalne)

3. Tryb załadunku wsadu

- Nieciągły (przy fermentacji suchej)
- Quasi-ciągły
- Ciągły - najczęściej stosowany

4. Zawartość suchej masy w substratach

- Fermentacja mokra (do 12% suchej masy w fermentowanym substracie) - najczęściej stosowana
- Fermentacja sucha (powyżej 12% s.m.).

Powierzchnia terenu dla biogazowni rolniczej (na podstawie informacji zawartych w Raportach oddziaływania inwestycji na środowisko dla biogazowni rolniczych):

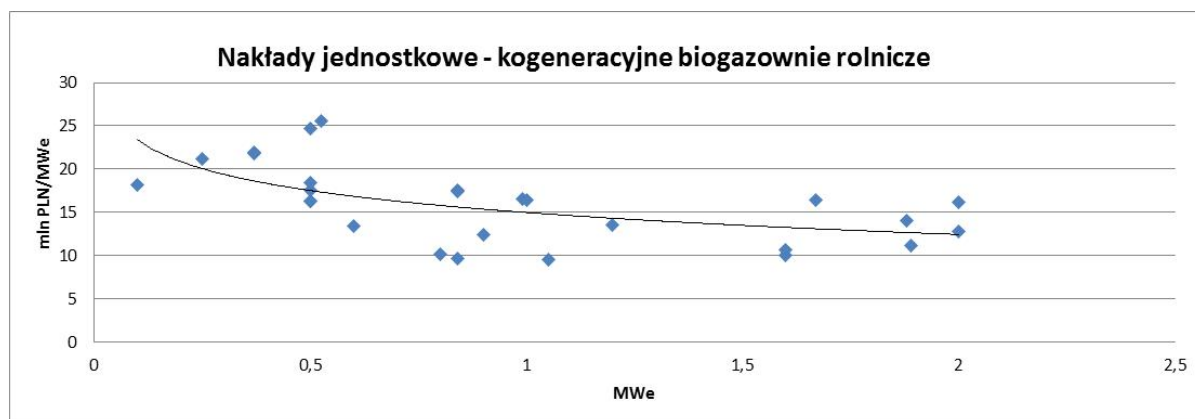
1. około 0,5 MWe – 2 ha,
2. o mocy 1 MWe- około 3 ha,
3. o mocy około 2 MWe - około 4 ha.

Czas wykorzystania mocy biogazowni wynosi 7300-8300 h/a, średnio przyjmuje się 8000 h/rok (*Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, 2011 r., Instytut Energetyki Odnawialnej; *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, 2009 r., Mazowiecka Agencja Energetyczna).

Na potrzeby pracy przeanalizowano nakłady inwestycyjne na biogazownie na podstawie danych dotyczących dotacji dla biogazowni rolniczych w Polsce:

1. *Rynek biogazowni rolniczych w Polsce, 2012 r, Bioalians,*
2. *Lista rankingowa przedsięwzięć wstępnie zakwalifikowanych do dofinansowania w ramach II konkursu programu priorytetowego „System zielonych inwestycji dla 2013 r*
3. Nakłady inwestycyjne na biogazownie rolnicze - <http://www.mapadotacji.gov.pl/>

Na poniższym rysunku przedstawiono nakłady inwestycyjne na biogazownie rolnicze



Rysunek 8.1 Nakłady jednostkowe na kogeneracyjne biogazownie rolnicze

Na podstawie analizy nakładów na biogazownie – linii trendu dla nakładów jednostkowych biogazowni oraz podziału biogazowni przyjmowanego w opracowaniach branżowych – proponuje się przyjąć następujący podział na grupy w zależności od mocy zainstalowanej:

- <math><50 \div 500)</math>kWe – wymagana powierzchnia pod biogazownię 4000 m²/100kW,
- <math><500 \div 1000)</math>kWe – wymagana powierzchnia pod biogazownię 3000 m²/100kW,
- ≥ 1000 kWe – wymagana powierzchnia pod biogazownię 2000 m²/100kW.

Przyjęto, że na potrzeby technologiczne pobierane jest około 25% ciepła wyprodukowanego w układzie kogeneracji.

W tabeli poniżej przedstawiono charakterystykę wybranych inwestycji przykładowych dla każdego przedziału mocowego.

Tabela 8.7 Instalacje planowane – biogaz rolniczy

Wariant inwestycyjny	Jednostka	EC na biogaz rolniczy [kWe]		
		<math><50 \div 500)</math>	<math><500 \div 1000)</math>	≥ 1000
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,37	0,84	1,89
Moc ciepłownicza	MWt	0,44	0,95	2,03
czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	8000	8000	8000
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	8000	8000
produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	2960	6720	15120
Produkcja roczna ciepła	TJ	12,6	27,2	58,4
Ciepło na potrzeby technologiczne	TJ	3,1	6,8	14,6
Ciepło do wykorzystania (netto)	TJ	9,4	20,4	43,8
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	8,0	14,6	28,8
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MWt	18,4	15,5	14,2
Jednostkowe nakłady inwestycyjne na produkcję netto	PLN/GJ/r	854	716	657
Powierzchnia terenu	m2	14800	24000	37800
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	40000	30000	20000

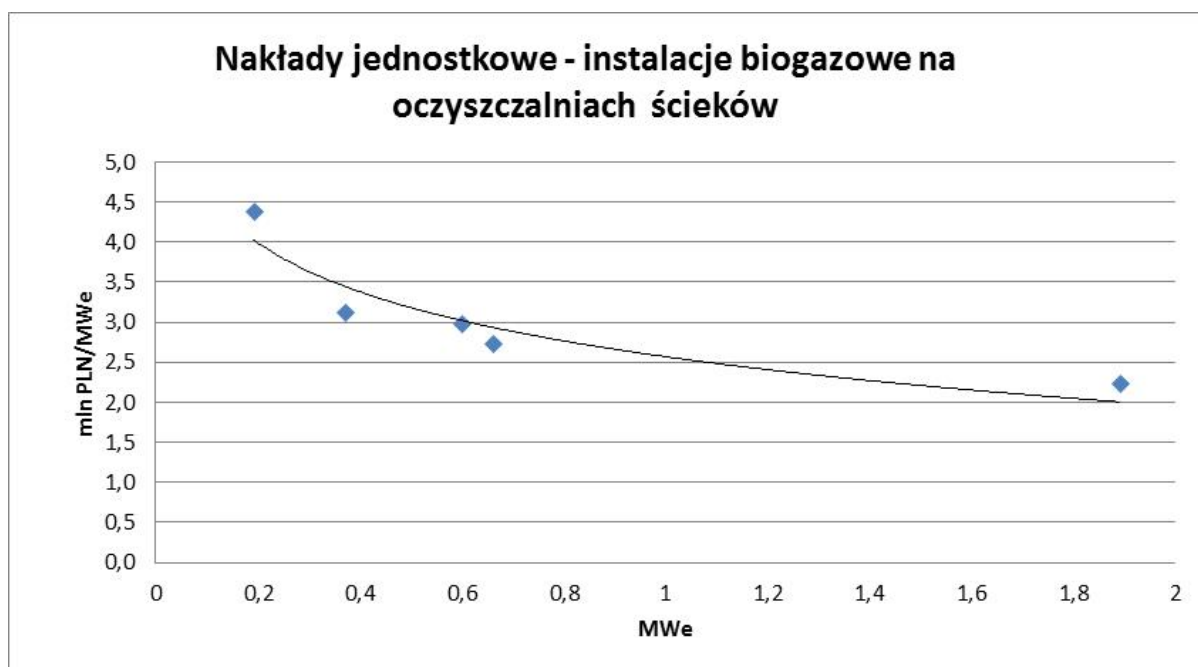
8.2.2 Biogaz z oczyszczalni ścieków

Biogaz w oczyszczalniach ścieków powstaje podczas fermentacji osadu ściekowego w wydzielonych komorach fermentacyjnych (WKF), zwanych również zamkniętymi komorami

fermentacyjnymi (ZKF). W Polsce według danych za 2015 r. istniało 99 biogazowni o łącznej mocy 59,5 MW zainstalowanych w oczyszczalniach ścieków *Biogazownie przy oczyszczalniach ścieków*, luty 2016 Rynek biogazu).

W przypadku biogazu z oczyszczalni ścieków stosuje się zasilanie jednostek kogeneracyjnych produkujących jednocześnie energię elektryczną i ciepłą. Energia ciepła wykorzystywana jest do podgrzewania wydzielonych komór fermentacyjnych (WKF), a energia elektryczna sprzedawana do sieci energetycznej. Poniżej przeanalizowano nakłady inwestycyjne na realizację układów kogeneracyjnych zasilanych biogazem z oczyszczalni ścieków. Nakłady przyjęto na podstawie materiałów informacyjnych dostawców układów kogeneracyjnych.

Na poniższym rysunku przedstawiono nakłady inwestycyjne na biogazownie zasilane biogazem z oczyszczalni ścieków. Nakłady uwzględniają realizację układu kogeneracyjnego, nie uwzględniają budowy komory fermentacyjnej (istniała już na terenie analizowanych oczyszczalni).



Rysunek 8.2 Nakłady jednostkowe na moc zainstalowaną -instalacje biogazowe w oczyszczalniach ścieków

Na podstawie analizy nakładów na biogazownie - linii trendu dla nakładów jednostkowych biogazowni oraz podziału biogazowni przyjmowanego w opracowaniach branżowych – proponuje się przyjąć następujący podział na grupy w zależności od mocy zainstalowanej.

- <math> < 50 \div 200 </math>) kWe,
- <math> < 200 \div 500 </math>) kWe,
- ≥ 500 kWe

W tabeli poniżej przedstawiono charakterystykę wybranych inwestycji przykładowych dla każdego przedziału mocowego.

Tabela 8.8 Instalacje planowane – biogaz z oczyszczalni ścieków

Wariant inwestycyjny	Jednostka	EC na biogaz oczyszczalni [kWe]		
		<50÷200)	<200÷500)	≥500
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,19	0,37	0,60
Moc cieplownicza	MWt	0,24	0,44	0,68
Maksymalna moc w paliwie	MW	0,5	0,9	1,5
Sprawność elektryczna brutto w punkcie nominalnym	%	38%	39%	40%
Sprawność cieplna maksymalna	%	47%	46%	45%
czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	8000	8000	8000
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	8000	8000
Produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	1536	2960	4800
Produkcja roczna ciepła - technologicznego	TJ	6,8	12,6	19,4
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	0,841	1,156	1,780
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MWt	3,5	2,6	2,6
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ/r	123,7	91,7	91,8
Powierzchnia terenu	m2	600	700	1000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	3125	1892	1667

9. CHARAKTERYSTYKA INSTALACJI PLANOWANYCH – WYSOKOSPRAWNA KOGENERACJA

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne (Dz. U.. 1997 Nr 54 poz. 348):

wysokosprawna kogeneracja – wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

a) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego

lub

b) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego;

Wskaźnik PES¹⁷ zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 10 grudnia 2014 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2014 poz. 1940) wylicza się ze wzoru:

¹⁷ PES - Primary Energy Savings, wskaźnik wskazujący na oszczędności w energii pierwotnej

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{qc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{qe}}{\eta_{refe}}} \right] * 100\%$$

Gdzie:

η_{qc} – sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji w [%],

η_{refc} – referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła w [%],

η_{qe} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji w [%],

η_{refe} – referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej w [%]

Zgodnie z ww. Rozporządzeniem ciepło użytkowe w kogeneracji to ciepło przeznaczone do ogrzewania budynków i ciepłej wody użytkowej, ciepło do przemysłowych procesów technologicznych oraz ciepło dla obiektów wykorzystywanych do produkcji rolnej, roślinnej lub zwierzęcej oraz do wytwarzania chłodu w powyższych przypadkach.

9.1 Biomasa

Jak widać w definicji na wstępie, wskaźnik PES zależy od rzeczywistej sprawności wytwarzania ciepła użytkowego i energii elektrycznej kogeneracji oraz sprawności referencyjnych dla wytwarzania rozdzielonego, które zgodnie z powyższym rozporządzeniem w zależności od rodzaju spalanego paliwa biomasowego wynoszą jak w tabeli poniżej.

Tabela 9.1 Sprawności referencyjne

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji	η_{refe}	η_{refc}	
		Para technologiczna/ gorąca woda grzewcza	Bezpośrednie wykorzystanie gazów spalinowych
Drewno opałowe oraz odpady drzewne	33%	86%	78%
Biomasa pochodzenia rolniczego	25%	80%	72%

W oparciu o przedstawione powyżej zależności obliczono PES dla jednostek kogeneracyjnych rozpatrywanych w punkcie 8.1 przedstawiającym charakterystykę źródeł kogeneracyjnych. Dla bloków ciepłowniczo-kondensacyjnych przedstawiono PES maksymalny przy założeniu maksymalnej produkcji ciepła. Do obliczeń przyjęto sprawności referencyjne jak dla bloków opalanych drewnem opałowym oraz odpadami drzewnymi. Wyniki obliczeń przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 9.2 PES maksymalny dla źródeł biomasowych

Typ bloku	Jednostka	EC biomasowe		
		ORC	Ciepłowniczo-kondensacyjny	Ciepłowniczo-kondensacyjny
Moc nominalna bloku brutto (100% kondensacji)	MWe	1,3	11	50
Maksymalna moc ciepłownicza	MWt	5,3	20	70
Sprawność elektryczna (η_{qe}) - przy maksymalnej mocy cieplnej	%	17,3%	23,0%	28,2%
Sprawność elektryczna referencyjna (η_{refe})	%	33,0%	33,0%	33,0%
Sprawność dla wytwarzania ciepła (η_{qc}) - przy max. produkcji ciepła	%	70,0%	54,20%	53,6%
Sprawność dla wytwarzania ciepła referencyjna (η_{refc})	%	86,0%	86,0%	86,0%
PES (max Q)	%	25%	25%	32%
PES (50% Q)	%	-	11%	24%

Jak widać w tabeli powyżej dla wszystkich rozpatrywanych w punkcie 8.1 jednostek PES wynosi powyżej 10% co oznacza, że jednostki mogą generować energię elektryczną i ciepło w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Należy jednocześnie zaznaczyć, że wartość współczynnika PES dla jednostek ciepłowniczo-kondensacyjnych będzie spadać wraz ze spadkiem generacji ciepła i wzrostem produkcji energii elektrycznej w kondensacji. Niemniej jednak w obu przypadkach (bloki 11 MWe i 50 MWe), przy założeniu generacji ok. 50% mocy cieplnej PES przekracza 10%, co oznacza spełnienie kryterium wysokosprawnej kogeneracji. Oznacza to, że wysokość PES w przypadku bloków ciepłowniczo-kondensacyjnych przedstawionych w punkcie 8.1 raportu będzie zależeć od trybu pracy, natomiast proces wytwarzania w kogeneracji i wysokosprawnej kogeneracji będzie realizowany w tych samych jednostkach.

Zatem charakterystyka pracy, jak i poziom nakładów na nowe jednostki produkujące w wysokosprawnej kogeneracji, będą analogiczne jak dla jednostek kogeneracyjnych przedstawionych w punkcie 8.1.

9.2 Biogaz

Dla biogazowni rolniczych część wyprodukowanego ciepła (około 25%) będzie wykorzystywana na potrzeby technologiczne biogazowni – podgrzanie komór fermentacyjnych. Ciepło to jest klasyfikowane zgodnie z przywołanym na początku niniejszego rozdziału Rozporządzeniem, jako ciepło użytkowe do przemysłowych procesów technologicznych. Pozostała nadwyżka ciepła będzie mogła być przeznaczona do ogrzewania budynków i ciepłej wody użytkowej lub jako ciepło dla obiektów wykorzystywanych do produkcji rolnej, roślinnej lub zwierzęcej. W przypadku biogazowni wykorzystujących biogaz z oczyszczalni ścieków, część ciepła będzie wykorzystywana do podgrzewu komory fermentacyjnej, a nadwyżka ciepła będzie mogła być przeznaczona do ogrzewania budynków i ciepłej wody użytkowej.

W poniższej tabeli przedstawiono obliczenia współczynnika PES.

Tabela 9.3 Obliczenia współczynnika PES dla biogazowni

Wyszczególnienie	Biogaz rolniczy [kWe]			Biogaz z oczyszczalni ścieków [kWe]		
	<200÷500)	<500÷1000)	≥1000	<50÷200)	<200÷500)	≥500
η_{qc}	46%	45%	44%	47%	46%	45%
η_{qe}	39%	40%	41%	38%	39%	40%
η_{refc}	70%	70%	70%	70%	70%	70%
η_{refe}	43%	43%	43%	43%	43%	43%
PES	36%	37%	37%	36%	36%	37%

Przyjmując powyższe założenia, tzn. że całe wyprodukowane ciepło w kogeneracji będzie wykorzystywane jako ciepło użytkowe, układy kogeneracyjne wykorzystujące biogaz rolniczy oraz biogaz z oczyszczalni ścieków (opisane w pkt. 8.2.1 oraz 8.2.2) będą charakteryzować się współczynnikiem PES powyżej 10%, będą więc układami wysokosprawnej kogeneracji. Nakłady inwestycyjne na wysokosprawną kogenerację dla biogazowni rolniczych i dla biogazu z oczyszczalni ścieków będą takie same jak przyjęto w pkt. 8.2.1 oraz 8.2.2). Powtórzono je w tabelach poniżej.

Tabela 9.4 Instalacje planowane – biogaz rolniczy

Wariant inwestycyjny	Jednostka	EC na biogaz rolniczy [kWe]		
		<50÷500)	<500÷1000)	≥1000
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,37	0,84	1,89
Moc cieplownicza	MWt	0,44	0,95	2,03
Czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	8000	8000	8000
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	8000	8000
Produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	2960	6720	15120
Produkcja roczna ciepła	TJ	12,6	27,2	58,4
Ciepło na potrzeby technologiczne	TJ	3,1	6,8	14,6
Ciepło do wykorzystania (netto)	TJ	9,4	20,4	43,8
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	8,0	14,6	28,8
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MWt	18,4	15,5	14,2
Jednostkowe nakłady inwestycyjne na produkcję netto	PLN/GJ/r	854	716	657
Powierzchnia terenu	m2	14800	19800	37800
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	40000	30000	20000

Tabela 9.5 Instalacje planowane – biogaz z oczyszczalni ścieków

Wariant inwestycyjny	Jednostka	EC na biogaz oczyszczalni [kWe]		
		<50÷200)	<200÷500)	≥00
Moc nominalna instalacji brutto	MWe	0,19	0,37	0,60
Moc cieplownicza	MWt	0,24	0,44	0,68
Czas wykorzystania mocy elektrycznej	h	8000	8000	8000
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	8000	8000
Produkcja roczna energii elektrycznej	MWh	1536	2960	4800
Produkcja roczna ciepła - technologicznego	TJ	6,8	12,6	19,4
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	0,841	1,156	1,78
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mln PLN/MWt	3,5	2,6	2,6
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ/r	123,7	91,7	91,8
Powierzchnia terenu	m ²	600	700	1000
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	3125	1892	1667

9.3 Paliwa kopalne

W przypadku paliw kopalnych wykorzystywanych w kogeneracji można wyróżnić m.in. węgiel kamienny, olej opałowy (ciężki, lekki), olej napędowy i gaz ziemny.

W źródłach kogeneracyjnych jako paliwa w kotłach parowych są stosowane węgiel i olej opałowy (w Polsce praktycznie niewykorzystywany), natomiast jako paliwo dla jednostek wyposażonych w silniki o zapłonie samoczynnym (silniki Diesla) wykorzystywany jest olej napędowy lub oleje opałowe.

Technologie wysokosprawnej kogeneracji wykorzystujące paliwa kopalne kwalifikują się do otrzymania pomocy publicznej ze środków unijnych w zakresie mocy do 20 MW w paliwie. To ograniczenie wynika z rozporządzenia parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1300/2013 z dnia 17.12.2013 r. w sprawie Funduszu Spójności i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1084/2006, zgodnie z którym nie można finansować z Funduszu Spójności instalacji podlegających pod system ETS. Dyrektywą ETS (2003/87/WE ze zm.) objęte są instalacje na paliwa kopalne powyżej 20 MW (w paliwie).

9.3.1 Wysokosprawna kogeneracja węglowa

Węglowe jednostki kogeneracyjne o mocy w paliwie do 20 MWt nie mają szerokiego zastosowania. Turbozespoły parowe o tym zakresie mocy stosowane są raczej w zakładach przemysłowych, gdzie najczęściej wykorzystują odpadową parę wodną lub zastępują wcześniejsze stacje redukcyjne. Turbozespoły parowe małych mocy (do ok. 5÷6 MWe) również w energetyce zawodowej czy ciepłownictwie z reguły nie pracują w układzie blokowym, lecz zabudowane są w elektrociepłowniach, w których występuje układ kolektorowy.

Źródła kogeneracyjne wykorzystujące węgiel mogą charakteryzować się, podobnie jak w przypadku opisanych wcześniej bloków biomasowych, różnorodnością rozwiązań technicznych zależnych od m.in.:

- profilu zapotrzebowania na ciepło,

- sposobu wykorzystania ciepła: ciepło na potrzeby grzewcze (c.o. i c.w.u.), ciepło na potrzeby technologiczne,
- rodzaju nośnika ciepła: ciepła woda użytkowa, para technologiczna;
- konfiguracja bloku w tym rodzaju zastosowanego turbozespołu: blok z turbiną przeciwprężną, ciepłowniczą, ciepłowniczo-kondensacyjną; blok z akumulatorem ciepła lub bez,
- rozwiązania gospodarek pomocniczych.

W zależności od powyższych czynników źródła będą posiadać różne charakterystyki pracy wpływające na sposób i czas wykorzystania mocy szczytowej elektrycznej i cieplnej. Dyskusja dotycząca profili pracy dla jednostek pracujących na potrzeby systemów ciepłowniczych i potrzeby technologiczne jest podobna, jak to opisano dla bloków biomasowych.

Jako reprezentatywny przykład węglowego układu kogeneracyjnego można uznać blok z turbiną przeciwprężną o mocy elektrycznej znamionowej 4 MWe i cieplnej około 14 MWt. Przyjęto, że nakłady dotyczą przykładowego bloku kogeneracyjnego przy założeniu lokalizacji „green-field”. Przyjęto także, że blok będzie produkował energię elektryczną i ciepło w wodzie grzewczej na potrzeby systemu ciepłowniczego. Blok jest wyposażony w chłodnie wentylatorowe pozwalające na pracę układu w okresie niskiego zapotrzebowania na ciepło (okres pozagrzewczy).

Tabela 9.6 Instalacje planowane – wysokosprawna kogeneracja węglowa

Wariant inwestycyjny	Jednostka	Blok węglowy kogeneracyjny
Typ bloku		ciepłowniczy
Ilość jednostek	-	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	4,1
Moc nominalna bloku netto	MWe	3,6
Moc ciepłownicza bloku	MWt	13,3
Maksymalna moc w paliwie	MW	19,8
Sprawność elektryczna brutto	%	20,9%
Sprawność elektryczna netto	%	18,2%
Sprawność cieplna maksymalna	%	88,0%
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	7500
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	7000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	27,0
Produkcja roczna ciepła	TJ	334,7
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	70,0
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	16,9
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh/rok	2592,6
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ/rok	209,1
Powierzchnia terenu	m ²	3 500
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	845

9.3.2 Wysokosprawna kogeneracja opalana olejem

Układy wykorzystujące silniki zasilane olejem napędowym z reguły występują jako jednostki małe (kilka – kilkadziesiąt kWe) i wykorzystywane są jako źródło awaryjnego zasilania dla firm i obiektów użyteczności publicznej.

Większe obiekty (>1MWe) mogą wykorzystywać również oleje opałowe (zarówno ciężki –*Heavy Fuel Oil*, *HFO*, jak i lekki –*Light Fuel Oil*, *LFO*). Jednostki te również wykorzystywane są raczej

jako elektrownie, rzadziej występują jako układy kogeneracyjne. Najczęściej realizowane są w zabudowie kontenerowej. Schemat technologiczny, wyposażenie silników Diesla i układy pomocnicze są zbliżone do silników gazowych z tą różnicą, że konieczne jest zrealizowanie gospodarki magazynowej paliwa (zbiorniki, pompy), co dla większych układów składających się z grupy jednostek oznacza znacznie większe zapotrzebowanie terenu w porównaniu z silnikami gazowymi.

Poniżej przedstawiono porównanie parametrów jednostek kogeneracyjnych wykorzystujących silniki Diesla.

Tabela 9.7 Instalacje planowane – wysokosprawna kogeneracja na silnikach Diesla

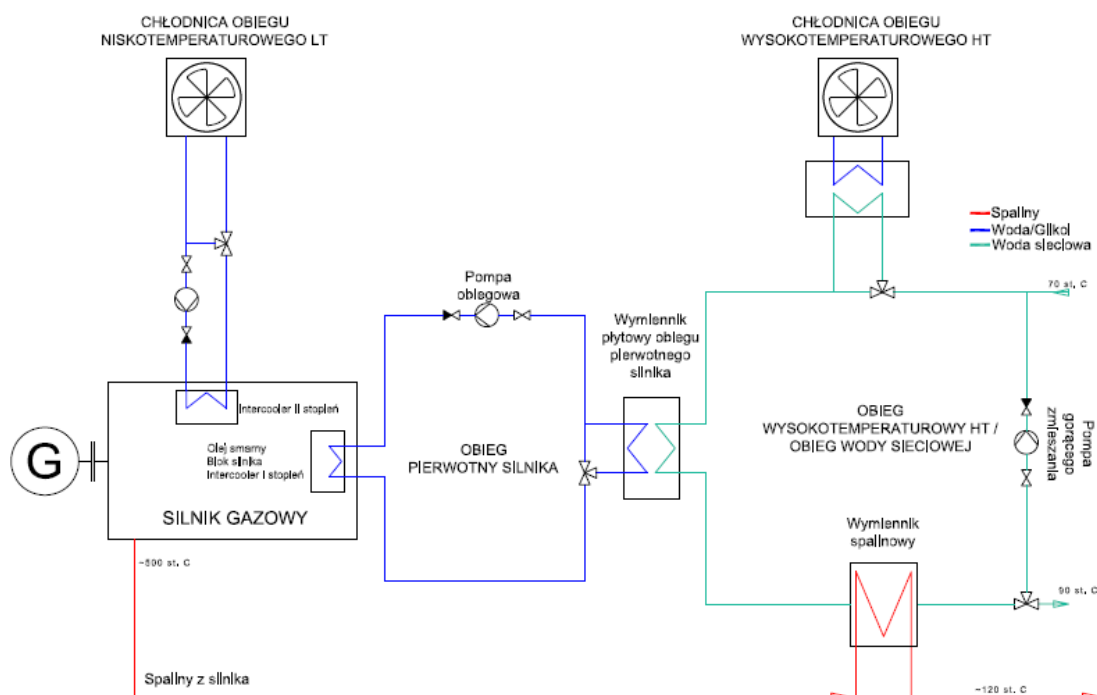
Wariant inwestycyjny	Jednostka	Bloki kogeneracyjne - silniki Diesla			
		CHP1	CHP2	CHP3	CHP4
Typ bloku		Silniki Diesla	Silniki Diesla	Silniki Diesla	Silniki Diesla
Ilość jednostek	-	1	1	1	1
Moc nominalna bloku brutto	MWe	0,02	1,2	5,3	8,9
Moc nominalna bloku netto	MWe	0,02	1,2	5,2	8,8
Moc cieplownicza bloku	MWt	0,03	1,3	4,8	7,6
Maksymalna moc w paliwie	MW	0,07	2,9	12,0	19,8
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000	8000	8000	8000
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	8000	8000	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	0,2	9,5	41,8	70,1
Produkcja roczna ciepła	TJ	0,8	38,4	137,4	217,9
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	0,159	4,4	17,2	27,6
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mln PLN/MW	8,0	3,7	3,2	3,1
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh/rok	795,0	463,2	411,5	393,7
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ/rok	198,8	114,6	125,2	126,7
Powierzchnia terenu	m ²	25	1 950	2 900	4 500
Powierzchnia terenu jednostkowo	m ² /MW	1 250	1 625	547	506

Nakłady na bloki z silnikami Diesla oszacowano na podstawie wiedzy własnej konsultanta oraz w oparciu o informacje od producentów, oferty budżetowe i cenniki.

9.3.3 Wysokosprawna kogeneracja gazowa – silniki gazowe

Silniki gazowe tłokowe wykorzystywane w układach kogeneracyjnych są silnikami z zapłonem iskrowym, działającymi w obiegu Otto. Oznacza to, że spalanie sprężonej mieszanki paliwowo-powietrznej zainicjowane jest iskrą powstającą pomiędzy elektrodami świecy zapłonowej. Na rynku dostępne są silniki o mocy elektrycznej od 35 kWe i 45 kWt do 20 MWe i 20 MWt mocy cieplnej w jednym urządzeniu przy sprawności elektrycznej 48,5%.

Rysunek poniżej przedstawia przykładowy uproszczony schemat cieplny włączenia pojedynczego agregatu kogeneracyjnego do sieci cieplnej.



Rysunek 9.1 Schemat ciepłny silnika włączonego do sieci ciepłowniczej

Spalanie sprężonej mieszanki paliwowo-powietrznej zainicjowane jest iskrą w cylindrach silnika. Moc wytworzona na wale przekazywana jest do generatora i wyprowadzana do sieci. Silnik gazowy chłodzony jest dwoma obiegami wodnymi: wysokotemperaturowy (z odzyskiem ciepła, „obieg HT”) i niskotemperaturowym (odzysk ciepła). Oba obiegi tworzą razem odzysk ciepła z silnika do celów ciepłowniczych. Typowo, obieg HT zasilany jest ciepłem chłodzenia płaszcza silnika, ciepłem chłodzenia oleju smarowego i ciepłem pierwszego stopnia chłodzenia powietrza sprężonego w turbosprężarce. Dalszy podgrzew wody w obiegu wtórnym następuje w wymienniku płaszczowo-rurowym spaliny-woda (odzysknicowym kotle wodnym). W zależności od zastosowania układy kogeneracyjne z silnikami gazowymi wyposaża się w chłodnice wentylatorowe pozwalające na pracę układu na produkcję wyłącznie energii elektrycznej. W nakładach inwestycyjnych założono, że układy kogeneracyjne wyposażone będą w chłodnice wentylatorowe pozwalające na zrzut całego ciepła z płaszcza silnika, intercoolera i oleju smarowego.

Każdy silnik do 4 MWe włącznie, może być dostarczony w kontenerze. Kontenery z silnikami gazowymi dostarczane są jako kompletne układy kogeneracyjne z zabudowanymi wszystkimi niezbędnymi systemami: wentylacja, układ automatycznego uzupełniania oleju smarowego, układ sterowania, układ chłodzenia / układ odzysku ciepła. Jednostki w kontenerach mają krótki czas montażu i mogą być uruchomione już w miesiąc po dostarczeniu na plac budowy. Kolejną zaletą kontenerów może być możliwość przeniesienia jednostki.

Układy kogeneracyjne złożone z kilku silników gazowych mogą być umieszczone w dedykowanym budynku. Podstawową zaletą dedykowanego budynku jest możliwość dowolnej integracji systemów pomocniczych, jak również większa przestrzeń serwisowa.

Założono, że instalacja kogeneracyjna w żadnym z analizowanych wariantów inwestycyjnych nie będzie zwymiarowana na pokrycie całej mocy obliczeniowej danego systemu ciepłowniczego, ponieważ jest to nieuzasadnione ze względów ekonomicznych. Dla analizowanych

elektrociepłowni nie zakłada się zabudowy akumulatora ciepła ani źródła szczytowego czy rezerwowego.

Można założyć, że podstawową wielkością decydującą o potencjale dla zastosowania układów kogeneracyjnych w systemach ciepłowniczych jest wielkość zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim (wówczas mamy do czynienia z możliwie najdłuższym czasem wykorzystania mocy znamionowej układu). W niniejszej pracy założono pracę instalacjach kogeneracyjnych w czterech opcjach opisanych poniżej.

Dla prezentowanych przykładowych inwestycji kogeneracyjnych z silnikami gazowymi EC1-EC3 założono ich pracę w podstawie ciepłowniczej systemów i zwymiarowano zgodnie z wielkością zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim (średnio około 10% mocy obliczeniowej dla systemu ciepłowniczego). Czas wykorzystania mocy cieplnej oraz elektrycznej w tych wariantach założono na poziomie 8000 h/a. Silniki pracują cały rok z pełną mocą cieplną i elektryczną, a ich czas pracy wynika z dyspozycyjności układu (przyjęto średniorocznie 760 h/a postojów serwisowych silników). Silniki pracują z średnioroczną sprawnością ogólną znacznie przekraczającą graniczną sprawność dla wysokosprawnej kogeneracji, ponieważ pracują cały rok w pełnym skojarzeniu.

Dla większego układu, o mocy elektrycznej rzędu 20 MWe (EC4) przyjęto założenie, że pracuje on w systemie ciepłowniczym, w którym pokrywa większą część zapotrzebowania na ciepło niż tylko podstawa systemu (więcej niż 10% mocy cieplnej obliczeniowej). Przyjęto, że moc cieplna kogeneracji wynosi około 25% cieplnej mocy obliczeniowej w danym systemie ciepłowniczym. Dla takich założeń czas wykorzystania mocy znamionowej cieplnej będzie zawierał się w zakresie 6500-7000 h/a. W związku z tym, że sprawność ogólna instalacji tej mocy znacznie przekracza sprawność graniczną, średnioroczny czas wykorzystania mocy elektrycznej może dłuższy niż dla mocy cieplnej. Zakłada się, że czas wykorzystania mocy elektrycznej dla analizowanej instalacji wynosi 7500 h/a, a cała energia elektryczna wyprodukowana jest w wysokosprawnej kogeneracji.

Poniżej przedstawiono zestawienie parametrów jednostek kogeneracyjnych wykorzystujących silniki gazowe. Przy kalkulacji nakładów założono budowę kompletnej instalacji kogeneracyjnej typu „green-field”, wyposażonej we wszystkie niezbędne przyłącza.

W przypadku instalacji EC1 i EC2 założono zabudowę silników w wyciszonym kontenerze. Spaliny wyprowadzone będą do komina na dachu kontenera.

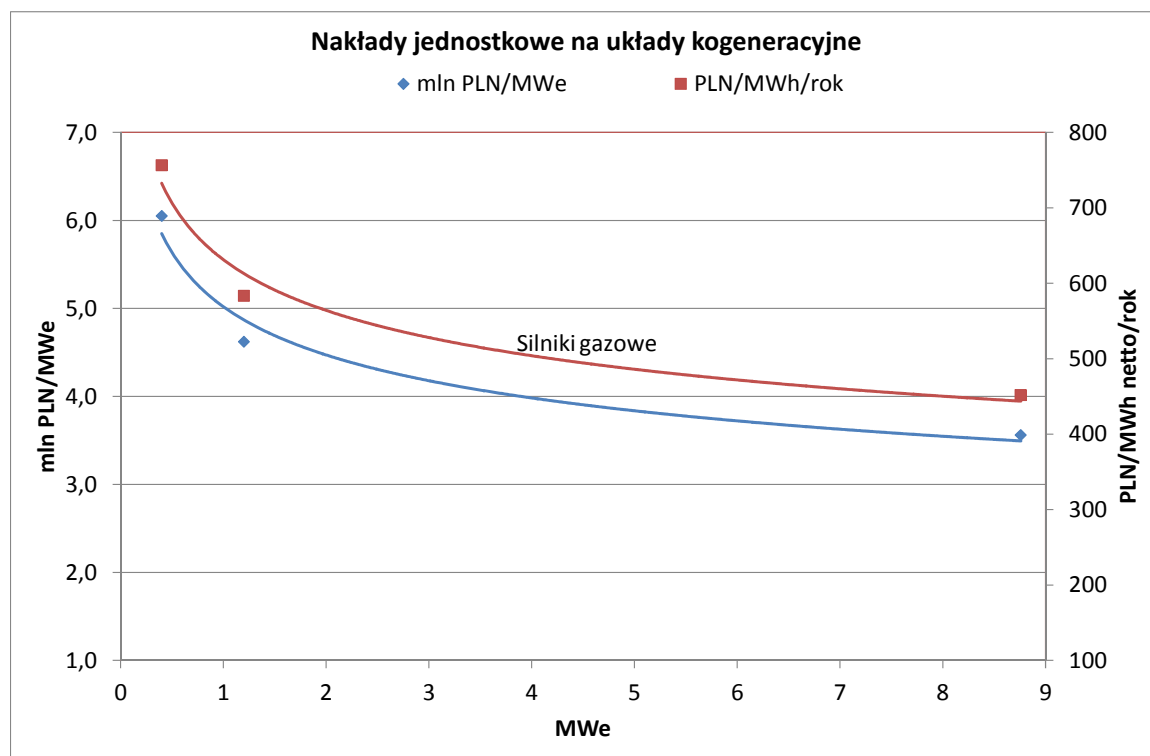
W wariantach EC3 i EC4 przyjęto, że blok kogeneracyjny będzie się składać z kilku szybkoobrotowych silników gazowych. Zakłada się zabudowę modułów w jednej hali o konstrukcji lekkiej. Spaliny z każdego silnika wyprowadzone będą osobnymi przewodami do kominów.

Poniżej przedstawiono parametry przykładowych jednostek kogeneracyjnych wykorzystujących silniki gazowe.

Tabela 9.8 Instalacje planowane – wydajna kogeneracja na silnikach gazowych

Wariant referencyjny	Jednostka	Bloki kogeneracyjne		
		EC1	EC2	EC3
Typ bloku		Silniki gazowe	Silniki gazowe	Silniki gazowe
Ilość jednostek	-	1	2-3	2-3
Moc nominalna bloku brutto	MWe	0,4	1,2	8,76
Moc cieplownicza bloku	MWt	0,5	1,3	8,3
Moc w paliwie	MW	1,1	3,0	20,4
Energia w paliwie	TJ	30,3	86,4	586,7
Sprawność elektryczna brutto	%	38,0%	40,0%	43,0%
Sprawność cieplna	%	88,4%	84,3%	83,9%
Typ chłodzenia		Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche	Chłodnice wentylatorowe suche
Czas wykorzystania mocy elektrycznej znamionowej	h	8000	8000	8000
Czas wykorzystania mocy cieplnej znamionowej	h	8000	8000	8000
Sprzedaż roczna energii elektrycznej	GWh	3,2	9,5	69
Produkcja roczna ciepła	TJ	15,3	38,3	240,2
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	2,42	5,54	31,16
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mIn PLN/MW	6,1	4,6	3,6
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/MWh/rok	756,3	583,2	451,6
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/GJ/rok	158,2	144,6	129,7
Powierzchnia terenu	m2	1500	2000	3500
Powierzchnia terenu jednostkowo	m2/MW	3750	1666,7	399,5

Na wykresie poniżej zobrazowano kształtowanie się nakładów jednostkowych dla analizowanych wariantów.



Rysunek 9.2 Nakłady jednostkowe bloków kogeneracyjnych z silnikami gazowymi i turbinami gazowymi

10. PODZIAŁ NA PRZEDZIAŁY MOCOWE

Na podstawie analiz wybrano instalacje referencyjne dla projektów planowanych do wsparcia w ramach pomocy inwestycyjnej. Dla każdej z technologii referencyjnych określona została krzywa funkcyjna (linia trendu), która najlepiej przybliży zbiór danych o jednostkowych nakładach inwestycyjnych (odniesionych do jednostki mocy zainstalowanej lub jednostki produkcji w roku). Krzywa została wyznaczona funkcją trendu w programie Excel.

Następnie określone zostały wartości nakładów jednostkowych dla punktów określających granice przedziałów mocowych instalacji referencyjnych (instalacje graniczne). Punkty graniczne ustalono biorąc pod przebieg linii trendu, charakterystykę techniczną i zastosowanie poszczególnych instalacji referencyjnych.

W każdym przedziale zdefiniowane są wskaźniki kosztów jednostkowych dla wielkości granicznych, a w zakresie przedziału wskaźnik dla danej inwestycji planowanej będzie wyliczany według zależności liniowej pomiędzy granicami przedziału. Przyjęto tę metodę interpolacji liniowej w ramach przedziałów, ponieważ jest ona czytelna, a odchylenie od linii trendu jest akceptowalne przy odpowiednim podziale przedziałów. Uniknięto ewentualnych nieciągłości zmiany wartości i uniknięto skokowej zmiany wskaźnika referencyjnego, która by występowała w przypadku przyjmowania średnich wartości wskaźników nakładów dla każdego przedziału. Skokowa znacząca zmiana wskaźnika może powodować niepotrzebne dyskusje i wątpliwości, a także dawałaby wnioskodawcom impuls do ewentualnych manipulacji przy danych technicznych instalacji, gdyby np. wysokość wsparcia istotnie zależała od nieistotnej różnicy w wielkości instalacji.

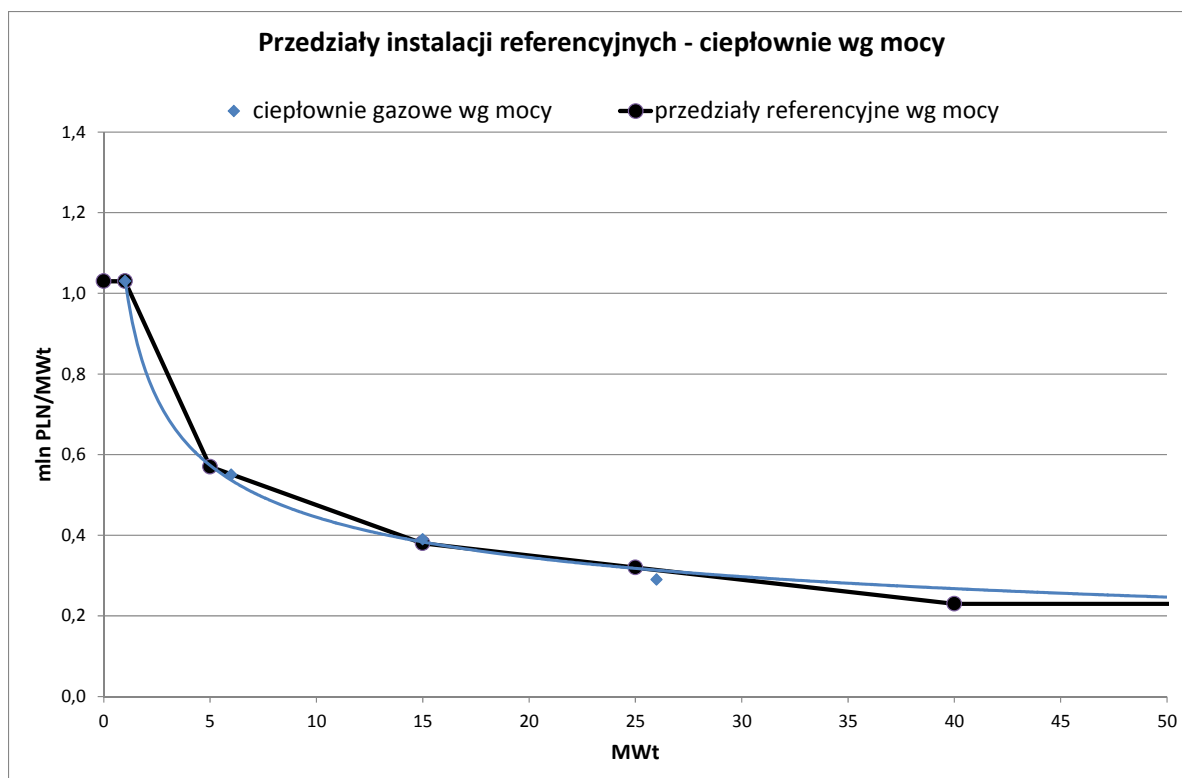
Dopasowanie przedziałów do linii trendu w poszczególnych grupach działalności przedstawiono graficznie w następujących podrozdziałach.

10.1 Odnawialne źródła ciepła

Instalacjami referencyjnymi dla odnawialnych źródeł ciepła są kotły gazowe. Kotły podzielono na 6 przedziałów według mocy i odpowiadającej im produkcji przy założeniu czasu wykorzystania mocy 2200 h/r):

1. do 1 MWt (8 TJ),
2. powyżej 1 MWt do 5 MWt (40 TJ)
3. powyżej 5 MWt do 15 MWt (119 TJ),
4. powyżej 15 MWt do 25 MWt (198 TJ),
5. powyżej 25 MWt do 40 MWt (317 TJ),
6. powyżej 40 MWt – wskaźnik stały na poziomie 40 MWt.

Na wykresie poniżej przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych z naniesionymi przedziałami.



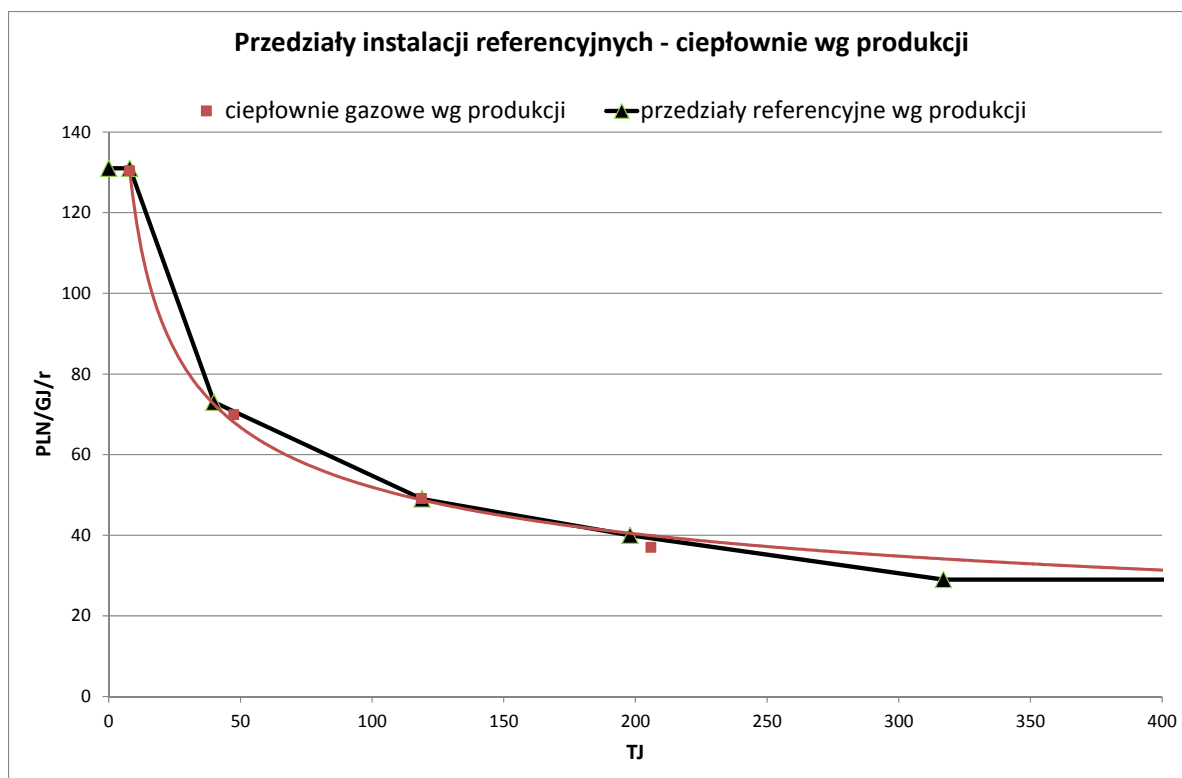
Rysunek 10.1 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla produkcji ciepła z OZE, według mocy źródła

Przypisując instalacje planowane do instalacji referencyjnych przyjęto zasadę, że jeśli istnieje techniczna możliwość, aby dana instalacja planowana pracowała tak jak instalacja referencyjna, to klasyfikacja powinna następować według mocy zainstalowanej instalacji. Instalacje paliwowe kwalifikowane według mocy zainstalowanej to:

- ciepłownie na biomasę,
- ciepłownie na biogaz,
- ciepłownie geotermalne.

Przedziały mocowe instalacji planowanych odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych. Dla instalacji poniżej 1 MWt stosowany jest wskaźnik nakładów referencyjnych jak dla instalacji 1 MWt.

Na kolejnym wykresie przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych z naniesionymi przedziałami według produkcji ciepła.



Rysunek 10.2 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla produkcji ciepła z OZE, według produkcji

Instalacje planowane kwalifikowane według produkcji/sprzedaży ciepła to:

- ciepłownie kolektorowe,
- instalacje inne – obecnie niezdefiniowane.

Do klasyfikacji powinna być brana ilość ciepła przeznaczona do wyprowadzenia (sprzedaży) na zewnątrz instalacji. Jeśli instalacja produkuje ciepło na własne potrzeby technologiczne, do klasyfikacji należy podać ilość ciepła, która może zostać wyprowadzona do odbiorców zewnętrznych, to znaczy użyta na cele inne niż cele inwestora związane z prowadzeniem danej instalacji.

Kolektory słoneczne w Polsce charakteryzują się niską produkcją roczną i w całości zostały zakwalifikowane do najniższego przedziału instalacji referencyjnych, tj. do mocy 1 MWt (8 TJ/r).

Przedziały instalacji planowanych innych odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych. Dla instalacji poniżej 1 MWt stosowany jest wskaźnik nakładów referencyjnych jak dla instalacji 1 MWt (tj. 8 TJ/r).

10.2 Odnawialne źródła energii elektrycznej

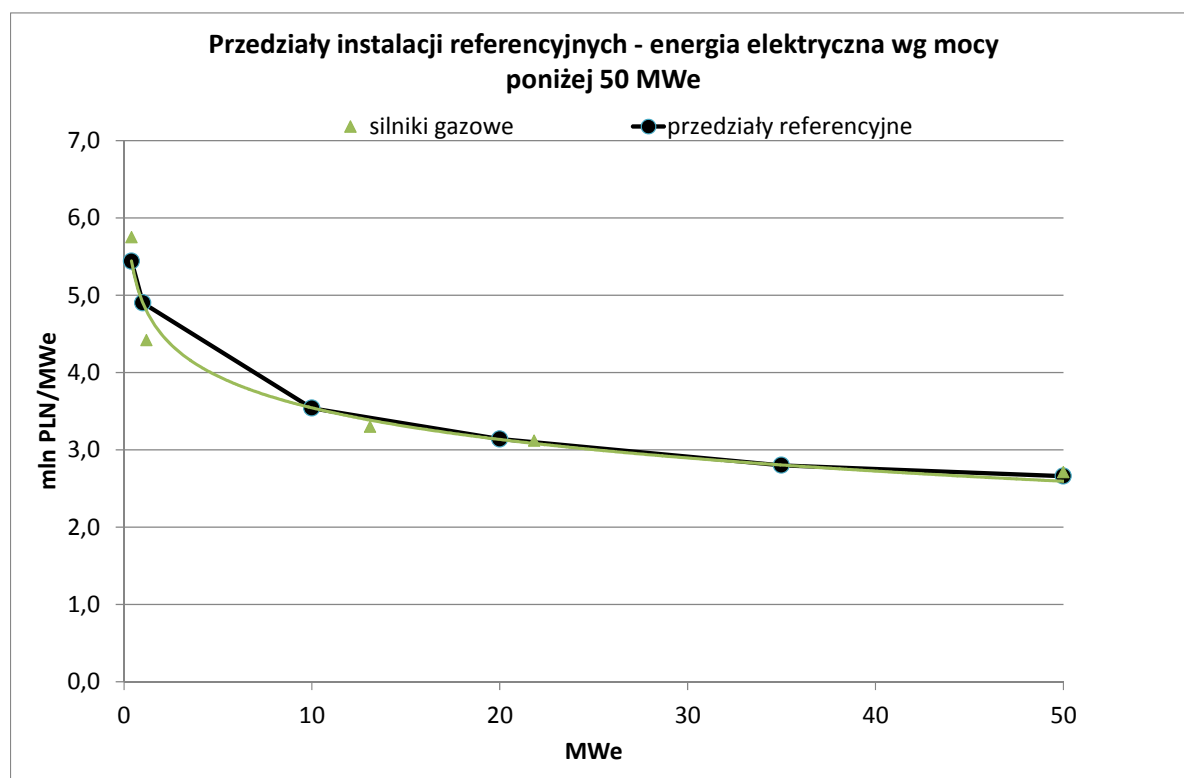
Instalacjami referencyjnymi dla odnawialnych źródeł energii elektrycznej są układy silników gazowych i bloki gazowo-parowe, zależnie od wielkości. Przypisując instalacje planowane do instalacji referencyjnych przyjęto zasadę, że jeśli istnieje techniczna możliwość, aby dana instalacja planowana pracowała tak jak instalacja referencyjna, to klasyfikacja powinna następować według mocy zainstalowanej instalacji.

Przy podziale według mocy zainstalowanej określono instalacje, dla których instalacją referencyjną będą silniki gazowe i instalacje, dla których referencyjne będą bloki gazowo-parowe.

Układy silników gazowych podzielono na 6 przedziałów według mocy i odpowiadającej im produkcji:

1. od 0,05 MWe do 1 MWe,
2. powyżej 1 MWe do 10 MWe,
3. powyżej 10 MWe do 20 MWe,
4. powyżej 20 MWe do 35 MWe,
5. powyżej 35 MWe do 50 MWe.

Na wykresie poniżej przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych z naniesionymi przedziałami.



Rysunek 10.3 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla produkcji energii elektrycznej z OZE, według mocy źródła poniżej 50 MWe

Instalacje paliwowe kwalifikowane według mocy zainstalowanej poniżej 50 MWe to:

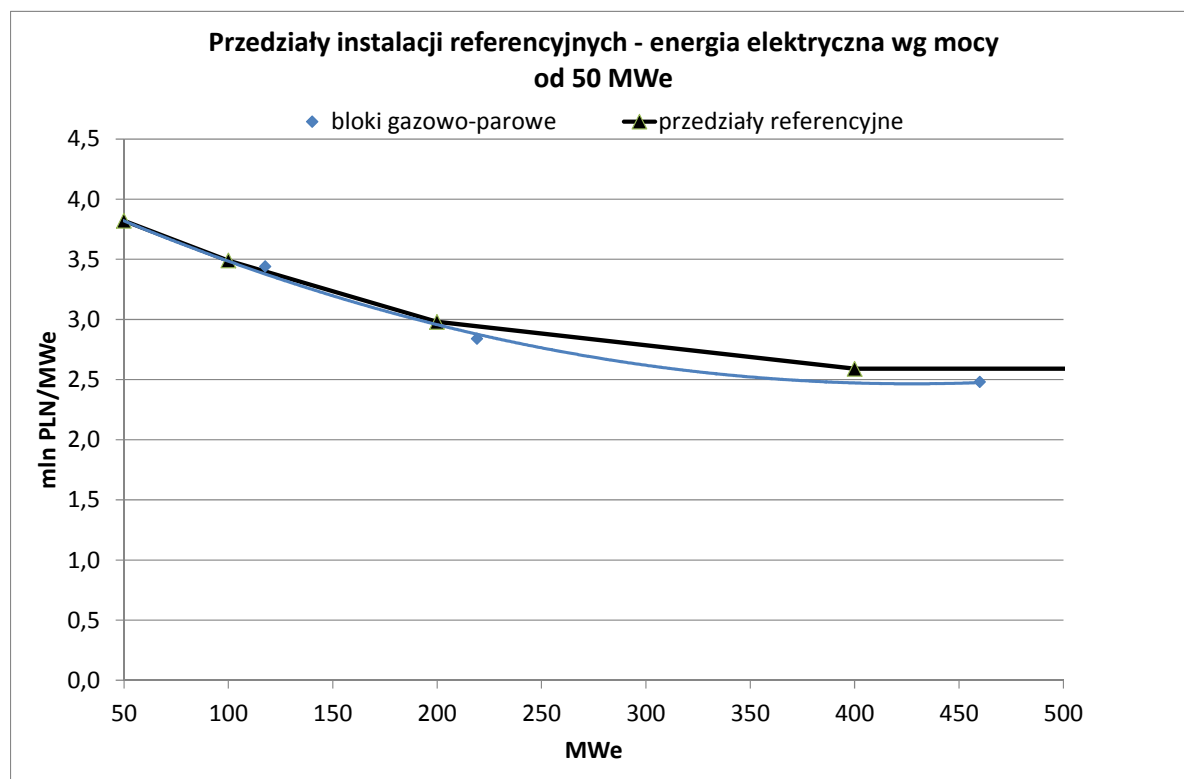
- elektrownie na biogaz rolniczy,
- elektrownie na biogaz ze składowiska odpadów.

Są to instalacje stosunkowo małe w warunkach polskich i nie oczekuje się, aby zgłaszane były projekty takich źródeł do produkcji energii elektrycznej o większej mocy niż 50 MWe. Przedziały mocowe instalacji planowanych odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych.

Bloki gazowo-parowe podzielono na 4 przedziały według mocy i odpowiadającej im produkcji:

1. od 50 MWe do 100 MWe,
2. powyżej 100 MWe do 200 MWe,
3. powyżej 200 MWe do 400 MWe,
4. powyżej 400 MWe – wskaźnik dla 400 MWe.

Na następnym wykresie przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych od 50 MWe z naniesionymi przedziałami.



Rysunek 10.4 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla produkcji energii elektrycznej z OZE, według mocy źródła od 50 MWe

Instalacje paliwowe kwalifikowane według mocy zainstalowanej od 50 MWe to:

- elektrownie na biomasę.

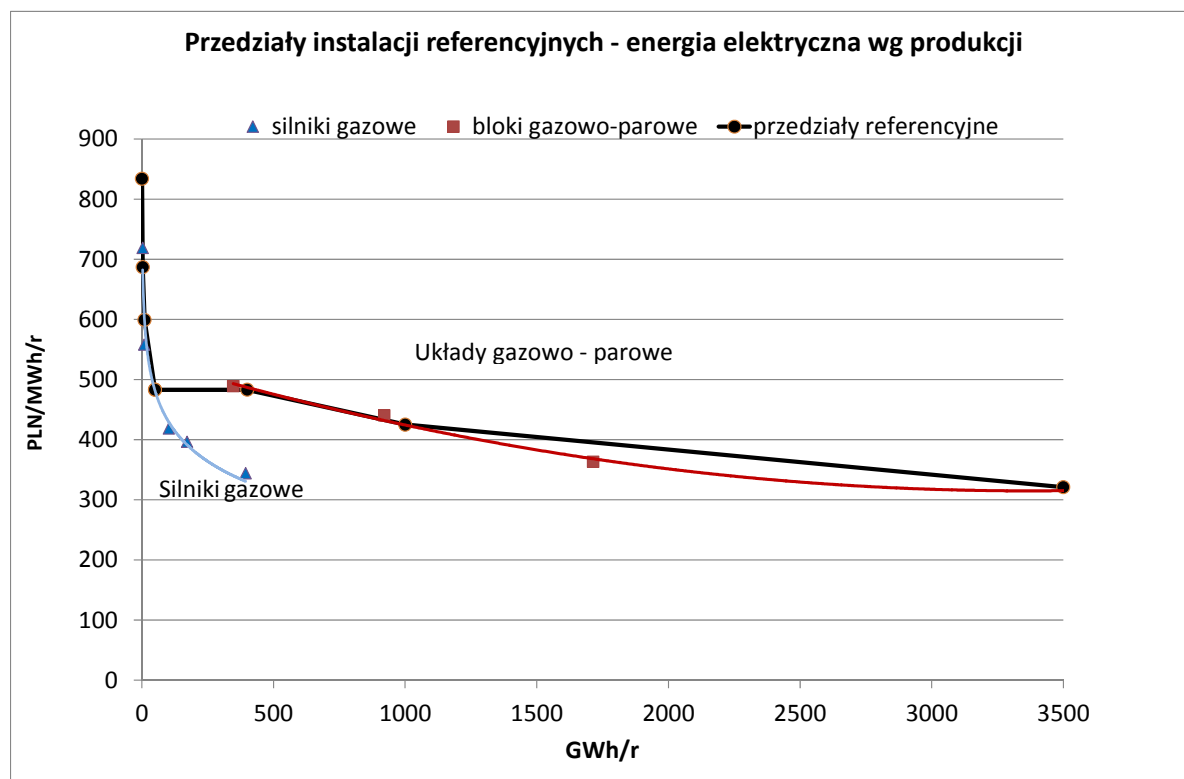
Dla elektrowni na biomasę o mocy poniżej 50 MWe stosuje się wskaźnik równy wskaźnikowi dla 50 MWe. Przedziały mocowe instalacji planowanych powyżej 50 MWe odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych.

Układy gazowe do produkcji energii elektrycznej podzielono na następujące przedziały według produkcji rocznej:

1. od 400 MWh do 3 GWh,
2. powyżej 3 GWh do 10 GWh,
3. powyżej 10 GWh do 50 GWh,
4. powyżej 50 GWh do 400 GWh,
5. powyżej 400 GWh do 1000 GWh,
6. powyżej 1000 GWh.

W zakresie kwalifikacji instalacji według produkcji energii elektrycznej w roku nie rozdzielano przedziałów ze względu na instalacje referencyjne (silniki i bloki gazowo-parowe). Założono płynne przejście z referencji silników na referencję bloku gazowo-parowego przy poziomie produkcji odpowiadającej blokowi gazowo-parowemu o mocy 50 MW. Celem było uniknięcie nieciągłości czy gwałtownej zmiany wskaźnika referencyjnego ze względu na dwie technologie referencyjne.

Na kolejnym wykresie przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych z naniesionymi przedziałami według produkcji (netto) energii elektrycznej w roku.



Rysunek 10.5 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla produkcji energii elektrycznej z OZE, według produkcji

Instalacje paliwowe kwalifikowane według produkcji/sprzedaży energii elektrycznej to:

- elektrownie fotowoltaiczne,
- elektrownie wiatrowe na lądzie,
- elektrownie wiatrowe na morzu,
- elektrownie wodne,
- instalacje inne – obecnie niezdefiniowane.

Do klasyfikacji powinna być brana ilość energii elektrycznej przeznaczona do sprzedaży lub na potrzeby inne niż zapewnienie funkcjonowania instalacji OZE, czyli energia elektryczna netto, po odliczeniu potrzeb własnych.

Przedziały instalacji planowanych odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych.

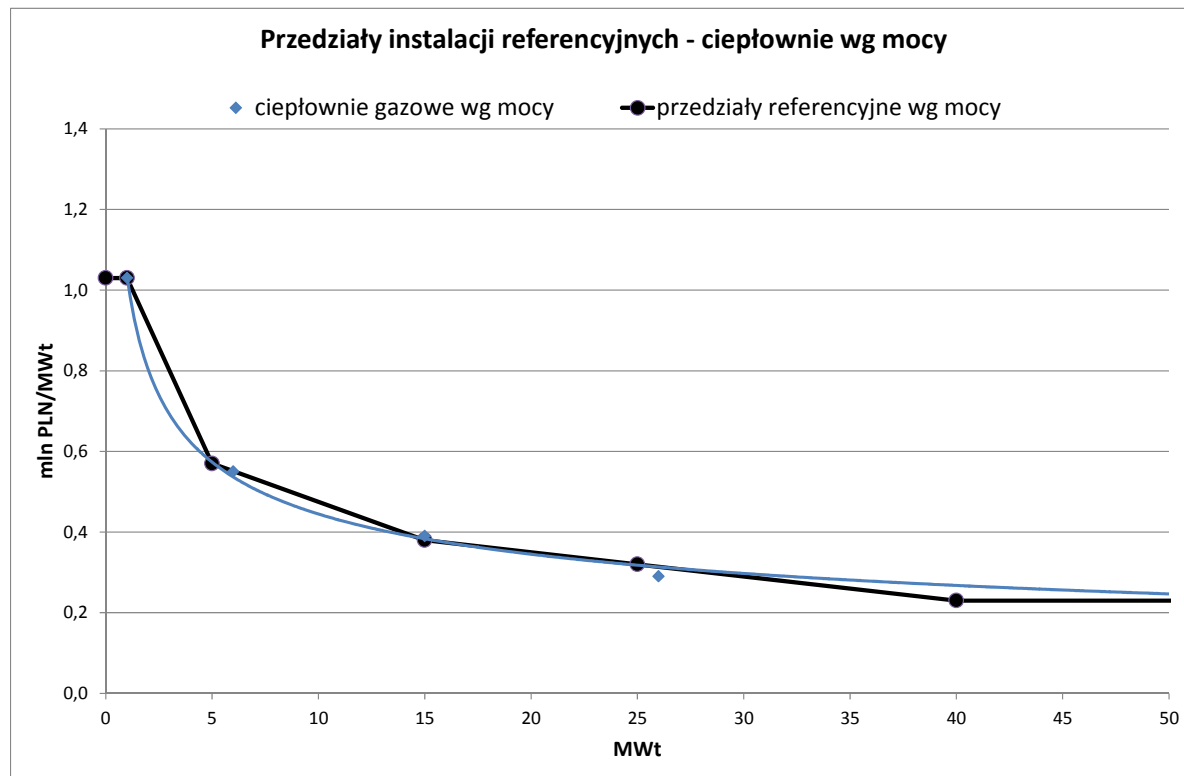
10.3 Odnawialne źródła kogeneracyjne

Instalacjami referencyjnymi dla odnawialnych źródeł kogeneracyjnych są kotły gazowe. Kotły podzielono na 6 przedziałów według mocy i odpowiadającej im produkcji:

1. do 1 MWt,
2. powyżej 1 MWt do 5 MWt,
3. powyżej 5 MWt do 15 MWt,
4. powyżej 15 MWt do 25 MWt,
5. powyżej 25 MWt do 40 MWt,

6. powyżej 40 MWt – wskaźnik stały na poziomie 40 MWt.

Na wykresie poniżej przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych z naniesionymi przedziałami.



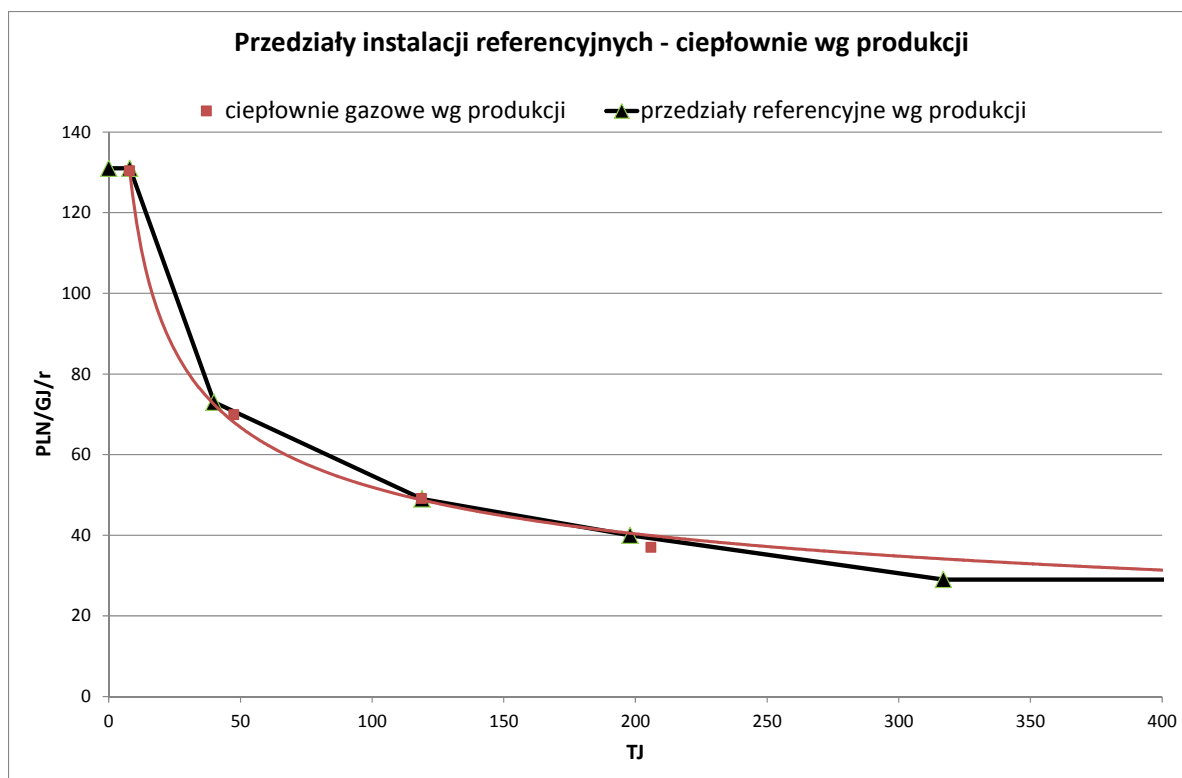
Rysunek 10.6 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla produkcji skojarzonej z OZE, według mocy źródła

Przypisując instalacje planowane do instalacji referencyjnych przyjęto zasadę, że jeśli istnieje techniczna możliwość, aby dana instalacja planowana pracowała tak jak instalacja referencyjna, to klasyfikacja powinna następować według mocy zainstalowanej instalacji. Instalacje paliwowe kwalifikowane według mocy zainstalowanej to:

- elektrociepłownie na biomasę,
- elektrociepłownie na biogaz rolniczy,
- elektrociepłownie na biogaz z oczyszczalni ścieków.

Przedziały mocowe instalacji planowanych odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych. Dla instalacji poniżej 1 MWt stosowany jest wskaźnik nakładów jak dla 1 MWt.

Na kolejnym wykresie przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych z naniesionymi przedziałami według produkcji ciepła w roku.



Rysunek 10.7 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla produkcji skojarzonej z OZE, według produkcji

Instalacje paliwowe kwalifikowane według produkcji/sprzedaży ciepła to:

- instalacje inne – obecnie niezdefiniowane.

Do klasyfikacji powinna być brana ilość ciepła przeznaczona do wyprowadzenia (sprzedaży) na zewnątrz instalacji. Jeśli instalacja produkuje ciepło na własne potrzeby technologiczne, do klasyfikacji należy podać ilość ciepła, która może zostać wyprowadzona do odbiorców zewnętrznych.

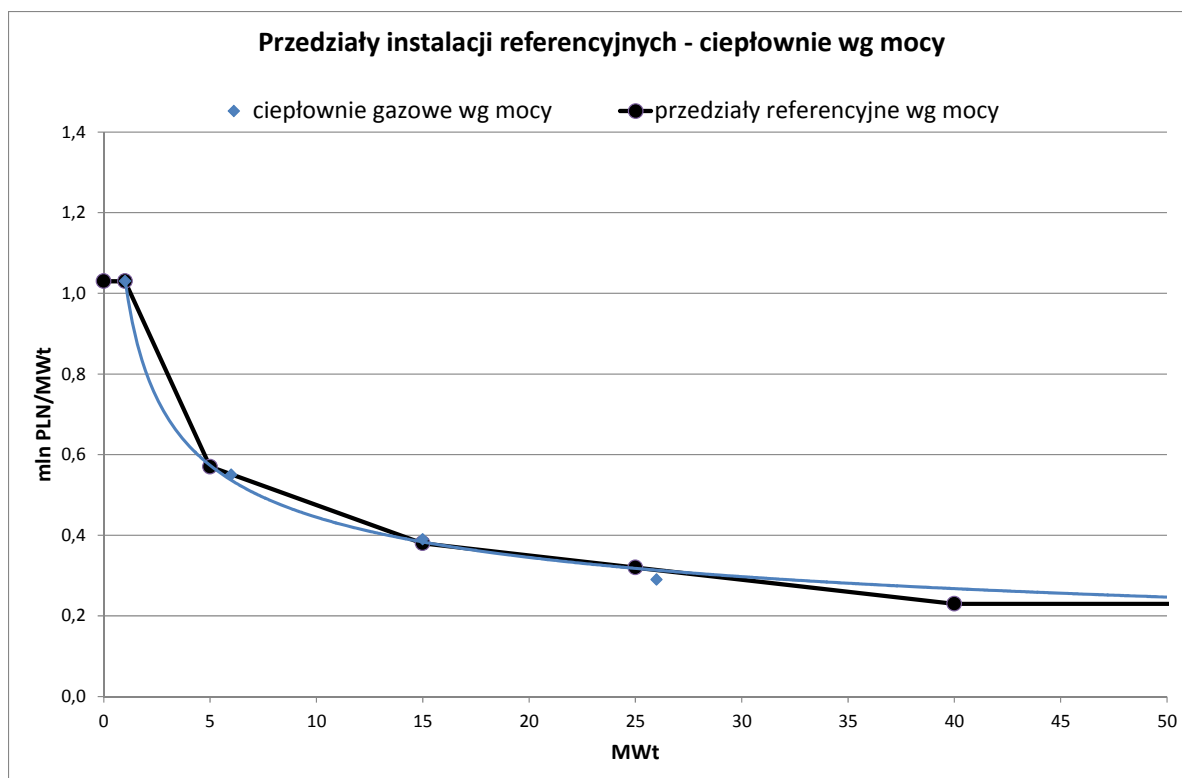
Przedziały instalacji planowanych odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych. Dla instalacji poniżej 1 MWt stosowany jest wskaźnik nakładów jak dla 1 MWt (8 TJ/r).

10.4 Instalacje wysokosprawnej kogeneracji

Instalacjami referencyjnymi dla źródeł wysokosprawnej kogeneracji są kotły gazowe. Kotły podzielono na 6 przedziałów według mocy i odpowiadającej im produkcji:

1. do 1 MWt,
2. powyżej 1 MWt do 5 MWt,
3. powyżej 5 MWt do 15 MWt,
4. powyżej 15 MWt do 25 MWt,
5. powyżej 25 MWt do 40 MWt,
6. powyżej 40 MWt – wskaźnik stały na poziomie 40 MWt.

Na wykresie poniżej przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych z naniesionymi przedziałami.



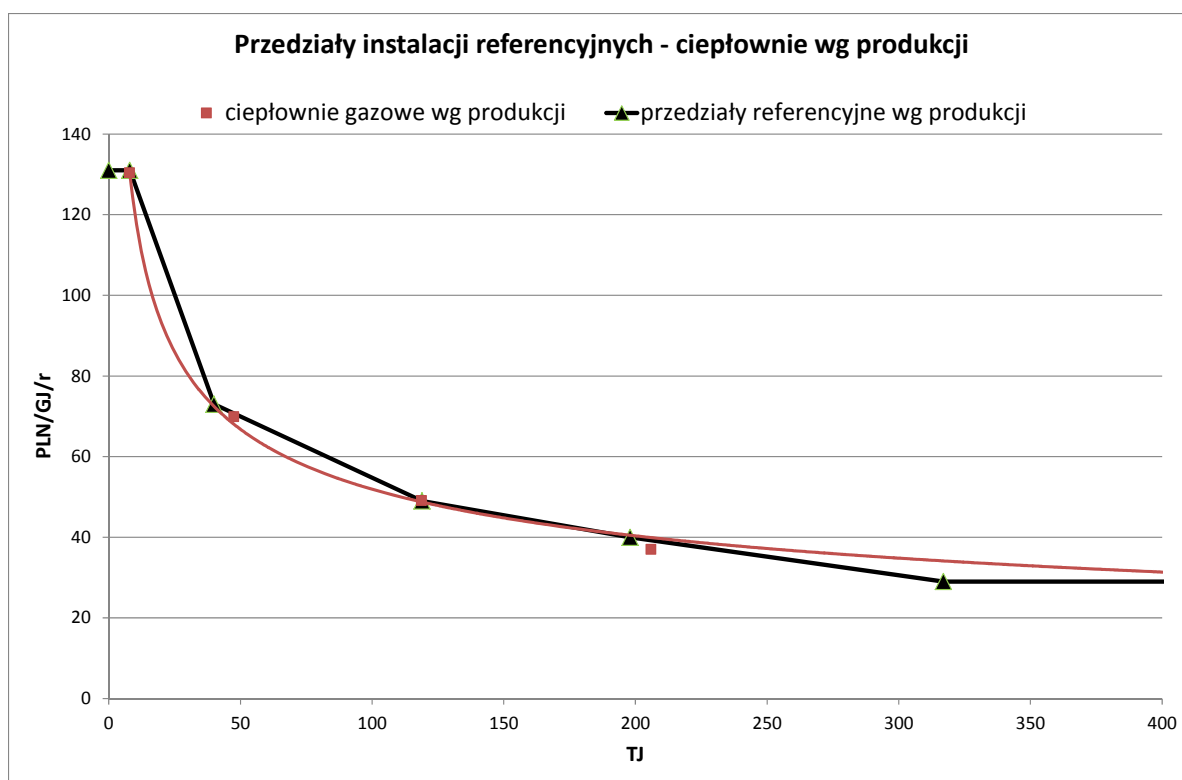
Rysunek 10.8 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla wysokosprawnej kogeneracji, według mocy źródła

Przypisując instalacje planowane do instalacji referencyjnych przyjęto zasadę, że jeśli istnieje techniczna możliwość, aby dana instalacja planowana pracowała tak jak instalacja referencyjna, to klasyfikacja powinna następować według mocy zainstalowanej instalacji. Instalacje paliwowe kwalifikowane według mocy zainstalowanej to:

- elektrociepłownie na biomasę,
- elektrociepłownie na biogaz rolniczy,
- elektrociepłownie na biogaz z oczyszczalni ścieków,
- elektrociepłownie na paliwa kopalne o mocy do 20 MW w paliwie.

Przedziały mocowe instalacji planowanych odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych z wyjątkiem elektrociepłowni na paliwa kopalne, dla której granicą górną jest moc w paliwie. Dla instalacji poniżej 1 MWt stosowany jest wskaźnik nakładów jak dla 1 MWt.

Na kolejnym wykresie przedstawiono linię trendu dla instalacji referencyjnych z naniesionymi przedziałami według produkcji ciepła w roku.



Rysunek 10.9 Podział na przedziały instalacji referencyjnych dla wysokosprawnej kogeneracji, według produkcji

Instalacje paliwowe kwalifikowane według produkcji/sprzedaży ciepła to:

- instalacje inne – obecnie niezdefiniowane.

Do klasyfikacji powinna być brana ilość ciepła przeznaczona do wyprowadzenia (sprzedaży) na zewnątrz instalacji. Jeśli instalacja produkuje ciepło na własne potrzeby technologiczne, do klasyfikacji należy podać ilość ciepła, która może zostać wyprowadzona do odbiorców zewnętrznych lub na potrzeby inne niż prowadzenie instalacji.

Przedziały instalacji planowanych odpowiadają przedziałom instalacji referencyjnych. Dla instalacji poniżej 1 MWt stosowany jest wskaźnik nakładów jak dla 1 MWt (8 TJ/r).

11. METODYKA WYLICZANIA KWOTY DOPUSZCZALNEJ WARTOŚCI POMOCY PUBLICZNEJ

Na potrzeby wyliczenia maksymalnej możliwej do udzielenia kwoty pomocy (zgodnie z przepisami regulującymi udzielanie pomocy publicznej - rozporządzenie KE nr 651/2014) przygotowano w programie Microsoft Excel 2010 narzędzie w postaci kalkulatora. Praca kalkulatora oparta jest na formułach. Nie stosowano makr ani dodatków.

11.1 Działanie kalkulatora

Plik kalkulatora służy do obliczania, zgodnie z przyjętą procedurą, kwoty maksymalnej dopuszczalnej wartości publicznej pomocy inwestycyjnej dla projektów OZE i wysokosprawnej kogeneracji na podstawie danych wprowadzanych przez użytkownika.

Plik składa się z 5 arkuszy:

- „interface” – arkusz komunikacji z użytkownikiem, w którym użytkownik wprowadza dane dotyczące planowanej inwestycji (wpisując lub wybierając z rozwijanej listy) oraz w którym na podstawie tych danych zwracane są wyniki kalkulacji kwoty pomocy inwestycyjnej;
- „OZE_ciepło”, „OZE_en_el”, „OZE_kogen”, „high_kogen” – arkusze zawierające powiązanie poszczególnych grup instalacji planowanych z odpowiednimi przedziałami instalacji referencyjnych, odpowiednio dla instalacji produkujących ciepło z OZE, energię elektryczną z OZE, instalacji kogeneracyjnych z OZE oraz instalacji wysokosprawnej kogeneracji. W arkuszu dotyczącym wybranego rodzaju planowanej instalacji wyliczane są teoretyczne jednostkowe nakłady na instalację referencyjną (wskaźnik nakładów referencyjnych). Arkusze te mogą być dostępne do wglądu użytkownika lub ukryte;

Wykresy przedstawiające jednostkowe nakłady na instalacje referencyjne oraz symulacje dla instalacji planowanych dla poszczególnych technologii w zależności od mocy/produkcji zaprezentowane są w celach informacyjnych dla Zamawiającego – nie przewiduje się ich w ostatecznej wersji Kalkulatora dla użytkownika.

- obliczenia – arkusz obliczeniowy, który w ostatecznej wersji ma być ukryty przed użytkownikiem Kalkulatora. W arkuszu wyliczona jest maksymalna intensywność wsparcia dla danej instalacji planowanej oraz wysokość samego wsparcia. W arkuszu znajdują się również listy haseł do list rozwijanych w arkuszu „interface”.

Wartości wprowadzane przez użytkownika wyświetlane są w kolorze niebieskim.

Dane i obliczenia, które docelowo mają nie być dostępne dla użytkownika, wyświetlane są na szarym tle. Docelowo w modelu dla użytkownika formuły powinny być niewidoczne.

W zaznaczonym na szaro obszarze arkusza „OZE_ciepło”, „OZE_en_el”, „OZE_kogen” lub „high_kogen”, w zależności od wyboru rodzaju planowanej instalacji, wyliczają się teoretyczne jednostkowe nakłady na instalację referencyjną (przypadające na jednostkę mocy lub produkcji) odpowiadającą instalacji planowanej. Poprzez pomnożenie ich przez moc lub produkcję planowanej inwestycji uzyskiwane są całkowite teoretyczne nakłady (netto) na instalację referencyjną. Nadwyżka podanych kosztów kwalifikowalnych dla planowanej inwestycji nad całkowitymi nakładami na instalację referencyjną to „luka nakładów”, która może być kwotą wsparcia, o ile spełnia warunki ograniczające dotyczące intensywności pomocy. Jeśli z warunków ograniczających wynika wartość maksymalnej kwoty wsparcia niższa niż wyliczona „luka nakładów”, to kwota wsparcia stanowi tę wartość. Jeżeli w warunkach danego konkursu nie określono ograniczeń dla kwoty pomocy.

Instalacje referencyjne podzielone są na przedziały według mocy lub produkcji. Dla granic przedziałów wyznaczono nakłady jednostkowe. Wyliczenie wskaźnika w ramach przedziału odbywa się według funkcji liniowej dla danego projektu przypisanego do danego przedziału. Inaczej mówiąc, każdy projekt ma wyliczony dla niego wskaźnik nakładów referencyjnych, na podstawie którego wyliczana jest kwota dopuszczalnego wsparcia.

Dla każdego przedziału wyliczenie wskaźnika następuje według poniższego wzoru:

$$Y = y_1 - (y_1 - y_2) \times \frac{X - x_1}{x_2 - x_1}$$

gdzie:

- x_1 początek przedziału wielkości dla instalacji referencyjnej
- x_2 koniec przedziału wielkości dla instalacji referencyjnej
- y_1 wartość nakładów jedn. dla początku przedziału

- y_2 wartość nakładów jedn. dla końca przedziału
X wielkość instalacji planowanej
Y wartość nakładów jedn. dla instalacji planowanej (wielkość wyznaczana)

Ograniczeniem dla wysokości wsparcia jest dopuszczalny poziom intensywności pomocy wynikający z rozporządzenia KE nr 651/2014:

1. Art. 40.5, dotyczący układów wysokosprawnej kogeneracji: Intensywność pomocy nie przekracza 45% kosztów kwalifikowalnych.
2. Art. 41.7, dotyczący energii ze źródeł odnawialnych: Intensywność pomocy nie przekracza:
 - 45% kosztów kwalifikowalnych dla instalacji, dla której zdefiniowano instalację referencyjną,
 - 30% kosztów kwalifikowalnych dla instalacji, dla której nie zdefiniowano instalacji referencyjnej.

Intensywność pomocy można zwiększyć o 10 punktów procentowych w przypadku pomocy na rzecz średniego przedsiębiorstwa i o 20 punktów procentowych w przypadku pomocy na rzecz małego przedsiębiorstwa.

Intensywność pomocy można zwiększyć o 15 punktów procentowych dla inwestycji usytuowanych na obszarach 15 województw oprócz mazowieckiego, oraz o 5 punktów procentowych dla inwestycji usytuowanych na obszarach województwa mazowieckiego.

Do celów obliczania intensywności pomocy i kosztów kwalifikowalnych stosuje się kwoty netto .

11.2 Dane wpisywane przez użytkownika

W arkuszu Interface użytkownik podaje następujące informacje:

1. DANE IDENTYFIKACYJNE WNIOSKODAWCY: nazwa wnioskodawcy, nazwa przedsięwzięcia (projektu), lokalizacja przedsięwzięcia.
2. DANE DLA INSTALACJI PLANOWANEJ:
 - wysokość nakładów netto,
 - kwalifikacja do wyliczenia intensywności pomocy (mały / średni przedsiębiorca, województwo) – użytkownik wybiera opcje z listy rozwijanej, nie może wybrać informacji sprzecznych,
 - czy inwestycja posiada instalację referencyjną (użytkownik wybiera opcje z listy rozwijanej, dopóki nie zaznaczy się TAK, puste pole jest równoważne z NIE), informacja na temat kwalifikacji instalacji referencyjnej powinna się znaleźć w warunkach danego konkursu,
 - dane techniczne:
 - rodzaj instalacji, technologia – wybór z listy rozwijanej,
 - moc, produkcja– produkcja netto średnioroczna w okresie trwałości projektu,
 - dla instalacji wysokosprawnej kogeneracji na paliwa kopalne – moc w paliwie.

Powyższe informacje powinny być również zawarte we wniosku koncesyjnym z tym zastrzeżeniem, że wniosek wymaga informacji za okres eksploatacji na okres minimum 3 lat:

- zestawienie rocznych, planowanych przychodów i kosztów dla działalności objętej wnioskiem koncesyjnym, na okres minimum trzech lat,

- zestawienie planowanych dostaw ciepła w GJ w okresie trzyletnim,
- zestawienie planowanej sprzedaży energii elektrycznej w MWh,
- wykaz urządzeń służących do wytwarzania ciepła wraz z opisem parametrów technicznych tych urządzeń, określeniem rodzaju wykorzystywanego paliwa pierwotnego,
- opis parametrów technicznych urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej z określeniem rodzaju wykorzystywanego paliwa.

W arkuszu Interface, po wypełnieniu danych dla instalacji, użytkownik otrzymuje informacje wynikowe:

- maksymalna intensywność pomocy,
- nakłady jednostkowe na instalację referencyjną (wskaźnik nakładów referencyjnych),
- potencjalne nakłady całkowite na instalację referencyjną,
- wydatki kwalifikowane (różnica nakładów pomiędzy instalacją referencyjną a instalacją planowaną lub całkowite nakłady, jeśli nie ma instalacji referencyjnej),
- maksymalna potencjalna kwota pomocy publicznej wynikająca z warunków ograniczających w zakresie dopuszczalności pomocy publicznej.

Wyliczona maksymalna dozwolona kwota pomocy publicznej nie musi być faktycznie przyznana kwotą pomocy, ponieważ mogą być inne ograniczenia wynikające z warunków danego konkursu.

ZAŁĄCZNIK 1

INSTRUKCJA WYPEŁNIANIE DANYCH KALKULATORA

W arkuszu Interface użytkownik podaje następujące informacje:

1. DANE IDENTYFIKACYJNE WNIOSKODAWCY:

Nazwa rejestrowa wnioskodawcy, informacje teleadresowe,

Imię i nazwisko osoby do kontaktu, informacje kontaktowe,

numer w Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej – CEIDG albo Krajowego Rejestru Sądowego (KRS) oraz numer identyfikacji podatkowej (NIP),

Nazwa projektu,

Lokalizacja projektu (adres, gmina, województwo)

2. DANE DLA INSTALACJI PLANOWANEJ:

- Kwota wydatków kwalifikowalnych netto– zasady kwalifikacji wydatków podane są w warunkach konkursu,
- Informacja, czy Wnioskodawca jest małym lub średnim przedsiębiorcą – wybór z listy rozwijanej,
- Województwo lokalizacji inwestycji – wybór z listy rozwijanej,
- Informacja, czy inwestycja posiada instalację referencyjną - wybór z listy rozwijanej, puste pole jest równoważne z NIE,

Uwaga: instalacji referencyjnej nie wyznaczono dla instalacji energii elektrycznej z OZE o mocy zainstalowanej niższej niż 0,05 MW lub rocznej produkcji poniżej 400 MWh.

- Dane techniczne:
 - a) Obszar (rodzaj) instalacji planowanej – wybór z listy rozwijanej,
 - b) Technologia – wybór z listy rozwijanej,
 - c) Moc instalacji brutto,
 - d) Średnia produkcja netto roczna w okresie trwałości projektu,
 - e) Dla instalacji wysokosprawnej kogeneracji na paliwa kopalne – moc w paliwie.

Uwaga: w zakresie wysokosprawnej kogeneracji na paliwa kopalne wsparcie otrzymać mogą jedynie instalacje o mocy co najwyżej 20 MW w paliwie (dotyczy środków unijnych).

W arkuszu Interface, po wypełnieniu danych dla instalacji, użytkownik otrzymuje informacje wynikowe:

- maksymalna dopuszczalna intensywność pomocy,
- nakłady jednostkowe na instalację referencyjną (wskaźnik nakładów referencyjnych), jeśli jest,
- nakłady całkowite na instalację referencyjną,
- wydatki kwalifikowane (różnica nakładów pomiędzy instalacją referencyjną a instalacją planowaną lub całkowite nakłady, jeśli nie ma instalacji referencyjnej),
- maksymalna potencjalna kwota pomocy publicznej wynikająca z warunków ograniczających w zakresie dopuszczalności pomocy publicznej.

Wyliczona maksymalna dozwolona kwota pomocy nie musi być faktycznie przyznaną kwotą pomocy, ponieważ mogą być inne ograniczenia wynikające z warunków danego konkursu.

Arkusze „OZE_ciepło”, „OZE_en_el”, „OZE_kogen”, „high_kogen” to arkusze informacyjne, zawierające powiązanie poszczególnych grup instalacji planowanych z odpowiednimi przedziałami instalacji referencyjnych, odpowiednio dla instalacji produkujących ciepło z OZE, energię elektryczną z OZE, instalacji kogeneracyjnych z OZE oraz instalacji wysokosprawnej kogeneracji. W arkuszu dotyczącym wybranego rodzaju planowanej instalacji wyliczane są teoretyczne jednostkowe nakłady na instalację referencyjną (wskaźnik nakładów referencyjnych).

ZAŁĄCZNIK 2

KALKULATOR POMOCY PUBLICZNEJ

Kalkulator stanowi załącznik elektroniczny w programie Microsoft Excel 2010.

Dla użytkownika zewnętrznego plik może być ograniczony do jednej widocznej zakładki o układzie jak niżej. Dane w zakładce są danymi przykładowymi.

